Eni SpA enimed

000505_DV_EX_TCN_ENI_UMG_5002

CONCESSIONE DI COLTIVAZIONE IDROCARBURI G.C1.AG

PROGETTO CASSIOPEA

CASSIOPEA 3

PROGRAMMA DI PERFORAZIONE E COMPLETAMENTO

LOCALITÀ GELA (CL)

Giugno 2022

This document is property of Enimed S.p.A.
It shall neither be shown to Third Parties not used for purposes other than those for which it has been sent.

CONCESSIONE DI COLTIVAZIONE IDROCARBURI G.C1.AG

PROGETTO CASSIOPEA

000505_DV_EX_TCN_ENI_UMG_5002

CASSIOPEA 3

PROGRAMMA DI PERFORAZIONE E COMPLETAMENTO

Validity Status	Revision Number	Date	Description	Prepared	Checked	Approved
EX-DE	00	06/2022	EMISSIONE PER ENTI	Project team	Project Team	OPEM Il Responsabile Alberto Sardi

Company logo and business name	Company Document ID	
enimed	000505_DV_EX_TCN_ENI_UMG_5002 Job N.	
Facility and Sub Facility Name: 0821-00 GENERAL	Project name: CASSIOPEA	Scale: - / Sheet of Sheets: -
Document Title: CASSIOPEA 3 PROGRAMMA DI PERFORAZIONE E COMPLETAMENTO	Supersedes N. Superseded by N.	
	Plant Area: n.a.	Plant Unit: n.a.

Software: Microsoft Word

File Name:000505_DV_EX_TCN_ENI_UMG_5002.docx

This document is property of Enimed S.p.A.
It shall neither be shown to Third Parties not used for purposes other than those for which it has been sent.

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

This document is property of Enimed S.p.A.
It shall neither be shown to Third Parties not used for purposes other than those for which it has been sent.

PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE
POZZO CASSIOPEA 3
INFORMAZIONI GENERALI

Emissione: Giugno 2022

Prepared by:	Drilling Engineer – TEPE/INGP	S. Pinello	
	Drilling Engineer– TEPE/INGP	M.E. Cavanna	
	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. Baretti	ARPO Il Responsabile S. Baretti

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.

PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE

POZZO CASSIOPEA 3

INFORMAZIONI GENERALI

Emissione: Giugno 2022

Prepared by:	Drilling Engineer – TEPE/INGP	S. Pinello	
	Drilling Engineer– TEPE/INGP	M.E. Cavanna	
	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. Baretti	

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.

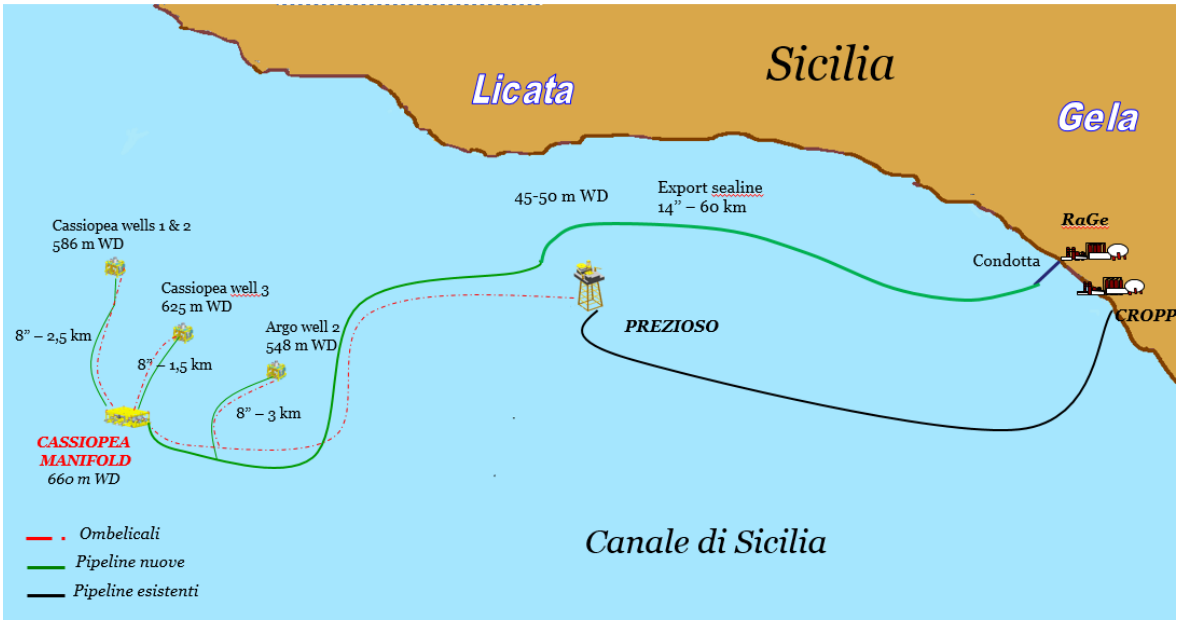
INDICE

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 10
1.2 OBIETTIVO MINERARIO 11
1.3 RACCOMANDAZIONI GENERALI 11
1.4 CARATTERISTICHE GENERALI IMPIANTO, BOP STACK E DOTAZIONI DI SICUREZZA 11
1.5 ELENCO PRINCIPALI CONTRATTISTE 11
1.6 CONTATTI IN CASO DI EMERGENZA 12
1.7 REQUISITI HSE 12
1.8 MANUALI DI RIFERIMENTO 12
1.9 UNITÀ' DI MISURA 13

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.

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 attraverso la perforazione del 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
- 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 3 è uno dei quattro pozzi con cui si intende sviluppare i campi di Argo-Cassiopea. Il pozzo si presenta con profilo verticale, le coordinate di wellhead coincidono quindi con quelle dei target. Nello specifico, si trova a 1236 m circa dal pozzo Cassiopea 2 Dir e a circa 1167 m dal pozzo esistente Cassiopea 1 Dir. I pozzi Cassiopea 1 e Cassiopea 2dir si trovano invece a una distanza di

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.

circa 100 m tra loro.

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.

I 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.

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.

1.1 DATI GENERALI DEL POZZO

1.1.1 TABELLA DATI GENERALI

VOCE	DESCRIZIONE
ANAGRAFICA	
Distretto geograficamente responsabile	DIME
Nome e sigla del pozzo	CASSIOPEA 3
Commessa Perf. / Acc. Min.	Da definire
Classificazione iniziale	NFW (New Field Wildcat)
Profondità finale prevista	1978 m TVDSS / 2003 m MD/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)	625 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	1565 m TVDSS / 1590 m MD/TVD RKB (impact point)
RIFERIMENTI TOPOGRAFICI	
Latitudine di partenza (geografica) N	36° 55' 37.197" N
Longitudine di partenza (geografica) E	13° 44' 16.335" E
Latitudine di partenza (metrica) N	4087584,72 N
Longitudine di partenza (metrica) E	2407585,90 E
Latitudine a TD (geografica) N	36°, 55', 37.197" N
Longitudine a TD (geografica) E	13°, 44', 16.335" E
Latitudine a TD (metrica) N	4087584,72 N
Longitudine a TD (metrica) E	2407585,90 E
Ellissoide / Geo Datum	HAYFORD INTERNATIONAL 1924 / ROMA MM
Tipo di proiezione	GAUSS – BOAGA
Semiasse 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

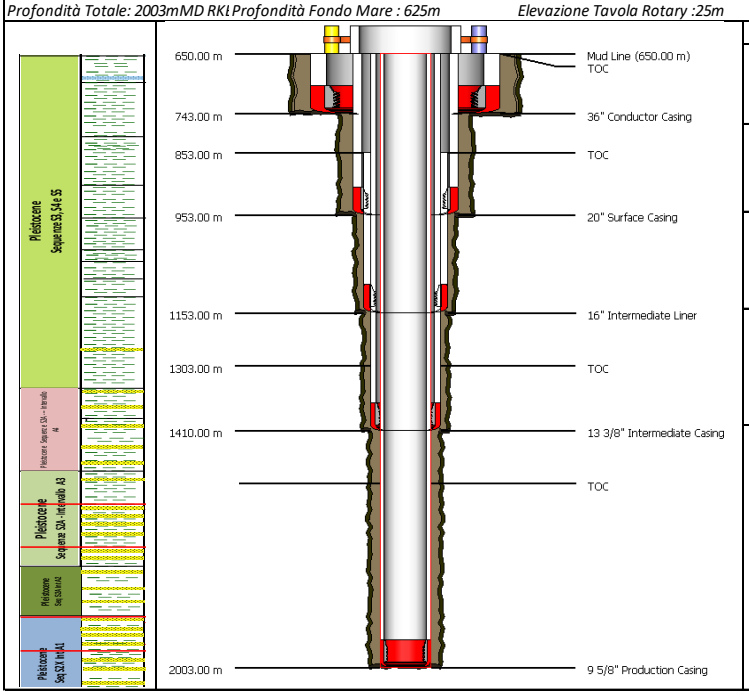
The present document is CONFIDENTIAL and it is the property of ENI
It shall not be shown to third parties nor shall it be used for reasons different from those owing to which it was given.

1.1.2 PROFILO POZZO

Si riporta qui di seguito lo schema del pozzo Cassiopea 3 a fine perforazione, con il profilo di tubaggio previsto in caso di esito positivo dell'accertamento minerario dopo la registrazione dei log.

Cassiopea 3 - Profilo Pozzo

Profondità Totale: 2003mMD RKB Profondità Fondo Mare : 625m *Elevazione Tavola Rotary :25m*



Hole Size (in)	MW/ECD (s.g)	Casing
24"x42"	1,05 SW + Hi-Vis	Conductor Pipe 36"-1.5"WT -X56-Leopard SD2 RB
24"	1,05 SW + Hi-Vis	Surface Casing 20"-129.4 lb/ft , X56M-Leopard SD2 60KSI
17.5"	1,14	Intermediate Casing 16"-84lb/ft -N80-Wedge 521
14 3/4"	1,25	Intermediate Casing 13 3/8"-68 lb/ft -J55 -Wedge 623
12 1/4"	1,35	Production Liner 9 5/8" - 53.5 lb/ft -L-80 -TSH BLUE

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.

1.1.3 DIAGRAMMA DI AVANZAMENTO

Si riporta di seguito il diagramma di avanzamento previsto per il pozzo CASSIOPEA 3. Per la stima dei tempi è stato preso in considerazione un impianto di tipo DP con un'altezza della tavola rotary di 25m da livello mare. La fase riserless verrà effettuata in batch con Cassiopea 2dir. Nella stima dei tempi sono stati considerati i log ma non gli eventuali carotaggi. Per la definizione dei tempi calcolati con metodo probabilistico si è utilizzato il software aziendale AWARE^{tm} applicato al sistema Well Cost.

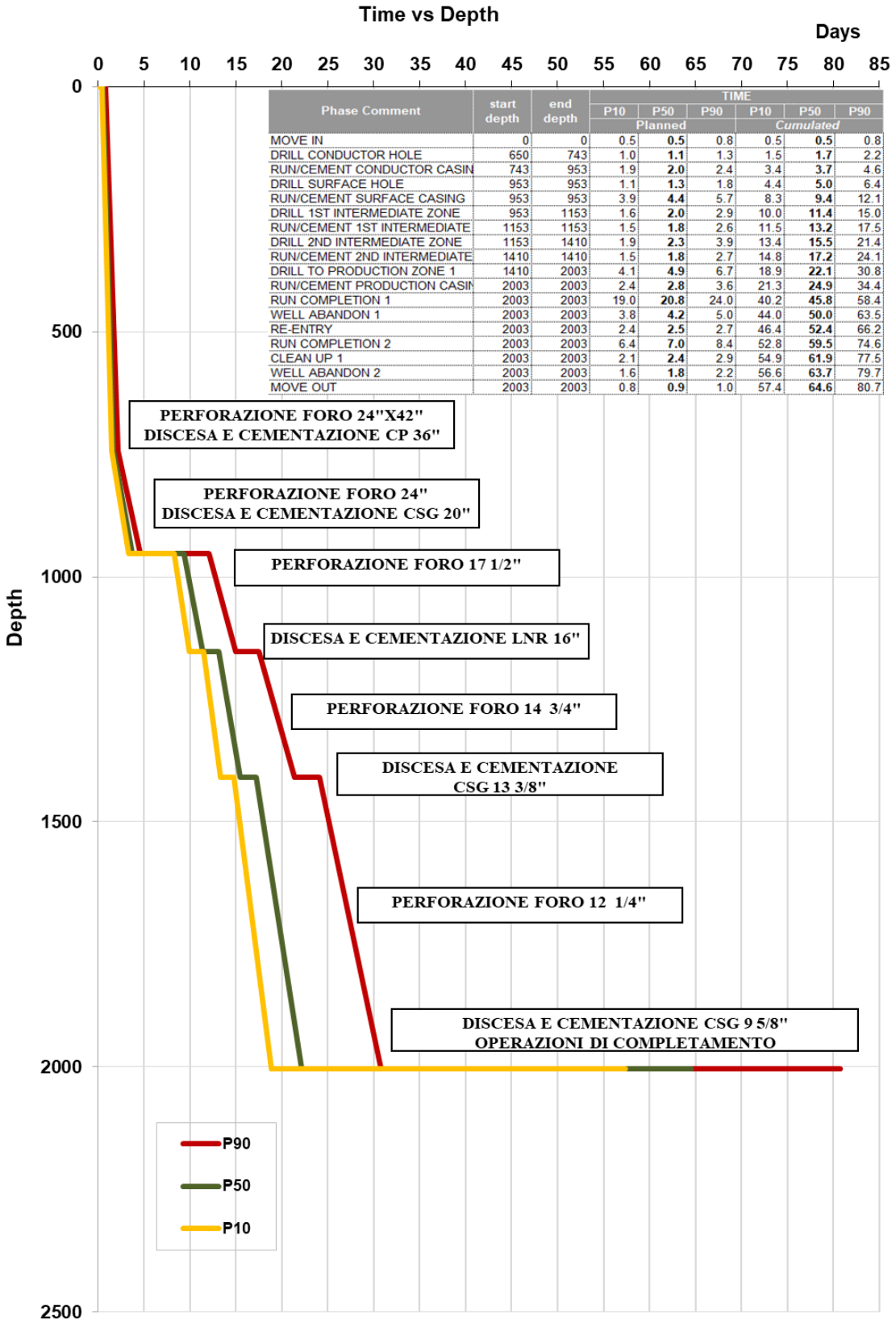
Activity Details Cassiopea 3 - Cassiopea 3 - Cassiopea 3 (AR 2021 INGP+TECP) DP --- Gps Ver.D

P10			P50			P90			DEPTH RKB			
PLAN h	CUMUL h	CUMUL Day	PLAN h	CUMUL h	CUMUL Day	PLAN h	CUMUL h	CUMUL Day	m	OPERATIONS SUMMARY	PHASE SUMMARY	COMMENT
11.4	11.4	0.5	12.8	12.8	0.5	19.6	19.6	0.8	0	Rig moving	MOVE IN	moving from C2 & Riserless preparation
2.1	13.4	0.6	2.5	15.4	0.6	3.2	22.7	0.9	0	Other	DRILL CONDUCTOR HOLE	M/U
10.7	24.1	1.0	12.0	27.4	1.1	14.3	37.0	1.5	0	Other	DRILL CONDUCTOR HOLE	RIW
6.1	30.2	1.3	6.8	34.2	1.4	8.0	45.0	1.9	0	Other	DRILL CONDUCTOR HOLE	Drill 42" hole
5.2	35.4	1.5	5.9	40.1	1.7	6.9	51.9	2.2	0	Circulate / Washing CP	DRILL CONDUCTOR HOLE	Circulate and POOH
2.7	38.1	1.6	3.1	43.2	1.8	3.6	55.5	2.3	0	Casing/liner equipment preparation	RUN/CEMENT CONDUCTOR CASING	P/U and M/U 30"CP shoe track and test
6.7	44.8	1.9	7.2	50.4	2.1	7.8	63.3	2.6	0	RIH casing/liner	RUN/CEMENT CONDUCTOR CASING	start run csg to sead bed and Install HPWHH
35.8	80.6	3.4	38.5	88.8	3.7	47.0	110.3	4.6	0	Cement casing/liner	RUN/CEMENT CONDUCTOR CASING	perfor cement job
5.8	86.4	3.6	6.6	95.4	4.0	8.2	118.5	4.9	0	BHA M/U	DRILL SURFACE HOLE	M7U and RIH
0.0	86.4	3.6	1.2	96.6	4.0	7.4	125.9	5.2	953	Drill formation	DRILL SURFACE HOLE	drill 24" hole section to TD
4.9	91.3	3.8	5.6	102.1	4.3	7.0	132.9	5.5	953	Circulate	DRILL SURFACE HOLE	circulate and displace SW with PAD mud
3.7	95.0	4.0	4.2	106.3	4.4	5.2	138.1	5.8	953	Short/Long trip	DRILL SURFACE HOLE	POOH 24" BHA to CP shoe, RIH back to TD, wash and ream to bottom
11.7	106.7	4.4	13.1	119.4	5.0	16.1	154.2	6.4	953	POOH BHA	DRILL SURFACE HOLE	displace SW with PAD MUD and POOH
2.7	109.4	4.6	3.1	122.4	5.1	3.6	157.7	6.6	953	Casing/liner equipment preparation	RUN/CEMENT SURFACE CASING	P/U and M/U 20" shoe track and test
12.4	121.8	5.1	13.9	136.3	5.7	15.9	173.7	7.2	953	RIH casing/liner	RUN/CEMENT SURFACE CASING	start run csg to sead bed and Install HPWHH
10.3	132.1	5.5	12.2	148.5	6.2	18.4	192.1	8.0	953	RIH casing/liner	RUN/CEMENT SURFACE CASING	connect 5" inner string at HPWHH, RIH csg to TD and land on LPWHH
7.7	139.7	5.8	9.1	157.6	6.6	14.0	206.1	8.6	953	Cement casing/liner	RUN/CEMENT SURFACE CASING	
2.0	141.7	5.9	2.6	160.2	6.7	3.2	209.2	8.7	953	Other	RUN/CEMENT SURFACE CASING	disconnect CART 18 3/4" from HPWHH and POOH 5" inner string
58.3	200.1	8.3	64.6	224.8	9.4	80.6	289.8	12.1	#N/D	#N/D	RUN/CEMENT SURFACE CASING	install BOP and tests
4.4	204.5	8.5	5.3	230.0	9.6	6.7	296.5	12.4	#N/D	BHA M/U	DRILL 1ST INTERMEDIATE ZONE	P/U, shallow test and preparation
2.2	206.7	8.6	2.5	232.5	9.7	3.1	299.6	12.5	#N/D	RIH BHA	DRILL 1ST INTERMEDIATE ZONE	17.5
3.0	209.7	8.7	3.5	236.0	9.8	4.4	304.0	12.7	#N/D	Mud substitution/conditioning	DRILL 1ST INTERMEDIATE ZONE	displace SW with OBM
5.4	215.0	9.0	6.3	242.3	10.1	8.0	312.0	13.0	#N/D	Mill Cement/Shoe	DRILL 1ST INTERMEDIATE ZONE	drill cmt shoe, wash, drill 5m new formation and circulate hole cleaning
1.1	216.1	9.0	1.6	243.9	10.2	2.3	314.3	13.1	#N/D	FIT/LOT	DRILL 1ST INTERMEDIATE ZONE	perform LOT
12.2	228.3	9.5	16.3	260.1	10.8	29.0	343.2	14.3	1153	Drill formation	DRILL 1ST INTERMEDIATE ZONE	drill 17 1/2" hole section to TD
2.0	230.3	9.6	2.6	262.8	10.9	3.6	346.8	14.5	1153	Circulate	DRILL 1ST INTERMEDIATE ZONE	pump HVP and circulate hole clean
3.7	234.0	9.7	4.2	267.0	11.1	5.2	352.0	14.7	1153	Short/Long trip	DRILL 1ST INTERMEDIATE ZONE	POOH 17 1/2" BHA (in back reaming) to 20" shoe, RIH back to TD, wash and
5.2	239.2	10.0	5.8	272.8	11.4	7.0	359.0	15.0	1153	POOH BHA	DRILL 1ST INTERMEDIATE ZONE	
5.7	244.9	10.2	6.4	279.1	11.6	7.5	366.5	15.3	1153	Other	RUN/CEMENT 1ST INTERMEDIATE CASING	change saver sub and handling equipment, retrieve WB
2.7	247.5	10.3	3.2	282.3	11.8	3.9	370.5	15.4	1153	Casing/liner equipment preparation	RUN/CEMENT 1ST INTERMEDIATE CASING	P/U and M/U 16" shoe track and test
2.2	249.8	10.4	2.6	284.9	11.9	3.1	373.6	15.6	1153	RIH casing/liner	RUN/CEMENT 1ST INTERMEDIATE CASING	RIH 16" lnr (in stands) towards sead bed
7.6	257.4	10.7	9.4	294.3	12.3	15.6	389.2	16.2	1153	RIH liner with DP	RUN/CEMENT 1ST INTERMEDIATE CASING	continue RIH to TD
5.3	262.8	10.9	6.6	300.9	12.5	13.3	402.5	16.8	1153	Cement casing/liner	RUN/CEMENT 1ST INTERMEDIATE CASING	
4.2	266.9	11.1	5.0	305.9	12.7	6.1	408.6	17.0	1153	Other	RUN/CEMENT 1ST INTERMEDIATE CASING	set/test 16" lnr hanger + top pkr and perform reverse circulation
5.2	272.2	11.3	5.8	311.8	13.0	6.9	415.5	17.3	#N/D	#N/D	RUN/CEMENT 1ST INTERMEDIATE CASING	POOH DP
3.7	275.9	11.5	4.3	316.0	13.2	5.2	420.6	17.5	#N/D	#N/D	RUN/CEMENT 1ST INTERMEDIATE CASING	RIH and install 20" WB
7.3	283.2	11.8	8.3	324.3	13.5	10.0	430.6	17.9	#N/D	BHA M/U	DRILL 2ND INTERMEDIATE ZONE	P/U, shallow test and preparation
2.7	285.9	11.9	3.0	327.4	13.6	3.7	434.3	18.1	#N/D	RIH BHA	DRILL 2ND INTERMEDIATE ZONE	14.75
5.3	291.2	12.1	6.2	333.6	13.9	7.8	442.1	18.4	#N/D	Mill Cement/Shoe	DRILL 2ND INTERMEDIATE ZONE	drill cmt shoe, wash, drill 5m new formation and circulate hole cleaning
2.7	293.9	12.2	3.1	336.7	14.0	3.9	446.0	18.6	#N/D	FIT/LOT	DRILL 2ND INTERMEDIATE ZONE	perform LOT
16.2	310.1	12.9	22.1	358.8	15.0	52.6	498.6	20.8	1410	Drill formation	DRILL 2ND INTERMEDIATE ZONE	drill 14 3/4" hole section to TD
2.0	312.1	13.0	2.6	361.4	15.1	3.5	502.1	20.9	1410	Circulate	DRILL 2ND INTERMEDIATE ZONE	pump HVP and circulate hole clean
3.7	315.9	13.2	4.2	365.6	15.2	5.1	507.1	21.1	1410	Short/Long trip	DRILL 2ND INTERMEDIATE ZONE	POOH 14 3/4" BHA (in back reaming) to 16" shoe, RIH back to TD, wash and
5.2	321.1	13.4	5.7	371.4	15.5	6.8	513.9	21.4	1410	POOH BHA	DRILL 2ND INTERMEDIATE ZONE	
5.7	326.7	13.6	6.3	377.6	15.7	7.7	521.7	21.7	1410	Other	RUN/CEMENT 2ND INTERMEDIATE CASING	change saver sub and handling equipment, retrieve WB
2.7	329.4	13.7	3.2	380.8	15.9	4.1	525.7	21.9	1410	Casing/liner equipment preparation	RUN/CEMENT 2ND INTERMEDIATE CASING	P/U and M/U 13 3/8" shoe track and test
4.6	334.0	13.9	5.4	386.2	16.1	7.0	532.7	22.2	1410	RIH casing/liner	RUN/CEMENT 2ND INTERMEDIATE CASING	RIH 13 3/8" (in stands)
3.9	337.8	14.1	4.8	391.0	16.3	9.8	542.5	22.6	1410	RIH casing/liner	RUN/CEMENT 2ND INTERMEDIATE CASING	continue RIH to TD
5.4	343.2	14.3	8.3	399.3	16.6	19.1	561.6	23.4	1410	Cement casing/liner	RUN/CEMENT 2ND INTERMEDIATE CASING	
2.7	345.9	14.4	3.2	402.4	16.8	4.1	565.7	23.6	1410	Other	RUN/CEMENT 2ND INTERMEDIATE CASING	set/test seal assy
6.4	352.3	14.7	7.1	409.5	17.1	8.7	574.3	23.9	#N/D	#N/D	RUN/CEMENT 2ND INTERMEDIATE CASING	POOH
3.7	356.0	14.8	4.2	413.7	17.2	5.3	579.6	24.1	#N/D	#N/D	RUN/CEMENT 2ND INTERMEDIATE CASING	RIH and install 13 3/8" WB

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.

5.3	361.3	15.1	6.2	419.9	17.5	7.2	586.8	24.4	#N/D	BHA M/U	DRILL TO PRODUCTION ZONE 1	P/U, shallow test and preparation
3.3	364.6	15.2	3.7	423.6	17.6	4.2	591.0	24.6	#N/D	RIH BHA	DRILL TO PRODUCTION ZONE 1	12.25
5.4	369.9	15.4	6.2	429.8	17.9	7.1	598.1	24.9	#N/D	Mill Cement/Shoe	DRILL TO PRODUCTION ZONE 1	drill cmt shoe, wash, drill 5m new formation and circulate hole cleaning
2.7	372.6	15.5	3.1	432.9	18.0	3.6	601.7	25.1	#N/D	FIT/LOT	DRILL TO PRODUCTION ZONE 1	perform LOT
32.4	405.0	16.9	41.6	474.5	19.8	71.0	672.6	28.0	2003	Drill formation	DRILL TO PRODUCTION ZONE 1	drill 12 1/2" hole section to TD
3.3	408.3	17.0	3.8	478.3	19.9	4.4	677.0	28.2	2003	Circulate	DRILL TO PRODUCTION ZONE 1	pump HVP and circulate hole clean
5.6	413.9	17.2	6.3	484.6	20.2	7.3	684.3	28.5	2003	Short/Long trip	DRILL TO PRODUCTION ZONE 1	POOH 12 1/4" BHA (in back reaming) to 13 3/8" shoe, RIH back to TD, wash and
6.4	420.3	17.5	6.9	491.5	20.5	7.6	691.9	28.8	2003	POOH BHA	DRILL TO PRODUCTION ZONE 1	
33.4	453.6	18.9	40.1	531.6	22.1	47.5	739.4	30.8	2003	Logging open hole	DRILL TO PRODUCTION ZONE 1	perform EWL+ MDT and pressure probe
5.7	459.3	19.1	6.4	538.0	22.4	7.4	746.9	31.1	2003	Other	RUN/CEMENT PRODUCTION CASING 1	change saver sub and handling equipment, retrieve WB
2.7	462.0	19.2	3.2	541.2	22.5	3.9	750.8	31.3	2003	Casing/liner equipment preparation	RUN/CEMENT PRODUCTION CASING 1	P/U and M/U 9 5/8" shoe track and test
8.2	470.2	19.6	9.7	550.9	23.0	12.0	762.7	31.8	2003	RIH casing/liner	RUN/CEMENT PRODUCTION CASING 1	RIH 9 5/8" csg (in stands)
3.9	474.1	19.8	4.9	555.8	23.2	9.1	771.8	32.2	2003	RIH casing/liner	RUN/CEMENT PRODUCTION CASING 1	continue RIH to TD
7.4	481.5	20.1	8.9	564.8	23.5	14.6	786.4	32.8	2003	Cement casing/liner	RUN/CEMENT PRODUCTION CASING 1	
2.7	484.1	20.2	3.2	568.0	23.7	3.9	790.3	32.9	2003	Other	RUN/CEMENT PRODUCTION CASING 1	set/test seal assy
9.1	493.2	20.6	10.2	578.1	24.1	11.9	802.2	33.4	#N/D	#N/D	RUN/CEMENT PRODUCTION CASING 1	POOH
10.0	503.2	21.0	12.1	590.3	24.6	14.8	817.0	34.0	#N/D	Logging cased hole	RUN/CEMENT PRODUCTION CASING 1	CBL/USIT
8.0	511.2	21.3	8.5	598.7	24.9	9.4	826.5	34.4	#N/D	#N/D	RUN/CEMENT PRODUCTION CASING 1	install WB on WH
17.1	528.3	22.0	19.3	618.0	25.8	22.5	849.0	35.4	#N/D	Other	RUN COMPLETION 1	Casing scraper and mud displacement with brine
15.9	544.2	22.7	18.6	636.6	26.5	21.9	870.9	36.3	#N/D	Other	RUN COMPLETION 1	RIH DP csg cleaning and filtered brine
7.4	551.6	23.0	8.2	644.8	26.9	9.6	880.5	36.7	#N/D	Other	RUN COMPLETION 1	Setting sump packer with EWL
9.8	561.4	23.4	11.2	656.1	27.3	13.5	894.0	37.3	#N/D	Other	RUN COMPLETION 1	CBL/VDL log
20.6	582.0	24.2	23.3	679.4	28.3	27.6	921.7	38.4	#N/D	Casing perforation	RUN COMPLETION 1	Perforation
14.7	596.7	24.9	16.5	695.9	29.0	19.2	940.9	39.2	#N/D	Casing washing	RUN COMPLETION 1	Post perforation scraper
35.3	632.0	26.3	37.6	733.5	30.6	42.2	983.1	41.0	#N/D	Other	RUN COMPLETION 1	Inside casing gravel pack - frac and pack
22.3	654.3	27.3	24.6	758.1	31.6	28.6	1011.6	42.2	#N/D	Other	RUN COMPLETION 1	Rih packer plug
20.6	675.0	28.1	23.3	781.4	32.6	27.4	1039.0	43.3	#N/D	Casing perforation	RUN COMPLETION 1	Perforation zone 2
21.4	696.3	29.0	22.6	804.0	33.5	25.2	1064.3	44.3	#N/D	Other	RUN COMPLETION 1	Backsurging with DST zone 2
23.1	719.4	30.0	25.2	829.2	34.6	29.2	1093.5	45.6	#N/D	Other	RUN COMPLETION 1	Retriving packer plug
29.3	748.7	31.2	31.6	860.8	35.9	35.6	1129.1	47.0	#N/D	Other	RUN COMPLETION 1	Inside casing gravel pack - GP
22.3	771.0	32.1	24.5	885.3	36.9	28.7	1157.8	48.2	#N/D	Other	RUN COMPLETION 1	Rih packer plug
20.5	791.5	33.0	23.4	908.7	37.9	27.5	1185.2	49.4	#N/D	Casing perforation	RUN COMPLETION 1	Perforation zone 3
23.1	814.6	33.9	25.3	934.0	38.9	29.2	1214.4	50.6	#N/D	Other	RUN COMPLETION 1	Retriving packer plug
14.6	829.2	34.5	15.8	949.8	39.6	18.0	1232.4	51.4	#N/D	Other	RUN COMPLETION 1	RIH intermediate string + GP packer
35.4	864.6	36.0	37.8	987.6	41.2	42.3	1274.7	53.1	#N/D	Other	RUN COMPLETION 1	Inside casing gravel pack - frac and pack
22.3	886.9	37.0	24.5	1012.1	42.2	28.4	1303.1	54.3	#N/D	Other	RUN COMPLETION 1	Rih packer plug
20.8	907.7	37.8	23.4	1035.5	43.1	27.5	1330.7	55.4	#N/D	Casing perforation	RUN COMPLETION 1	Perforation zone 4
23.1	930.7	38.8	25.3	1060.8	44.2	29.2	1359.8	56.7	#N/D	Other	RUN COMPLETION 1	Retriving packer plug
35.2	966.0	40.2	37.7	1098.5	45.8	42.2	1402.0	58.4	#N/D	Other	RUN COMPLETION 1	Inside casing gravel pack - frac and pack
0.0	966.0	40.2	0.0	1098.5	45.8	0.0	1402.0	58.4	#N/D	Perforation	RUN COMPLETION 1	TCP deployment and efficiency
0.0	966.0	40.2	0.0	1098.5	45.8	0.0	1402.0	58.4	#N/D	Running completion	RUN COMPLETION 1	Gravel pack performance during operations
0.0	966.0	40.2	0.0	1098.5	45.8	0.0	1402.0	58.4	#N/D	Running completion	RUN COMPLETION 1	Issues with GP packer
7.4	973.3	40.6	8.2	1106.7	46.1	9.1	1411.1	58.8	#N/D	RIH Bit/Taper Mill + Scraper	WELL ABANDON 1	Scraper Intermediate packer & BP setting area
5.4	978.7	40.8	6.2	1112.9	46.4	7.0	1418.1	59.1	#N/D	POOH Bit/Taper Mill + Scraper	WELL ABANDON 1	
22.0	1000.7	41.7	25.0	1137.9	47.4	31.2	1449.3	60.4	#N/D	Other	WELL ABANDON 1	Run, Set and test Intermediate string + POOH
10.7	1011.4	42.1	12.2	1150.1	47.9	14.0	1463.4	61.0	#N/D	Other	WELL ABANDON 1	FIV Inflow test
14.8	1026.2	42.8	16.8	1166.9	48.6	23.3	1486.7	61.9	#N/D	RIH and Set Bridge Plug / Cement Retainer	WELL ABANDON 1	Set and test retrievable BP
8.0	1034.2	43.1	8.2	1175.1	49.0	8.5	1495.2	62.3	#N/D	#N/D	WELL ABANDON 1	recover WB from WH and flush
22.0	1056.1	44.0	24.6	1199.6	50.0	27.7	1522.9	63.5	#N/D	Nipple down BOP	WELL ABANDON 1	Displace riser & Lift up BOP 50m. Move rig to next well
37.4	1093.5	45.6	38.3	1237.9	51.6	40.0	1562.9	65.1	#N/D	Nipple up BOP	RE-ENTRY	Rig positioning, Latch BOP and test (hopping)
19.3	1112.8	46.4	20.7	1258.6	52.4	25.7	1588.6	66.2	#N/D	#N/D	RE-ENTRY	Well Re-entry and recover bridge plug
7.7	1120.5	46.7	8.8	1267.4	52.8	10.0	1598.6	66.6	#N/D	Other	RUN COMPLETION 2	Retrieve wear bushing
78.3	1198.8	50.0	82.4	1349.8	56.2	90.5	1689.2	70.4	#N/D	RIH Completion	RUN COMPLETION 2	RIH completion
24.1	1222.9	51.0	27.1	1376.9	57.4	30.5	1719.7	71.7	#N/D	RIH subsea Landing String	RUN COMPLETION 2	RU and RIH Landing String
10.3	1233.2	51.4	12.1	1389.0	57.9	14.5	1734.2	72.3	#N/D	Other	RUN COMPLETION 2	RU Flow Head Lifting Frame
10.5	1243.7	51.8	11.9	1400.9	58.4	13.4	1747.6	72.8	#N/D	Other	RUN COMPLETION 2	Land/latch tbg hanger + test
4.2	1247.9	52.0	4.8	1405.7	58.6	5.4	1753.0	73.0	#N/D	Set packer	RUN COMPLETION 2	Set and test packer
7.3	1255.2	52.3	8.1	1413.8	58.9	9.0	1762.0	73.4	#N/D	Other	RUN COMPLETION 2	Test SCSSV, Retrieve isolation sleeve
11.4	1266.6	52.8	13.8	1427.5	59.5	28.7	1790.7	74.6	#N/D	Other	RUN COMPLETION 2	Cycle open FIV and AFIV
51.5	1318.1	54.9	57.3	1484.8	61.9	69.7	1860.4	77.5	#N/D	Other	CLEAN UP 1	Well Clean up
9.2	1327.2	55.3	10.0	1494.8	62.3	10.8	1871.2	78.0	#N/D	#N/D	WELL ABANDON 2	Install and test lower crown plug
8.2	1335.4	55.6	9.5	1504.3	62.7	14.8	1886.1	78.6	#N/D	#N/D	WELL ABANDON 2	Install and test upper crown plug
21.9	1357.4	56.6	24.1	1528.3	63.7	27.0	1913.0	79.7	#N/D	#N/D	WELL ABANDON 2	Displace riser, POOH LS
20.0	1377.3	57.4	22.1	1550.4	64.6	24.7	1937.8	80.7	#N/D	Nipple down BOP	MOVE OUT	Lift up BOP to move rig

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.

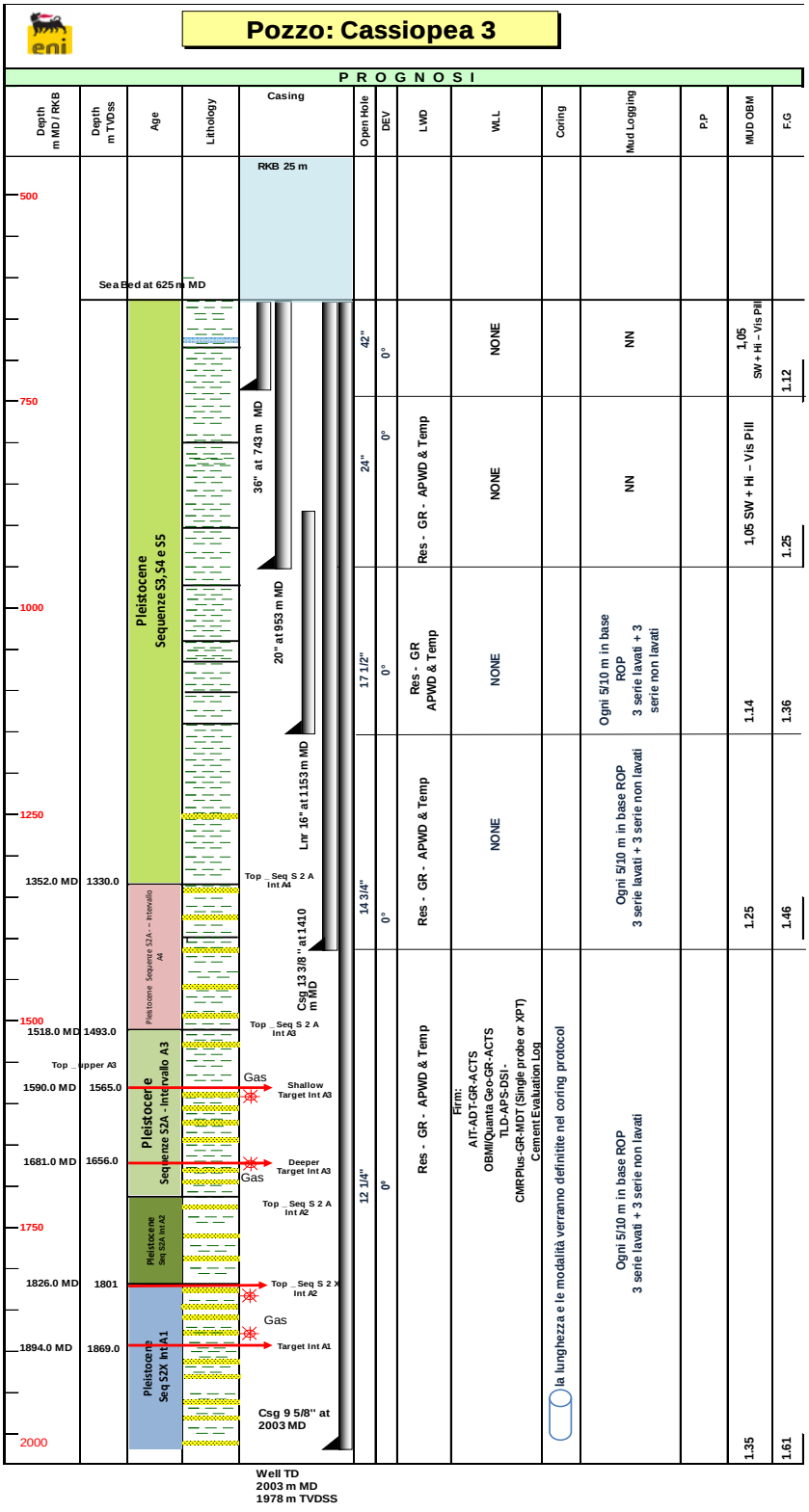


Phase Comment	start depth	end depth	TIME Planned P10	Planned P50	Planned P90	Cumulated P10	Cumulated P50	Cumulated P90
MOVE IN	0	0	0.5	**0.5**	0.8	0.5	**0.5**	0.8
DRILL CONDUCTOR HOLE	650	743	1.0	**1.1**	1.3	1.5	**1.7**	2.2
RUN/CEMENT CONDUCTOR CASIN	743	953	1.9	**2.0**	2.4	3.4	**3.7**	4.6
DRILL SURFACE HOLE	953	953	1.1	**1.3**	1.8	4.4	**5.0**	6.4
RUN/CEMENT SURFACE CASING	953	953	3.9	**4.4**	5.7	8.3	**9.4**	12.1
DRILL 1ST INTERMEDIATE ZONE	953	1153	1.6	**2.0**	2.9	10.0	**11.4**	15.0
RUN/CEMENT 1ST INTERMEDIATE	1153	1153	1.5	**1.8**	2.6	11.5	**13.2**	17.5
DRILL 2ND INTERMEDIATE ZONE	1153	1410	1.9	**2.3**	3.9	13.4	**15.5**	21.4
RUN/CEMENT 2ND INTERMEDIATE	1410	1410	1.5	**1.8**	2.7	14.8	**17.2**	24.1
DRILL TO PRODUCTION ZONE 1	1410	2003	4.1	**4.9**	6.7	18.9	**22.1**	30.8
RUN/CEMENT PRODUCTION CASI	2003	2003	2.4	**2.8**	3.6	21.3	**24.9**	34.4
RUN COMPLETION 1	2003	2003	19.0	**20.8**	24.0	40.2	**45.8**	58.4
WELL ABANDON 1	2003	2003	3.8	**4.2**	5.0	44.0	**50.0**	63.5
RE-ENTRY	2003	2003	2.4	**2.5**	2.7	46.4	**52.4**	66.2
RUN COMPLETION 2	2003	2003	6.4	**7.0**	8.4	52.8	**59.5**	74.6
CLEAN UP 1	2003	2003	2.1	**2.4**	2.9	54.9	**61.9**	77.5
WELL ABANDON 2	2003	2003	1.6	**1.8**	2.2	56.6	**63.7**	79.7
MOVE OUT	2003	2003	0.8	**0.9**	1.0	57.4	**64.6**	80.7

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.

1.1.4 PREVISIONI E PROGRAMMI DI ACQUISIZIONE INFORMAZIONI GEOLOGICHE

Per i dettagli vedasi programma di geologia operativa.



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.

1.2 OBIETTIVO MINERARIO

L'obiettivo minerario del pozzo CASSIOPEA 3 è rappresentato dai livelli porosi intercalati nelle serie argilloso – sabbiose del Pleistocene, appartenenti alla formazione Argo.

Grazie alla perforazione di Cassiopea 1 sono stati individuati una serie di obiettivi sovrapposti denominati dal più profondo al più superficiale A1, A2 A3 e A4.

I livelli che saranno messi in sviluppo con la perforazione del pozzo Cassiopea 3 appartengono all'obiettivo A1 e A3.

L'obiettivo superficiale (in zona A3) è atteso alla profondità di 1565 m TVDSS, all'interno della sequenza stratigrafica S2A; si prevede di attraversare tale intervallo fino a circa 1683 m TVDSS, per uno spessore complessivo di circa 119 m.

Il secondo obiettivo (in zona A1) appartiene alla sequenza stratigrafica S2X e verrà attraversato da circa 1801 m a circa 1873 m TVDSS per uno spessore complessivo di circa 75 m.

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 3 è il Saipem 10000, che è una drilling ship di Saipem.

1.5 ELENCO PRINCIPALI CONTRATTISTE

Tutti i vari servizi sono da definire.

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.

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)

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.

- G-1-MG-26427 Rev.02 (Well Operations Management Manual)
- 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

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.

SEZIONE 2 – PROGRAMMA GEOLOGICO

Emissione:Giugno 2022

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

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.

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

2 PROGRAMMA GEOLOGICO

2.1 INTRODUZIONE E UBICAZIONE GEOGRAFICA DEL CAMPO

Il pozzo Cassiopea 3 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

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 torbiditico 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. 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 1, Argo 2 e Cassiopea 1dir.
Nella sequenza S2A sono presenti anche corpi più o meno caotici argilloso-sabbiosi,

probabilmente deposti 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'offshre 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.
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, 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 3), 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 verticale 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.

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 interpretato e passante per la location del pozzo Cassiopea 3. 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 dai pozzi 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 S2A, già attraversata anch'essa da Cassiopea 1dir, Argo 1e Argo 2.

2.4 OBIETTIVO DEL POZZO

Lo scopo principale del pozzo Cassiopea 3 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 per mezzo di due nuovi pozzi, Cassiopea 3 e Cassiopea 2Dir, e del 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 e della sequenza S2X.
Cassiopea 3 è un pozzo verticale che si prevede attraversi la formazione pleistocenica fino alle Sabbie di Irene (Sequenza S2X).
L'obiettivo è rappresentato da livelli all'interno degli intervalli A3 (livelli H) e A1 (livelli J, Sequenza S2X) che si prevede di sviluppare mediante quattro intervalli aperti alla produzione: nell'intervallo A3 i livelli H5-H6 e H9-H11 e nell'intervallo A1 i livelli J-Jf e J1-J2, che sono stati rinvenuti mineralizzati a gas nel pozzo Cassiopea 1Dir, (Figura 7). La TD del pozzo è prevista a 1978m msl.
L'ubicazione del pozzo è mostrata in Figura 6, in un punto con profondità d'acqua di circa 647m.

Il profilo litostratigrafico previsto, è riportato in Figura 8.
Il top sequenza S2A è previsto ad una quota di 1501 m TVDSS, e si prevede di attraversarla fino alla quota di 1801 m TVDSS dove è previsto il Top della sequenza S2X che verrà attraversata fino alla TD del pozzo, per uno spessore complessivo nelle sequenze reservoir di circa 477 m.
La perforazione si dovrà concludere all'interno della F.ne Sabbie di Irene alla profondità di 1978m 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)

da 622 m (f.m.) a 1320 m: F.ne RIBERA - M.bro NARBONE
Sequenze S3, S4 e S5 (Pleistocene)
Argilla grigia siltosa con sottili intercalazioni di sabbia fine

da 1320 m a 1501 m: F.ne RIBERA - M.bro NARBONE
Sequenze S2A - (Pleistocene) – Intervallo A4

Argilla grigia siltosa con livelli di sabbia quarzosa fine

da 1501 m a 1701 m: F.ne RIBERA - M.bro NARBONE
Sequenze S2A - (Pleistocene) – Intervallo A3
Argilla grigia siltosa con frequenti intercalazioni di livelli di sabbia fine quarzosa da centimetrici a decimetrici.

da 1701 m a 1801 m: F.ne RIBERA - M.bro NARBONE
Sequenze S2A - (Pleistocene) – Intervallo A2
Argilla grigia siltosa con frequenti intercalazioni di livelli di sabbia fine quarzosa da centimetrici a decimetrici.

da 1801 m a 1978 m: F.ne Sabbie di Irene
Sequenze S2X - (Pleistocene) – Intervallo A1
Sabbie quarzose da medio fini a fini in livelli da sottili a metrici, intercalate ad argilla grigia.

2.6 POZZI DI RIFERIMENTO

Il principale pozzo di riferimento per la serie plio-pleistocenica che sarà attraversata dal pozzo Cassiopea 3 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.

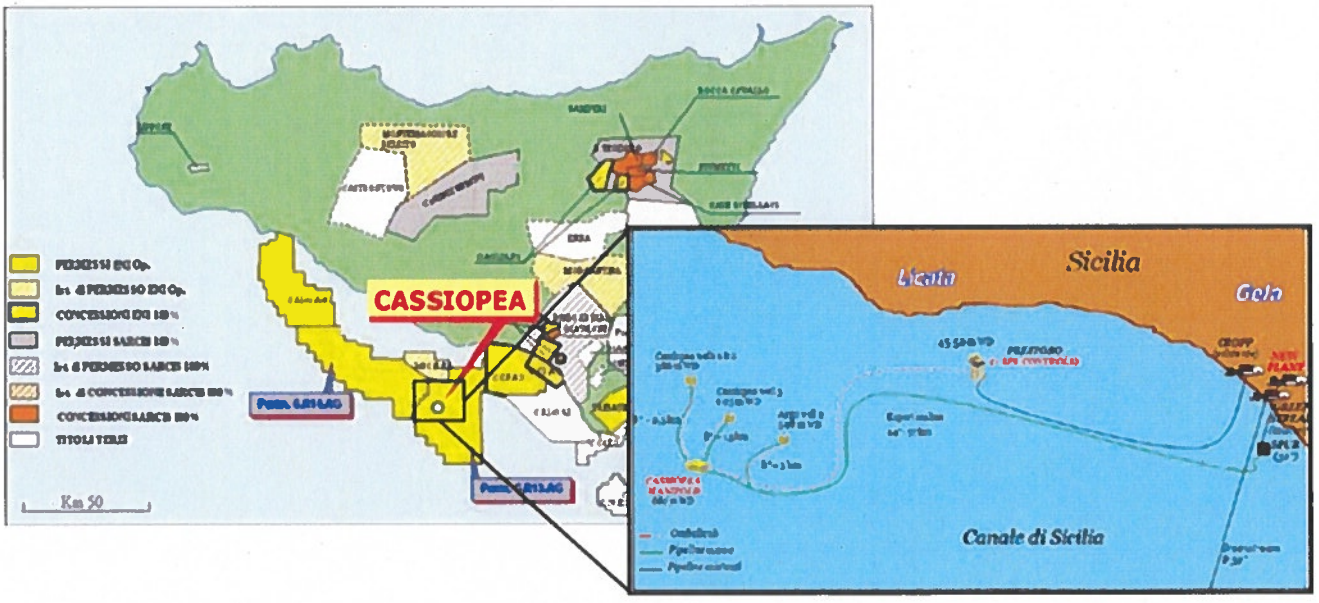


Figura 1: Ubicazione del campo di Cassiopea

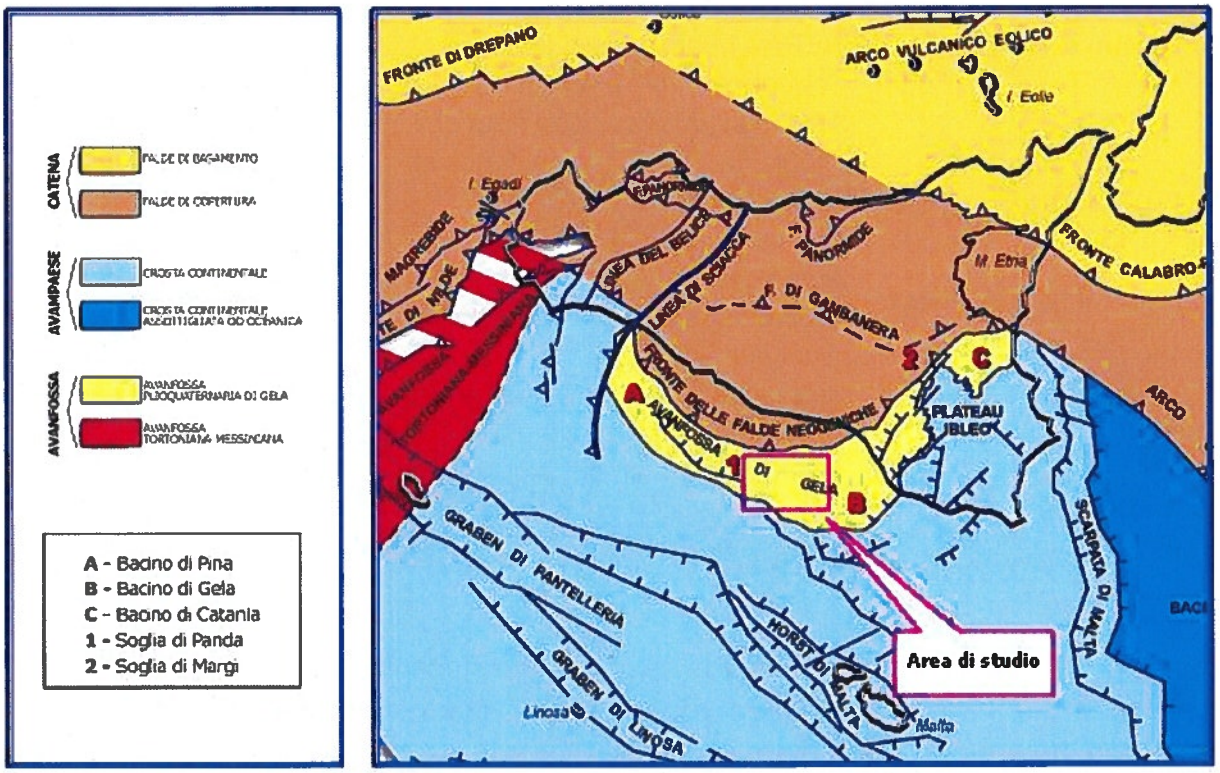


Figura 2: Modello strutturale regionale

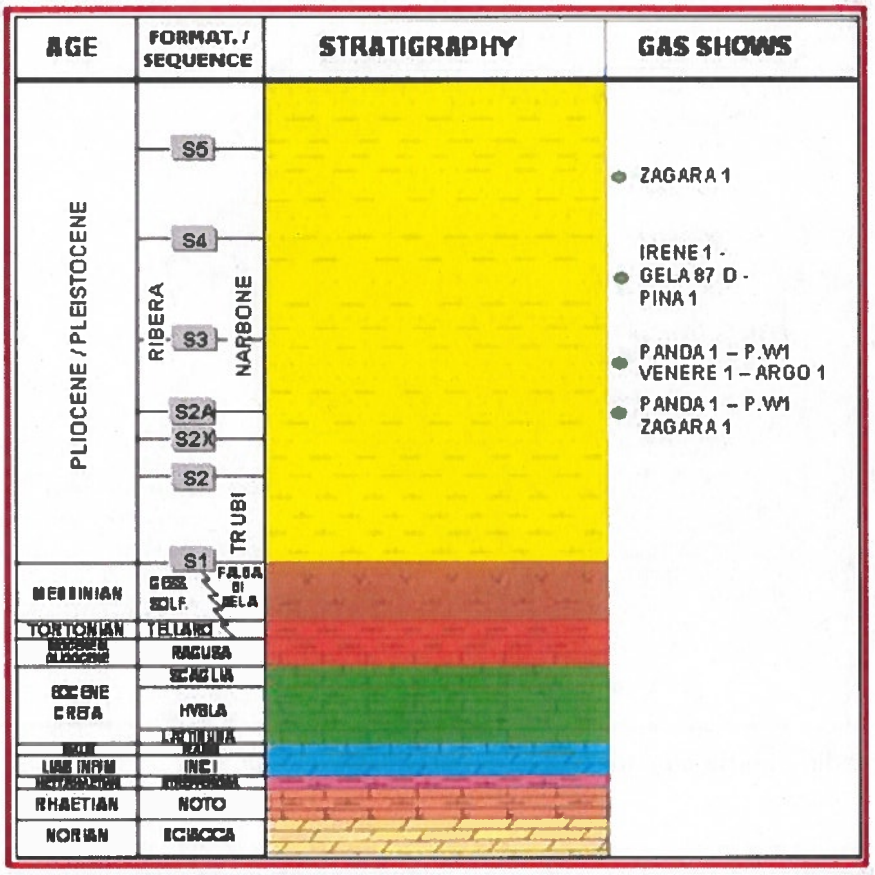


Figura 3: Sequenza litostratigrafica

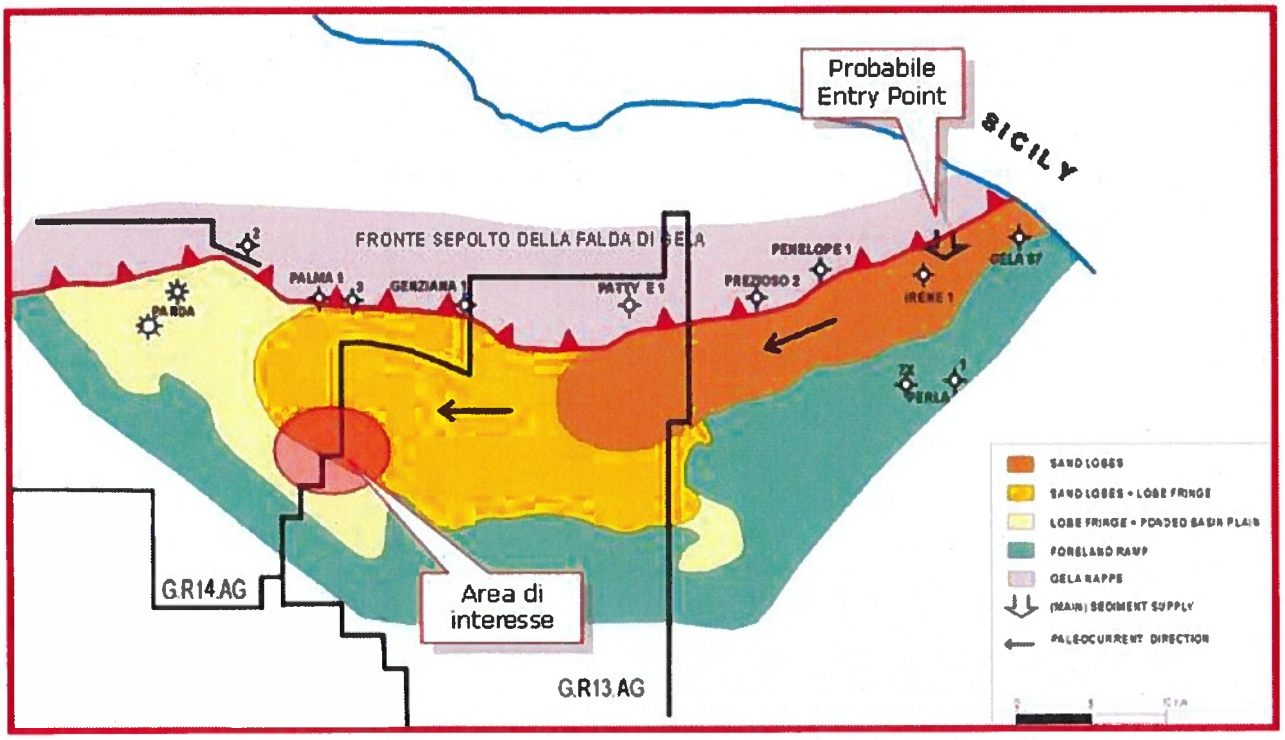


Figura 4: Distribuzione facies sedimentarie pleistoceniche nel bacino di avanfossa

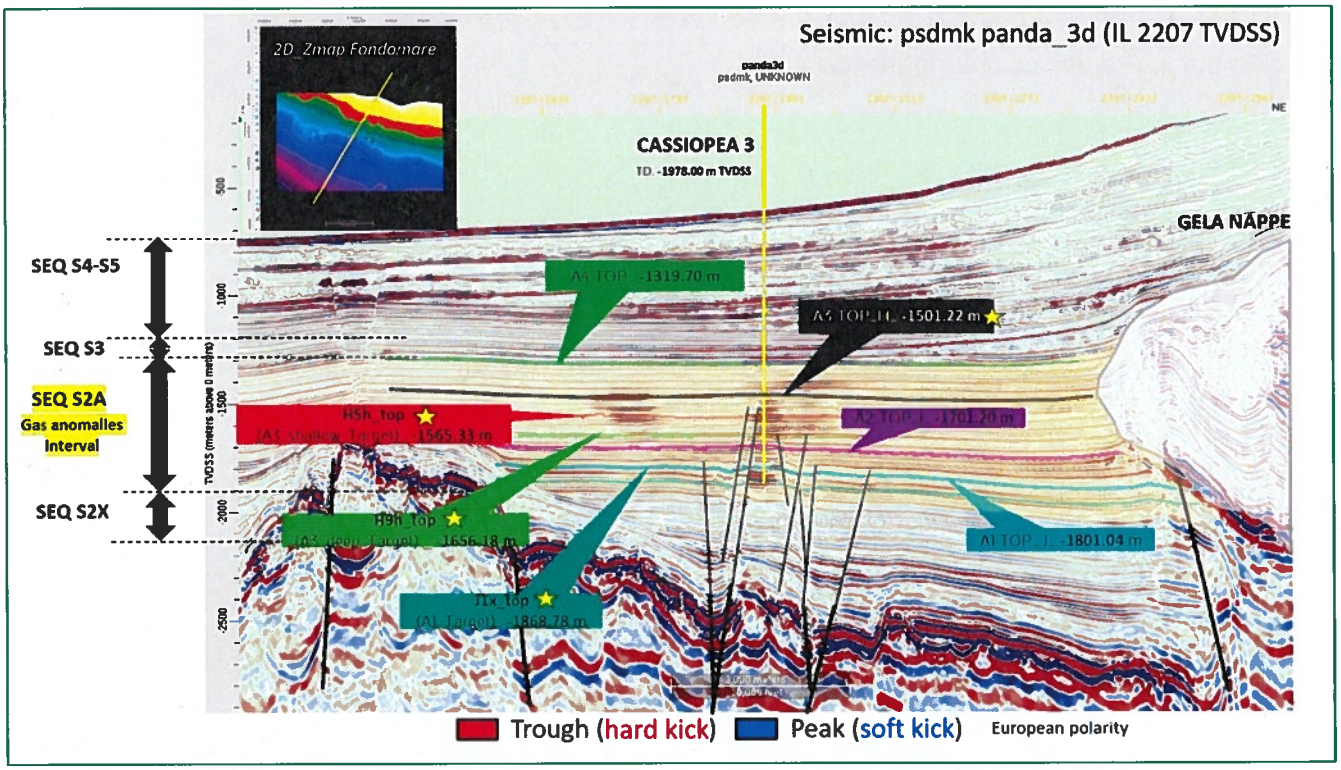


Figura 5: Sezione sismica nel Bacino di avanfossa alla location del pozzo Cassiopea 3

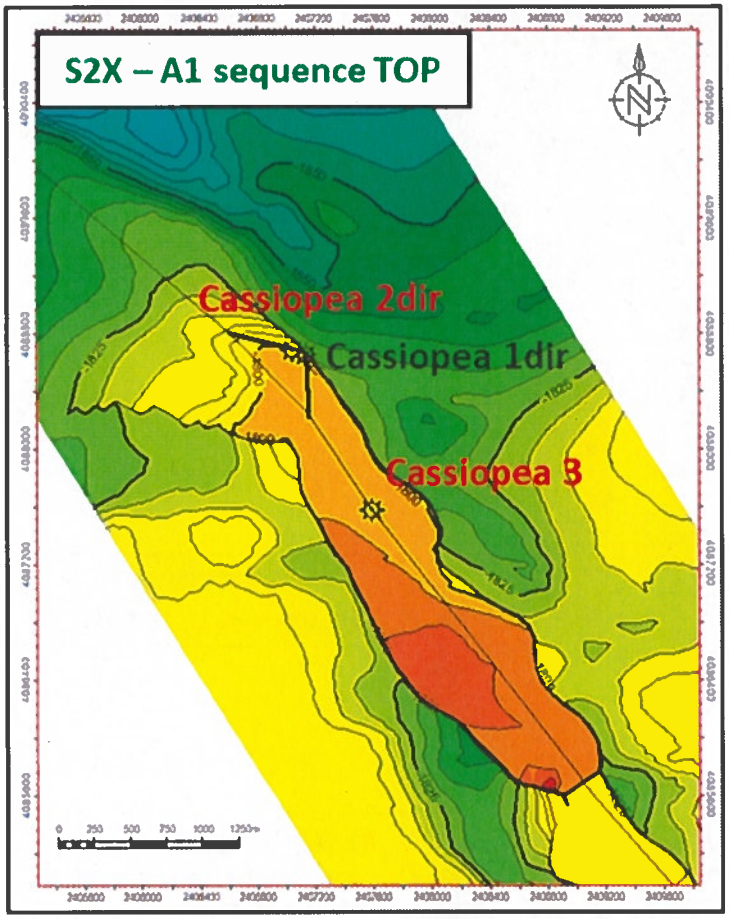


Figura 6: Collocazione dei pozzi del campo Cassiopea sulla mappa strutturale del Top sequenza S2X (livelli J)

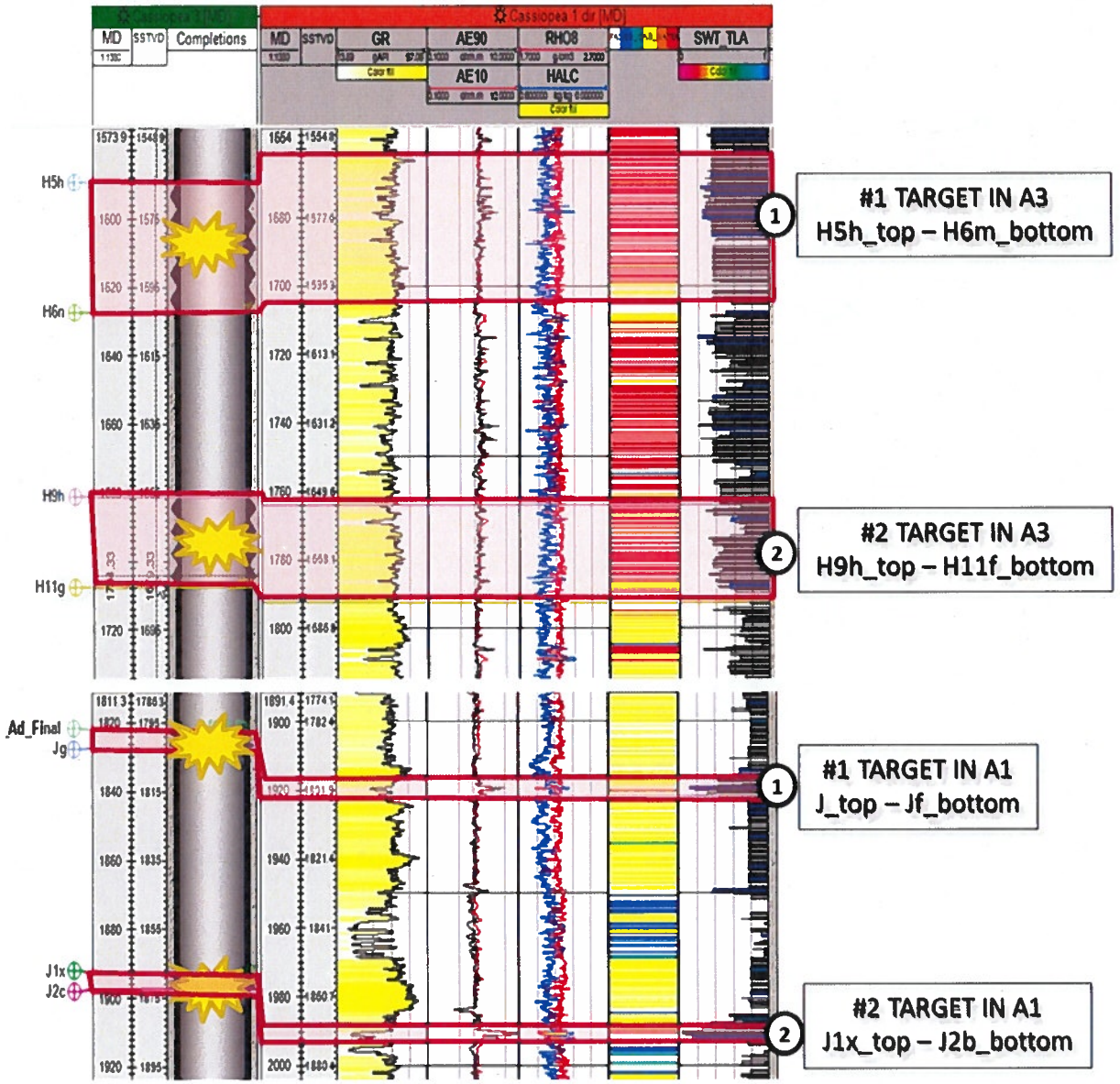


Figura 7: I target del pozzo Cassiopea 3, individuati sul pozzo di riferimento, Cassiopea 1dir.

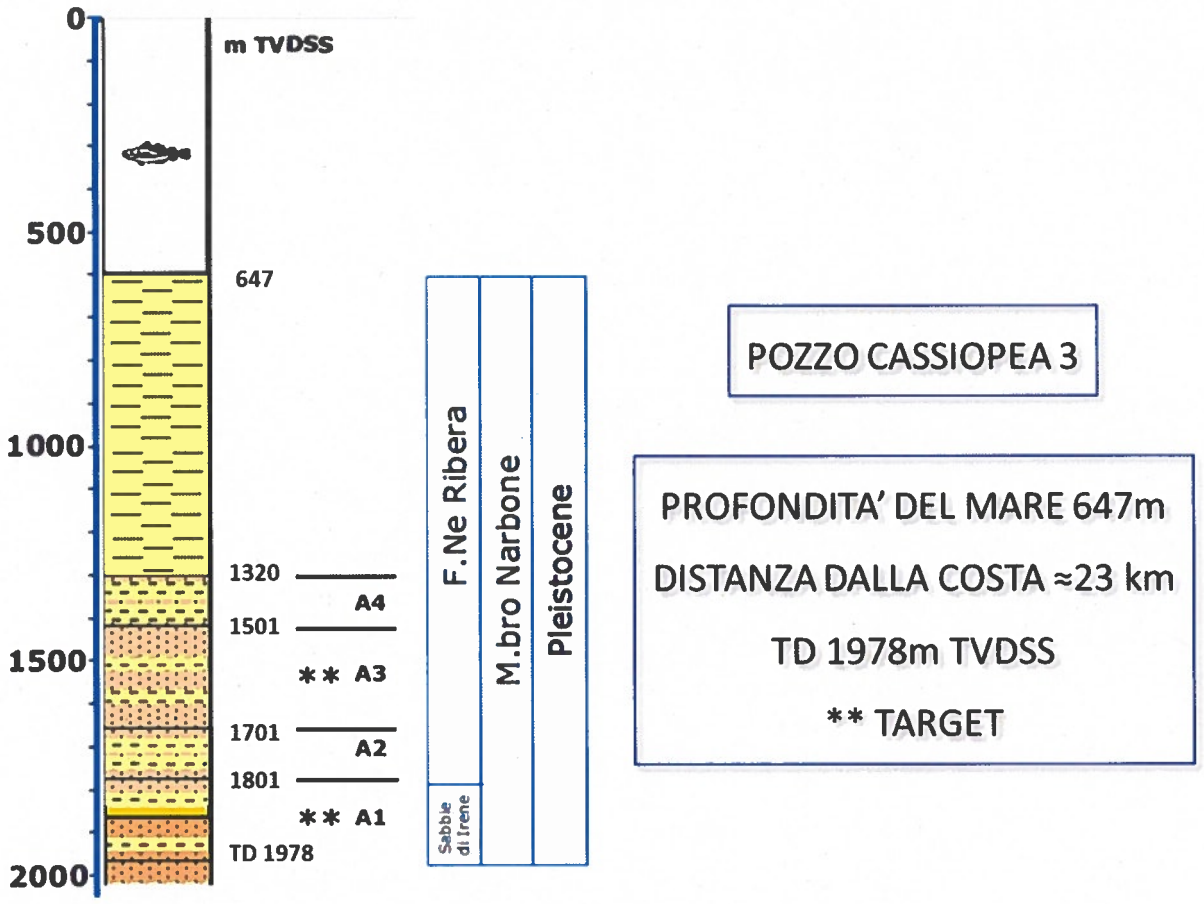


Figura 8: Colonna litologica del pozzo Cassiopea 3

SEZIONE 3 - PROGRAMMA DI GEOLOGIA OPERATIVA

Pozzo: Cassiopea 3

Data di emissione: Giugno 2022

		GEOP	GEOP	GEOP
		S Di Martino	M. Medaglia	A. Crottini
		Stefania D. Martino		GEOP Il Responsabile Ada Crottini
0	Emissione			
		Preparato da	Controllato da	Il Responsabile

INDICE

Il presente documento è **RISERVATO** ed è di proprietà eni e&p Division.
Questo non dovrà essere mostrato a terzi nè essere utilizzato per scopi diversi da quelli per i quali è stato trasmesso.

SEZIONE 3 - PROGRAMMA DI GEOLOGIA OPERATIVA 1

3.1 SURFACE LOGGING 3
3.2 CAMPIONAMENTI 5
3.2.1 Cutting 5
3.2.2 Carote di Fondo 7
3.2.3 Carote di Parete 7
3.2.4 Fluidi 7
3.3 ACQUISIZIONE LOG ELETTRICI 8
3.3.1 Logging While Drilling 8
3.3.2 Wireline logging 9
3.3.1 ACQUISIZIONE SISMICA DI POZZO 12
3.4 WIRELINE TESTING 12
3.5 TESTING 12
3.6 STUDI ED ELABORATI 12
3.7 GRADIENTI DI PRESSIONE E TEMPERATURA 13
3.8 GEOHAZARD STUDY 16
3.9 PREVISIONI E PROGRAMMI DI ACQUISIZIONE 19

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

3.1 SURFACE LOGGING

Compagnia di servizio: ***Geolog***

E' previsto l'inizio del servizio Mud Logging a partire della fase 30" (- 625 mssl / 647 mMD 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'unita' 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

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 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 _3_d_(top)_(bottom).
  Dati Time: CASSIOPEA _3_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.

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 all interesse della fase).

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 H_2O_2

Non sono richiesti campioni di **cutting lavati** con **"acqua ossigenata":** il servizio e' 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.

Campioni di tipo Head Space Analysis

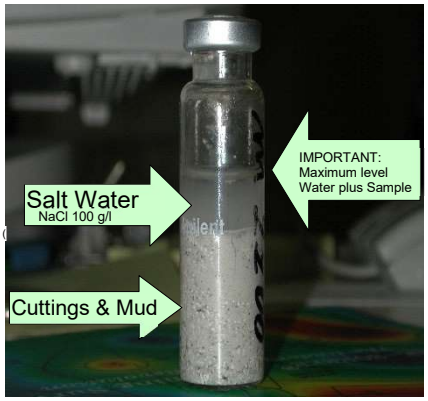
La serie di campioni per HSA dovrà essere conservata utilizzando le fiale in vetro fornite dalla Committente secondo le modalità indicate da ENI. Questi campioni andranno inviati ai laboratori GEOLAB Bolgiano - San Donato Milanese assieme ai campioni di fango d'inizio e fine fase di perforazione.

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". È 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:

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

Il prelievo di carote in intervalli critici (a strati sottili) porta un deciso un valore aggiunto nella caratterizzazione petrofisica e sedimentologica delle formazioni attraversate.
La carota verrà prelevata su questo pozzo ed utilizzata come analogo nelle valutazioni minerarie dei pozzi già perforati e dei pozzi che verranno successivamente perforati nel campo.
Intervallo da carotare e specifiche tecniche verrano ufficializzati in un apposito documento di "Core protocol" preparato prima dell'esecuzione dell'operazione.
"Viste le criticita' emerse nei carotaggi dei pozzi precedenti (Cassiopea 1 Dir, Argo 1, Argo 2), sostanzialmente dovute allo scarso consolidamento degli intervalli sabbiosi, dovranno essere adottate tutte le best practices/procedure previste per il carotaggio in litologie poco consolidate, incluse le successive fasi di recupero, stabilizzazione in cantiere e trasporto.

3.2.3 Carote di Parete

Non è previsto il prelievo di carote di parete.

3.2.4 Fluidi

Tutti i fluidi che si ritengano 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.

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 26" per tutte le fasi fino a TD) a scopo minerario, litologico e di correlazione.
Verra' valutata la possibilita' 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 scavernamento 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 26".
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 LIS, LAS e PDF;
- n. 3 Relazioni finali.

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, resistivà, 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 ½" e 14 ¾"

Programma log da registrare in open hole nella Fase 12 ¼" (1410-2003 m MD)
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). Il pozzo Cassiopea 3 sarà un pozzo verticale che in sede di programma viene considerato come **pozzo chiave per la caratterizzazione petrofisica quantitativa del reservoir**; in questo contesto è richiesto un set completo di log (da associare ai dati carota) da acquisire in modalità wireline con la massima risoluzione verticale possibile.
Programma log da acquisire wireline in open hole, preparato con il supporto delle Unita' competenti (WECA-WEPM):

• AIT - ADT (Dielectric Scanner - Dielectric Dispersion Tool) (*) - GR - ACTS
Resistività, dielettrico multifrequenza, GR. Come schema generale, per il tool dielettrico

è da prevedere anche il processing dei segnali di dielectric dispersion, specifico per strati sottili ed eseguito da Schlumberger. Il processing prevede 3 step (figura xx1), e restituisce sia i segnali di conduttività e permittività a diverse frequenze (Step 2), che i log petrofisici Water Filled Porosity, MN e Formation Salinity (Step 3).

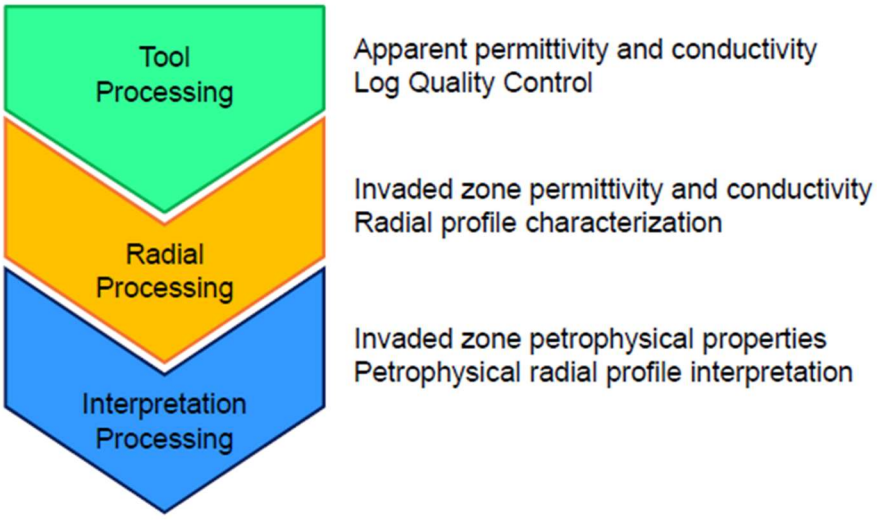


Figura 1 – Dielectric Dispersion Processing Workflow

Lo Step 1 (Tool Processing) è standard

Lo Step 2 (Radial Processing), in contesti a strati sottili, utilizza generalmente il cosiddetto “mudcake processing” (figura xx2), e restituisce 4 permittività XO e 4 conduttività XO in quella che viene definita “invaded zone”

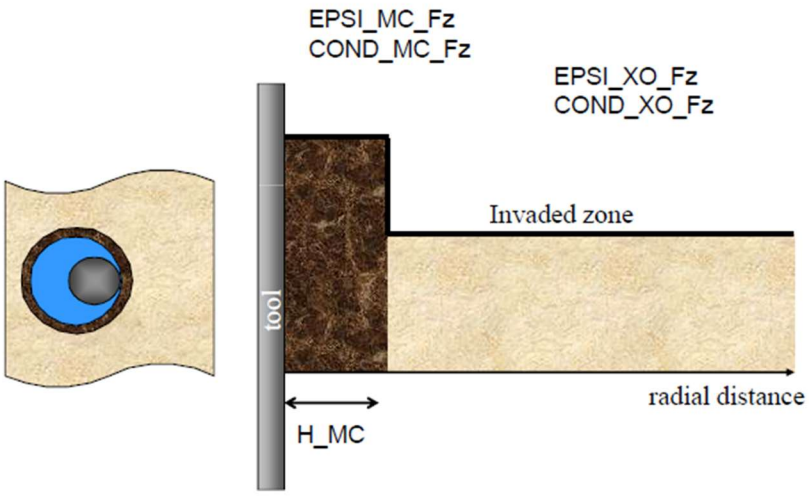


Figura 2 – Radial “mudcake” processing of dielectric conductivity and permittivity

Lo Step 3 (Interpretation Processing), nell’elaborazione di dati acquisiti in contesti italiani (Adriatico / Ibleo) prevede l’utilizzo del modello (Stroud-Milton-De) e restituisce

PWXO (Water Filled Porosity nella Invaded Zone), FSXO (Filtrate/Water Salinity nella Invaded Zone) e MNXO (Clay Indicator). Da questi log, nel corso dell'interpretazione petrofisica (CPI / TLA-C), vengono infine calcolati VCLAY (volume di argilla) e permeabilità.
Si consiglia di eseguire con Schlumberger uno studio di fattibilità preliminare all'acquisizione e al processing del Dielectric Dispersion Tool, soprattutto in funzione delle caratteristiche del fango di perforazione.
Si consiglia inoltre di identificare un intervallo da carotare in strati sottili al fine di disporre di dati adeguati a confermare/calibrare il modello petrofisico utlizzato per il calcolo di Vclay e permeabilità.

(*) ADT tool viene registrato anche in Oil Base Mud, ma da specifiche tecniche fornite dalla contrattista con possibili limitazioni legate alla composizione del fango, per cui l'effettivo ***utilizzo di questo tool*** *(o del suo utilizzo con limitazioni in alcuni output)* ***potra' essere confermato solo dopo verifica*** *da parte della contrattista delle caratteristiche (dettagliate) del fango di perforazione (pre-feasibility analysis). Nel caso l'utilizzo di ADT risultasse non possibile/sconsigliato, e'* ***prevista una strategia alternativa*** *consistente nell' eliminazione di ADT dal programma log e dalla sostituzione del tool di resistivita' AIT con* ***RT Scanner****.*

• Quanta Geo - GR - ACTS
Immagine di micro-resistività (Oil base mud), GR

• TLD - APS - DSI - SGR
Density-neutron, sonico, Spectral GR (Thorium, Uranium, Potassium)

• GR - CMRPlus - MDT Single probe / XPT
In sede di pre-job meeting con contrattista, 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 single probe (large diameter) / XPT single probe

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 contrattista, etc.

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 prossimita' delle operazioni, in funzione di tipo/densita' 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.

3.3.1 ACQUISIZIONE SISMICA DI POZZO

Non è prevista l'acquisizione di sismica di pozzo.

3.4 WIRELINE TESTING

È prevista l'acquisizione di misure di pressione in corrispondenza dei livelli siltoso-sabbiosi obbiettivo al fine di determinare, oltre ai regimi di pressione, anche eventuali trend a gas o acqua di strato, non è richiesto il campionamento dei fluidi di formazione.

3.5 TESTING

È previsto il completamento del pozzo sui quattro livelli obiettivo, con tubing singolo e gravel pack sand control e la possibiità di aprire selettivamente o il gruppo dei tre livelli piu' 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

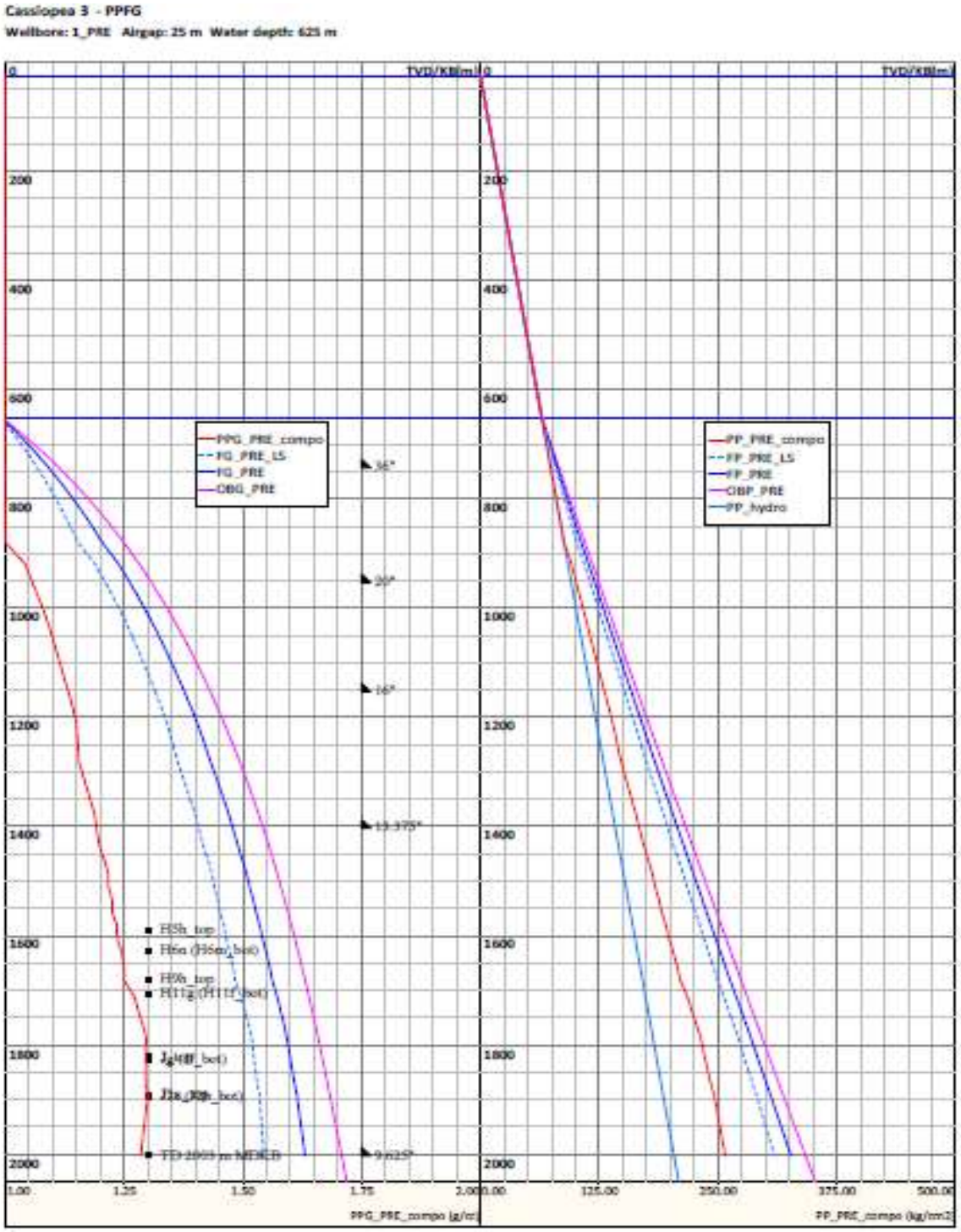
Sono richiesti i seguenti studi dei servizi tecnici di Distretto, Sede e Laboratori:

- Diplog Processing (MSDIP in cantiere) ed eventuale studio strutturale;
- “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;
- Studio ed elaborazione dei dati sismici di pozzo;
- Programma analisi carota da definire in funzione di esito carotaggio / qualita’ carota.

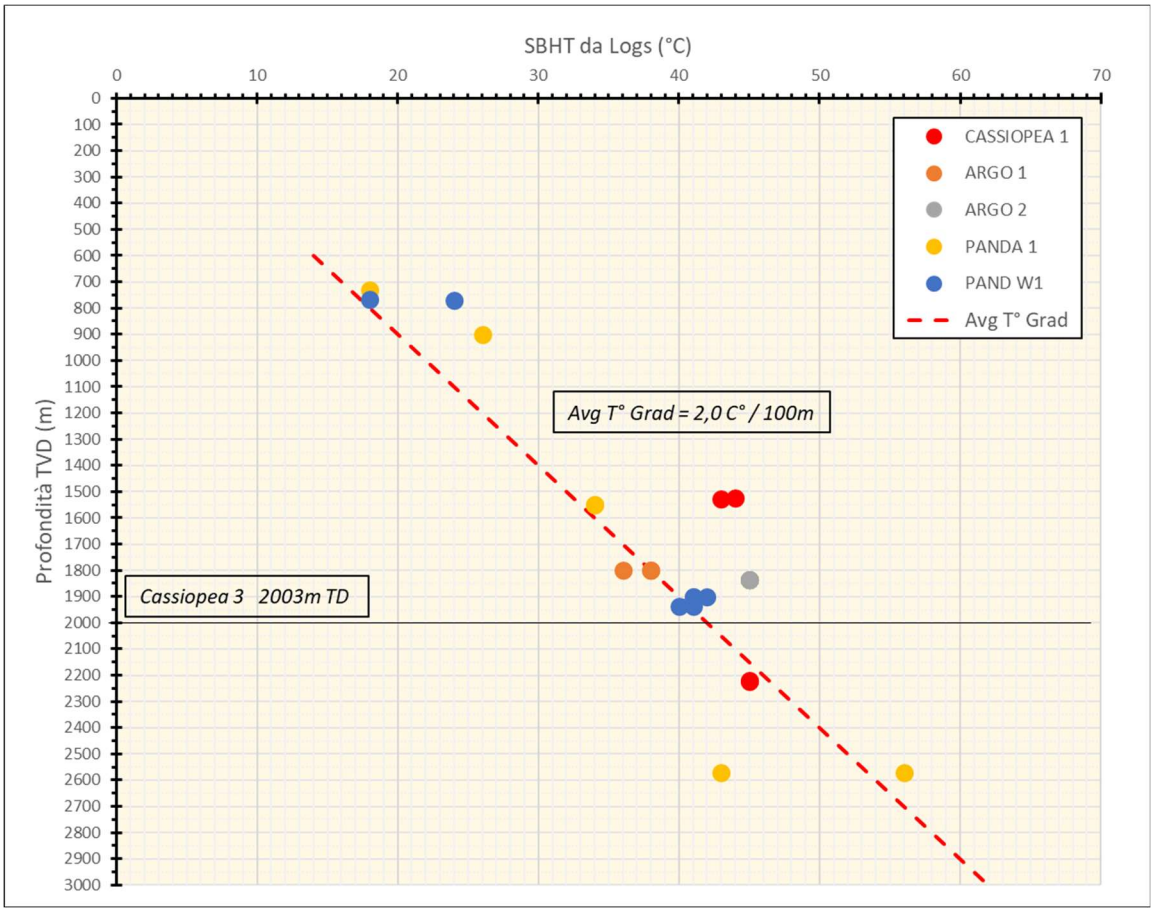
NB: in funzione dei dati effettivamente acquisiti i consequenti studi ed elaborati sopra riportati potrebbero essere modificati.

3.7 GRADIENTI DI PRESSIONE E TEMPERATURA

Si prevede uno sviluppo graduale della pressione dei pori a partire da circa 870m TVD fino alla TD del pozzo.
I valori del gradiente dei pori sono stimati in circa 1,24 Kg/cm2/10m in corrispondenza del primo obiettivo (Shallow target A3) e raggiungono un sviluppo massimo di circa 1,30 Kg/cm2/10m in corrispondenza degli obiettivi piu’ profondi.



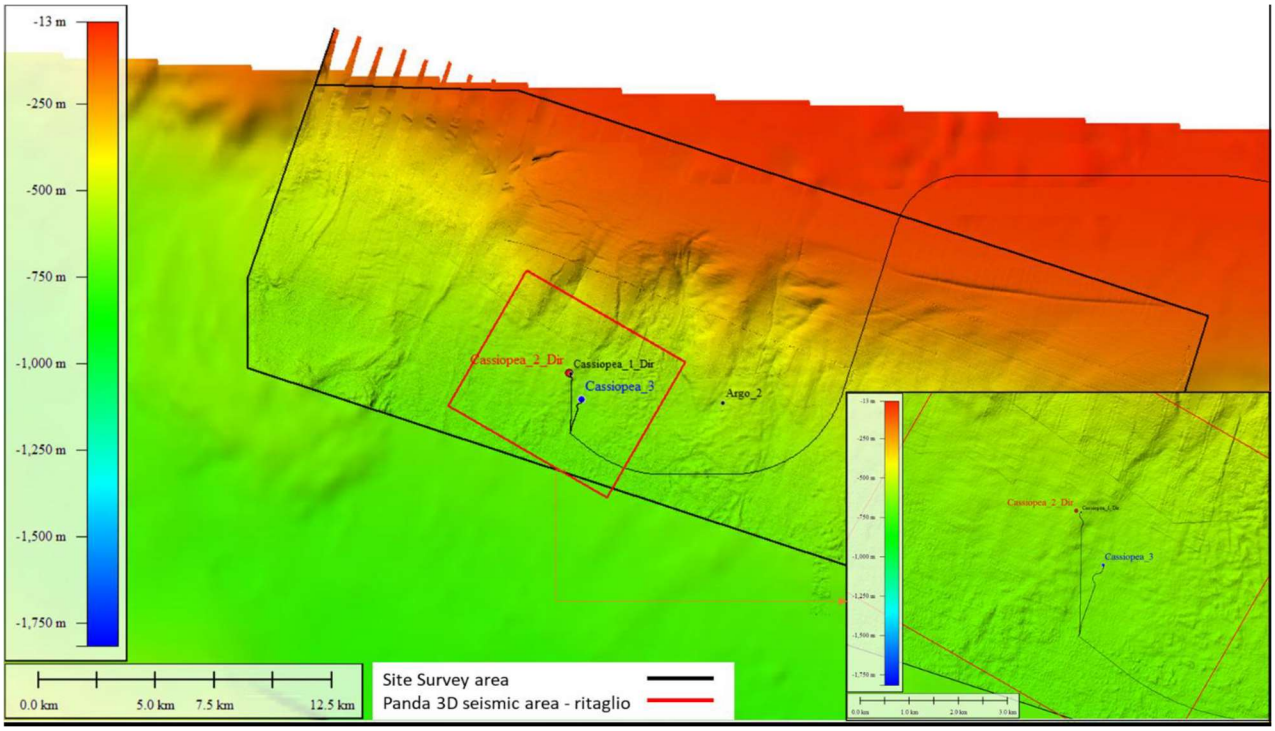
Sulla base delle temperature registrate nei pozzi di riferimento è possibile stimare un gradiente medio di temperatura di circa 2,0°C/100m. La temperatura a TD dovrebbe raggiungere un valore di circa 42-45°C.


SBHT da Logs (°C)
0
10
20
30
40
50
60
70
Profondità TVD (m)
0
100
200
300
400
500
600
700
800
900
1000
1100
1200
1300
1400
1500
1600
1700
1800
1900
2000
2100
2200
2300
2400
2500
2600
2700
2800
2900
3000
CASSIOPEA 1
ARGO 1
ARGO 2
PANDA 1
PAND W1
Avg T° Grad
Avg T° Grad = 2,0 C° / 100m
Cassiopea 3 2003m TD

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 3. 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).

Nome	Latitudine N	Longitudine E	Water Depth	RT Elevation
Cassiopea 3	4087584.72 m	2407585.90 m	- 625 m	25 m



Batimetria dell'area di studio

.

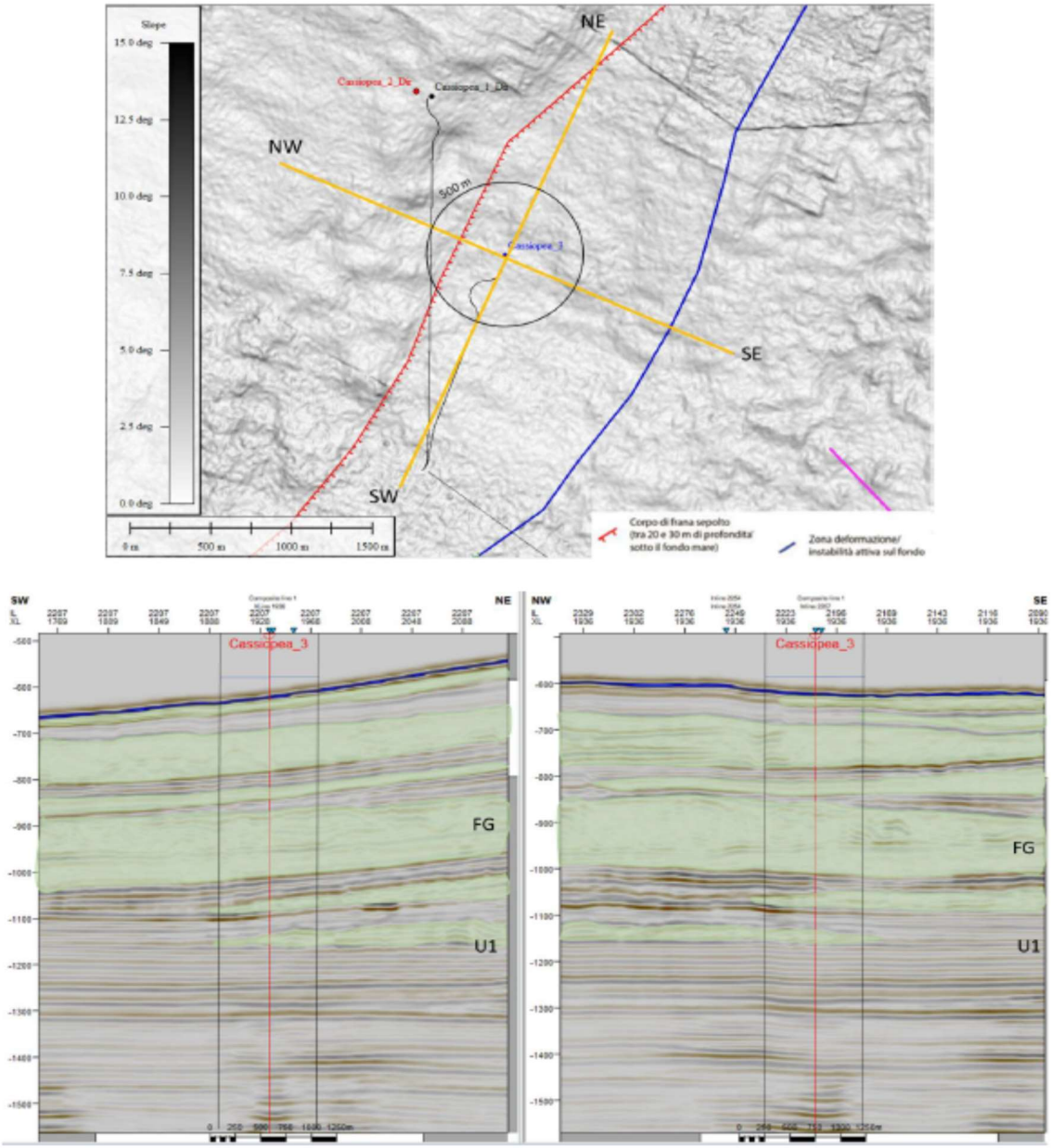
Il sito designato per il pozzo Cassiopea 3 si trova a circa 1170 m SE rispetto al pozzo Cassiopea 1 Dir ad una profondità d'acqua di -625 m bmsl. La pendenza del fondo mare in corrispondenza del punto è di 2.08° con una direzione di inclinazione di 222°SW.

Nel sito di Cassiopea 3 si evidenziano a fondo mare ondulazioni e corrugamenti dei sedimenti olocenici più o meno marcati, probabilmente correlati all'assestamento della frana sepolta.

L'effetto del carico litostatico sul corpo di frana ha favorito una deformazione localizzata dei sedimenti al di sopra di esso, lasciando intatta la successione stratigrafica senza generare una sensibile traslazione orizzontale dei sedimenti.

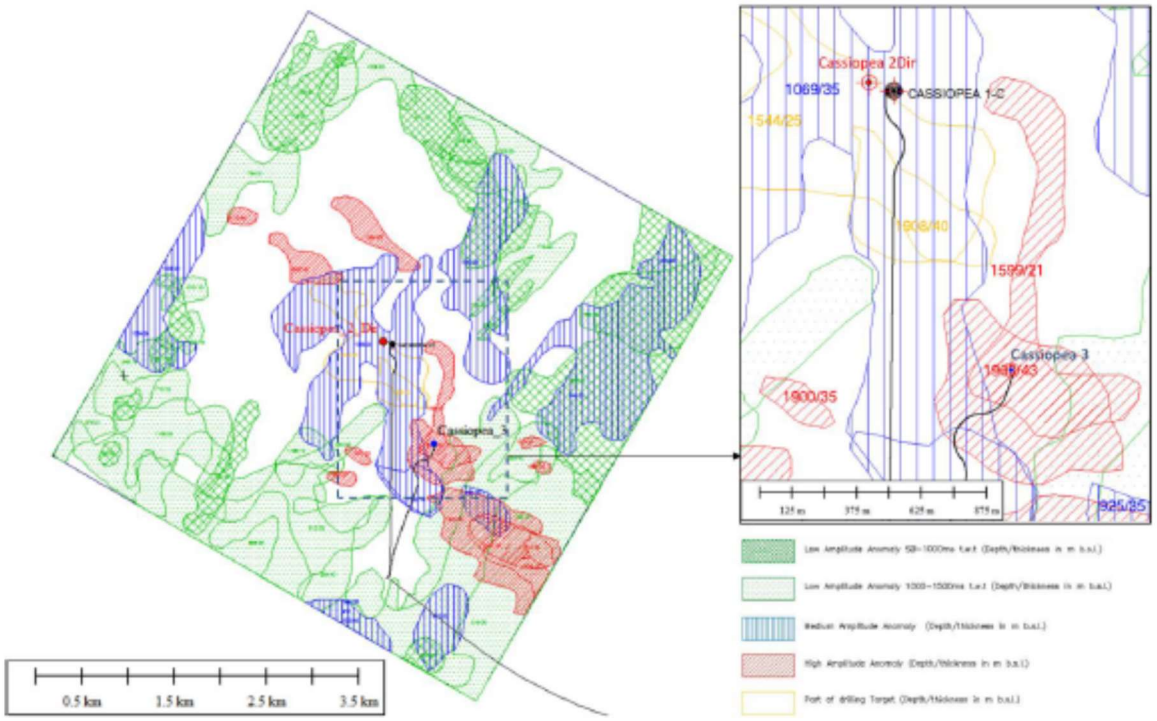
In corrispondenza del margine continentale è stato identificato un canyon probabilmente non più attivo. Nell'area sono state riconosciute ondulazioni di sedimenti, faglie ed una nicchia di distacco in destra idrografica del canyon.

Sebbene il pozzo ricada all'interno dell'area del corpo di frana sepolto, le ondulazioni evidenziate a fondo mare risultano essere di limitata entità e non sono presenti ulteriori elementi geomorfologici di rilievo.



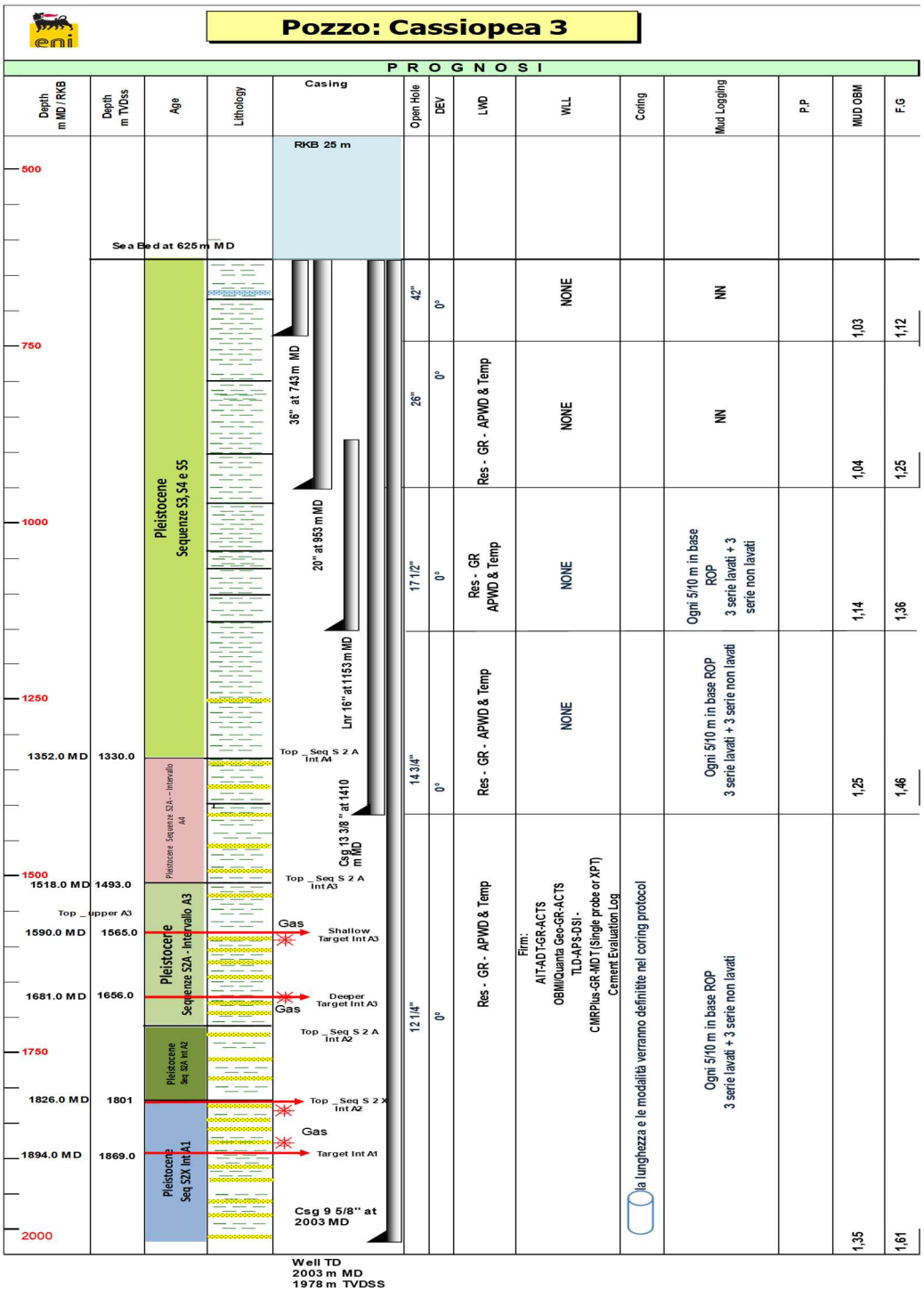
Sezioni sismiche SW-NE ed NW-SE lungo la traiettoria del pozzo Cassiopea 3. In poligoni verdi indicato i fenomeni di instabilità gravitativa lungo la traiettoria pozzo.

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).

3.9 PREVISIONI E PROGRAMMI DI ACQUISIZIONE



PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE
POZZO CASSIOPEA 3
PROGRAMMA DI PERFORAZIONE

Emissione: Giugno 2022

Prepared by:	Drilling Engineer – TEPE/INGP	S. Pinello	
	Drilling Engineer – TEPE/INGP	M.E. Cavanna	
	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. Baretti	ARPO Il Responsabile S. Baretti

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.

PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE

POZZO CASSIOPEA 3

PROGRAMMA DI PERFORAZIONE

Emissione: Giugno 2022

Prepared by:	Drilling Engineer – TEPE/INGP	S. Pinello	
	Drilling Engineer – TEPE/INGP	M.E. Cavanna	
	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. Baretti	

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.

INDICE

1 PROGRAMMA DI PERFORAZIONE 5
1.1 INTRODUZIONE 5
1.2 PROFILO POZZO 6
1.3 SCELTA DEL CASING POINT (FONDO MARE A 650 M PTR) 7
1.4 STIMA TEMPI 8
1.5 SEQUENZA OPERATIVA - SOMMARIO 11
1.6 RISCHI DI PERFORAZIONE 12
1.6.1 LESSON LEARNT PERFORAZIONE POZZI DI RIFERIMENTO 12
1.6.2 SHALLOW HAZARD (RIF. STUDIO GEO HAZARD GEOM-2022037-ST-RAT-01) 13
1.7 BATIMETRIA 14
1.8 STIMA DEI GRADIENTI DI PRESSIONE E TEMPERATURA 16
1.8.1 TABELLA GRADIENTI DI PRESSIONE 16
1.8.2 GRAFICO GRADIENTE DI PRESSIONE 18
1.8.3 GARAFICO GRADIENTE DI TEMPERATURA 19
1.9 STUDIO DI STABILITÀ FORO 20
1.9.1 CASSIOPEA 1 DIR – ANALISI POST-DRILL 22
1.9.2 ANALISI DI CASSIOPEA 3 23

2 SEQUENZA OPERATIVA 24
2.1 INFORMAZIONI PRELIMINARI 24
2.2 POSIZIONAMENTO RIG E INIZIO OPERAZIONI 24
2.3 PERFORAZIONE FORO 24”X42” 25
2.4 DISCESA E CEMENTAZIONE 36” CP 26
2.5 PERFORAZIONE FORO 24” 27
2.6 DISCESA E CEMENTAZIONE 20” CASING. 28
2.7 DISCESA E CONNESSIONE BOP 29
2.8 FASE 17 1/2” PER LINER INTEMEDIO 16” @ 1153 M MD/TVD RKB 30
2.9 FASE 14 ¾” PER CASING INTERMEDIO 13 3/8” @ 1410 M MD/TVD RKB 31
2.10 FASE 12 ¼” PER CASING DI PRODUZIONE 9 5/8” @ 2003 M MD/TVD RKB 33
2.11 KICK TOLERANCE E CHOKE MARGIN 35
2.12 CAROTE 35
2.13 WELL TESTING 35
2.14 ABBANDONO POZZO 35

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.

3 CONFIGURAZIONE TESTA POZZO E BOP 36
3.1 SCHEMA TESTA POZZO 36
3.2 CONFIGURAZIONE BOP 37
3.2.1 SAIPEM 10000 – CONFIGURAZIONE BOP STACK 18 ¾" X 150000 PSI 37
3.2.2 SAIPEM 10000 – INVENTARIO RISER – RUNNING STRING GENERICA 38
3.2.3 SAIPEM 10000 – H4 CONNECTOR 39
3.2.4 SAIPEM 10000 –BOP STACK 18 ¾" X 150000 PSI SPACE OUT 40
3.2.5 BOP PRESSURE TEST 41
3.2.6 CASING PRESSURE TEST 42

4 CASING DESIGN 43
4.1 SOMMARIO COLONNE DI TUBAGGIO E RELATIVI SF 43
4.2 RISULTATI CASING DESIGN 43
4.2.1 CASING SUPERFICIALE 20" 44
4.2.2 LINER INTERMEDIO 16" 45
4.2.3 CASING INTERMEDIO 13 3/8" 46
4.2.4 CASING DI PRODUZIONE 9 5/8" 47

5 PROGRAMMA FANGO 48
FORO DA 42" PER CP DA 36" A 743 M 48
FORO DA 24" PER CASING 20" 953 M 50
FORO DA 17 ½" PER LINER DA 16" A 1153 M TVD RKB 50
FORO DA 14 ¾" PER CASING DA 13 3/8" A 1410 M TVD RKB 54
FORO DA 12 ¼" PER LINER DA 9 5/8" A 2003 M TVD RKB 58

6 TRATTAMENTO REFLUI 64

7 PROGRAMMA DI CEMENTAZIONE 65
7.1 36" CONDUCTOR PIPE E 20" COLONNA DI SUPERFICIE 66
7.2 16" LINER 70
7.3 13 ⅜" CASING 73
7.4 9 ⅝" CASING 76

8 WELL BARRIERS 79
8.1 20" CASING DISCESO E SETTATO 79
8.2 PERFORAZIONE FORO 17 ½" 80

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.

8.3 DISCESA LINER 16” 81
8.4 PERFORAZIONE FORO 14 ¾” 82
8.5 DISCESA CASING 13 3/8” 83
8.6 PERFORAZIONE FORO 12 ¼” 84
8.7 DISCESA CASING DI PRODUZIONE 9 5/8” 85

9 PROGRAMMA DI DEVIAZIONE 86

10 BATTERIE E IDRAULICA 87
10.1 FASE DA 24”X42” 87
10.2 FASE DA 24” 87
10.3 FASE DA 17 1/2” 87
10.4 FASE DA 14 3/4” 88
10.5 FASE DA 12 1/4” 88

11 SCALPELLI 89

12 ALLEGATO A: SPECIFICHE IMPIANTO DI PERFORAZIONE 90

13 ALLEGATO B: PROCEDURA ESECUZIONE LEAK-OFF TEST 99

14 ALLEGATO C: CARATERISTICHE CASINGS 103
14.1 CASING 36” 103
14.2 CASING 20” 104
14.3 LINER 16” 105
14.4 CASING 13 3/8” 106
14.5 CASING DI PRODUZIONE 9 5/8” 107
14.6 ATTREZZATURA SUBMUDLINE 110
14.6.1 SUBMUDLINE RECEPTACLE 110
14.6.2 SUBMUDLINE CASING HANGER 16” 112

15 ALLEGATO D: PROCEDURA JETTING 36” CP E PERFORAZIONE FORO 24” 114

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.

1 PROGRAMMA DI PERFORAZIONE

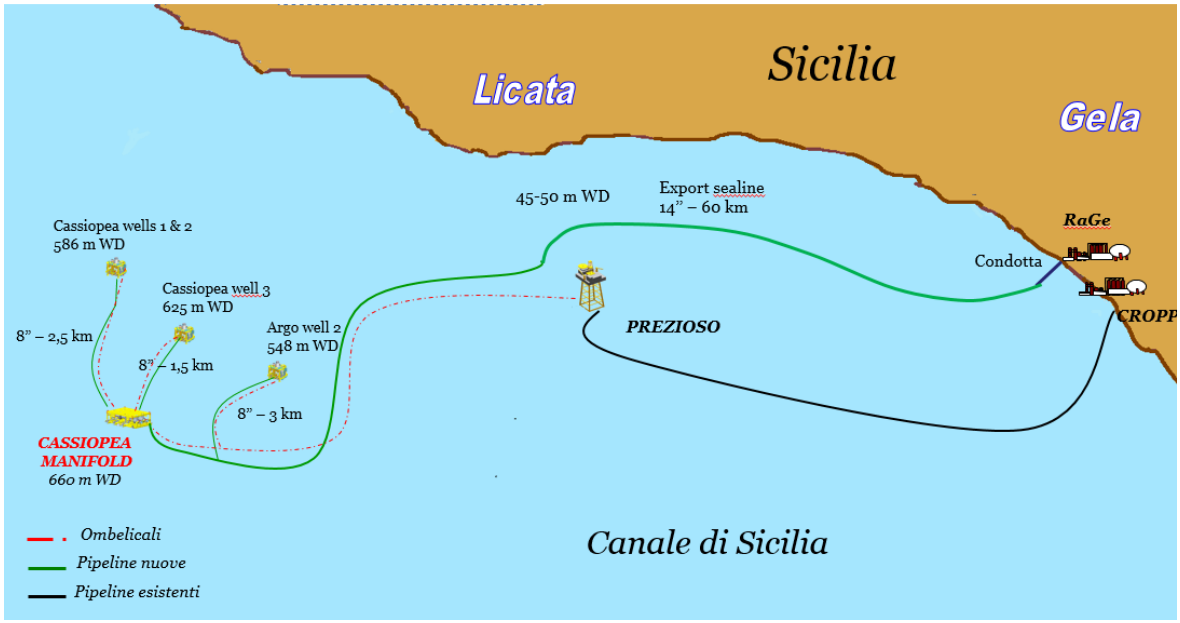
1.1 INTRODUZIONE

Il pozzo Cassiopea 3 è uno dei quattro pozzi con cui si intende sviluppare i campi di Argo-Cassiopea. Il pozzo si presenta con profilo verticale, le coordinate di wellhead coincidono quindi con quelle dei target. Nello specifico, si trova a 1236 m circa dal pozzo Cassiopea 2 Dir e a circa 1167 m dal pozzo esistente Cassiopea 1 Dir. I pozzi Cassiopea 1 e Cassiopea 2dir si trovano invece a una distanza di circa 100 m tra loro.

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.

I 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.

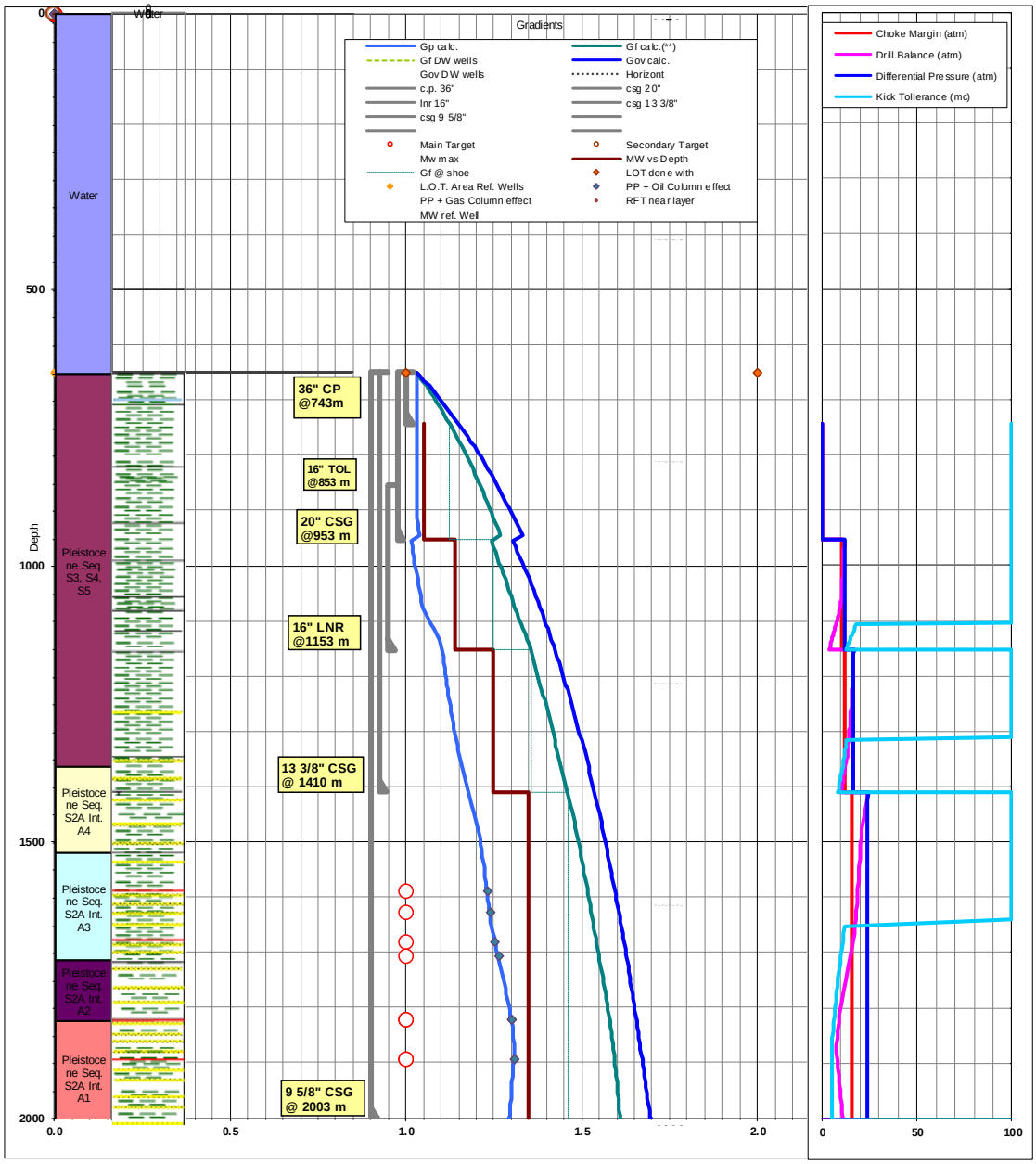
Il gas prodotto verrà inviato tramite una pipeline da 14" sottomarina, lunga 60 km, a un nuovo sito di stoccaggio e compressione ubicato a Gela centro Olio. I pozzi subsea verranno controllati attraverso un sistema di ombelicali dalla piattaforma di produzione di Prezioso.



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.

1.2 PROFILO POZZO

Well name :	Cassiopea 3		Subsea Wellhead	yes	
Water depth :	625.0 m	Rotary Table	25.0 m	Used Gov deep water Ref.	no



n°	CSG	Type	TVD msl	TVD RKB	Open Holes	Riser less	Max. MW	Max. Gp	@ Depth	Drill. Bal.	Min. Gp	@ Depth	Diff. Pres	Gf @ Shoe	Choke Marg.	DP	BHA DC	BHA Ln	Gi (*)	Kick Tol.
			m	m	inch	yes/no	s.g.	kg/cm²/10m	m	kg/cm²/10	kg/cm²/10	m	kg/cm²	kg/cm²/10	kg/cm²	inch	inch	m	s.g.	m3
1	36"	c.p.	718	743	42	YES	1.05	1.03	685	-	1.03	675	-	1.12	-	5 1/2	9 1/2	80	-	-
2	20"	csg	928	953	24	YES	1.05	1.04	945	-	1.02	953	-	1.25	-	5 1/2	9 1/2	80	-	-
3	16"	lnr	1128	1153	17 1/2	NO	1.14	1.10	1153	4	1.02	955	12	1.36	10.3	5 1/2	8 1/4	100	1.151	13.0
4	13 3/8"	csg	1385	1410	14 3/4	NO	1.25	1.18	1410	10	1.10	1153	17	1.46	12.2	5 1/2	8 1/4	100	1.263	8.5
5	9 5/8"	csg	1978	2003	12 1/4	NO	1.35	1.31	1875	8	1.18	1410	24	1.61	15.4	5 1/2	8 1/4	100	1.363	5.5

* kick tollerance 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.

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.

1.3 SCELTA DEL CASING POINT (FONDO MARE A 650 M PTR)

Conductor Pipe 36" – 1.5" wt – X56 a 743 m MD/TVD RKB

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 ¾" 15000 psi. Infissione finale Cp 36" 93m

Casing superficiale 20" – 129.4 lb/ft (wt 0.625) – X-56M a 953 m MD/TVD RKB

Il casing 20" sarà disceso a 953 m (303 m di infissione effettiva) assieme alla Well Head Housing 18 ¾" 15000 psi sulla quale verrà connesso il BOP stack e il riser.

La fase di perforazione superficiale è prevista fino alla profondità di 953 m, profondità alla quale vi è un gradiente dei pori pressoché idrostatico. Da 953 m in poi, inizia uno sviluppo di pressioni via via crescenti lungo tutto il profilo del pozzo. È stato scelto di posizionare la scarpa in corrispondenza dell'inizio dello sviluppo di gradienti, in modo da garantire un choke margin sufficiente per la perforazione della fase successiva, FG alla scarpa: 1,25 kg/cm2*10m (303 m di infissione effettiva) la colonna verrà cementata con risalita a fondo mare.

Liner Intermedio 16" – 84 lb/ft – N80Q a 1153 m MD/TVD RKB

Il liner da 16" sarà disceso a 1153 m MD/TVD RKB. FG alla scarpa: 1.36 kg/cm2*10m. il settaggio del liner alla quota prevista consente di perforare la successiva fase da 14 ¾" in sicurezza e con i dovuti drilling margin. 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 853 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 1410 m MD/TVD RKB

Il casing 13 $^{3}/_{8}$" sarà disceso a 1410 m, in modo da isolare tutte le formazioni argillose al di sopra del target A3 e in modo da garantire un choke margin sufficiente per la perforazione della fase successiva, FG alla scarpa: 1.46 kg/cm2*10m. Il casing sarà cementato in singolo stadio con risalita della malta a circa 150 m al di sotto della scarpa da 20". Particolare attenzione va posto 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.

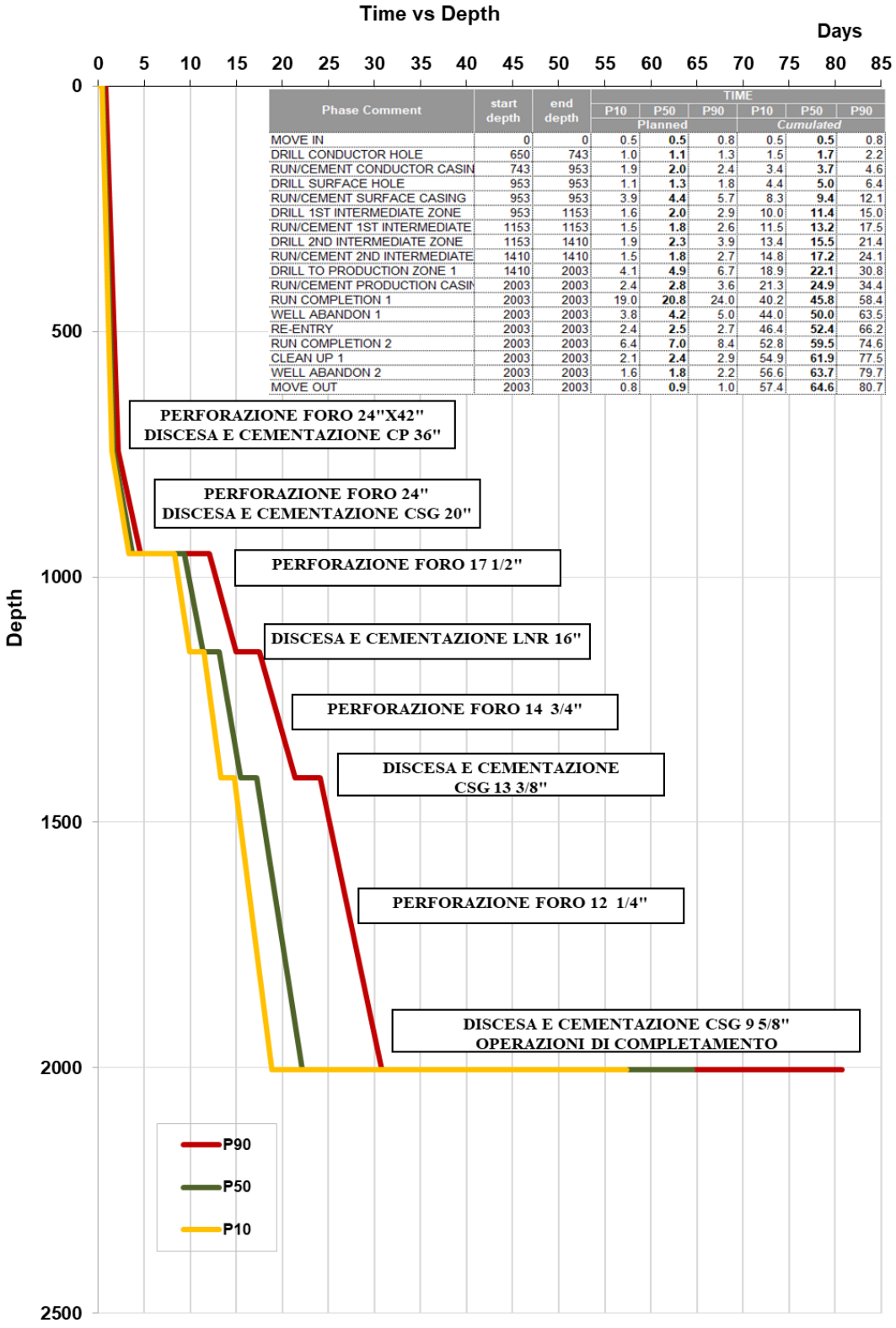
Casing di produzione 9 5/8" – 53.5 lb/ft – L80/L80 13Cr a 2003 m MD/TVD RKB

Il liner 9 $^{5}/_{8}$" sarà disceso per coprire le zone mineralizzate di interesse e per permettere l'installazione del sistema di completamento prescelto per mettere in produzione il pozzo. Tutto il materiale tubolare al di sotto del packer di produzione dovrà avere un tenore minimo di Cr del 13%, 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 a circa 80 m sotto la scarpa del casing precedente.

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.

1.4 STIMA TEMPI



Phase Comment	start depth	end depth	TIME P10 Planned	TIME P50 Planned	TIME P90 Planned	TIME P10 Cumulated	TIME P50 Cumulated	TIME P90 Cumulated
MOVE IN	0	0	0.5	**0.5**	0.8	0.5	**0.5**	0.8
DRILL CONDUCTOR HOLE	650	743	1.0	**1.1**	1.3	1.5	**1.7**	2.2
RUN/CEMENT CONDUCTOR CASIN	743	953	1.9	**2.0**	2.4	3.4	**3.7**	4.6
DRILL SURFACE HOLE	953	953	1.1	**1.3**	1.8	4.4	**5.0**	6.4
RUN/CEMENT SURFACE CASING	953	953	3.9	**4.4**	5.7	8.3	**9.4**	12.1
DRILL 1ST INTERMEDIATE ZONE	953	1153	1.6	**2.0**	2.9	10.0	**11.4**	15.0
RUN/CEMENT 1ST INTERMEDIATE	1153	1153	1.5	**1.8**	2.6	11.5	**13.2**	17.5
DRILL 2ND INTERMEDIATE ZONE	1153	1410	1.9	**2.3**	3.9	13.4	**15.5**	21.4
RUN/CEMENT 2ND INTERMEDIATE	1410	1410	1.5	**1.8**	2.7	14.8	**17.2**	24.1
DRILL TO PRODUCTION ZONE 1	1410	2003	4.1	**4.9**	6.7	18.9	**22.1**	30.8
RUN/CEMENT PRODUCTION CASIN	2003	2003	2.4	**2.8**	3.6	21.3	**24.9**	34.4
RUN COMPLETION 1	2003	2003	19.0	**20.8**	24.0	40.2	**45.8**	58.4
WELL ABANDON 1	2003	2003	3.8	**4.2**	5.0	44.0	**50.0**	63.5
RE-ENTRY	2003	2003	2.4	**2.5**	2.7	46.4	**52.4**	66.2
RUN COMPLETION 2	2003	2003	6.4	**7.0**	8.4	52.8	**59.5**	74.6
CLEAN UP 1	2003	2003	2.1	**2.4**	2.9	54.9	**61.9**	77.5
WELL ABANDON 2	2003	2003	1.6	**1.8**	2.2	56.6	**63.7**	79.7
MOVE OUT	2003	2003	0.8	**0.9**	1.0	57.4	**64.6**	80.7

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.

Activity Details

Cassiopea 3 - Cassiopea 3 - Cassiopea 3 (AR 2021 INGP+TECP) DP --- Gps Ver.D

P10			P50			P90			DEPTH RKB			
PLAN	CUMUL	CUMUL	PLAN	CUMUL	CUMUL	PLAN	CUMUL	CUMUL	m	OPERATIONS SUMMARY	PHASE SUMMARY	COMMENT
h	h	Day	h	h	Day	h	h	Day				
11.4	11.4	0.5	12.8	12.8	0.5	19.6	19.6	0.8	0	Rig moving	MOVE IN	moving from C2 & Riserless preparation
2.1	13.4	0.6	2.5	15.4	0.6	3.2	22.7	0.9	0	Other	DRILL CONDUCTOR HOLE	M/U
10.7	24.1	1.0	12.0	27.4	1.1	14.3	37.0	1.5	0	Other	DRILL CONDUCTOR HOLE	RIW
6.1	30.2	1.3	6.8	34.2	1.4	8.0	45.0	1.9	0	Other	DRILL CONDUCTOR HOLE	Drill 42" hole
5.2	35.4	1.5	5.9	40.1	1.7	6.9	51.9	2.2	0	Circulate / Washing CP	DRILL CONDUCTOR HOLE	Circulate and POOH
2.7	38.1	1.6	3.1	43.2	1.8	3.6	55.5	2.3	0	Casing/liner equipment preparation	RUN/CEMENT CONDUCTOR CASING	P/U and M/U 30"CP shoe track and test
6.7	44.8	1.9	7.2	50.4	2.1	7.8	63.3	2.6	0	RIH casing/liner	RUN/CEMENT CONDUCTOR CASING	start run csg to sead bed and Install HPWHH
35.8	80.6	3.4	38.5	88.8	3.7	47.0	110.3	4.6	0	Cement casing/liner	RUN/CEMENT CONDUCTOR CASING	perfor cement job
5.8	86.4	3.6	6.6	95.4	4.0	8.2	118.5	4.9	0	BHA M/U	DRILL SURFACE HOLE	M7U and RIH
0.0	86.4	3.6	1.2	96.6	4.0	7.4	125.9	5.2	953	Drill formation	DRILL SURFACE HOLE	drill 24" hole section to TD
4.9	91.3	3.8	5.6	102.1	4.3	7.0	132.9	5.5	953	Circulate	DRILL SURFACE HOLE	circulate and displace SW with PAD mud
3.7	95.0	4.0	4.2	106.3	4.4	5.2	138.1	5.8	953	Short/Long trip	DRILL SURFACE HOLE	POOH 24" BHA to CP shoe, RIH back to TD, wash and ream to bottom
11.7	106.7	4.4	13.1	119.4	5.0	16.1	154.2	6.4	953	POOH BHA	DRILL SURFACE HOLE	displace SW with PAD MUD and POOH
2.7	109.4	4.6	3.1	122.4	5.1	3.6	157.7	6.6	953	Casing/liner equipment preparation	RUN/CEMENT SURFACE CASING	P/U and M/U 20" shoe track and test
12.4	121.8	5.1	13.9	136.3	5.7	15.9	173.7	7.2	953	RIH casing/liner	RUN/CEMENT SURFACE CASING	start run csg to sead bed and Install HPWHH
10.3	132.1	5.5	12.2	148.5	6.2	18.4	192.1	8.0	953	RIH casing/liner	RUN/CEMENT SURFACE CASING	connect 5" inner string at HPWHH, RIH csg to TD and land on LPWHH
7.7	139.7	5.8	9.1	157.6	6.6	14.0	206.1	8.6	953	Cement casing/liner	RUN/CEMENT SURFACE CASING	
2.0	141.7	5.9	2.6	160.2	6.7	3.2	209.2	8.7	953	Other	RUN/CEMENT SURFACE CASING	disconnect CART 18 3/4" from HPWHH and POOH 5" inner string
58.3	200.1	8.3	64.6	224.8	9.4	80.6	289.8	12.1	#N/D	#N/D	RUN/CEMENT SURFACE CASING	install BOP and tests
4.4	204.5	8.5	5.3	230.0	9.6	6.7	296.5	12.4	#N/D	BHA M/U	DRILL 1ST INTERMEDIATE ZONE	P/U, shallow test and preparation
2.2	206.7	8.6	2.5	232.5	9.7	3.1	299.6	12.5	#N/D	RIH BHA	DRILL 1ST INTERMEDIATE ZONE	17.5
3.0	209.7	8.7	3.5	236.0	9.8	4.4	304.0	12.7	#N/D	Mud substitution/conditioning	DRILL 1ST INTERMEDIATE ZONE	displace SW with OBM
5.4	215.0	9.0	6.3	242.3	10.1	8.0	312.0	13.0	#N/D	Mill Cement/Shoe	DRILL 1ST INTERMEDIATE ZONE	drill cmt shoe, wash, drill 5m new formation and circulate hole cleaning
1.1	216.1	9.0	1.6	243.9	10.2	2.3	314.3	13.1	#N/D	FIT/LOT	DRILL 1ST INTERMEDIATE ZONE	perform LOT
12.2	228.3	9.5	16.3	260.1	10.8	29.0	343.2	14.3	1153	Drill formation	DRILL 1ST INTERMEDIATE ZONE	drill 17 1/2" hole section to TD
2.0	230.3	9.6	2.6	262.8	10.9	3.6	346.8	14.5	1153	Circulate	DRILL 1ST INTERMEDIATE ZONE	pump HVP and circulate hole clean
3.7	234.0	9.7	4.2	267.0	11.1	5.2	352.0	14.7	1153	Short/Long trip	DRILL 1ST INTERMEDIATE ZONE	POOH 17 1/2" BHA (in back reaming) to 20" shoe, RIH back to TD, wash and
5.2	239.2	10.0	5.8	272.8	11.4	7.0	359.0	15.0	1153	POOH BHA	DRILL 1ST INTERMEDIATE ZONE	
5.7	244.9	10.2	6.4	279.1	11.6	7.5	366.5	15.3	1153	Other	RUN/CEMENT 1ST INTERMEDIATE CASING	change saver sub and handling equipment, retrieve WB
2.7	247.5	10.3	3.2	282.3	11.8	3.9	370.5	15.4	1153	Casing/liner equipment preparation	RUN/CEMENT 1ST INTERMEDIATE CASING	P/U and M/U 16" shoe track and test
2.2	249.8	10.4	2.6	284.9	11.9	3.1	373.6	15.6	1153	RIH casing/liner	RUN/CEMENT 1ST INTERMEDIATE CASING	RIH 16" lnr (in stands) towards sead bed
7.6	257.4	10.7	9.4	294.3	12.3	15.6	389.2	16.2	1153	RIH liner with DP	RUN/CEMENT 1ST INTERMEDIATE CASING	continue RIH to TD
5.3	262.8	10.9	6.6	300.9	12.5	13.3	402.5	16.8	1153	Cement casing/liner	RUN/CEMENT 1ST INTERMEDIATE CASING	
4.2	266.9	11.1	5.0	305.9	12.7	6.1	408.6	17.0	1153	Other	RUN/CEMENT 1ST INTERMEDIATE CASING	set/test 16" lnr hanger + top pkr and perform reverse circulation
5.2	272.2	11.3	5.8	311.8	13.0	6.9	415.5	17.3	#N/D	#N/D	RUN/CEMENT 1ST INTERMEDIATE CASING	POOH DP
3.7	275.9	11.5	4.3	316.0	13.2	5.2	420.6	17.5	#N/D	#N/D	RUN/CEMENT 1ST INTERMEDIATE CASING	RIH and install 20" WB
7.3	283.2	11.8	8.3	324.3	13.5	10.0	430.6	17.9	#N/D	BHA M/U	DRILL 2ND INTERMEDIATE ZONE	P/U, shallow test and preparation
2.7	285.9	11.9	3.0	327.4	13.6	3.7	434.3	18.1	#N/D	RIH BHA	DRILL 2ND INTERMEDIATE ZONE	14.75
5.3	291.2	12.1	6.2	333.6	13.9	7.8	442.1	18.4	#N/D	Mill Cement/Shoe	DRILL 2ND INTERMEDIATE ZONE	drill cmt shoe, wash, drill 5m new formation and circulate hole cleaning
2.7	293.9	12.2	3.1	336.7	14.0	3.9	446.0	18.6	#N/D	FIT/LOT	DRILL 2ND INTERMEDIATE ZONE	perform LOT
16.2	310.1	12.9	22.1	358.8	15.0	52.6	498.6	20.8	1410	Drill formation	DRILL 2ND INTERMEDIATE ZONE	drill 14 3/4" hole section to TD
2.0	312.1	13.0	2.6	361.4	15.1	3.5	502.1	20.9	1410	Circulate	DRILL 2ND INTERMEDIATE ZONE	pump HVP and circulate hole clean
3.7	315.9	13.2	4.2	365.6	15.2	5.1	507.1	21.1	1410	Short/Long trip	DRILL 2ND INTERMEDIATE ZONE	POOH 14 3/4" BHA (in back reaming) to 16" shoe, RIH back to TD, wash and
5.2	321.1	13.4	5.7	371.4	15.5	6.8	513.9	21.4	1410	POOH BHA	DRILL 2ND INTERMEDIATE ZONE	
5.7	326.7	13.6	6.3	377.6	15.7	7.7	521.7	21.7	1410	Other	RUN/CEMENT 2ND INTERMEDIATE CASING	change saver sub and handling equipment, retrieve WB
2.7	329.4	13.7	3.2	380.8	15.9	4.1	525.7	21.9	1410	Casing/liner equipment preparation	RUN/CEMENT 2ND INTERMEDIATE CASING	P/U and M/U 13 3/8" shoe track and test
4.6	334.0	13.9	5.4	386.2	16.1	7.0	532.7	22.2	1410	RIH casing/liner	RUN/CEMENT 2ND INTERMEDIATE CASING	RIH 13 3/8" (in stands)
3.9	337.8	14.1	4.8	391.0	16.3	9.8	542.5	22.6	1410	RIH casing/liner	RUN/CEMENT 2ND INTERMEDIATE CASING	continue RIH to TD
5.4	343.2	14.3	8.3	399.3	16.6	19.1	561.6	23.4	1410	Cement casing/liner	RUN/CEMENT 2ND INTERMEDIATE CASING	
2.7	345.9	14.4	3.2	402.4	16.8	4.1	565.7	23.6	1410	Other	RUN/CEMENT 2ND INTERMEDIATE CASING	set/test seal assy
6.4	352.3	14.7	7.1	409.5	17.1	8.7	574.3	23.9	#N/D	#N/D	RUN/CEMENT 2ND INTERMEDIATE CASING	POOH
3.7	356.0	14.8	4.2	413.7	17.2	5.3	579.6	24.1	#N/D	#N/D	RUN/CEMENT 2ND INTERMEDIATE CASING	RIH and install 13 3/8" WB

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.

5.3	361.3	15.1	6.2	419.9	17.5	7.2	586.8	24.4	#N/D	BHA M/U	DRILL TO PRODUCTION ZONE 1	P/U, shallow test and preparation
3.3	364.6	15.2	3.7	423.6	17.6	4.2	591.0	24.6	#N/D	RIH BHA	DRILL TO PRODUCTION ZONE 1	12.25
5.4	369.9	15.4	6.2	429.8	17.9	7.1	598.1	24.9	#N/D	Mill Cement/Shoe	DRILL TO PRODUCTION ZONE 1	drill cmt shoe, wash, drill 5m new formation and circulate hole cleaning
2.7	372.6	15.5	3.1	432.9	18.0	3.6	601.7	25.1	#N/D	FIT/LOT	DRILL TO PRODUCTION ZONE 1	perform LOT
32.4	405.0	16.9	41.6	474.5	19.8	71.0	672.6	28.0	2003	Drill formation	DRILL TO PRODUCTION ZONE 1	drill 12 1/2" hole section to TD
3.3	408.3	17.0	3.8	478.3	19.9	4.4	677.0	28.2	2003	Circulate	DRILL TO PRODUCTION ZONE 1	pump HVP and circulate hole clean
5.6	413.9	17.2	6.3	484.6	20.2	7.3	684.3	28.5	2003	Short/Long trip	DRILL TO PRODUCTION ZONE 1	POOH 12 1/4" BHA (in back reaming) to 13 3/8" shoe, RIH back to TD, wash and
6.4	420.3	17.5	6.9	491.5	20.5	7.6	691.9	28.8	2003	POOH BHA	DRILL TO PRODUCTION ZONE 1	
33.4	453.6	18.9	40.1	531.6	22.1	47.5	739.4	30.8	2003	Logging open hole	DRILL TO PRODUCTION ZONE 1	perform EWL+ MDT and pressure probe
5.7	459.3	19.1	6.4	538.0	22.4	7.4	746.9	31.1	2003	Other	RUN/CEMENT PRODUCTION CASING 1	change saver sub and handling equipment, retrieve WB
2.7	462.0	19.2	3.2	541.2	22.5	3.9	750.8	31.3	2003	Casing/liner equipment preparation	RUN/CEMENT PRODUCTION CASING 1	P/U and M/U 9 5/8" shoe track and test
8.2	470.2	19.6	9.7	550.9	23.0	12.0	762.7	31.8	2003	RIH casing/liner	RUN/CEMENT PRODUCTION CASING 1	RIH 9 5/8" csg (in stands)
3.9	474.1	19.8	4.9	555.8	23.2	9.1	771.8	32.2	2003	RIH casing/liner	RUN/CEMENT PRODUCTION CASING 1	continue RIH to TD
7.4	481.5	20.1	8.9	564.8	23.5	14.6	786.4	32.8	2003	Cement casing/liner	RUN/CEMENT PRODUCTION CASING 1	
2.7	484.1	20.2	3.2	568.0	23.7	3.9	790.3	32.9	2003	Other	RUN/CEMENT PRODUCTION CASING 1	set/test seal assy
9.1	493.2	20.6	10.2	578.1	24.1	11.9	802.2	33.4	#N/D	#N/D	RUN/CEMENT PRODUCTION CASING 1	POOH
10.0	503.2	21.0	12.1	590.3	24.6	14.8	817.0	34.0	#N/D	Logging cased hole	RUN/CEMENT PRODUCTION CASING 1	CBL/USIT
8.0	511.2	21.3	8.5	598.7	24.9	9.4	826.5	34.4	#N/D	#N/D	RUN/CEMENT PRODUCTION CASING 1	install WB on WH
17.1	528.3	22.0	19.3	618.0	25.8	22.5	849.0	35.4	#N/D	Other	RUN COMPLETION 1	Casing scraper and mud displacement with brine
15.9	544.2	22.7	18.6	636.6	26.5	21.9	870.9	36.3	#N/D	Other	RUN COMPLETION 1	RIH DP csg cleaning and filtered brine
7.4	551.6	23.0	8.2	644.8	26.9	9.6	880.5	36.7	#N/D	Other	RUN COMPLETION 1	Setting sump packer with EWL
9.8	561.4	23.4	11.2	656.1	27.3	13.5	894.0	37.3	#N/D	Other	RUN COMPLETION 1	CBL/VDL log
20.6	582.0	24.2	23.3	679.4	28.3	27.6	921.7	38.4	#N/D	Casing perforation	RUN COMPLETION 1	Perforation
14.7	596.7	24.9	16.5	695.9	29.0	19.2	940.9	39.2	#N/D	Casing washing	RUN COMPLETION 1	Post perforation scraper
35.3	632.0	26.3	37.6	733.5	30.6	42.2	983.1	41.0	#N/D	Other	RUN COMPLETION 1	Inside casing gravel pack - frac and pack
22.3	654.3	27.3	24.6	758.1	31.6	28.6	1011.6	42.2	#N/D	Other	RUN COMPLETION 1	Rih packer plug
20.6	675.0	28.1	23.3	781.4	32.6	27.4	1039.0	43.3	#N/D	Casing perforation	RUN COMPLETION 1	Perforation zone 2
21.4	696.3	29.0	22.6	804.0	33.5	25.2	1064.3	44.3	#N/D	Other	RUN COMPLETION 1	Backsurging with DST zone 2
23.1	719.4	30.0	25.2	829.2	34.6	29.2	1093.5	45.6	#N/D	Other	RUN COMPLETION 1	Retriving packer plug
29.3	748.7	31.2	31.6	860.8	35.9	35.6	1129.1	47.0	#N/D	Other	RUN COMPLETION 1	Inside casing gravel pack - GP
22.3	771.0	32.1	24.5	885.3	36.9	28.7	1157.8	48.2	#N/D	Other	RUN COMPLETION 1	Rih packer plug
20.5	791.5	33.0	23.4	908.7	37.9	27.5	1185.2	49.4	#N/D	Casing perforation	RUN COMPLETION 1	Perforation zone 3
23.1	814.6	33.9	25.3	934.0	38.9	29.2	1214.4	50.6	#N/D	Other	RUN COMPLETION 1	Retriving packer plug
14.6	829.2	34.5	15.8	949.8	39.6	18.0	1232.4	51.4	#N/D	Other	RUN COMPLETION 1	RIH intermediate string + GP packer
35.4	864.6	36.0	37.8	987.6	41.2	42.3	1274.7	53.1	#N/D	Other	RUN COMPLETION 1	Inside casing gravel pack - frac and pack
22.3	886.9	37.0	24.5	1012.1	42.2	28.4	1303.1	54.3	#N/D	Other	RUN COMPLETION 1	Rih packer plug
20.8	907.7	37.8	23.4	1035.5	43.1	27.5	1330.7	55.4	#N/D	Casing perforation	RUN COMPLETION 1	Perforation zone 4
23.1	930.7	38.8	25.3	1060.8	44.2	29.2	1359.8	56.7	#N/D	Other	RUN COMPLETION 1	Retriving packer plug
35.2	966.0	40.2	37.7	1098.5	45.8	42.2	1402.0	58.4	#N/D	Other	RUN COMPLETION 1	Inside casing gravel pack - frac and pack
0.0	966.0	40.2	0.0	1098.5	45.8	0.0	1402.0	58.4	#N/D	Perforation	RUN COMPLETION 1	TCP deployment and efficiency
0.0	966.0	40.2	0.0	1098.5	45.8	0.0	1402.0	58.4	#N/D	Running completion	RUN COMPLETION 1	Gravel pack performance during operations
0.0	966.0	40.2	0.0	1098.5	45.8	0.0	1402.0	58.4	#N/D	Running completion	RUN COMPLETION 1	Issues with GP packer
7.4	973.3	40.6	8.2	1106.7	46.1	9.1	1411.1	58.8	#N/D	RIH Bit/Taper Mill + Scraper	WELL ABANDON 1	Scraper Intermediate packer & BP setting area
5.4	978.7	40.8	6.2	1112.9	46.4	7.0	1418.1	59.1	#N/D	POOH Bit/Taper Mill + Scraper	WELL ABANDON 1	
22.0	1000.7	41.7	25.0	1137.9	47.4	31.2	1449.3	60.4	#N/D	Other	WELL ABANDON 1	Run, Set and test Intermediate string + POOH
10.7	1011.4	42.1	12.2	1150.1	47.9	14.0	1463.4	61.0	#N/D	Other	WELL ABANDON 1	FIV Inflow test
14.8	1026.2	42.8	16.8	1166.9	48.6	23.3	1486.7	61.9	#N/D	RIH and Set Bridge Plug / Cement Retainer	WELL ABANDON 1	Set and test retrievable BP
8.0	1034.2	43.1	8.2	1175.1	49.0	8.5	1495.2	62.3	#N/D	#N/D	WELL ABANDON 1	recover WB from WH and flush
22.0	1056.1	44.0	24.6	1199.6	50.0	27.7	1522.9	63.5	#N/D	Nipple down BOP	WELL ABANDON 1	Displace riser & Lift up BOP 50m. Move rig to next well
37.4	1093.5	45.6	38.3	1237.9	51.6	40.0	1562.9	65.1	#N/D	Nipple up BOP	RE-ENTRY	Rig positioning, Latch BOP and test (hopping)
19.3	1112.8	46.4	20.7	1258.6	52.4	25.7	1588.6	66.2	#N/D	#N/D	RE-ENTRY	Well Re-entry and recover bridge plug
7.7	1120.5	46.7	8.8	1267.4	52.8	10.0	1598.6	66.6	#N/D	Other	RUN COMPLETION 2	Retrieve wear bushing
78.3	1198.8	50.0	82.4	1349.8	56.2	90.5	1689.2	70.4	#N/D	RIH Completion	RUN COMPLETION 2	RIH completion
24.1	1222.9	51.0	27.1	1376.9	57.4	30.5	1719.7	71.7	#N/D	RIH subsea Landing String	RUN COMPLETION 2	RU and RIH Landing String
10.3	1233.2	51.4	12.1	1389.0	57.9	14.5	1734.2	72.3	#N/D	Other	RUN COMPLETION 2	RU Flow Head Lifting Frame
10.5	1243.7	51.8	11.9	1400.9	58.4	13.4	1747.6	72.8	#N/D	Other	RUN COMPLETION 2	Land/latch tbg hanger + test
4.2	1247.9	52.0	4.8	1405.7	58.6	5.4	1753.0	73.0	#N/D	Set packer	RUN COMPLETION 2	Set and test packer
7.3	1255.2	52.3	8.1	1413.8	58.9	9.0	1762.0	73.4	#N/D	Other	RUN COMPLETION 2	Test SCSSV, Retrieve isolation sleeve
11.4	1266.6	52.8	13.8	1427.5	59.5	28.7	1790.7	74.6	#N/D	Other	RUN COMPLETION 2	Cycle open FIV and AFIV
51.5	1318.1	54.9	57.3	1484.8	61.9	69.7	1860.4	77.5	#N/D	Other	CLEAN UP 1	Well Clean up
9.2	1327.2	55.3	10.0	1494.8	62.3	10.8	1871.2	78.0	#N/D	#N/D	WELL ABANDON 2	Install and test lower crown plug
8.2	1335.4	55.6	9.5	1504.3	62.7	14.8	1886.1	78.6	#N/D	#N/D	WELL ABANDON 2	Install and test upper crown plug
21.9	1357.4	56.6	24.1	1528.3	63.7	27.0	1913.0	79.7	#N/D	#N/D	WELL ABANDON 2	Displace riser, POOH LS
20.0	1377.3	57.4	22.1	1550.4	64.6	24.7	1937.8	80.7	#N/D	Nipple down BOP	MOVE OUT	Lift up BOP to move rig

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.

1.5 SEQUENZA OPERATIVA - SOMMARIO

La sequenza operativa prevista per la perforazione del pozzo CASSIOPEA 3 è la seguente:

- Perforazione foro 24”x42” per settaggio” CP a 743m MD/TVD RKB.
- Discesa e cementazione CP 36” a 743m MD/TVD RKB , infissione di 93m.
- Perforazione foro da 24”, discesa e cementazione della colonna da 20” a 953m MD/TVD RKB. Infissione di 303m (Seat Protector preinstallato su HP Wellhead Housing).
- Discesa BOP stack & latch BOP su 20” Wellhead Housing;
- Pressure test Choke, Kill line, H4 connector e test BOP;
- Con batteria di perforazione da 17 1/2” fresaggio cemento e scarpa Casing 20” ed esecuzione LOT;
- Perforazione fase 17 1/2” per liner 16” @ 1153 m MD/TVD RKB;
- Recupero Wear Bushing
- Discesa e cementazione liner 16”, settaggio sub-mudline casing hanger e test;
- Pressure test BOP;
- Discesa e installazione Wear Bushing
- Discesa batteria di perforazione da 14 3/4”, fresaggio cemento e scarpa liner 16” ed esecuzione LOT;
- Perforazione fase 14 ¾” per Casing di Intermedio 13 3/8” @ 1403 m MD/TVD RKB;
- Recupero Wear Bushing
- Discesa e cementazione casing intermedio 13 3/8”, pressure test;
- Discesa e installazione Wear Bushing
- Discesa batteria di perforazione da 12 1/4”, fresaggio cemento e scarpa Casing 13 3/8” ed esecuzione LOT;
- Perforazione fase 12 1/4” fino a coring point, estrazione batteria
- Discesa batteria Carotaggio, acquisizione carota, estrazione carotiere
- Discesa batteria perforazione 12 ¼”
- Perforazione fase 12 ¼” per casing 9 5/8” @ 2003 m MD/TVD RKB.
- Registrazione Log;
- Recupero Wear Bushing
- Discesa e cementazione casing 9 5/8”, pressure test.
- Discesa 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.

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 3 sono il pozzo Cassiopea 1 dir, 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 Cassipoea 1 e Argo 2.

CASSIOPEA 1 DIR

Fase da 12 ¼”
Durante la perforazione della fase da 12 ¼”, fatta con fango a base acqua, si sono riscontrati principi di pack-off e parziali assorbimenti (quantificabili in circa 10 m^3). A TD, durante la circolazione per pulizia foro (avvenuta dopo la manovra di controllo foro) sono stati riscontrati fenomeni di scavernamento 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.

Fase da 8 ½”
Con la perforazione del foro da 8 ½” 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 ½”
La fase da 17 ½” 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.

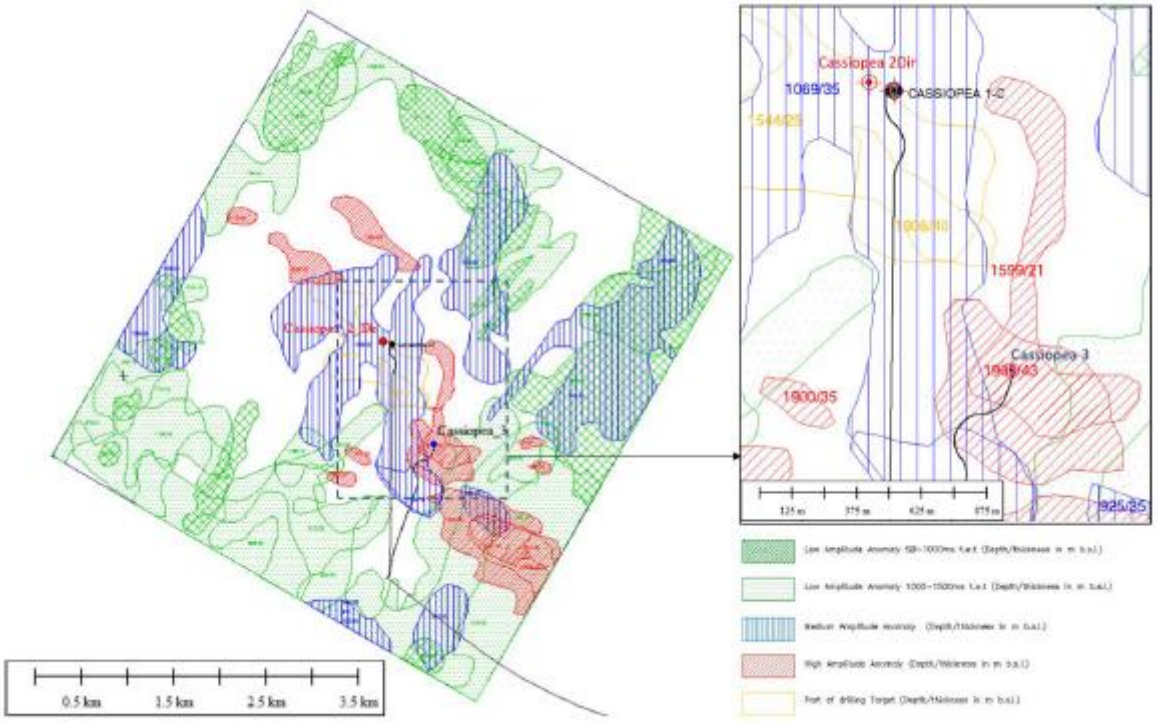
Fase da 12 ¼”
La fase da 12 ¼” è stata perforata senza particolari problemi. Si sono tuttavia verificati continui forzamenti durante l’estrazione della batteria, che ha richiesto backreaming. Durante l’estrazione in backreaming, si sono inoltre verificati overtorque e tentativi di pack-off con parziale 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.

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.

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 stati 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.



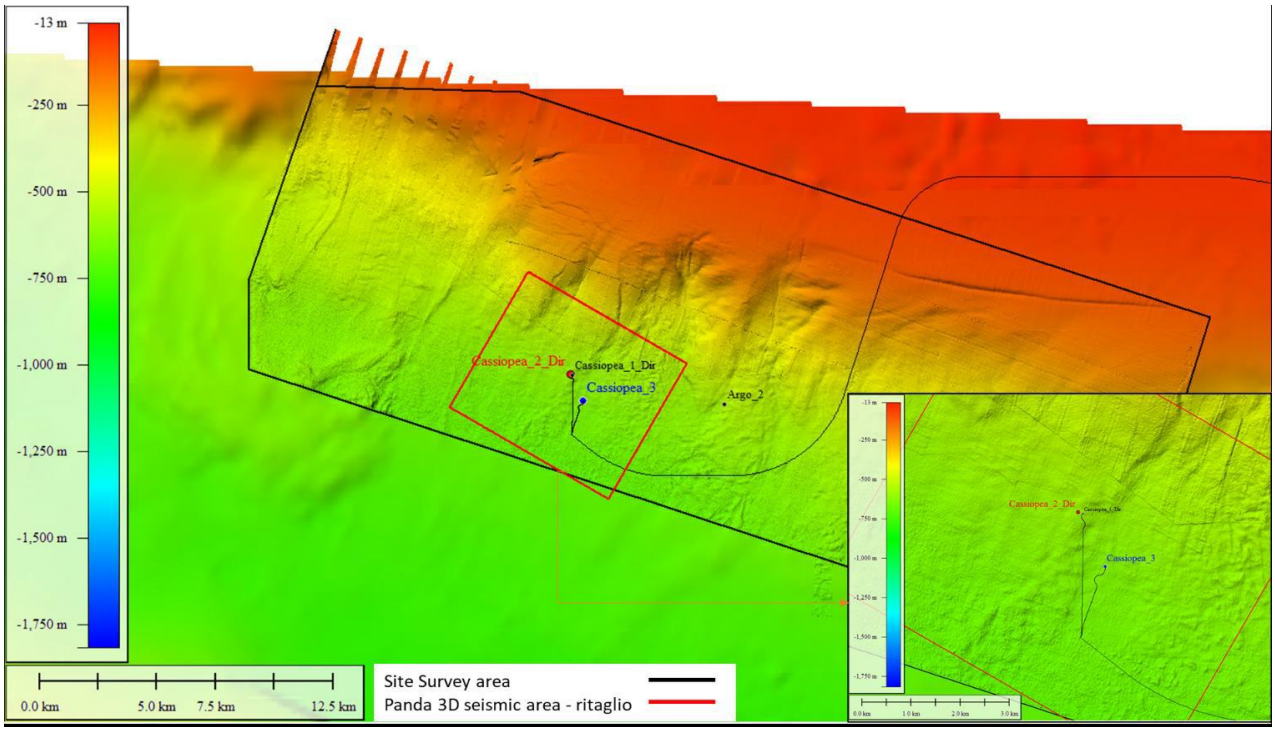
Anomalie di ampiezza individuate nell'area (da report G.A.S. Srl, 2006).

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.

1.7 BATIMETRIA

L'area del fondo mare di interesse per la perforazione del pozzo Cassiopea 3 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 3.

Nome	Latitudine N	Longitudine E	Water Depth	RT Elevation
Cassiopea 3	4087584.72 m	2407585.90 m	- 625 m	25 m



Batimetria dell'area di studio

L'area del pozzo Cassiopea 3 si trova a circa 1170 m SE rispetto al pozzo Cassiopea 1 Dir ad una profondità d'acqua di -625 m bmsl. La pendenza del fondo mare in corrispondenza del punto è di 2.08° con una direzione di inclinazione di 222°SW.

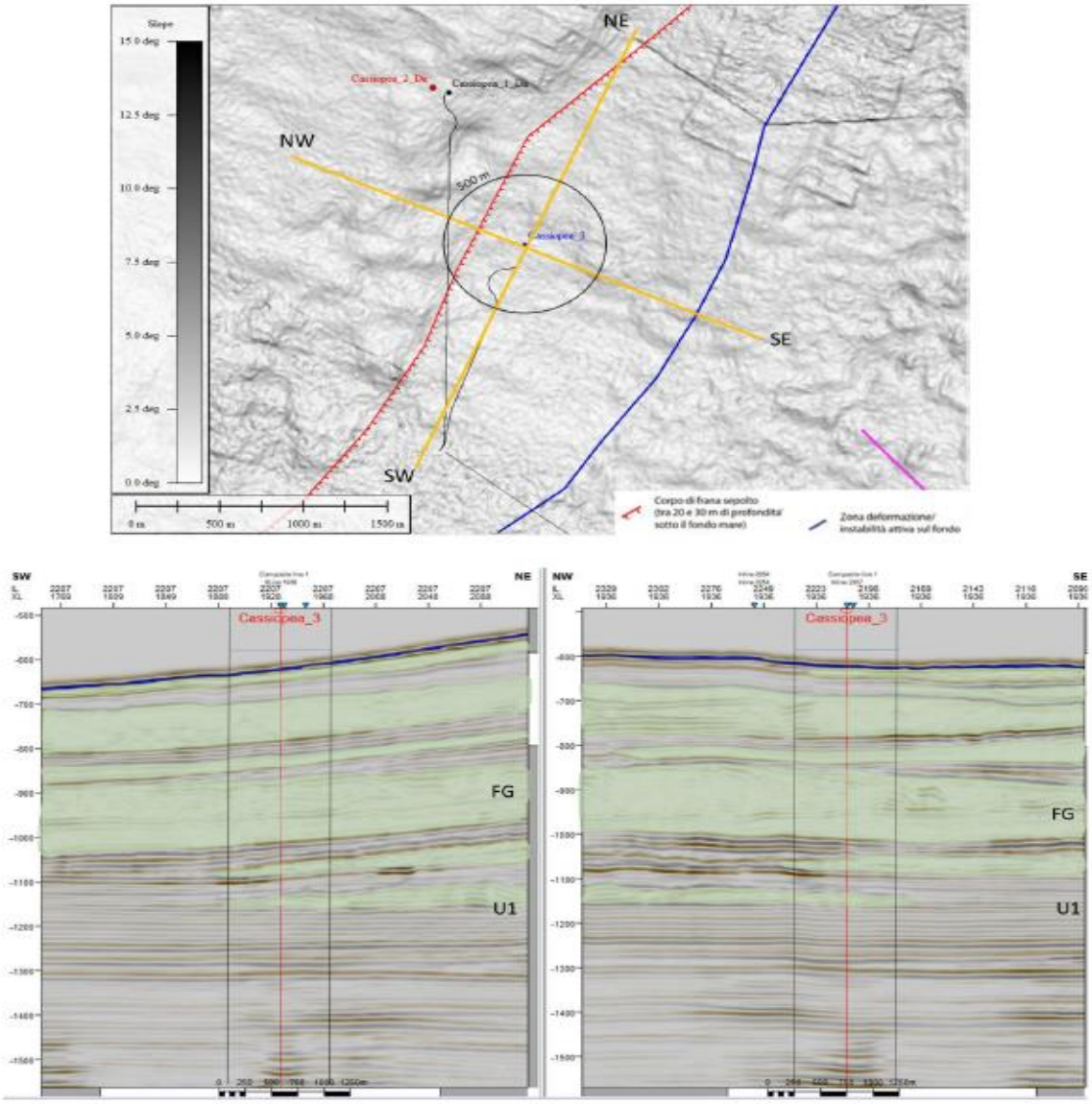
Nel sito di Cassiopea 3 si evidenziano a fondo mare ondulazioni e corrugamenti dei sedimenti olocenici più o meno marcati, probabilmente correlati all'assestamento della frana sepolta.

L'effetto del carico litostatico sul corpo di frana ha favorito una deformazione localizzata dei sedimenti al di sopra di esso, lasciando intatta la successione stratigrafica senza generare una sensibile traslazione orizzontale dei sedimenti.

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.

In corrispondenza del margine continentale è stato identificato un canyon probabilmente non più attivo. Nell'area sono state riconosciute ondulazioni di sedimenti, faglie ed una nicchia di distacco in destra idrografica del canyon.

Sebbene il pozzo ricada all'interno dell'area del corpo di frana sepolto, le ondulazioni evidenziate a fondo mare risultano essere di limitata entità e non sono presenti ulteriori elementi geomorfologici di rilievo.



Sezioni sismiche SW-NE ed NW-SE lungo la traiettoria del pozzo Cassiopea 3. In poligoni verdi indicato i fenomeni di instabilità gravitativa lungo la traiettoria pozzo.

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.

1.8 STIMA DEI GRADIENTI DI PRESSIONE E TEMPERATURA

Lo studio del gradiente dei pori è stato eseguito dall'unità GEOP, 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 950 m, profondità alla quale si prevede lo sviluppo del gradiente di pressione con un incremento graduale fino a 1,31 kg/cm²/10 m alla profondità di circa 1800 mMD/TVD RKB, per poi mantenersi pressoché costante fino a TD (2003 mMD/TVD RKB).

1.8.1 TABELLA GRADIENTI DI PRESSIONE

Prof. (RKB)	Gradiente dei Sedimenti	Gradiente dei Pori	Gradiente Fratturazione
650	1.03	1.03	1.03
655	1.04	1.03	1.04
665	1.05	1.03	1.05
675	1.07	1.03	1.06
685	1.08	1.03	1.07
695	1.09	1.03	1.08
705	1.10	1.03	1.09
715	1.12	1.03	1.10
725	1.13	1.03	1.11
735	1.14	1.03	1.12
745	1.15	1.03	1.13
755	1.16	1.03	1.13
765	1.17	1.03	1.14
775	1.18	1.03	1.15
785	1.20	1.03	1.16
795	1.21	1.03	1.17
805	1.22	1.03	1.18
815	1.22	1.03	1.18
825	1.23	1.03	1.19
835	1.24	1.03	1.20
845	1.25	1.03	1.20
855	1.26	1.03	1.21
865	1.27	1.03	1.22
875	1.28	1.03	1.22
885	1.29	1.03	1.23
895	1.29	1.03	1.24
905	1.30	1.03	1.24
915	1.31	1.03	1.25
925	1.32	1.03	1.26
935	1.32	1.04	1.26
945	1.33	1.04	1.27
955	1.30	1.02	1.24
965	1.31	1.02	1.25
975	1.32	1.02	1.25
985	1.32	1.02	1.26

Prof. (RKB)	Gradiente dei Sedimenti	Gradiente dei Pori	Gradiente Fratturazione
995	1.33	1.02	1.27
1005	1.34	1.03	1.27
1015	1.34	1.03	1.28
1025	1.35	1.03	1.28
1035	1.36	1.04	1.29
1045	1.36	1.04	1.29
1055	1.37	1.04	1.30
1065	1.38	1.04	1.30
1075	1.38	1.05	1.31
1085	1.39	1.06	1.32
1095	1.39	1.06	1.32
1105	1.40	1.07	1.33
1115	1.40	1.08	1.33
1125	1.41	1.09	1.34
1135	1.41	1.09	1.35
1145	1.42	1.10	1.35
1155	1.43	1.10	1.36
1165	1.43	1.11	1.36
1175	1.44	1.11	1.37
1185	1.44	1.11	1.37
1195	1.45	1.11	1.37
1205	1.45	1.11	1.38
1215	1.45	1.12	1.38
1225	1.46	1.12	1.39
1235	1.46	1.12	1.39
1245	1.47	1.12	1.39
1255	1.47	1.13	1.40
1265	1.48	1.13	1.40
1275	1.48	1.13	1.41
1285	1.49	1.13	1.41
1295	1.49	1.14	1.42
1305	1.50	1.14	1.42
1315	1.50	1.14	1.42
1325	1.50	1.15	1.43
1335	1.51	1.15	1.43

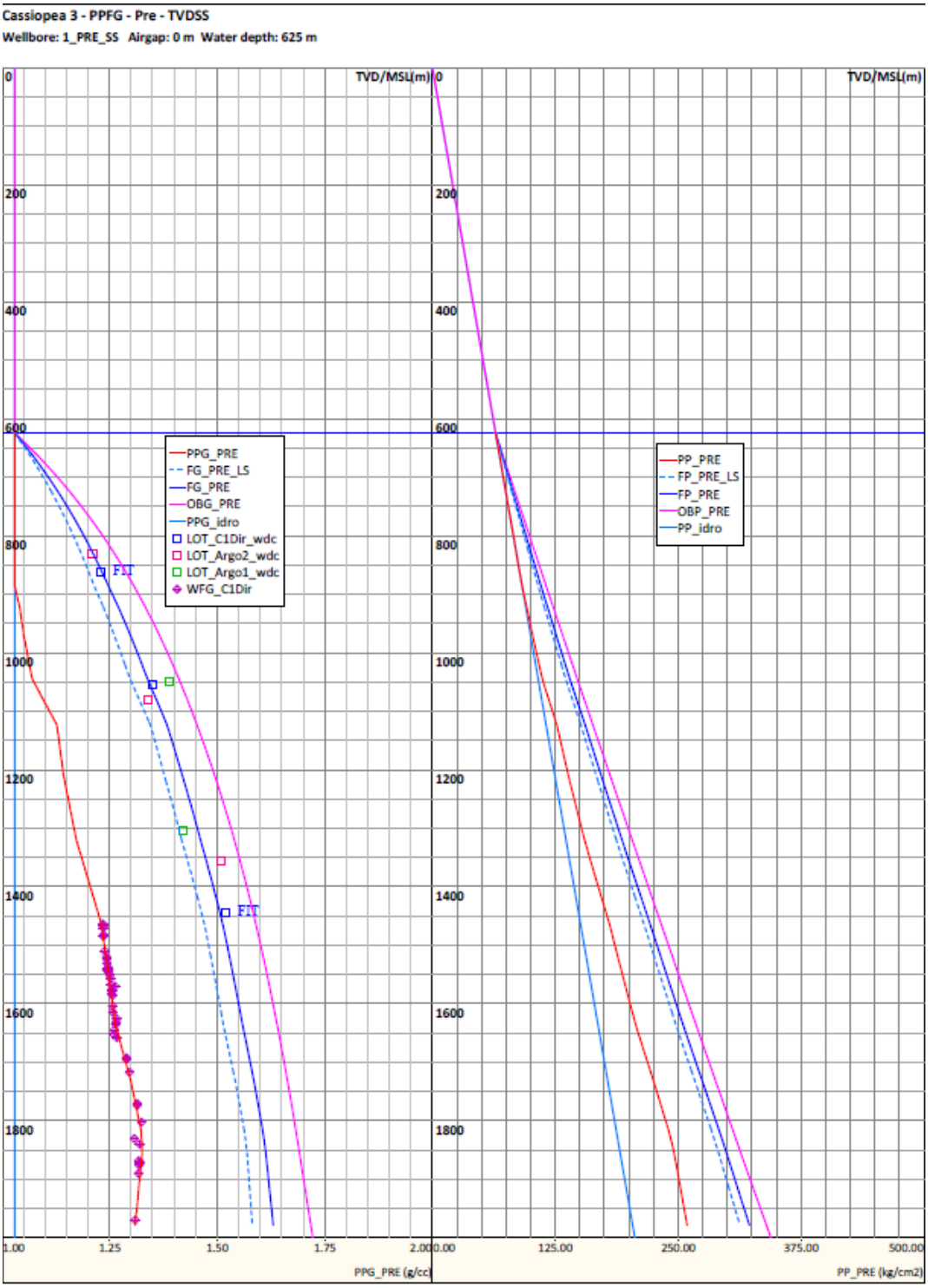
The present document is CONFIDENTIAL and it is the property of ENI
It shall not be shown to third parties nor shall it be used for reasons different from those owing to which it was given.

Prof. (RKB)	Gradiente dei Sedimenti	Gradiente dei Pori	Gradiente Fratturazione
1345	1.51	1.15	1.43
1355	1.52	1.16	1.44
1365	1.52	1.16	1.44
1375	1.52	1.16	1.45
1385	1.53	1.17	1.45
1395	1.53	1.17	1.45
1405	1.53	1.18	1.46
1415	1.54	1.18	1.46
1425	1.54	1.18	1.47
1435	1.55	1.19	1.47
1445	1.55	1.19	1.47
1455	1.55	1.20	1.48
1465	1.56	1.20	1.48
1475	1.56	1.21	1.48
1485	1.56	1.21	1.49
1495	1.57	1.21	1.49
1505	1.57	1.21	1.49
1515	1.57	1.22	1.50
1525	1.58	1.22	1.50
1535	1.58	1.22	1.50
1545	1.58	1.22	1.50
1555	1.58	1.22	1.51
1565	1.59	1.23	1.51
1575	1.59	1.23	1.51
1585	1.59	1.23	1.52
1595	1.60	1.23	1.52
1605	1.60	1.23	1.52
1615	1.60	1.24	1.52
1625	1.61	1.24	1.53
1635	1.61	1.24	1.53
1645	1.61	1.24	1.53
1655	1.61	1.24	1.53
1665	1.62	1.25	1.54
1675	1.62	1.25	1.54
1685	1.62	1.25	1.54

Prof. (RKB)	Gradiente dei Sedimenti	Gradiente dei Pori	Gradiente Fratturazione
1695	1.62	1.26	1.55
1705	1.63	1.26	1.55
1715	1.63	1.27	1.55
1725	1.63	1.27	1.55
1735	1.63	1.27	1.56
1745	1.64	1.28	1.56
1755	1.64	1.28	1.56
1765	1.64	1.28	1.57
1775	1.64	1.29	1.57
1785	1.65	1.29	1.57
1795	1.65	1.29	1.57
1805	1.65	1.30	1.58
1815	1.65	1.30	1.58
1825	1.66	1.30	1.58
1835	1.66	1.30	1.58
1845	1.66	1.31	1.59
1855	1.66	1.31	1.59
1865	1.67	1.31	1.59
1875	1.67	1.31	1.59
1885	1.67	1.31	1.59
1895	1.67	1.31	1.59
1905	1.67	1.31	1.60
1915	1.68	1.30	1.60
1925	1.68	1.30	1.60
1935	1.68	1.30	1.60
1945	1.68	1.30	1.60
1955	1.69	1.30	1.60
1965	1.69	1.30	1.60
1975	1.69	1.30	1.61
1985	1.69	1.30	1.61
1995	1.69	1.29	1.61
2000	1.70	1.29	1.61
2003	1.70	1.29	1.61

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.

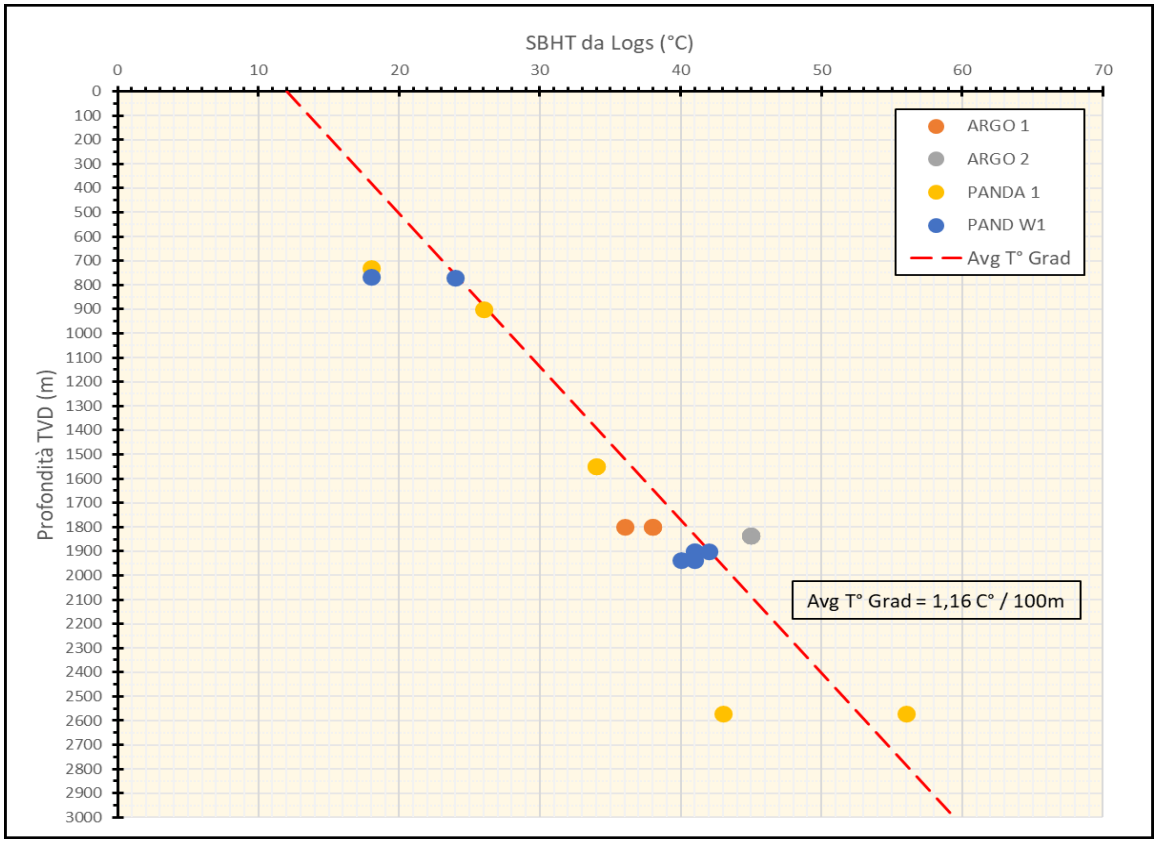
1.8.2 GRAFICO GRADIENTE DI PRESSIONE



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

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.

1.8.3 GARAFICO GRADIENTE DI TEMPERATURA



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.

1.9 STUDIO DI STABILITÀ 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:

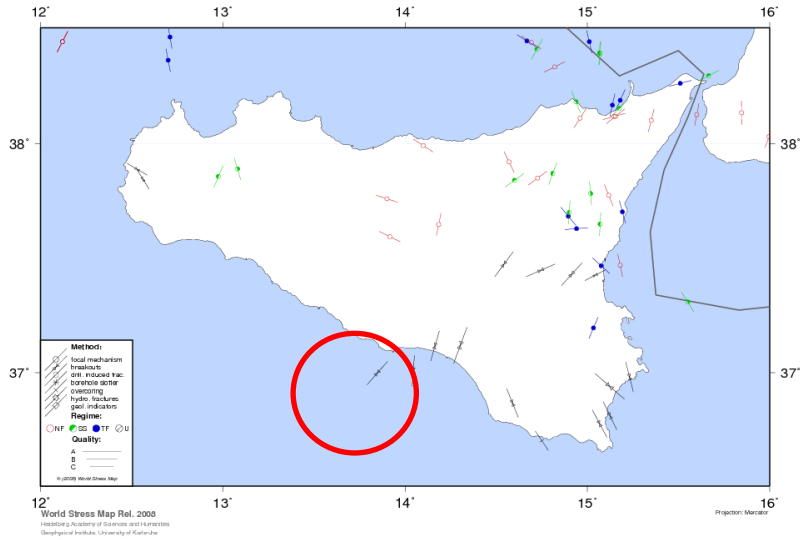
- SFG_0: curva di Shear Failure Gradient con 0° di breakout. Rappresenta il valore minimo di MW per mantenere il foro intatto. Scendendo col peso del fango sotto a questa curva, il foro inizia a collassare. Per questo motivo, questa curva si definisce anche Limite al Collasso.
- SFG_90: curva di Shear 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;

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.

– 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.

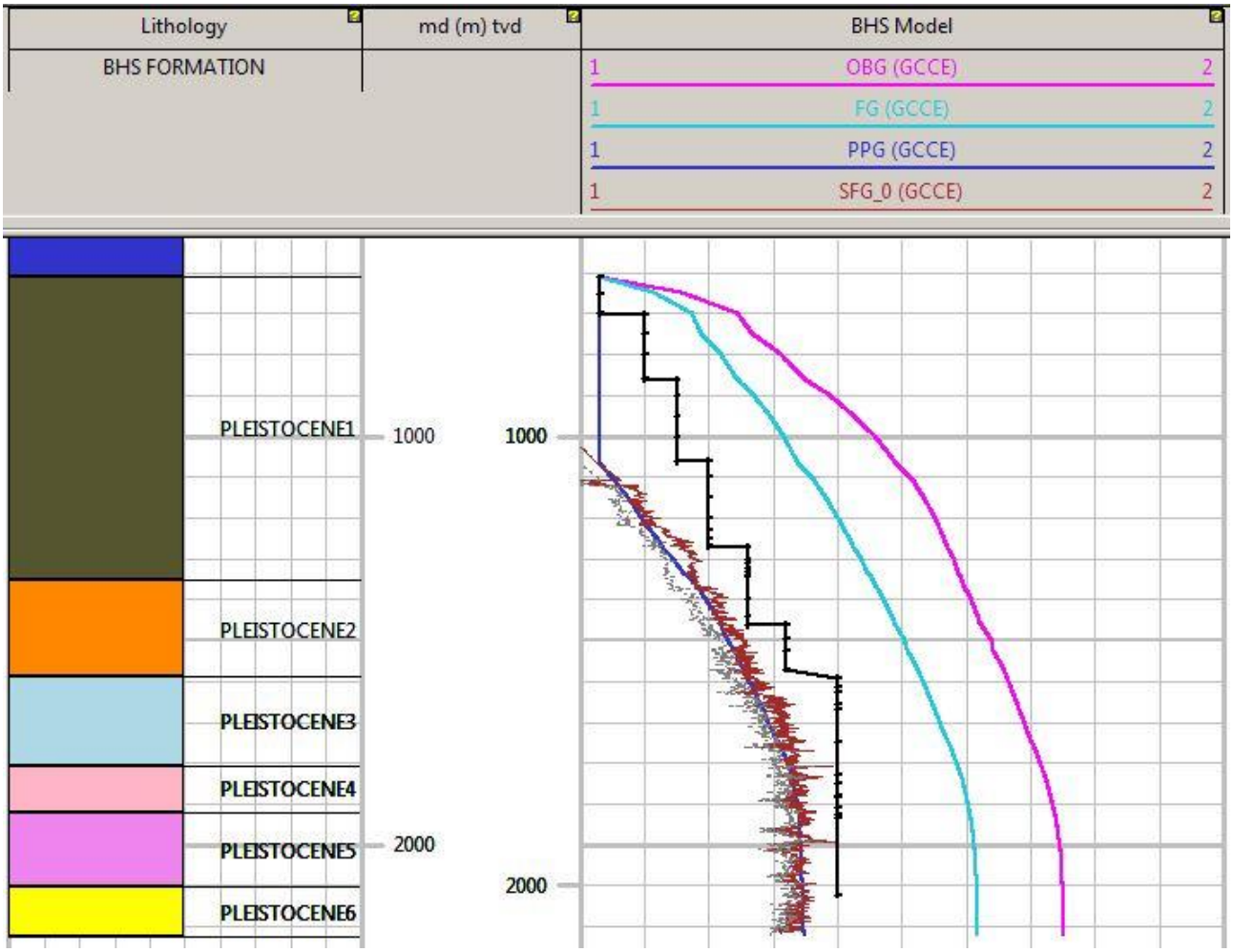


Tutti i dati utilizzati per questo studio sono stati forniti da Eni HQ o sono stati reperiti nei database aziendali.

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.

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:



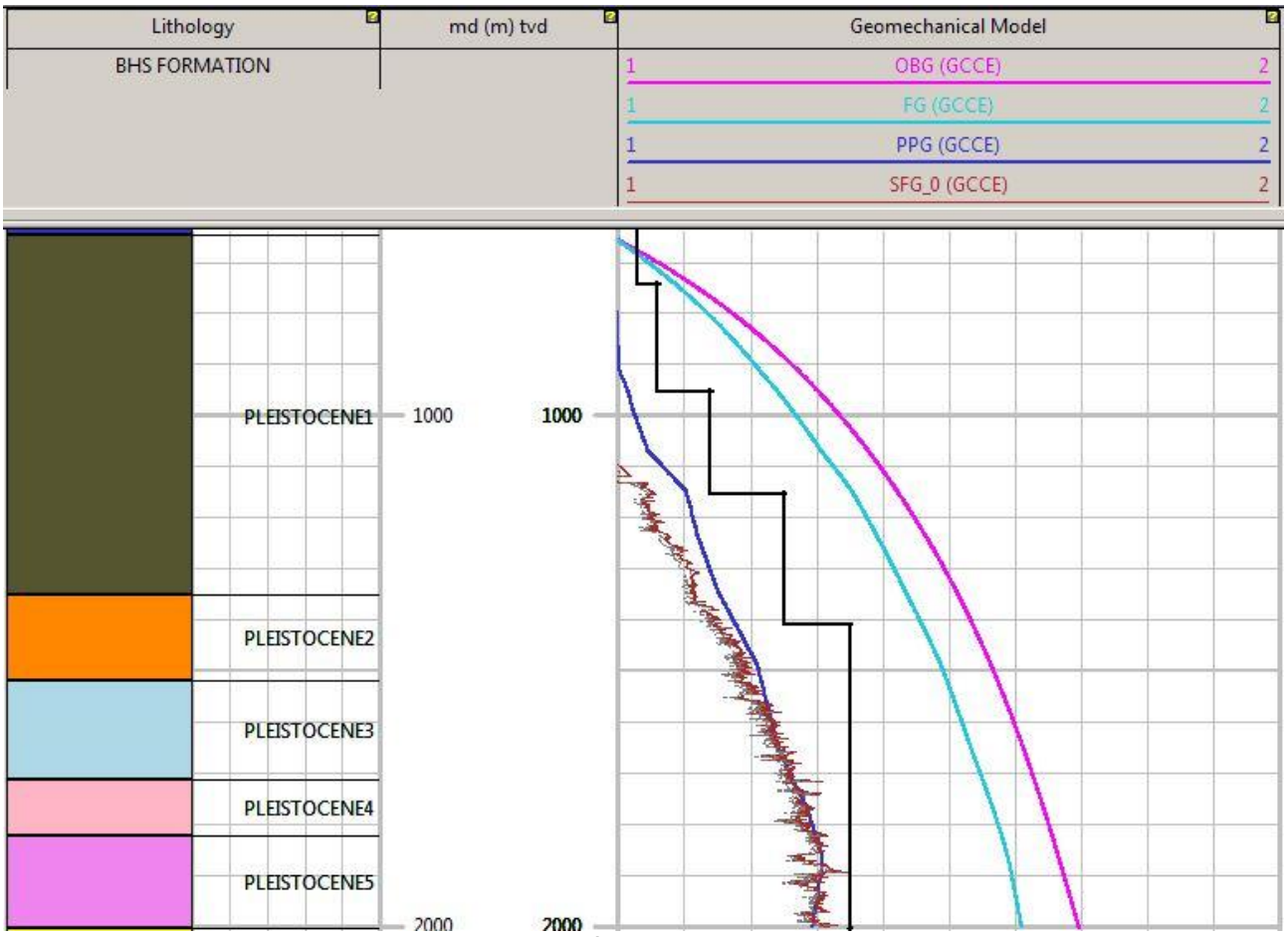
Cassiopea 1 Dir WBS

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

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.

1.9.2 ANALISI DI CASSIOPEA 3

Per il pozzo Cassiopea 3, 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 3 WBS

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

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.

2 SEQUENZA OPERATIVA

2.1 INFORMAZIONI PRELIMINARI

L'obiettivo minerario principale del pozzo è costituito da una fitta sequenza di livelli perlopiù sottili di sabbie/silt e argille. Il pozzo Cassiopea 3 sarà un pozzo di correlazione per la caratterizzazione petrofisica. Il sondaggio verrà realizzato perforando un pozzo verticale, pertanto le coordinate della well head location sono definite da quelle del target. La TD è prevista a 2003 m 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 625 m (ssl).
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 durate 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 POSIZIONAMENTO RIG E INIZIO OPERAZIONI

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 delle seguenti coordinate e verrà verificato da una compagnia topografica indipendente:

Datum	HAYFORD INTERNATIONAL 1924 / ROMA MM
Coordinate Geografiche	Latitudine: 36° 55' 37.197" N Longitudine 13° 44' 16.335" E:
Coordinate Metriche	Latitudine: 4087584,72 N Longitudine 2407585,90 E
Proiezione	GAUSS – BOAGA

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

<u>Sequenza operativa principale (Rig B)</u>

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.

- Eseguire test ROV
- Posizionare trasponder con l'ausilio dell'ROV (in alternativa i trasponder 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)

- 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 ¾" High Pressure housing
- Assemblare 18¾" CART con inner string e stivare in torre;
- Ingaggiare CART con 18 ¾" 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"x 42" 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 743 m TVD RKB (infissione CP 36" da fondo mare: 93 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 [gr/100 cm2]**
SW - GE (Seawater and Hi-Vis Pill)	1.05	85 -100	10 - 12

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

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.

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
- A TD circolare cuscino viscoso e continuare a circolare 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.
- Estrare 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	DESCRIZIONE	CARATTERISTICHE				LUNGHEZZA (m)		PESO (ton)			PROFONDITA'
(number)		OD (inch)	WT (lb/ft)	Grado	Connessione	Partial	Total	Single Air	Total Air	Total Mud	(m)
1	Shoe joint	36	556.2	X 56	Leopard SD2 RB	13.0	13.0	10.8	10.8	9.31	**743.0**
6	Intermediate Joint	36	556.2	X 56	Leopard SD2 RB	75.0	75.0	62.1	72.8	63.0	730.0
1	36" WH + Extension Jt	36	556.2	X 56	Leopard SD2 RB	8.0	84.0	7.4	80.3	69.4	655.0
									Joint Top		647.0

**lunghezza media casing ipotizzata 12.5m*

*** Stick-Up Wellhead ipotizzato 3m, da confermare secondo specifiche Wellhead service Company*

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 743m 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.

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.

- 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).

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 963 m MD/TVD RKB. (lunghezza minima Rat hole 10 m)

Parametri Perforazione foro 24"			
	PORTATA [L/MIN]	**WEIGHT ON BIT [TON]**	**ROP [m/hr]**
Perforazione 24"	3000 -4000*	Come Richiesto	Controllato (<20)
* Da Verificare secondo requisiti BHA			
Proprietà Fango			
	DENSITA' [KG/L]	**VISCOSITA' [SEC/L]**	**YP [gr/100 cm2]**
SW - GE (Seawater and Hi-Vis Pill)	1.05	85 - 100	10 - 12

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 cuscino viscoso e continuare a circolare con Pad Mud a 1,2 Kg/L.
- Registrare survey di verticalità con MWD

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.

- Estrarre batteria fino a 743 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 853 m MD/TVD RKB
- Discendere la colonna come da seguente tabella (space-out finale da confermare secondo lunghezze effettive):

20" Surface Casing

Joints	DESCRIZIONE	CARATTERISTICHE				LUNGHEZZA (m)		PESO (ton)			PROFONDITA'
(number)		OD (inch)	WT (lb/ft)	Grado	Connessione	Partial	Total	Single Air	Total Air	Total Mud	(m)
1	Shoe Joint	20	129.4	X 56 M	Leopard SD2 60KSI YELD	13.0	13.0	2.5	2.5	2.2	**953.0**
7	Intermediate Joints	20	129.4	X 56 M	Leopard SD2 60KSI YELD	87.5	100.5	16.9	19.4	16.7	940.0
1	Submudline receptacle Joint	20	129.4	X 56 M	Leopard SD2 60KSI YELD	12.5	113.0	2.4	21.8	18.8	852.5
15	Intermediate Joints	20	129.4	X 56 M	Leopard SD2 60KSI YELD	187.5	300.5	36.1	57.9	50.1	840.0
1	18.75" WH Hsg + Jt Ext	20	129.4	X 56 M	Leopard SD2 60KSI YELD	5.5	307.0	1.3	59.1	51.1	652.5
									Joint Top		647.0

**lunghezza media casing ipotizzata 12.5m*
*** Stick-Up Wellhead ipotizzato 3m, da confermare secondo specifiche Wellhead service Company*

- 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 ¾ " 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 953m MD/TVD RKB 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

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.

attraverso ball valve al top della 18 ¾" 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 Gasket
- Discendere il BOP Stack 18 ¾" 15000 psi con il Marine Riser eseguendo choke e kill lines pressure test come da procedure del drilling contractor

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 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 indicati al 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 superifcie possono essere testate offline durante le fasi riserless.

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.

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 ½" e stivare in torre.

2.8 FASE 17 1/2" PER LINER INTEMEDIO 16" @ 1153 M MD/TVD 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 1,14 sg.
- Chiudere BOP ed eseguire pressure test casing 20" come da paragrafo "Casing pressure test". Verificare volumi pompati 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 1,14 sg, perforare 5 m e circolare;
- 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 fino alla quota prevista di tubaggio lnr 16" (1163 m MD/TVD RKB, lasciando almeno 10m di Rat Hole per discesa liner 16") quindi circolare un bottom up fino a pulizia foro;

Parametri Perforazione foro 17 1/2"			
	PORTATA [L/MIN]	**WEIGHT ON BIT [TON]**	**ROP [m/hr]**
Perforazione 17 1/2"	2800 - 3200*	Come Richiesto	10 - 15
* Da Verificare secondo requisiti BHA			
Proprietà Fango			
	DENSITA' [KG/L]	**VISCOSITA' [cp]**	**YP [g/100 cm2]**
LTOBM	1.14	21	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.

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.

- il TOL da 16” sarà posizionato a 853 m MD/TVD, dove è stato precedentmente disceso il sub-mudline receptacle (riferirsi a procedura operativa Technic FMC).

16"
Liner

Joints		CARATTERISTICHE				LUNGHEZZA (m)		PESO (ton)			PROFONDITA'
(number)	DESCRIZIONE	OD (inch)	WT (lb/ft)	Grado	Connessione	Partial	Total	Single Air	Total Air	Total Mud	(m)
1	Float Shoe/ Guide Shoe	16	84	N80Q	W521	0.5	0.5	0.06	0.06	0.05	**1153.0**
1	Intermediate Joint	16	84	N80Q	W521	12.5	13.0	1.56	1.63	1.39	1152.5
1	Float collar	16	84	N80Q	W521	0.5	13.5	0.06	1.69	1.44	1140.0
1	Intermediate casing joint	16	84	N80Q	W521	12.5	26.0	1.56	3.25	2.78	1139.5
1	Landing Collar Joint	16	84	N80Q	W521	0.5	26.5	0.06	3.31	2.83	1127.0
21	Intermediate casing joint	16	84	N80Q	W521	262.5	289.0	32.82	36.13	30.88	1126.5
1	Submudline hanger + pup joint	16	84	N80Q	W521	11.0	300.0	1.38	37.50	32.06	864.0
lunghezza media casing ipotizzata 12.5m									TOL		853.0

- Eseguire il landing del submudline liner hanger nell’apposito submudline receptacle, (fare riferimento a procedura FMC).
- Montare e testare linee superficiali per esecuzione cementazione
- Circolare e condizionare il fango e 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 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 ½”
- Assemblare batteria 14 3/4” e stivare in torre.
- Assemblare il Casing Hanger 13 3/8” x 18 ¾” al Running Tool inserendo il sistema SSR plug con landing string e stivare in torre..

2.9 FASE 14 ¾” PER CASING INTERMEDIO 13 3/8” @ 1410 M MD/TVD RKB

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.

- Discendere lo scalpello da 14 3/4", spiazzare fango LTOBM uniformandolo a d = 1.25 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: 1.36 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 verticale fino alla profondità di 1420 m MD/TVD 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 posto 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.

Parametri Perforazione foro 14 3/4"			
	PORTATA [L/MIN]	**WEIGHT ON BIT [TON]**	**ROP [m/hr]**
Perforazione 14 3/4"	2800 -3200	Come Richiesto	10 - 15
* Da Verificare secondo requisiti BHA			
Proprietà Fango			
	DENSITA' [KG/L]	**VISCOSITA' [cp]**	**YP [lb/100 ft2]**
LTOBM	1.25	21	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.
- 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		CARATTERISTICHE				LUNGHEZZA (m)		PESO (ton)			PROFONDITA'
(number)	DESCRIZIONE	OD (inch)	WT (lb/ft)	Grado	Connessione	Partial	Total	Single Air	Total Air	Total Mud	(m)
1	Float Shoe	13 3/8	68	J55	W623 DPLS	0.5	0.5	0.05	0.05	0.04	1410.0
2	Intermediate Joint	13 3/8	68	J55	W623 DPLS	25.0	25.5	2.53	2.58	2.2	1409.5
1	Float collar	13 3/8	68	J55	W623 DPLS	0.5	26.0	0.05	2.63	2.2	1384.5
2	Intermediate Casing Joint	13 3/8	68	J55	W623 DPLS	25.0	51.0	2.53	5.16	4.3	1384.0
1	Landing Collar Joint	13 3/8	68	J55	W623 DPLS	0.5	51.5	0.05	5.21	4.4	1359.0
56	Intermediate Casing Joint	13 3/8	68	J55	W623 DPLS	700.0	751.5	70.84	76.05	63.9	1358.5
1	Casing Hanger Joint + Pup Joint	13 3/8	68	J55	W623 DPLS	11.5	63.5	1.26	77.32	65.0	658.5
									Joint Top		647.0

**lunghezza media casing ipotizzata 12.5m*

*** Stick-Up Wellhead ipotizzato 3m, da confermare secondo specifiche Wellhead service Company*

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.

- 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 testesa l'Annulus Seal Assembly 13 3/8" x 18 5/8" secondo le specifiche della contrattista, registare 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 ¾"
- Assemblare batteria di perforazione 12 ¼" e stivare in torre.
- Assemblare il Casing Hanger 9 5/8" x 18 ¾" al Running Tool inserendo il sistema SSR plug con landing string e stivare in torre..

2.10 FASE 12 ¼" PER CASING DI PRODUZIONE 9 5/8" @ 2003 M MD/TVD RKB

- Discendere lo scalpello 12 ¼" con nuova BHA, spiazzare fango LTOBM uniformandolo a d = 1,35 kg/l. Fresare cemento e scarpa, pulire il rat hole. Perforare 5 m e circolare condizionare il fango.
- A tal punto ritirare in scarpa ed eseguire un L.O.T., EMW aspettato: 1,46sg.
- Per le modalità di esecuzione attenersi strettamente alla specifica STAP-P-1-M-26537 – "Drilling Operations Procedures".
- Perforare fase 12 ¼" fino alla profondità di carotaggio (vedasi coring protocol). Circolare fino a vagli puliti ed estrarre batteria

Parametri Perforazione foro 12 1/4"			
	PORTATA [L/MIN]	**WEIGHT ON BIT [TON]**	**ROP [m/hr]**
Perforazione 12 1/4"	2000 - 2400*	Come Richiesto	10 - 15
* Da Verificare secondo requisiti BHA			
Proprietà Fango			
	DENSITA' [KG/L]	**VISCOSITA' [cp]**	**YP [g/100 cm2]**
LTOBM	1.35	21	4

- Estrarre batteria di perforazione e stivare in torre, valutare secondo le condizioni del pozzo, se eseguire una manovra di controllo foro in scarpa e condizionare il fango

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.

- Assemblare e discendere carotiere 12 ¼". Eseguire carotaggio come definito da coring protocol. Estrarre carotiere.
- Discendere batteria di perforazione da 12 ¼", perforare fino a 2003 m MD/TVD RKB (TD Pozzo). A fine fase, circolare fino a pulizia foro.
- 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 ¾" al Running Tool inserendo il sistema SSR plug con landing string e stivare in torre.
- Discendere la colonna 9 5/8" (eseguire space out inserendo giunti di casing L80-13Cr nella zona sotto packer). 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" Casing

Joints		CARATTERISTICHE				LUNGHEZZA (m)		PESO (ton)			PROFONDITA'
(number)	DESCRIZIONE	OD (inch)	WT (lb/ft)	Grado	Connessione	Partial	Total	Single Air Air	Total Air	Total Mud	(m)
1	Float Shoe	9 5/8	53.5	L80 13Cr	TSH BLUE	0.5	0.5	0.04	0.04	0.03	**2003.0**
2	Intermediate Joint	9 5/8	53.5	L80 13Cr	TSH BLUE	25.0	25.5	1.99	2.03	1.68	2002.5
1	Float collar	9 5/8	53.5	L80 13Cr	TSH BLUE	0.5	26.0	0.04	2.07	1.71	1977.5
2	Intermediate Casing Joint	9 5/8	53.5	L80 13Cr	TSH BLUE	25.0	51.0	1.99	4.06	3.36	1977.0
1	Landing Collar Joint	9 5/8	53.5	L80 13Cr	TSH BLUE	0.5	51.5	0.04	4.10	3.40	1952.0
48	Intermediate Casing Joint	9 5/8	53.5	L80 13Cr	TSH BLUE	600.0	651.5	47.77	51.87	42.95	1951.5
56	Intermediate Casing Joint	9 5/8	53.5	L80	TSH BLUE DOPELESS	700.0	1351.5	55.73	107.61	89.10	1351.5
1	Casing Hanger Joint + Pup Joint	9 5/8	53.5	L80	TSH BLUE DOPELESS	4.5	657.0	0.44	108.04	89.46	651.5
									Joint Top		647.0

**lunghezza media casing ipotizzata 12.5m*

*** Stick-Up Wellhead ipotizzato 3m, da confermare secondo specifiche Wellhead service Company*

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

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.

- Settare e testesa l'Annulus Seal Assembly 9 5/8" x 18 5/8" secondo le specifiche FMC, registare 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 preparative per operazioni di completamento

Operazioni Offline (Rig B)

- Sdoppiare batteria 12 ¼"

2.11 KICK TOLERANCE E CHOKE MARGIN

In base alle guidelines per il calcolo della Kick Tolerance contenuta nella procedure "Drilling Design Procedure (STAP-P-1-M-26536 del 15/11/2018), si riportano di seguito i valori ottenuti per le fasi da , 17 ½", 14 ¾", 12 ¼":

Diametro Foro	Volume Kick Tolerance (m^3)	Choke Margin (kg/cm^2)
17 ½"	13	10.3
14 ¾"	8.5	12.2
12 ¼"	5.5	15.4

2.12 CAROTE

Si prevede il prelievo di una carota nella fase da 12 ¼". Vedasi coring protocol.

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.

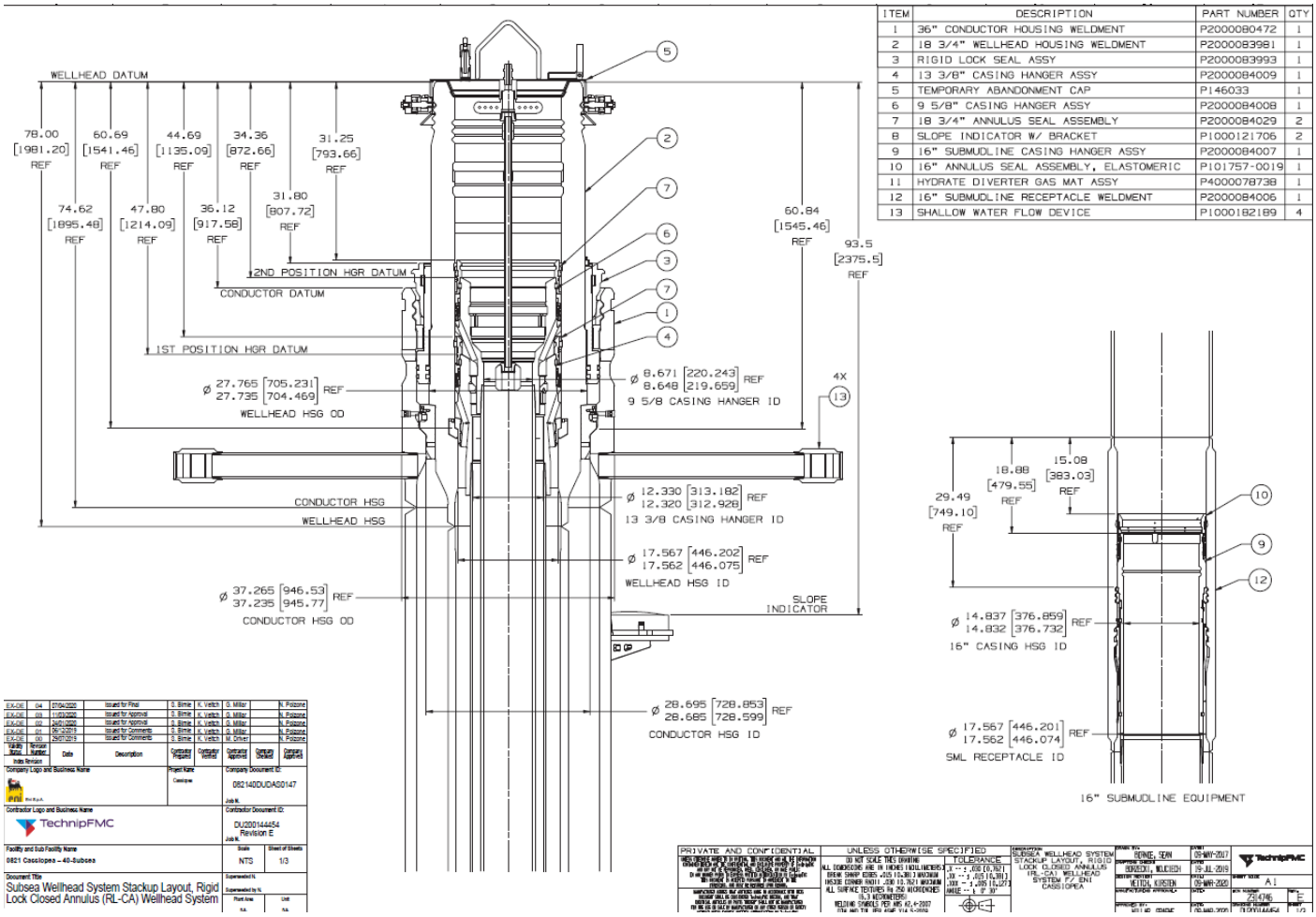
2.14 ABBANDONO POZZO

Il pozzo sarà messo in produzione a fine intervento.

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.

3 CONFIGURAZIONE TESTA POZZO E BOP

3.1 SCHEMA TESTA POZZO



ITEM	DESCRIPTION	PART NUMBER	QTY
1	36" CONDUCTOR HOUSING WELDMENT	P2000080472	1
2	18 3/4" WELLHEAD HOUSING WELDMENT	P2000083981	1
3	RIGID LOCK SEAL ASSY	P2000083993	1
4	13 3/8" CASING HANGER ASSY	P2000084009	1
5	TEMPORARY ABANDONMENT CAP	P146033	1
6	9 5/8" CASING HANGER ASSY	P2000084008	1
7	18 3/4" ANNULUS SEAL ASSEMBLY	P2000084029	2
8	SLOPE INDICATOR W/ BRACKET	P1000121706	2
9	16" SUBMUDLINE CASING HANGER ASSY	P2000084007	1
10	16" ANNULUS SEAL ASSEMBLY, ELASTOMERIC	P101757-0019	1
11	HYDRATE DIVERTER GAS MAT ASSY	P4000078738	1
12	16" SUBMUDLINE RECEPTACLE WELDMENT	P2000084006	1
13	SHALLOW WATER FLOW DEVICE	P1000182189	4

Company Logo and Business Name	Project Name	Company Document ID
	Cassiopea	082140DUDAS0147
Contractor Logo and Business Name		Contractor Document ID:
TechnipFMC		DU200144454 Revision E
Facility and Sub Facility Name	Scale	Sheet of Sheets
0821 Cassiopea – 40-Subsea	NTS	1/3
Document Title		
Subsea Wellhead System Stackup Layout, Rigid Lock Closed Annulus (RL-CA) Wellhead System		

PRIVATE AND CONFIDENTIAL — UNLESS OTHERWISE SPECIFIED — TOLERANCE

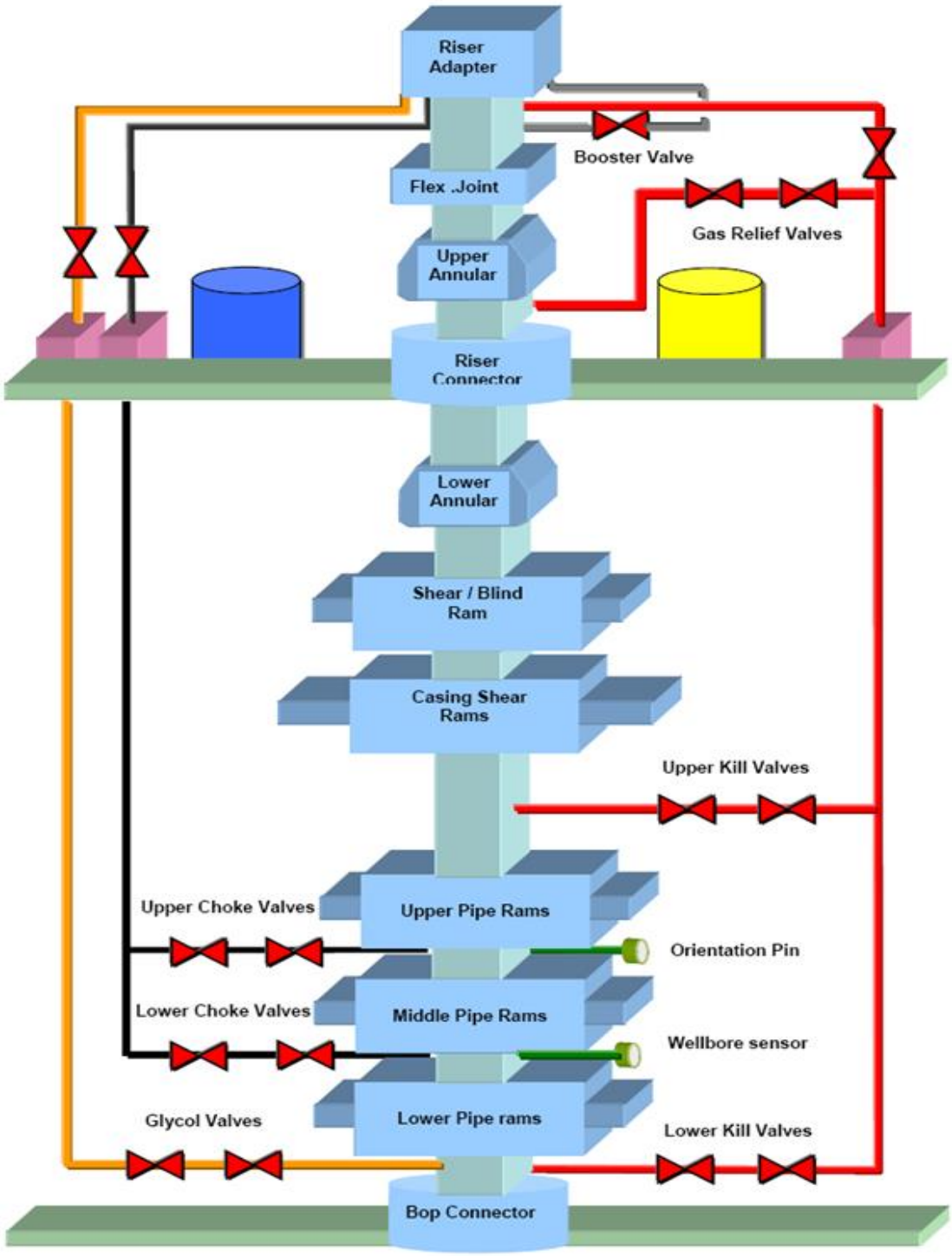
SUBSEA WELLHEAD SYSTEM STACKUP LAYOUT, RIGID LOCK CLOSED ANNULUS (RL-CA) WELLHEAD SYSTEM F/ ENI CASSIOPEA

DRAWN: BERNEG, SEAN 09-MAY-2017
CHECKED: BORDESCI, MALCOLM 19-JUL-2019
ENGINEER APPROVED: WELTEN, KIRSTEN 09-MAR-2020
SIZE: A1
DRAWING NO.: 26746
REV: F
SHEET 1 OF 2

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.

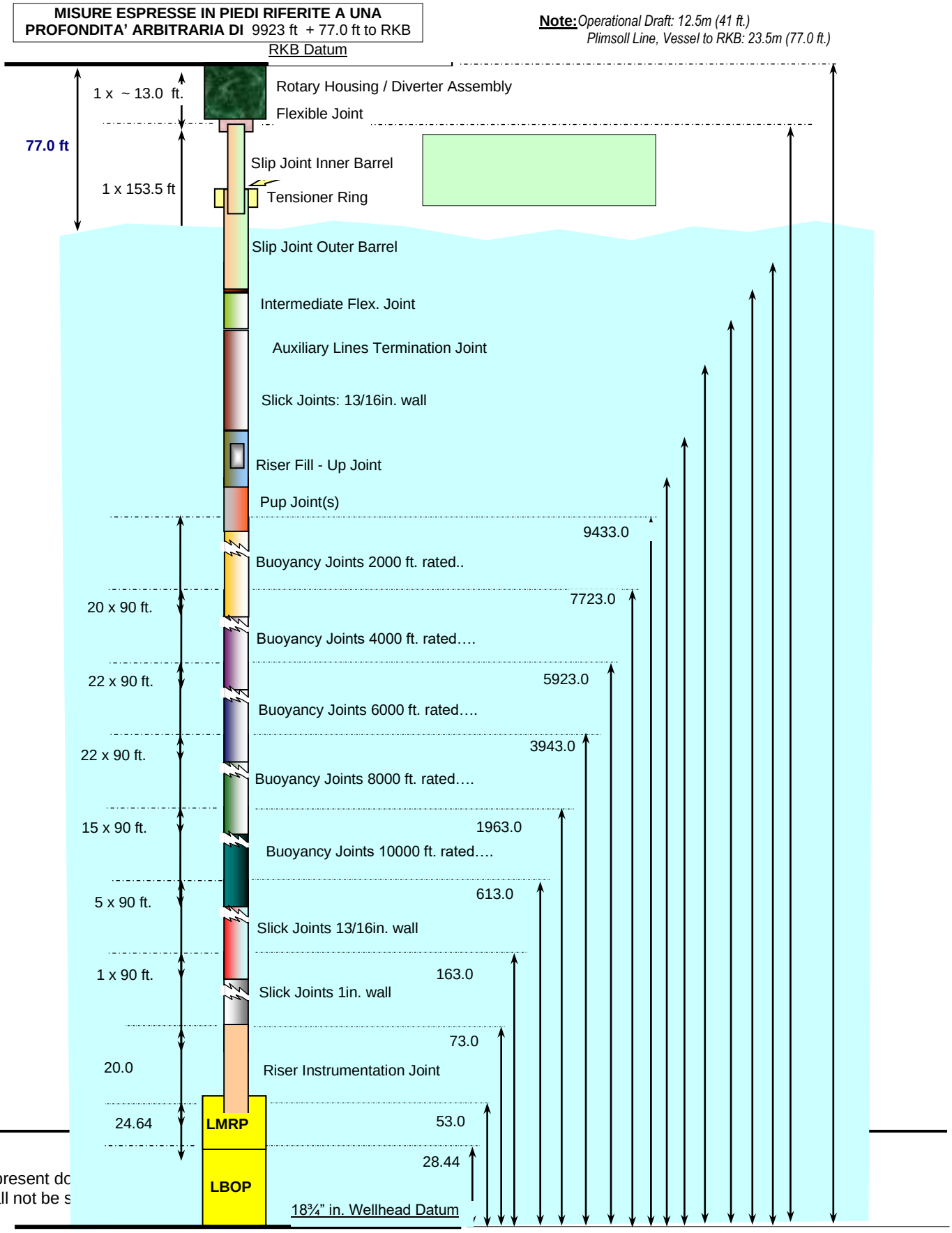
3.2 CONFIGURAZIONE BOP

3.2.1 SAIPEM 10000 – CONFIGURAZIONE BOP STACK 18 ¾" X 150000 PSI



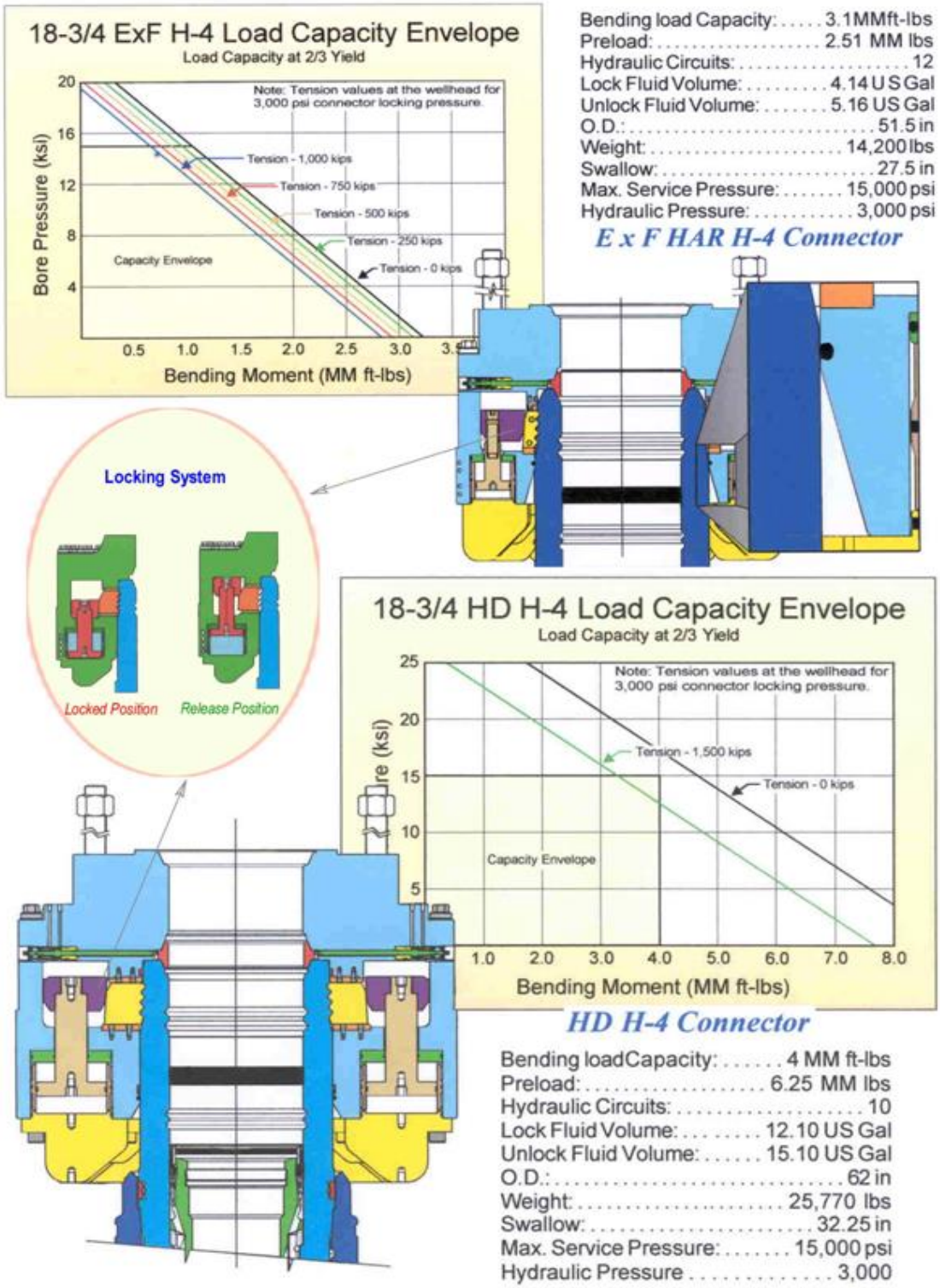
The present document is CONFIDENTIAL and it is the property of ENI
It shall not be shown to third parties nor shall it be used for reasons different from those owing to which it was given.

3.2.2 SAIPEM 10000 – INVENTARIO RISER – RUNNING STRING GENERICA



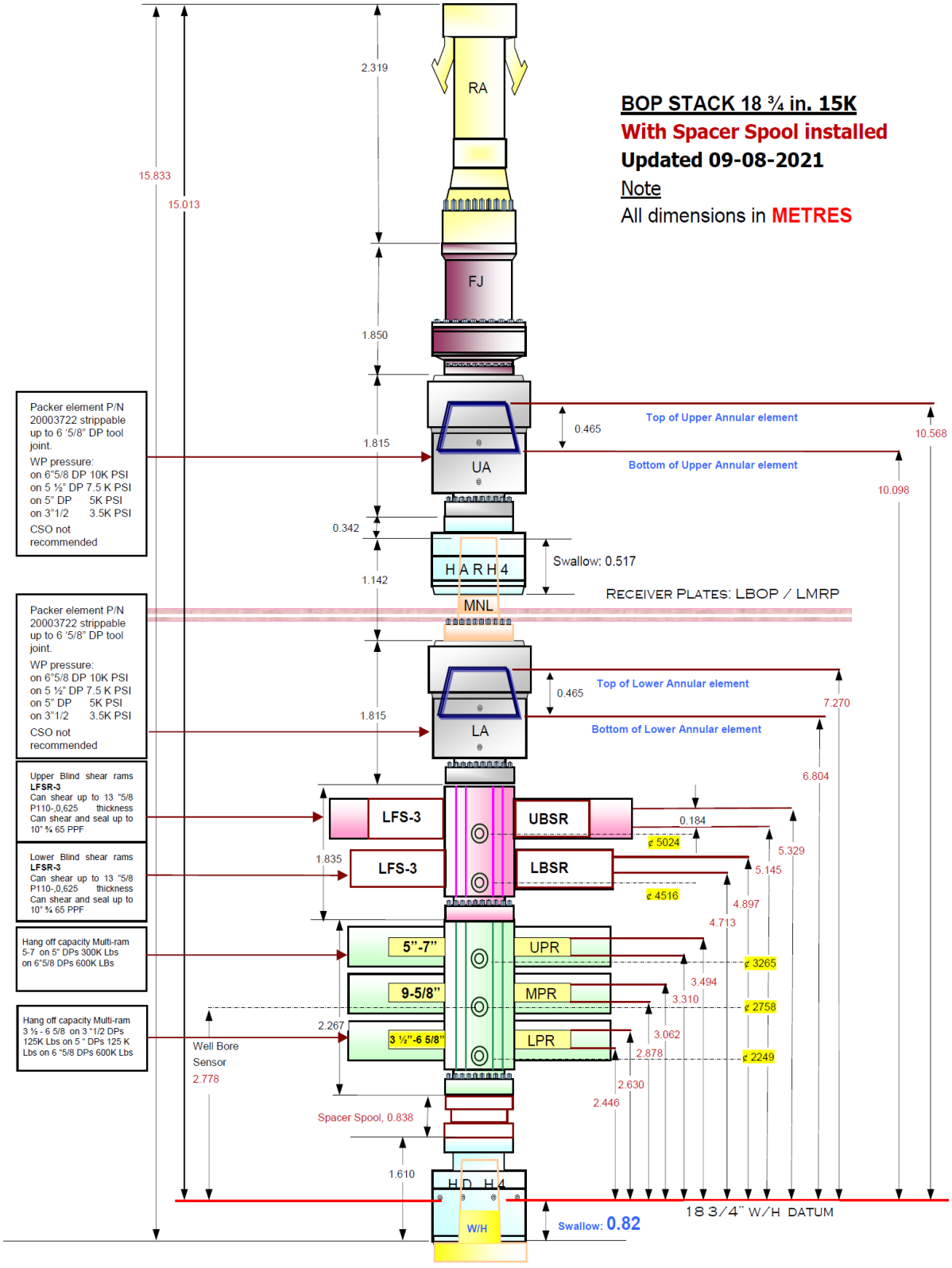
The present do
It shall not be s

3.2.3 SAIPEM 10000 – H4 CONNECTOR



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.

3.2.4 SAIPEM 10000 –BOP STACK 18 ¾" X 150000 PSI SPACE OUT



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.

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 e al bridging document tra operatore e il 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 ½" phase:**

BOP and wellhead Component	Working Pressure [psi]		Test Pressure [psi]		Max. Anticipated Wellhead Pressure 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 PTR]	953
Upper Hydraulic Connector	10000	8000	300	2500	MAX Frac Gradient CSG shoe [kg/cm²/10m]	1.25
Lower Annular Preventer	10000	8000	300	2500	Fracture Pressure [psi]	1695
Pipe Rams (Fixed-Variable)	15000	12000	300	2500	Hydr. Pressure of Gas Column to WH [psi]	129
Lower Hydraulic Connector	15000	12000	300	2500	**Max. Foreseen Internal WH pressure [psi]**	**1565**
Kill and Choke Lines Valves	15000	12000	300	2500	Hydr. Pressure of Water Column [psi]	916
Well Head	15000	12000	300	2500	**Hydr. Pressure of Gas Column to WH [psi]**	**650**

- **Drilling of 14 ¾" phase:**

BOP and wellhead Component	Working Pressure [psi]		Test Pressure [psi]		Max. Anticipated Wellhead Pressure 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]	1153
Upper Hydraulic Connector	10000	8000	300	4000	MAX Frac Gradient CSG shoe [kg/cm²/10m]	1.36
Lower Annular Preventer	10000	8000	300	4000	Fracture Pressure [psi]	2231
Pipe Rams (Fixed-Variable)	15000	12000	300	4000	Hydr. Pressure of Gas Column to WH [psi]	215
Lower Hydraulic Connector	15000	12000	300	4000	**Max. Foreseen Internal WH pressure [psi]**	**2016**
Kill and Choke Lines Valves	15000	12000	300	4000	Hydr. Pressure of Water Column [psi]	916
Well Head	15000	12000	300	4000	**Hydr. Pressure of Gas Column to WH [psi]**	**1100**

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.

- **Drilling of 12 ¼" phase:**

BOP and wellhead Component	Working Pressure [psi]		Test Pressure [psi]		Max. Anticipated Wellhead Pressure Worked-out for Casing Design WH internal Burst condition [(Shoe FracPress)-(Press of gas column w/0.3 sg. into casing)]	
	100%	80%	Lower	Higher		
Upper Annular Preventer	10000	8000	360	4000	13 3/8 " CSG shoe depth [m VD RKB]	1410
Upper Hydraulic Connector	10000	8000	360	4000	MAX Frac Gradient CSG shoe [kg/cm²/10m]	1.46
Lower Annular Preventer	10000	8000	360	4000	Fracture Pressure [psi]	2928
Pipe Rams (Fixed-Variable)	15000	12000	360	4000	Hydr. Pressure of Gas Column to WH [psi]	324
Lower Hydraulic Connector	15000	12000	360	4000	**Max. Foreseen Internal WH pressure [psi]**	**2604**
Kill and Choke Lines Valves	15000	12000	360	4000	Hydr. Pressure of Water Column [psi]	916
Well Head	15000	12000	360	4000	**Hydr. Pressure of Gas Column to WH [psi]**	**1688**

***NOTE*: BOP I valori di pressure test potrebbero dover essere rettificati in funzione delle caratteristiche del pozzo.**

3.2.6 CASING PRESSURE TEST

I valori di pressure test del casing sono stati calcolati in secondo gli standard eni 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:

- Simulare, con i fluidi presenti in pozzo durante il test, la massima pressione differenziale che ci si aspetta alla WH in caso di kick (MAWHP)
- La pressione differenziale lungo il casing deve essere < 80% casing burst pressure

***NOTA*: I valori di pressure test potrebbero dover essere rettificati in funzione delle caratterisitiche reali del pozzo. Il valore di pressure test (surface) è calcolato con il peso del fango indicato in tabella.**

CASING STRING	CASINGS			DEPTH (MD)		BURST (psi)		MUD WEIGHT @Test	PRESSURE TEST (wellhead)	PRESSURE TEST (surface)
	weight	grade	connection	from	to	100%	80%			
	lb/ft			m	m			s.g	psi	psi
20"	130.66	X56	LEOPARD DSDS	650	953	3200	2560	1.14	2054	**1000**
16"	84	N80Q	WEDGE 521	853	1153	4330	3464	1.14	2100 (@TOL 16")	**720**
13 ⅜''	68	J55	WEDGE 623	650	1410	3450	2760	1.25	2456	**1300**
9 5/8"	53.5	L80	TSH BLUE DPLS	650	2003	7930	6344	1.35	2400	**1150**

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.

4 CASING DESIGN

Di seguito si riportano le tabelle riassuntive relative al profilo di tubaggio previsto per il pozzo Cassiopea 3 ed i risultati del casing design.

Le caratteristiche dei casing scelti (grado e libraggio) sono superiori ai minimi richiesti per soddisfare i criteri di 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 3.

La colonna di produzione è stata verificata a collasso completamente vuota, in assenza di dati di pressione di abbandono disponibili. Il carico utilizzato è comunque conservativo rispetto a quanto previsto da casing design procedure.

String	OD/Weight/ Grade	Connection	MD Interval (m)	Drift Dia. (in)	Minimum Safety Factor (Abs)			
					Burst	Collapse	Axial	Triaxial
Surface Casing	20", 129.40 ppf, X-56M	Leopard SD2 60KSI	650.00-953.00	18.189	2.00	36.87	19.15	3.32
Intermediate Liner	16", 84.00 ppf, N-80	Wedge 521	853.00-1153.00	14.822	4.88	14.01	7.94	5.03
Intermediate Casing	13 3/8", 68.00 ppf, J-55	Wedge 623	650.00-1410.00	12.259	2.29	5.82	2.75	2.87
Production Casing	9 5/8", 53.50 ppf, L-80	TSH Blue	650.00-2003.00	8.500 A	5.48	1.72	5.30	2.46

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 3.

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

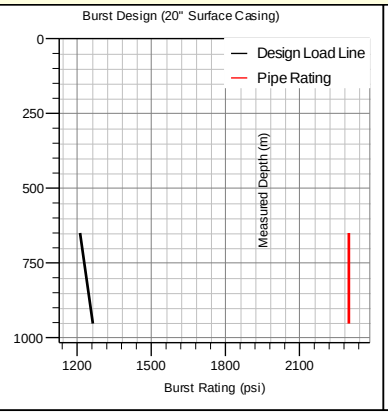
The present document is CONFIDENTIAL and it is the property of ENI
It shall not be shown to third parties nor shall it be used for reasons different from those owing to which it was given.

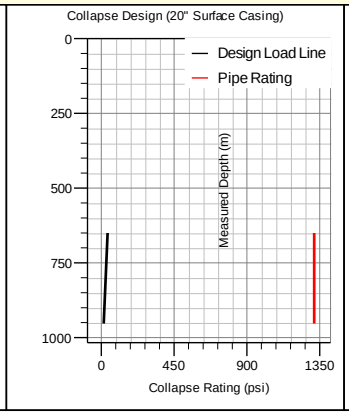
4.2.1 CASING SUPERFICIALE 20”

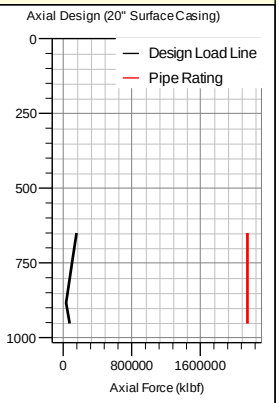
String Summary

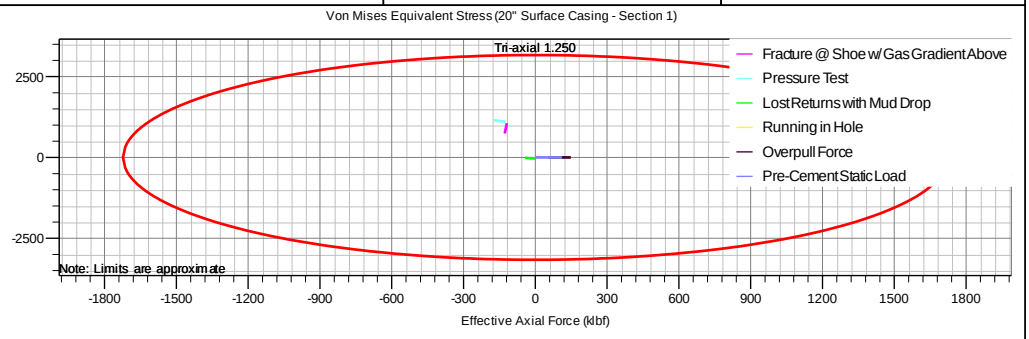
String	OD/Weight/Grade	Connection	MD Interval (m)	Drift Dia. (in)	Burst	Collapse	Axial	Triaxial	Design Cost($)
Surface Casing	20", 129.400 ppf, X-56	Hydril SD2 60KSI	650.00-953.00	18.189	2.00	36.87	19.15 C	3.32	75 546
									Total = 75 546

C Conn Critical









Load Minimum Safety Factors (20" Surface Casing)

OD/Weight/Grade	Connection	MD (m)	Drift Dia. (in)	Burst(A)	Collapse(A)	Axial(A)	Triaxial(A)
20",129.400 ppf,X-56	Hydril SD2 60KSI	650.00-953.00	18.189	2.00	N/A	14.68 C	3.32

C Conn Critical

Collapse Load Data (20" Surface Casing)

Drilling Load:	Lost Returns with Mud Drop
Lost Returns Depth, MD:	1153.03 m
Pore Pressure at Lost Returns Depth:	1810.91 psi
Pore Pressure Gradient at Lost Returns Depth:	1.104 sg
Mud Weight:	1.250 sg
Mud Drop Level, MD:	134.47 m
Assigned External Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)
External Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)
TOC, MD:	650.00 m
Prior Shoe, MD:	743.00 m
Fluid Gradient Above TOC:	1.030 sg
Fluid Gradient Below TOC:	1.200 sg
Wellhead Pressure:	947.86 psi
Pore Pressure In Open Hole Below TOC:	No

Burst Load Data (20" Surface Casing)

Drilling Load:	Pressure Test
Test Pressure:	1000.00 psi
Mud Weight:	1.140 sg
Assigned Ext. Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)
Drilling Load:	Fracture @ Shoe w/ Gas Gradient Above
Gas Gradient:	0.3000 sg
Shoe Depth, MD:	1153.00 m
Fracture Pressure at Shoe:	2222.47 psi
External Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)
TOC, MD:	650.00 m
Prior Shoe, MD:	743.00 m
Mud Weight Above TOC:	1.030 sg
Fluid Gradient Below TOC:	1.030 sg
Wellhead Pressure:	947.86 psi
Pore Pressure In Open Hole:	No

Axial Load Data (20" Surface Casing)

Running in Hole - Avg. Speed:	0.00 m/s
Overpull Force:	0.000 klbf
Pre-Cement Static Load:	Yes
Pickup Force:	0.000 klbf
Service Loads:	No

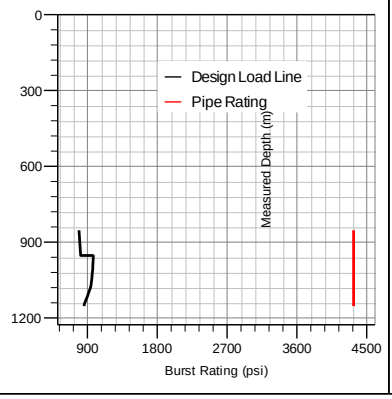
The present document is CONFIDENTIAL and it is the property of ENI
It shall not be shown to third parties nor shall it be used for reasons different from those owing to which it was given.

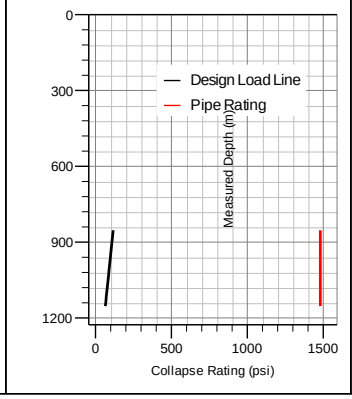
4.2.2 LINER INTERMEDIO 16”

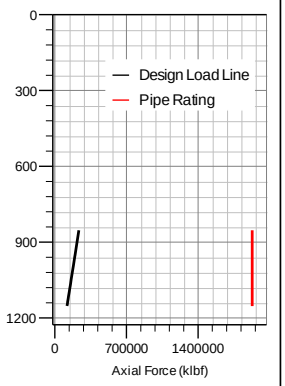
String Summary

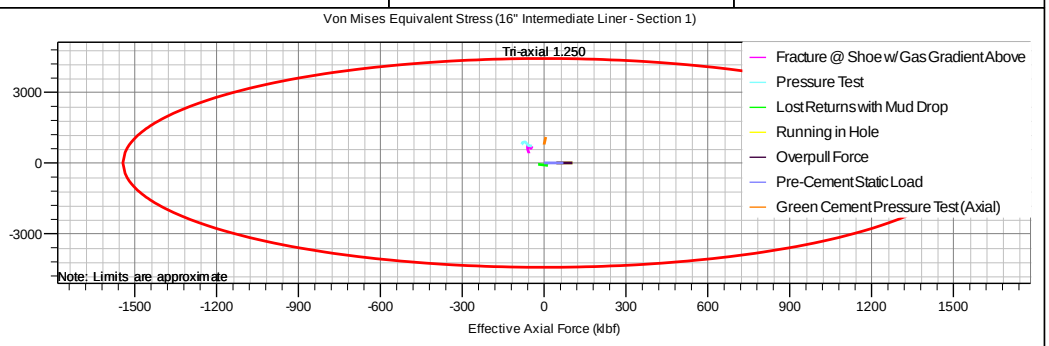
String	OD/Weight/Grade	Connection	MD Interval (m)	Drift Dia. (in)	Burst	Collapse	Axial	Triaxial	Design Cost($)
Intermediate Liner	16", 84.000 ppf, N-80	Wedge 521	853.00-1153.00	14.822	4.88 C	14.01	7.94 C	5.03	51 563
									Total = 51 563

C Conn Critical









Load Minimum Safety Factors (16" Intermediate Liner)

OD/Weight/Grade	Connection	MD (m)	Drift Dia. (in)	Burst(A)	Collapse(A)	Axial(A)	Triaxial(A)
16",84.000 ppf,N-80	Wedge 521	853.00-1153.00	14.822	4.88 C	N/A	24.28 C	6.08

C Conn Critical

Collapse Load Data (16" Intermediate Liner)

Drilling Load:	Lost Returns with Mud Drop
Lost Returns Depth, MD:	1153.00 m
Pore Pressure at Lost Returns Depth:	1810.84 psi
Pore Pressure Gradient at Lost Returns Depth:	1.104 sg
Mud Weight:	1.250 sg
Mud Drop Level, MD:	134.48 m
Assigned External Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)
External Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)
TOC, MD:	853.00 m
Prior Shoe, MD:	953.00 m
Fluid Gradient Above TOC:	1.140 sg
Fluid Gradient Below TOC:	1.140 sg
Wellhead Pressure:	1058.29 psi
Pore Pressure In Open Hole Below TOC:	No

Burst Load Data (16" Intermediate Liner)

Drilling Load:	Pressure Test
Test Pressure:	720.00 psi
Mud Weight:	1.140 sg
Plug Depth, MD:	1153.00 m
Assigned Ext. Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)
Drilling Load:	Fracture @ Shoe w/ Gas Gradient Above
Gas Gradient:	0.3000 sg
Shoe Depth, MD:	1153.00 m
Fracture Pressure at Shoe:	2222.47 psi
External Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)
TOC, MD:	853.00 m
Prior Shoe, MD:	953.00 m
Mud Weight Above TOC:	1.140 sg
Fluid Gradient Below TOC:	1.000 sg
Wellhead Pressure:	1058.29 psi
Pore Pressure In Open Hole:	Yes

Axial Load Data (16" Intermediate Liner)

Running in Hole - Avg. Speed:	0.00 m/s
Overpull Force:	0.000 klbf
Pre-Cement Static Load:	Yes
Pickup Force:	0.000 klbf
Green Cement Pressure Test	1100.00 psi
Service Loads:	No

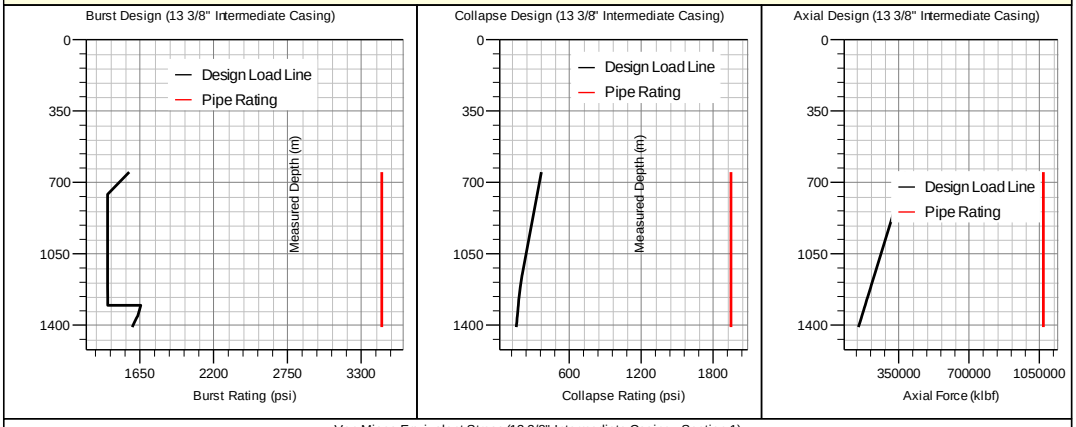
The present document is CONFIDENTIAL and it is the property of ENI
It shall not be shown to third parties nor shall it be used for reasons different from those owing to which it was given.

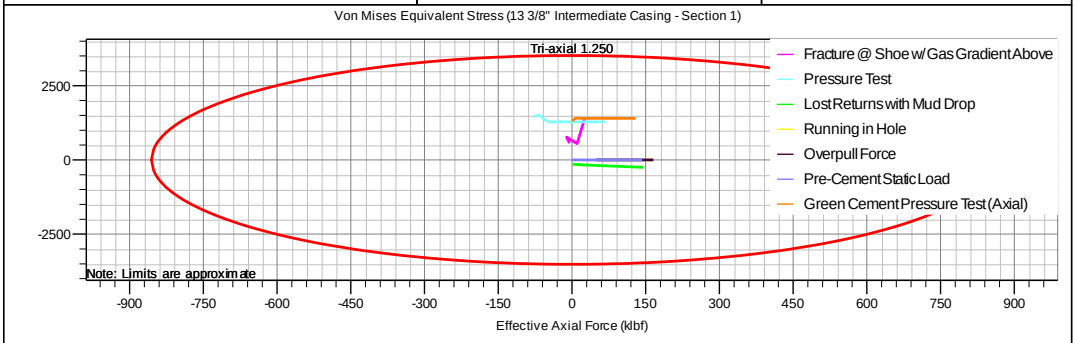
4.2.3 CASING INTERMEDIO 13 3/8”

String Summary

String	OD/Weight/Grade	Connection	MD Interval (m)	Drift Dia. (in)	Burst	Collapse	Axial	Triaxial	Design Cost($)
Intermediate Casing	13 3/8", 68.000 ppf, J-55	Wedge 623	650.00-1410.00	12.259	2.29	5.82	2.75 C	2.87	76 090
									Total = 76 090

C Conn Critical





Load Minimum Safety Factors (13 3/8" Intermediate Casing)

OD/Weight/Grade	Connection	MD (m)	Drift Dia. (in)	Burst(A)	Collapse(A)	Axial(A)	Triaxial(A)
13 3/8",68.000 ppf,J-55	Wedge 623	650.00-1410.00	12.259	2.29	N/A	3.81 C	2.87

C Conn Critical

Collapse Load Data (13 3/8" Intermediate Casing)

Drilling Load:	Lost Returns with Mud Drop
Lost Returns Depth, MD:	1410.00 m
Pore Pressure at Lost Returns Depth:	2362.48 psi
Pore Pressure Gradient at Lost Returns Depth:	1.178 sg
Mud Weight:	1.350 sg
Mud Drop Level, MD:	179.64 m
Assigned External Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)
External Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)
TOC, MD:	1303.00 m
Prior Shoe, MD:	1153.00 m
Fluid Gradient Above TOC:	1.250 sg
Fluid Gradient Below TOC:	1.250 sg
Wellhead Pressure:	1155.65 psi
Pore Pressure In Open Hole Below TOC:	No

Burst Load Data (13 3/8" Intermediate Casing)

Drilling Load:	Pressure Test
Test Pressure:	1300.00 psi
Mud Weight:	1.250 sg
Assigned Ext. Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)
Drilling Load:	Fracture @ Shoe w/ Gas Gradient Above
Gas Gradient:	0.3000 sg
Shoe Depth, MD:	1410.00 m
Fracture Pressure at Shoe:	2927.02 psi
External Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)
TOC, MD:	1303.00 m
Prior Shoe, MD:	1153.00 m
Mud Weight Above TOC:	1.250 sg
Fluid Gradient Below TOC:	1.000 sg
Wellhead Pressure:	1174.14 psi
Pore Pressure In Open Hole:	Yes

Axial Load Data (13 3/8" Intermediate Casing)

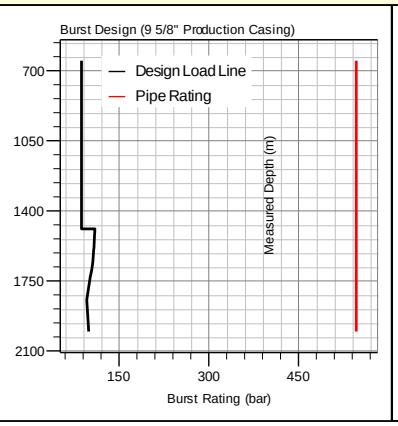
Running in Hole - Avg. Speed:	0.00 m/s
Overpull Force:	0.000 klbf
Pre-Cement Static Load:	Yes
Pickup Force:	0.000 klbf
Green Cement Pressure Test	1400.00 psi
Service Loads:	No

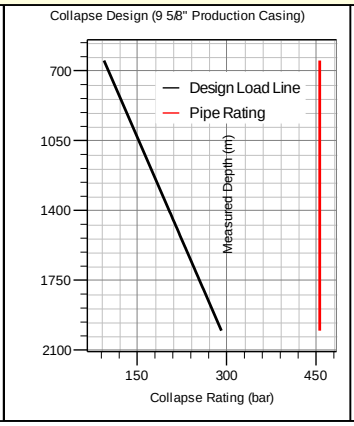
The present document is CONFIDENTIAL and it is the property of ENI
It shall not be shown to third parties nor shall it be used for reasons different from those owing to which it was given.

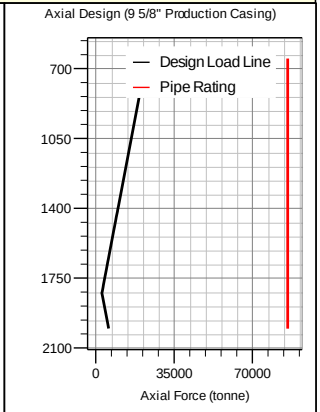
4.2.4 CASING DI PRODUZIONE 9 5/8”

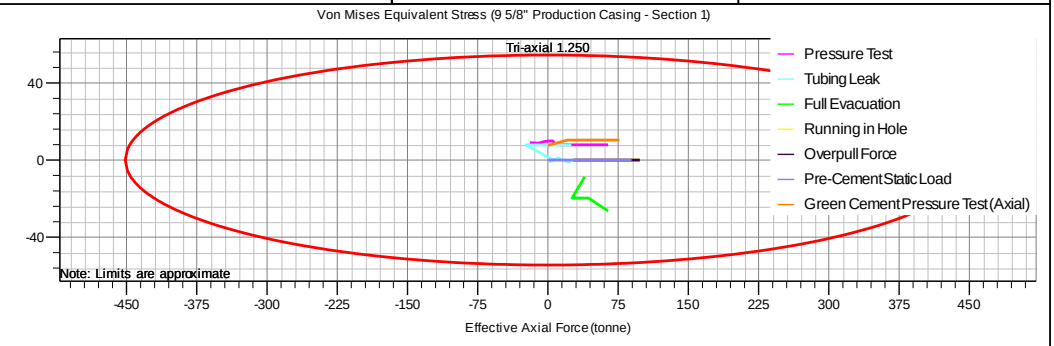
String Summary

String	OD/Weight/Grade	Connection	MD Interval (m)	Drift Dia. (in)	Burst	Collapse	Axial	Triaxial	Design Cost($)
Production Casing	9 5/8", 53.50 ppf, L-80	TSH Blue	650.00-2003.00	8.500 A	5.48	1.72	5.30	2.46	132 158
A Alternate Drift									Total = 132 158









Load Minimum Safety Factors (9 5/8" Production Casing)

OD/Weight/Grade	Connection	MD (m)	Drift Dia. (in)	Burst(A)	Collapse(A)	Axial(A)	Triaxial(A)
9 5/8",53.50 ppf,L-80	TSH Blue	650.00-2003.00	8.500 A	7.00	N/A	12.36	8.13
A Alternate Drift							

Collapse Load Data (9 5/8" Production Casing)

Production Load:	Full Evacuation
Assigned External Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)
External Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)
TOC, MD:	1490.00 m
Prior Shoe, MD:	1410.00 m
Fluid Gradient Above TOC:	1.350 g/cc
Fluid Gradient Below TOC:	1.350 g/cc
Wellhead Pressure:	86.0535 bar
Pore Pressure In Open Hole Below TOC:	No

Burst Load Data (9 5/8" Production Casing)

Drilling Load:	Pressure Test
Test Pressure:	79.4276 bar
Mud Weight:	1.350 g/cc
Assigned Ext. Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)
Production Load:	Tubing Leak
Packer Fluid Density:	1.350 g/cc
Packer Depth, MD:	1389.00 m
Perforation Depth, MD:	1589.40 m
Gas/Oil Gradient:	0.3000 sg
Reservoir Pressure:	191.7667 bar
Assigned Ext. Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)
External Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)
TOC, MD:	1490.00 m
Prior Shoe, MD:	1410.00 m
Mud Weight Above TOC:	1.350 g/cc
Fluid Gradient Below TOC:	1.000 g/cc
Wellhead Pressure:	86.0535 bar

Axial Load Data (9 5/8" Production Casing)

Running in Hole - Avg. Speed:	0.00 m/s
Overpull Force:	0.0000 tonne
Pre-Cement Static Load:	Yes
Pickup Force:	0.0000 tonne
Green Cement Pressure Test:	103.4214 bar
Service Loads:	No

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.

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"	650	743	743	1,03	1,12	1,05 / 1,20
cuscini viscosi / SW-GE	24"	743	953	953	1,04	1,25	1,05 / 1,20
LTOBM	17 ½"	953	1153	1153	1,10	1,36	1,14
LTOBM	14 ¾"	1153	1410	1410	1,18	1,46	1,25
LTOBM	12 ¼"	1410	2003	2003	1,29	1,61	1,35

Profondità acqua: 625 m msl / 650 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 ½" sarà perforata con LTOBM appesantito alla densità di 1,14 Kg/l.

La fase da 14 ¾" sarà perforata con LTOBM appesantito alla densità di 1,25 Kg/l.

La fase da 12 ¼" sarà perforata con LTOBM appesantito alla densità di 1,35 Kg/l.

FORO DA 42" PER CP DA 36" A 743 m

Questa sezione sarà perforata con acqua di mare e cuscini viscosi biodegradabili alla densità di 1,05 Kg/l fino alla profondità di 743 m.

Utilizzare acqua di mare e cuscini viscosi (viscosizzanti 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 250 m^3 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 e additivi 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".

Volumi stimati

Cuscini viscosi (on fly)	m^3	182
Kill Mud a densità 1.4 kg/l	m^3	250
Volume Pad Mud	m^3	500

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.

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 cm2	10-12
pH	-	8.5-9.0

Prodotto	Concentrazione [kg/m^3]	Quantità [ton]
Amido	10 - 15	4
Xanthan gum	5-8	2
Soda caustica	1	0,25
Barite	600	150
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 spiazzato in pozzo alla TD del foro 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/100cm2
pH	-	8.5 – 9

Prodotto	Concentrazione [kg/m^3]	Quantità [ton]
Amido	10-15	7,5
Xanthan gum	2 - 3	1,5
Soda caustica	1	0,5
Barite	280	140

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.

FORO DA 24" PER CASING 20" 953 m

Questa sezione sarà perforata con pud mud alla densità di 1,20 Kg/l fino alla profondità di 953 m.

Volumi stimati

Kill Mud a densità 1.4 kg/l	m^3	250
Volume Pud Mud	m^3	650

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	9.75
Xanthan gum	2 - 3	1.95
Soda caustica	1	0.65
Barite	280	182

FORO DA 17 ½" PER LINER DA 16" A 1153 m TVD RKB

La fase da 17 ½" sarà perforata con fango, LTOBM alla densità di 1,14 Kg/l fino alla quota prevista a 1153 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.

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.

Proprietà	Unità	Valore
Densità	kg/l	1.14
Viscosità Plastica	cp	21
Yield Point	g/100cm^2	4
Filtrato	cc/30 min	<15
Solidi	% in vol	<10
Rapporto O/W	% in vol	60/40
Eccesso di calce	Kg/m3	5-10
Salinità fase acquosa	mg/l	200.000
Stabilità elettrica	Volt	>400

	Volume [m^3]	Density [kg/l]
Volume riser	141	1.14
Casing precedente	54	1.14
Volume foro	31	1.14
eccesso/diluizione	46	1.14
Volume di superficie	200	1.14
Volume di riserva	500	1.14
Recuperato da fase precedente	0	1.14
Fango totale da preparare	**972**	**1.14**

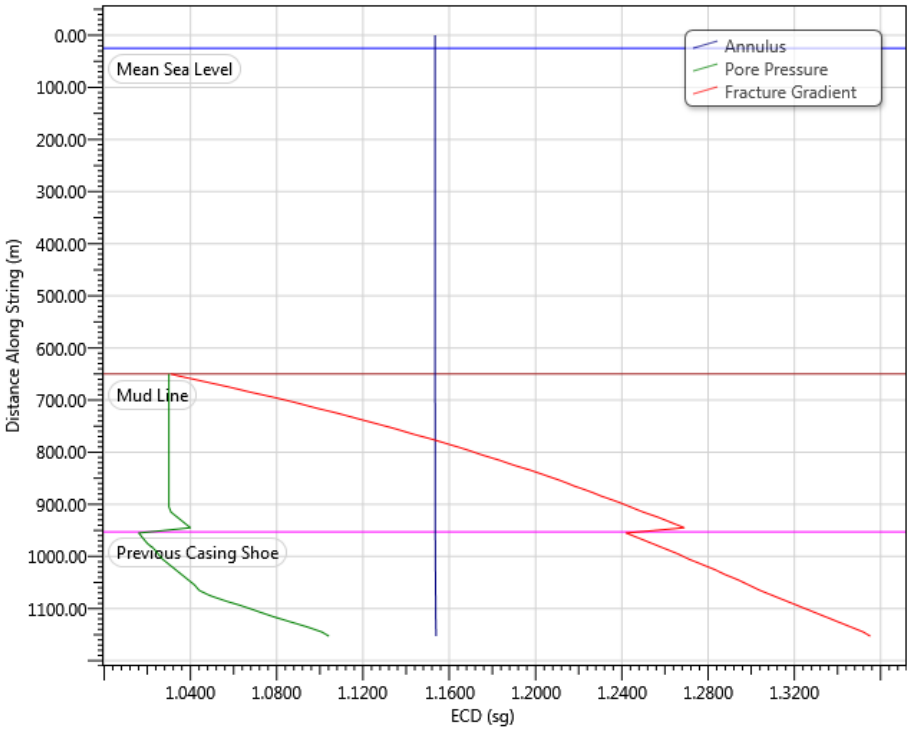
Prodotto	Concentrazione [l/m^3, kg/m^3]	Quantità [ton, m^3]
OLIO BASE	512	500
EMULSIONANTE	32	31
RIDUTTORE DI FILTRATO	14-16	16
AGENTE BAGNANTE	1-2	2
VISCOSIZZANTE	18-25	25
ALCALINIZZANTE	15-20	20
MATERIALE DI APPESANTIMENTO	205	202
CONTROLLO SALINITA’	45	44
STABILIZZANTE DEL FORO	20-30	30

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”:

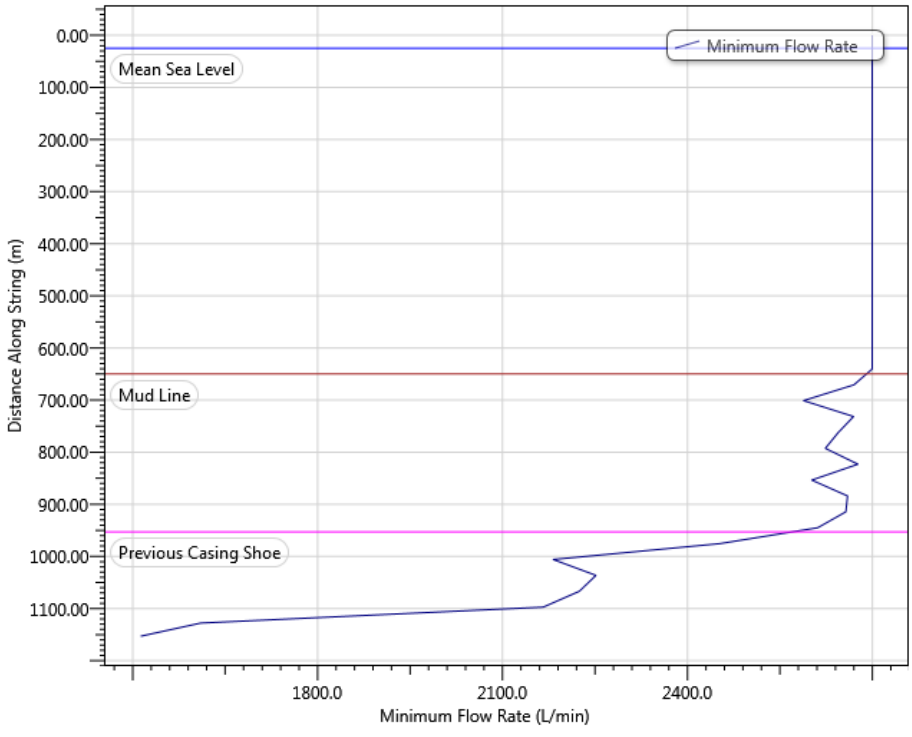
La portata raccomandata per la perforazione è di 2800 l/min considerando un ROP di 10 m/h e 90 RPM. La massima ECD calcolata con questi parametri è di 1,15 kg/l.

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.



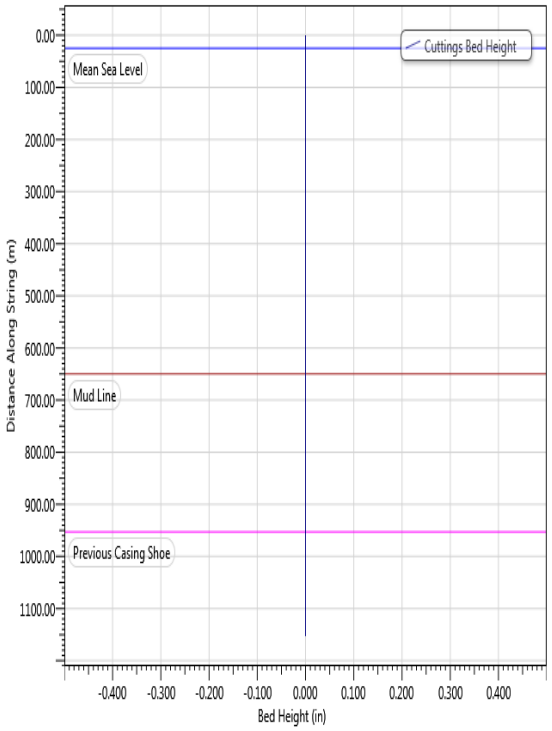
ECD vs Depth

La portata minima per garantire la pulizia foro è di 2730 l/ min.

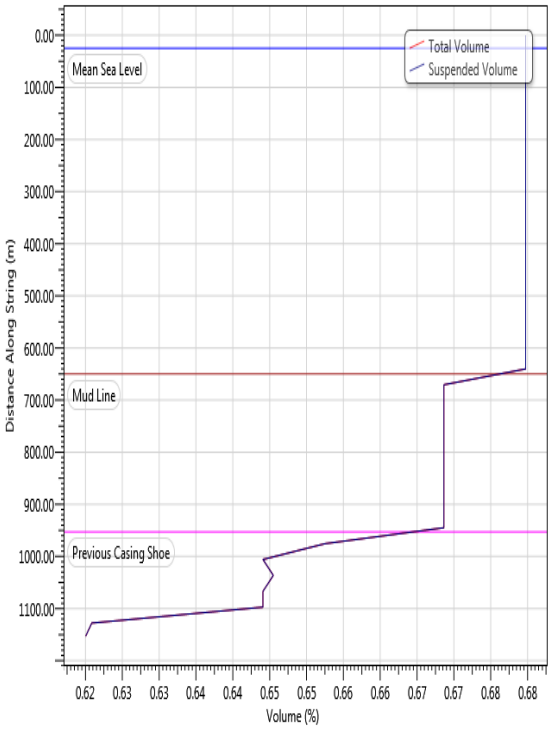


Minimum Flowrate (L/min)

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.

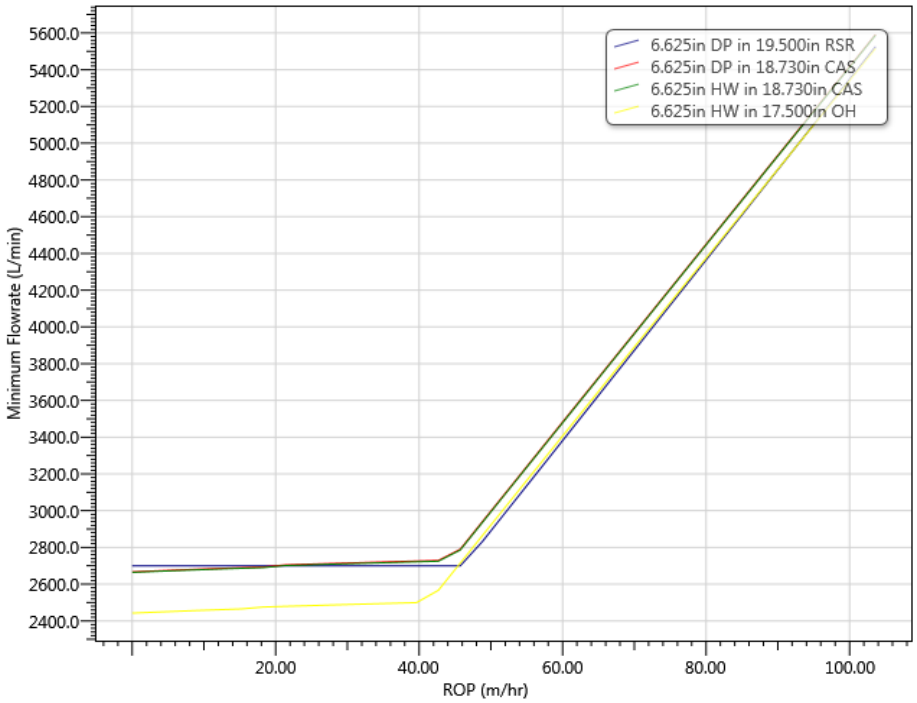


Bed height (in)



Cutting Volume Vs Depth (%)

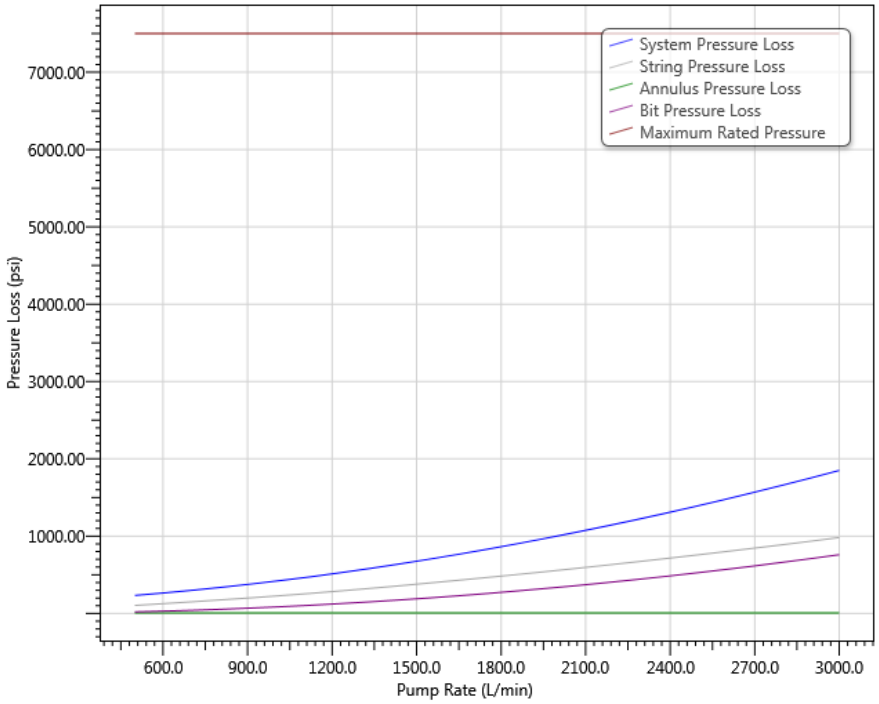
Il Massimo ROP a cui è possibile operare è di 40 m/h



ROP vs Min Flow Rate chart

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

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.



Pressure loss chart

FORO DA 14 ¾" PER CASING DA 13 3/8" A 1410 m TVD RKB

La fase da 14 ¾" sarà perforata con fango LTOBM, alla densità di 1,25 Kg/l, fino alla profondità di 1410 m MD/TVD.
La scelta del tipo di fango è basata sulle stesse considerazioni fatte nella fase precedente.

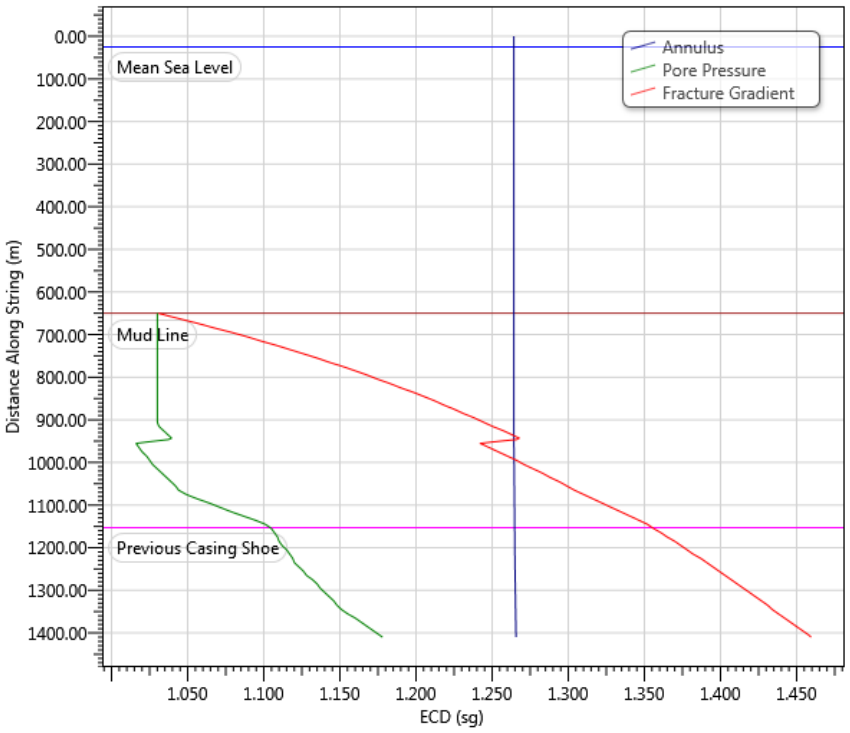
Proprietà	Unità	Valore
Densità	kg/l	1.25
Viscosità Plastica	cp	21
Yield Point	g/100cm^2	4
Filtrato	cc/30 min	<15
Solidi	% in vol	<10
Rapporto O/W	% in vol	60/40
Eccesso di calce	Kg/m3	5-10
Salinità fase acquosa	mg/l	200.000
Stabilità elettrica	Volt	>400

	Volume [m^3]	Density [kg/l]
Volume riser	141	1.25
Casing precedente	67	1.25
Volume foro	28	1.25
Mantenimento/diluizione	57	1.25
Volume di superficie	200	1.25
Volume di riserva	500	1.25
Recuperato da fase precedente	908	1.14
Fango totale da preparare	**85**	**1.25**

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.

Prodotto	Concentrazione [l/m³, kg/m³]	Quantità [ton, m³]
OLIO BASE	512	44
EMULSIONANTE	32	3
RIDUTTORE DI FILTRATO	14-16	1.5
AGENTE BAGNANTE	1-2	0.2
VISCOSIZZANTE	18-25	2
ALCALINIZZANTE	15-20	2
MATERIALE DI APPESANTIMENTO	140	160
CONTROLLO SALINITA'	45	4
STABILIZZANTE DEL FORO	20-30	3

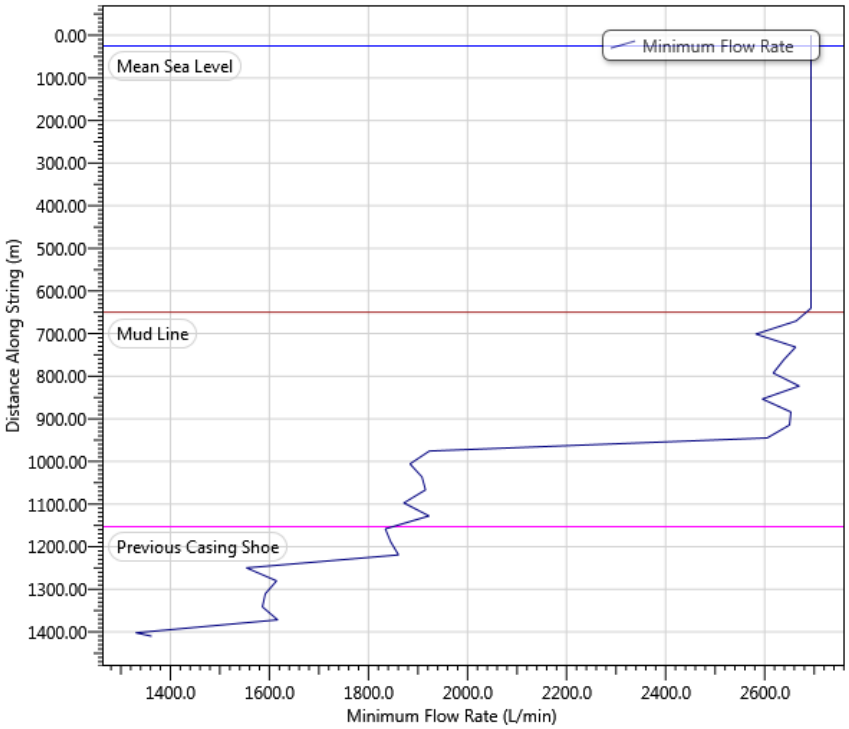
Di seguito i risultati della simulazione idraulica per il foro da 12 ¼":
La portata raccomandata per la perforazione è di 2800 l/min considerando un ROP di 10 m/h e 90 RPM. La massima ECD calcolata con questi parametri è di 1,26 kg/l.



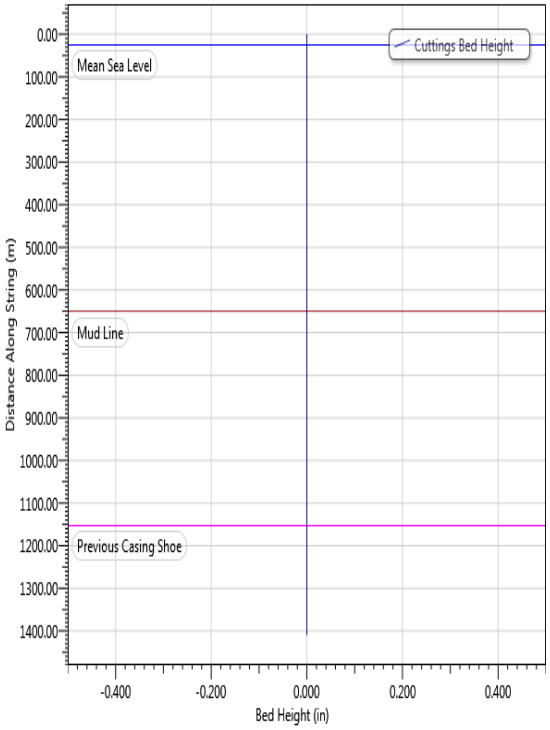
ECD vs Depth

La portata minima per garantire la pulizia foro è di 2730 l/min.

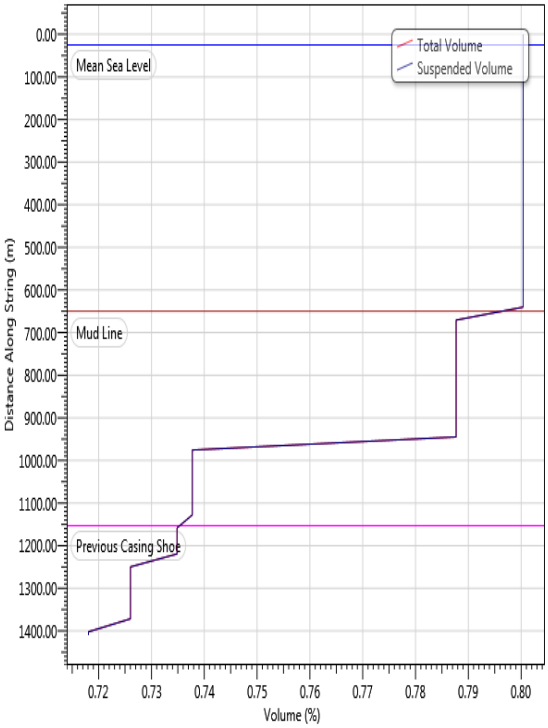
The present document is CONFIDENTIAL and it is the property of ENI
It shall not be shown to third parties nor shall it be used for reasons different from those owing to which it was given.



Minimum Flowrate (L/min)



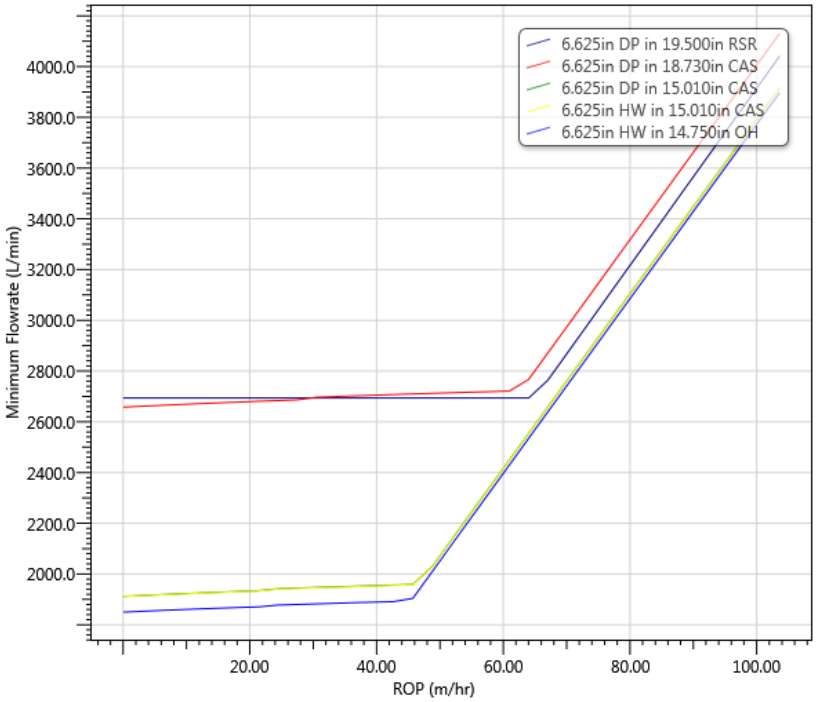
Bed height (in)



Cutting Volume Vs Depth (%)

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.

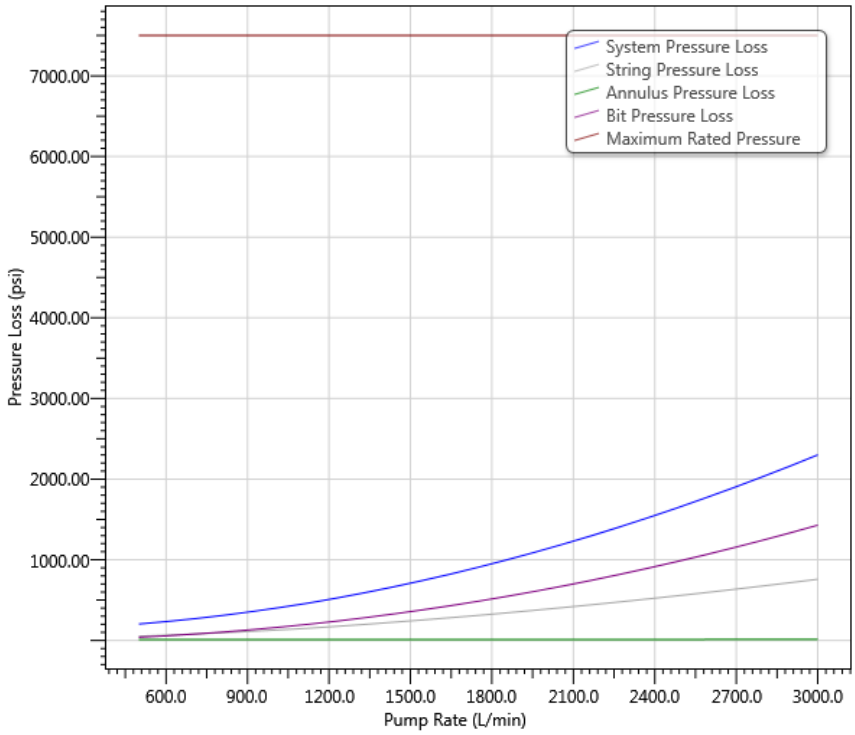
Il Massimo ROP a cui è possibile operare è di 40 m/h



ROP vs Min Flow Rate chart

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

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.



Pressure loss chart

FORO DA 12 ¼" PER LINER DA 9 5/8" A 2003 m TVD RKB

La fase da 12 ¼" sarà perforata con fango LTOB, alla densità di 1,35 Kg/l, fino alla profondità di 2003 m MD/TVD.
La scelta del tipo di fango è basata sulle stesse considerazioni fatte nella fase precedente.

Proprietà	Unità	Valore
Densità	kg/l	1.35
Viscosità Plastica	cp	21
Yield Point	g/100cm^2	4
Filtrato	cc/30 min	<15
Solidi	% in vol	<10
Rapporto O/W	% in vol	60/40
Eccesso di calce	Kg/m3	5-10
Salinità fase acquosa	mg/l	200.000
Stabilità elettrica	Volt	>400

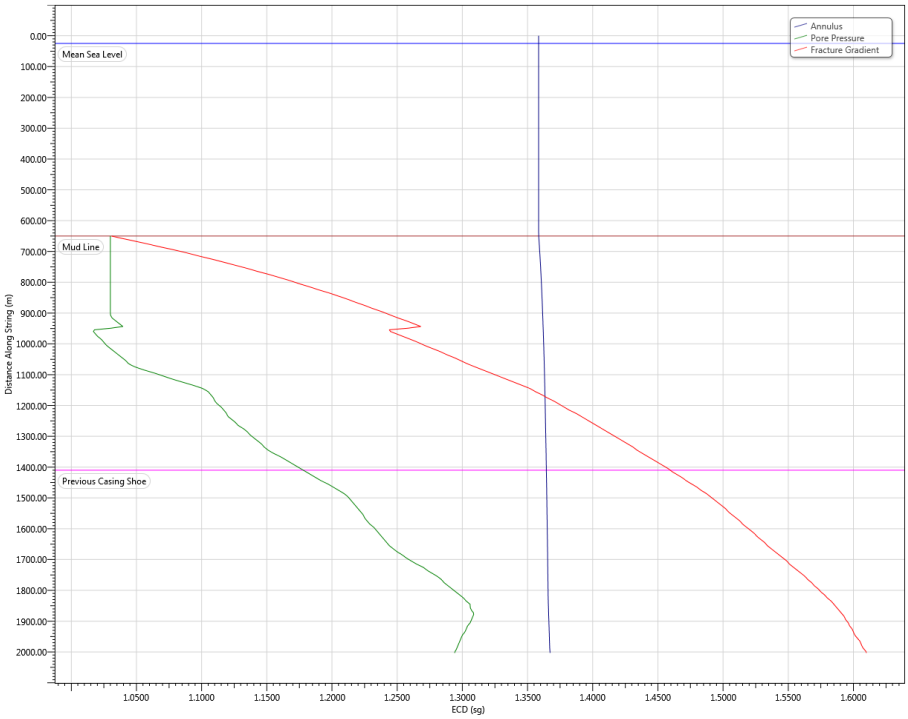
	Volume [m^3]	Density [kg/l]
Volume riser	141	1.35
Casing precedente	28	1.35
Volume foro	45	1.35
Mantenimento/diluizione	90	1.35
Volume di superficie	200	1.35

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.

Volume di riserva	500	1.35
Recuperato da fase precedente	869	1.25
Fango totale da preparare	**135**	**1.35**

Prodotto	Concentrazione [kg/m3]	Quantità [ton]
OLIO BASE	512	69
EMULSIONANTE	32	4
RIDUTTORE DI FILTRATO	14-16	2
AGENTE BAGNANTE	1-2	0.5
VISCOSIZZANTE	18-25	3.5
ALCALINIZZANTE	15-20	3
MATERIALE DI APPESANTIMENTO	147	20
CONTROLLO SALINITA'	45	6
STABILIZZANTE DEL FORO	20-30	4

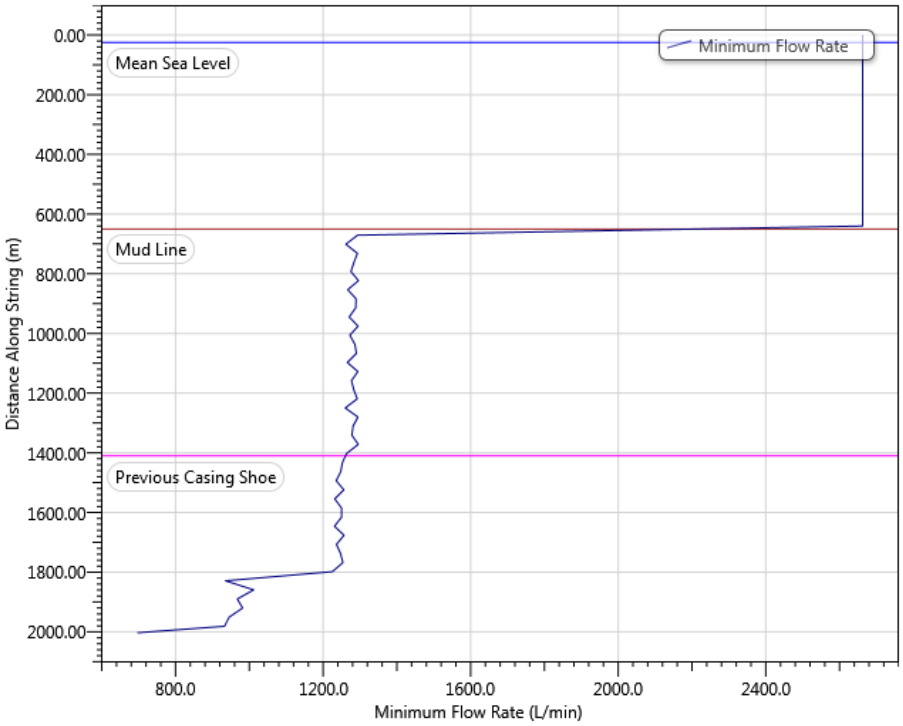
Di seguito i risultati della simulazione idraulica per il foro da 12 ¼":
La portata raccomandata per la perforazione è di 2000 l/min considerando un ROP di 10 m/h e 90 RPM. La massima ECD calcolata con questi parametri è di 1,36 kg/l.



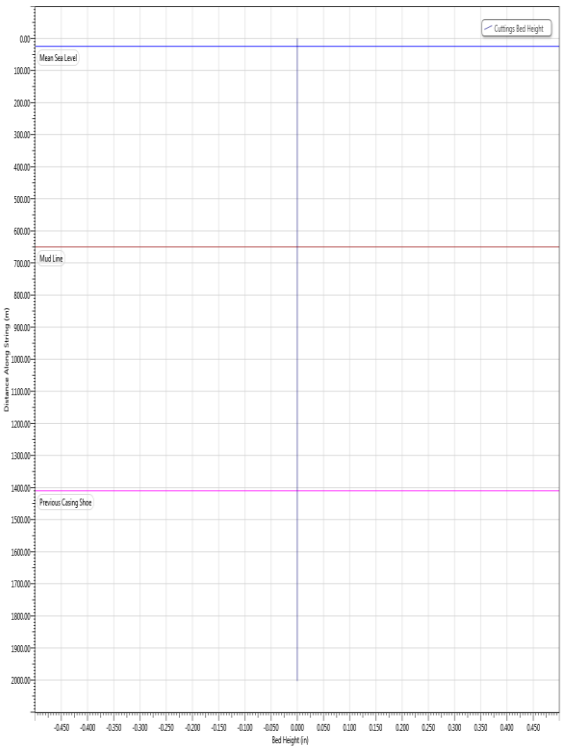
ECD vs Depth

La portata minima per garantire la pulizia foro è di 1250 l/min, mentre per garantire la pulizia del riser è necessaria una portata di 2660 l/min, per cui è stata considerata anche la booster line attivata con una portata di 1000 l/min

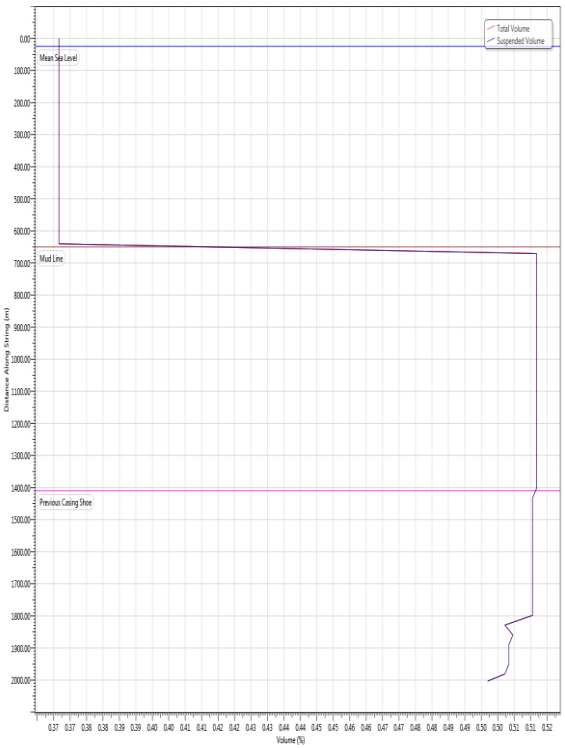
The present document is CONFIDENTIAL and it is the property of ENI
It shall not be shown to third parties nor shall it be used for reasons different from those owing to which it was given.



Minimum Flowrate (L/min)



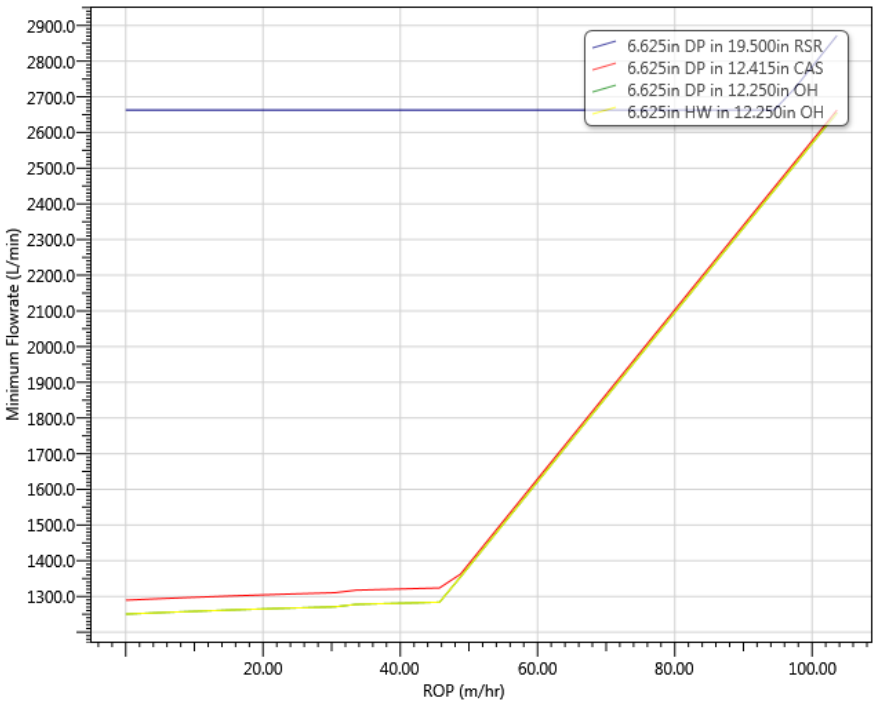
Bed height (in)



Cutting Volume Vs Depth (%)

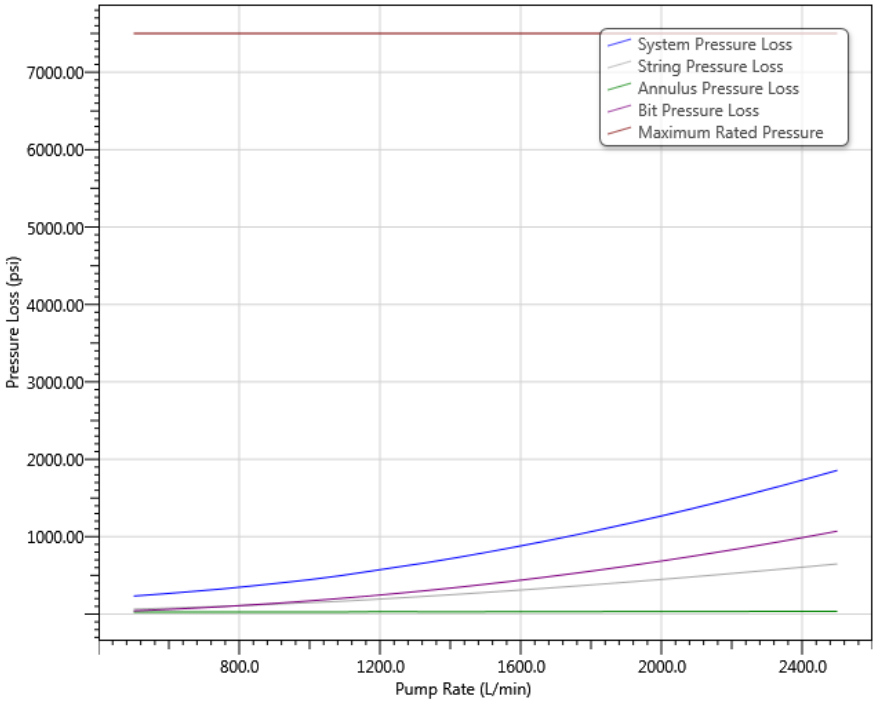
The present document is CONFIDENTIAL and it is the property of ENI
It shall not be shown to third parties nor shall it be used for reasons different from those owing to which it was given.

Il Massimo ROP a cui è possibile operare è di 40 m/h



ROP vs Min Flow Rate chart

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



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.

Pressure loss chart

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.

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.

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.

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 [m^3]	Density [kg/l]
Volume riser	141	1.35
Volume di superficie	200	1.35
Volume di riserva	159	1.35
Totale	500	1.35

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

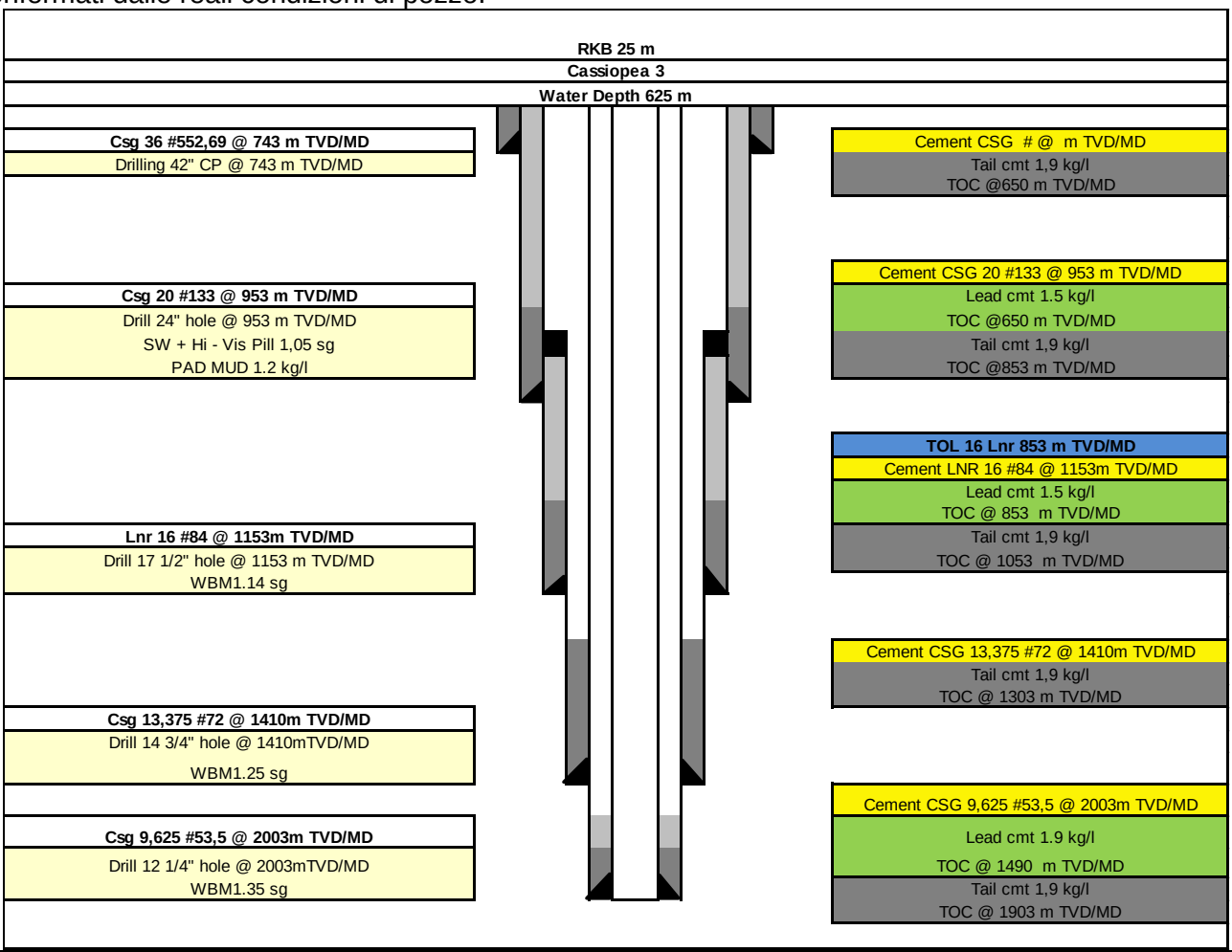
Diametro foro	Profondità (m) MD		Capacità teorica	Volume teorico	Volume stimato detriti totali da smaltire
In	Da	A	(l/m)	(m3)	(m3)
17 ½"	953	1153	155.18	31	56
14 ¾"	1153	1410	110.24	28	52
12 ¼	1325	2003	76.04	45	69
Totale					**177**

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.

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)
Tail	42"	36" CP	650	743	650 (seabed)	1.90	1,12
Lead + Tail	24"	20" csg	650	953	650 (seabed)	1.50 + 1.90	1,25
Tail	17 ½"	16"	853	1053	853 (TOL)	1.50 + 1.90	1.36
Lead + Tail	14 ¾"	13 3/8"	650	1310	1253	1.90	1,46
Lead + Tail	12 ¼"	9 ⅝"	650	1903	1510	1.90 + 1.90	1,61

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.

7.1 36" CONDUCTOR PIPE E 20" COLONNA DI SUPERFICIE

La cementazione del conductor pipe prevede l'utilizzo di una malta Tail a densità 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 650 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 650 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	650	743	552.7	656.7	551.47	42	650	743	893.8

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)
					42	36	650	743	**200**	711

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	m³/t	m3
1.9	650	0.0	66.2	66.2	0.79	83.7	-	

Sea Water			
Density	Top	Length in OH	Volume
kg/l	m	m	m3
1.03	0		**10**

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

Check Static pressure @ 36" CP 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	**93.0**	**1.90**	17.7	17.7	Tail Slurry	**1.00**	9.3	9.3
Spacer	**0**	**0.00**	0.0	17.7	Spacer	**0.00**	0.0	9.3
Sea Water	**650.0**	**1.03**	67.0	84.6	Sea Water	**1.03**	67.0	76.3
Total hydrostatic P.			**84.6**		Total hydrostatic P.		**76.3**	
Fracture gradient @ csg shoe	**743.0**	**1.120**	**83.2**		**Pore gradient @ csg shoe**	**1.03**	**76.5**	

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.

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	650	743	552.7	656.7	551.47				
20	650	953	133	202.7	177.80	24	743	953	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	650	743	348.8	24	20	743	953	**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	650	32.4	29.4	61.9			-	
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	853	3.6	26.8	30.3	0.79	38.4	-	

Sea Water				Gas Flow Potential	**0.6**	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	650		**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		
	m	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	**203.0**	**1.50**	30.5	49.5	Lead Slurry	**1.50**	30.5	40.5
Spacer	**0**	**0.00**	0.0	49.5	Spacer	**0.00**	0.0	40.5
Sea Water	**650.0**	**1.03**	67.0	116.4	Sea Water	**1.03**	67.0	107.4
Total hydrostatic P.			**116.4**		Total hydrostatic P.		**107.4**	
Fracture gradient @ csg shoe	**953.0**	**1.250**	**119.1**		**Pore gradient @ csg shoe**	**1.04**	**99.1**	

Check Static pressure @ 36" CSG shoe.								
Column Type	Vertical length	Pressure at the end of displacement			Column Type	Pressure during lead slurry setting		
	m	kg/l	kg/cm2	kg/cm2		kg/l	kg/cm2	kg/cm2
Tail Slurry	**0**	**1.90**	0.0	0.0	Tail Slurry	**0**	0.0	0.0
Lead Slurry	**93**	**1.50**	14.0	14.0	Lead Slurry	**1.00**	9.3	9.3
Spacer	**0**	**0.00**	0.0	14.0	Spacer	**0.00**	0.0	9.3
Sea Water	**650.0**	**1.03**	67.0	80.9	Sea Water	**1.03**	67.0	76.3
Total hydrostatic P.			**80.9**		Total hydrostatic P.		**76.3**	
Fracture gradient @ csg shoe	**743**	**1.120**	**83**		**Pore gradient @ csg shoe**	**1.03**	**76.5**	

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.

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.

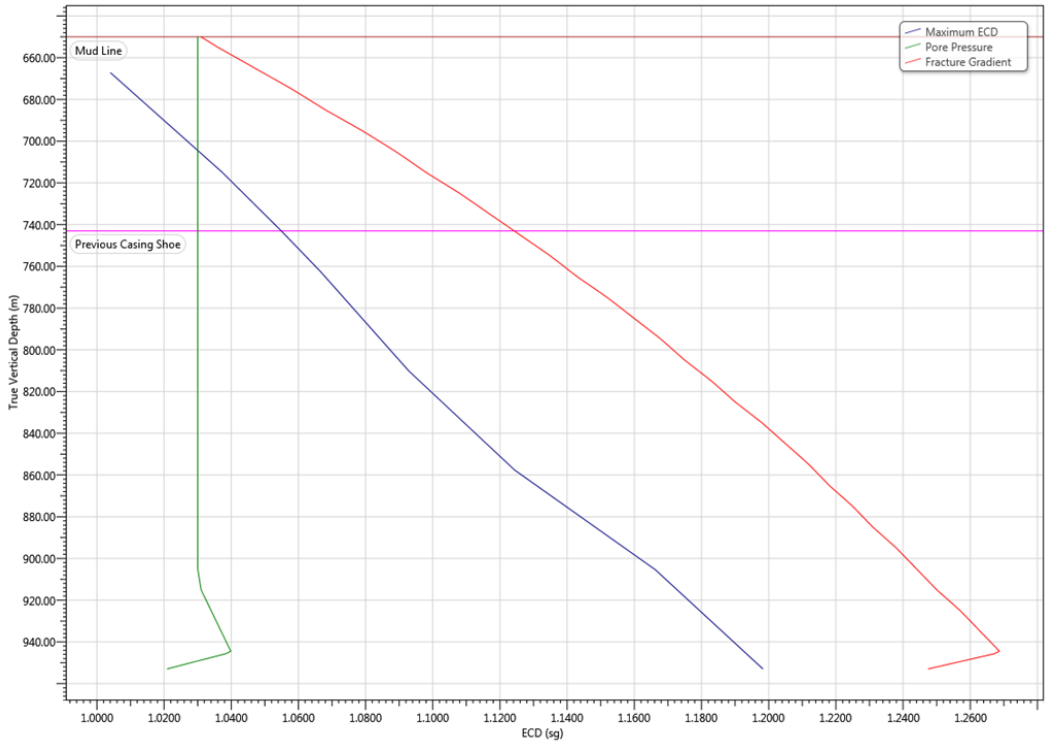
CASING SIZE	***CP 36"***	***CASING 20"***
Casing Shoe from RKB (m)	743	953
Top Of Cement (m)	Seabed 650	seabed 650
Hole size (in)	42"	24"
TYPE OF SLURRY		
LEAD		API Class G HSR + extender
TAIL	API Class G HSR	API Class G HSR
Mud type	Pad mud	Pad mud
mud density (kg/l)	1,20	1,20
Fracture Grad. @ Bottom (kg/cm2/10m)	1,12	1,25
Pore Grad. @ Bottom (kg/cm2/10m)	1,03	1,04
Estimated B.H.S.T. (° C)	15	21
LEAD SLURRY		
Slurry density (kg/l)		1,50
Fluid loss (cc/30 min.)		n.d.
Rheology		Higher than mud
Free water (%) max		0
Min. Compr. Strength 8/12/24 hr (psi)		100/300/600
Estimated Temperature for UCA test (°C)		15
Thickening time (h:min)		08:00
Estimated B.H.C.T. for TT test (° C)		20
TAIL SLURRY		
Slurry density (kg/l)	1,90	1,90
Rheology	Higher than Lead	Higher than Lead
Free water (%) max	1,5	1,5
Min. Compr. Strength 12/24 hr (psi)	500/1500	500/1500
Estimated Temperature for UCA test (°C)	15	19
Thickening time* (h:min)	04:30	04:30
Estimated B.H.C.T. for TT test (° C)	20	20
SPACER		
Rheology		
Density (kg/l)	1,03	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
1C3	36	743	953	6	Bow Spring

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.

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.

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.

7.2 16” LINER

La cementazione del liner da 16” 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 TOL, ovvero a 853 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	650	953	133,0	202,7	177,8				
16	853	1153	84	129,7	114,16	17 1/2	953	1153	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		From	To	(l/m)	In		From	To	(%)	(l/m)
20	16	853	953	48,1	17,5	16	953	1153	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	853	4,8	5,1	9,9			-	
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	1053	2,3	5,1	7,4	0,79	9,3	-	

Sea Water						
Density	Top	Length in OH	Volume	Gas Flow Potential	1,3	at bottom
kg/l	m	m	m3	Gas Flow Severity	LOW	at bottom
1,2	807	150	7,6	Gas Flow Potential	2,1	at prev csg shoe
				Gas Flow Severity	LOW	at prev csg shoe

Check Static pressure @ 16" 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	100,0	1,90	19,0	19,0	Tail Slurry	1,00	10,0	10,0
Lead Slurry	200,0	1,50	30,0	49,0	Lead Slurry	1,50	30,0	40,0
Spacer	46,4	1,20	5,6	54,6	Spacer	1,20	5,6	45,6
Mud	806,6	1,14	92,0	146,5	Mud	1,14	92,0	137,5
Total hydrostatic P.			146,5		Total hydrostatic P.		137,5	
Fracture gradient @ csg shoe	1153,0	1,360	156,8		Pore gradient @ csg shoe	1,10	126,8	
Check Static pressure @ 20" CSG shoe.								
Column Type	Vertical length	Pressure at the end of displacement			Column Type	Pressure during lead slurry setting		
	m	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	46	1,20	5,6	20,6	Spacer	1,20	5,6	15,6
Mud	806,6	1,14	92,0	112,5	Mud	1,14	92,0	107,5
Total hydrostatic P.			112,5		Total hydrostatic P.		107,5	
Fracture gradient @ csg shoe	953	1,250	119		Pore gradient @ csg shoe	1,05	100,1	

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.

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.

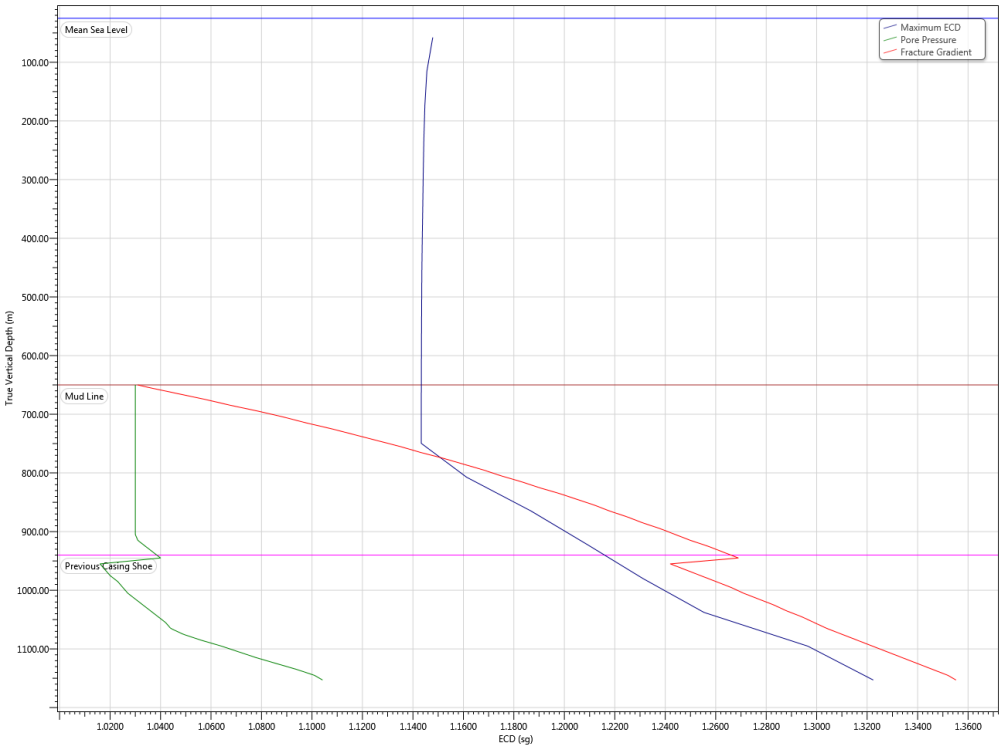
CASING SIZE	***Liner 16"***
Casing Shoe from RKB (m)	1153
Top Of Cement (m)	853
Hole size (in)	17 ½"
TYPE OF SLURRY	
LEAD	API Class G HSR + extender
TAIL	API Class G HSR
Mud type	LTOBM
Mud density (kg/l)	1,14
Fracture Grad. @ bottom (kg/cm2/10m)	1,36
Pore Grad. @ bottom (kg/cm2/10m)	1,10
Estimated B.H.S.T. (° C)	28
LEAD SLURRY	
Slurry density (kg/l)	1,50
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)	22
Thickening time* (h:min)	09:00
Estimated B.H.C.T. for TT test (°C)	23
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)	28
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)	1,20

Per quanto riguarda la centralizzazione della colonna, di seguito è riportato lo schema da utilizzare.

EQUIPAGGIAMENTO 16"					
Centralizzazione	Spaziatura	da m	a m	n° centralizzatori	Tipo centralizzatore
1C3	36	953	1153	5	Rigidi

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.

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 @ 1.14 kg/l	50	1000
Spacer @ 1.20 kg/l	7.5	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 @ 1.14 kg/l	27.5	600
Fango LTOBM @ 1.14 kg/l	10	500
Fango LTOBM @ 1.14 kg/l	6.5	300

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.

7.3 13 ⅜" CASING

La cementazione della colonna da 13 ⅜" prevede l'utilizzo di una malta tail a 1,90 kg/l. Il TOC è previsto a quota 1303 m. La distanza tra TOC e quota scarpa precedente (1153 m) è di circa 150 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	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	650	1410	72	90.7	77.25	14 3/4	1153	1410	110.2
16	853	1153	84	129.7	114.16				
20	650	953	133	202.6	177.8				

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)
20	13 3/8	650	853	87.15	14 3/4	13 3/8	1153	1410	50	29.4
16	13 3/8	853	1153	23.51						

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	m³/t	m3
1.90	1303	2.7	3.1	5.9	0.790	7.4	-	

Spacer

Density	Top	Length in OH	Volume
kg/l	m	m	m3
1.35	1053	200	**5.0**

Gas Flow Potential	1.6	at bottom
Gas Flow Severity	LOW	at bottom

Check Static pressure @ 13 5/8" 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	**107**	**1.90**	20.3	20.3	Tail Slurry	**1.00**	10.7	10.7
Spacer	**200**	**1.35**	27.0	47.3	Spacer	**1.35**	27.0	37.7
Mud	**1053**	**1.25**	131.6	179.0	Mud	**1.25**	131.6	169.3
Total hydrostatic P.			**179.0**		Total hydrostatic P.		**169.3**	
Fracture gradient csg shoe	**1360**	**1.46**	**198.6**		**Pore gradient @ csg shoe**	**1.18**	**160.5**	

Dall'esperienza del lean profile, la discesa del casing risulta molto difficoltosa e da tenere in considerazione le possibili problematiche relative al ridotto anulus tra la colonna e il liner precedente.

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.

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.

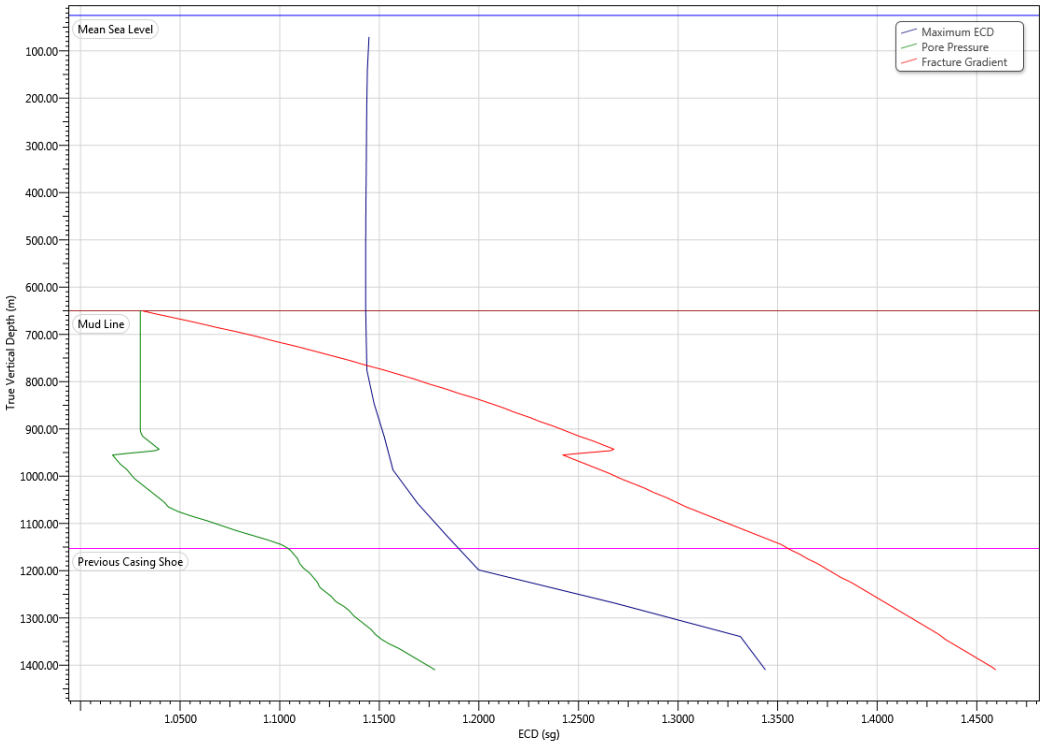
CASING SIZE	***Casing 13 ⅜"***
Casing Shoe from RKB (m)	1410
Top Of Cement (m)	1303
Hole size (in)	14 ¾"
TYPE OF SLURRY	
LEAD	API Class G HSR + extender
TAIL	API Class G HSR
Mud type	LTOBM
Mud density (kg/l)	1,25
Fracture Grad. @ bottom (kg/cm2/10m)	1,46
Pore Grad. @ bottom (kg/cm2/10m)	1,18
Estimated B.H.S.T. (° C)	35
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)	35
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.

EQUIPAGGIAMENTO 13 3/8"					
Centralizzazione	Spaziatura	da m	a m	n° centralizzatori	Tipo centralizzatore
1C3	36,6	1253	1410	4	Rigidi

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.

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 @ 1.25 kg/l	20	1000
Spacer @ 1.35 kg/l	5	800
Malta TAIL @ 1,90 kg/l	6	800
Spacer @ 1.35 kg/l	2.5	600
Fango LTOBM @ 1.25 kg/l	50	600
Fango LTOBM @ 1.25 kg/l	10	500
Fango LTOBM @ 1.25 kg/l	4	300

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.

7.4 9 ⅝" CASING

La cementazione del liner da 9 ⅝" 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 1510 m. La distanza tra TOC e quota scarpa precedente (1390 m) è di circa 80 m per permettere lo sfogo della pressione "pressure relief" ed evitare APB (Annular Pressure Build up) 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	650	1410	72	90.6	77.3	12 1/4	1410	2003	76.0
9 5/8	650	2003	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	1410	2003	30.3	12 1/4	9 5/8	1410	2003	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	1490	0.0	14.4	14.4			-	
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	1903	0.7	3.5	4.2	0.79	5.4	-	

Spacer					
Density	Top	Length in OH	Volume		
kg/l	m	m	m3		
1.35	1390	100	**3.5**		

Gas Flow Potential	0.4	at bottom
Gas Flow Severity	NULL	at bottom
Gas Flow Potential	**0.0**	at previous csg shoe
Gas Flow Severity	**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	**100**	**1.90**	19.0	19.0	Tail Slurry	**1.00**	10.0	10.0
Lead Slurry	**413**	**1.90**	78.5	97.5	Lead Slurry	**1.90**	78.5	88.5
Spacer	**100**	**1.35**	13.5	111.0	Spacer	**1.35**	13.5	102.0
Mud	**1390**	**1.35**	187.7	298.6	Mud	**1.35**	187.7	289.6
Total hydrostatic P.			**298.6**		Total hydrostatic P.		**289.6**	
Fracture gradient csg shoe	**2003**	**1.610**	**322.5**		**Pore gradient @ csg shoe**	**1.29**	**258.4**	

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	**1390**	**1.35**	187.7	187.7	Mud	**1.35**	187.7	187.7
Total hydrostatic P.			**187.7**		Total hydrostatic P.		**187.7**	
Fracture gradient @ csg shoe	**1390**	**1.46**	**202.9**		**Pore gradient @ csg shoe**	**1.18**	**164.0**	

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.

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.

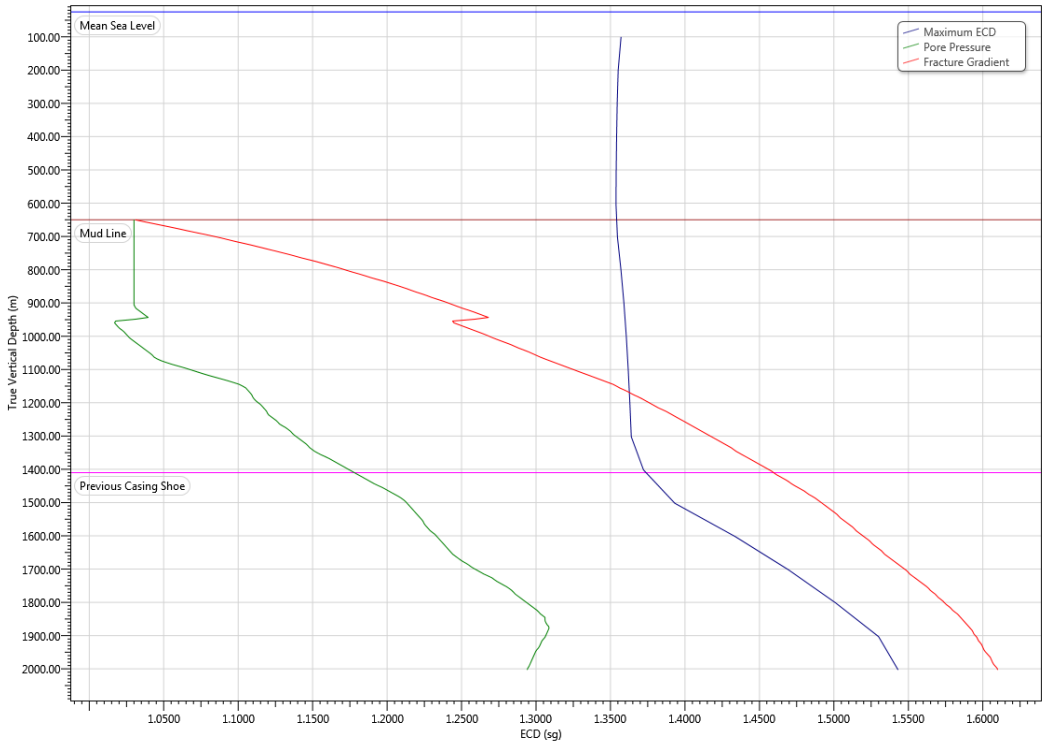
CASING SIZE	***Liner 9 ⅝”***
Casing Shoe from RKB (m) MD	2003
Top Of Cement (m) MD	1490
Hole size (in)	12 ¼”
TYPE OF SLURRY	
LEAD	API Class G HSR + retarder
TAIL	API Class G HSR
Mud type	LTOBM
mud density (kg/l)	1,35
Fracture Grad. @ bottom (kg/cm2/10m)	1,61
Pore Grad. @ bottom (kg/cm2/10m)	1,29
Estimated 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)	35
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)	45
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.

EQUIPAGGIAMENTO 9 5/8”					
Centralizzazione	Spaziatura	da m	a m	n° centralizzatori	Tipo centralizzatore
1C3	36	1510	2003	13	Rigidi

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.

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 @ 1.35 kg/l	25	1000
Spacer @ 1.50 kg/l	5	1000
Malta LEAD @ 1,90 kg/l	13.7	800
Malta TAIL @ 1,90 kg/l	4.2	800
Spacer @ 1.50 kg/l	2.5	800
Fango LTOBM @ 1.35 kg/l	47.5	800
Fango LTOBM @ 1.35 kg/l	5	600
Fango LTOBM @ 1.35 kg/l	2	300

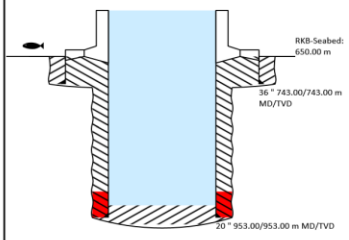
The present document is CONFIDENTIAL and it is the property of ENI
It shall not be shown to third parties nor shall it be used for reasons different from those owing to which it was given.

8 WELL BARRIERS

8.1 20” CASING DISCESO E SETTATO

Field : Cassiopea
Well : Cassiope 3
Schematic : EN.H 1.2-a3 rev. 1
Date : 25-Mar-2022

Well design pressure 1054.0 bar
Reservoir pressure 192.0 bar
Prepared By : Salvatore Pinello
Verified By :



Surface casing section

20" Casing in place

Planned

Primary barrier elements

Element	Qualification	Monitoring
Wellbore fluid	Sea water + 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.
Munimum 10-15 m of cement above 20" csg float shoe.

Prepared by Eni S.p.A.

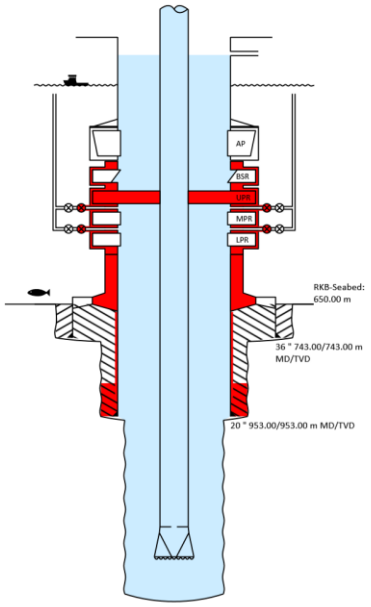
Depth reference: Saipem 10000, unspecified depth reference

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.

8.2 PERFORAZIONE FORO 17 ½”

Field : Cassiopea
Well : Cassiope 3
Schematic : EN.H 1.3-a1 rev. 1
Date : 30-Mar-2022

Well design pressure 1054.0 bar
Reservoir pressure 192.0 bar
Prepared By : Salvatore Pinello
Verified By :



Intermediate section

17 1/2" Hole drilling

Planned

Primary barrier elements

Element	Qualification	Monitoring
Wellbore fluid	Fluid 1.14 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 at BOP /WH depth	Periodic pressure testing
Wellhead	Pressure test to 2500 Psi at WH depth	External observation
Surface casing	Pressure test to 2050 Psi at WH depth with 1.14 sg fluid	Not accessible
Surface casing cement	LOT test to 1.25 sg EMW	Not accessible

Note:

Prepared by Eni S.p.A.

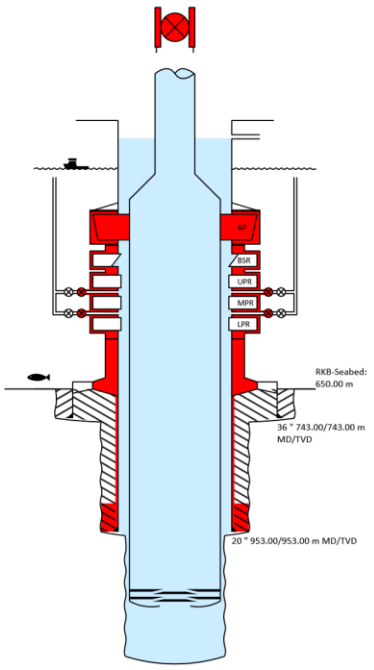
Depth reference: Saipem 10000, unspecified depth reference

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.

8.3 DISCESA LINER 16”

Field : Cassiopea
Well : Cassiope 3
Schematic : EN.H 1.3-a2 rev. 1
Date : 30-Mar-2022

Well design pressure 1054.0 bar
Reservoir pressure 192.0 bar
Prepared By : Salvatore Pinello
Verified By :



Intermediate section

16" Inr. running

Planned

Primary barrier elements

Element	Qualification	Monitoring
Wellbore fluid	Fluid 1.14 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 2500 Psi at BOP /WH depth	Periodic pressure testing
Wellhead	Pressure test to 2500 Psi at WH depth	External observation
Surface casing	Pressure test to 2050 Psi with 1.14sg fluid at WH depth	Not accessible
Surface casing cement	LOT test to 1.25sg EMW	Not accessible

Note:
Safety valve to be available at rig floor

Prepared by Eni S.p.A.

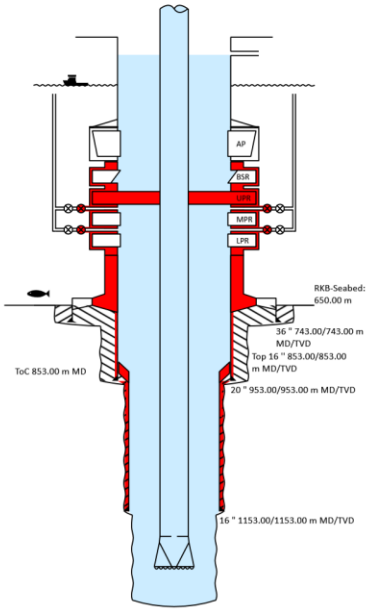
Depth reference: Saipem 10000, unspecified depth reference

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.

8.4 PERFORAZIONE FORO 14 ¾”

Field : Cassiopea
Well : Cassiope 3
Schematic : EN.H 1.3-a3 rev. 1
Date : 30-Mar-2022

Well design pressure 1054.0 bar
Reservoir pressure 192.0 bar
Prepared By : Salvatore Pinello
Verified By :



Intermediate section

Drilling 14 3/4 Hole Section

Planned

Primary barrier elements

Element	Qualification	Monitoring
Wellbore fluid	Fluid 1.25 sg control based on expected pore pressure	Triptank level and fluid sg control

Secondary barrier elements

Element	Qualification	Monitoring
Drilling BOP	Pressure test to 4000 Psi at WH Depth	Periodic pressure testing to
Wellhead	Pressure test to 4000 Psi at WH depth	External observation
Surface casing	Pressure test to 2050 Psi at Wellhead Depth	Evaluate Pressure test results on Charts
Hanger	Pressure test to 2100 Psi at 16" Hanger Depth	Evaluate Pressure test results on Charts
Drilling liner	Pressure test to 2100 Psi at 16" Hanger Depth	Evaluate Pressure test results on Charts
Drilling liner cement	LOT test to 1.36 EMW	Not accessible

Note:

Prepared by Eni S.p.A.

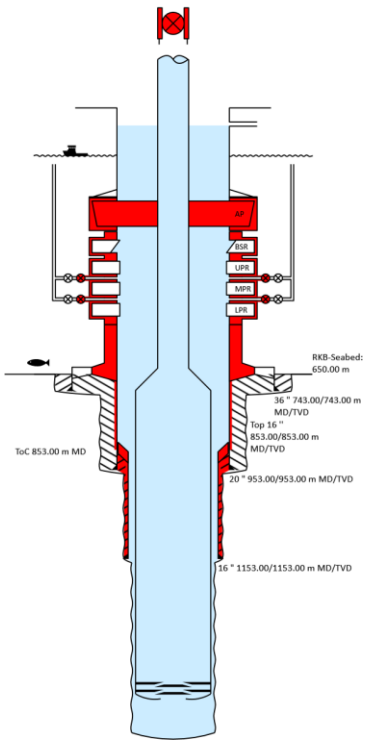
Depth reference: Saipem 10000, unspecified depth reference

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.

8.5 DISCESA CASING 13 3/8”

Field : Cassiopea
Well : Cassiope 3
Schematic : EN.H 1.3-a4 rev. 1
Date : 30-Mar-2022

Well design pressure 1054.0 bar
Reservoir pressure 192.0 bar
Prepared By : Salvatore Pinello
Verified By :



Depth reference: Saipem 10000, unspecified depth reference

Prepared by Eni S.p.A.

Intermediate section

Run 13.375 Csg

Planned

Primary barrier elements

Element	Qualification	Monitoring
Wellbore fluid	Fluid 1.25 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
Hanger	Pressure test to 2100 Psi at 16" hanger depth	Evaluate pressure test results on charts
Drilling liner	Pressure test to 2100 Psi at 16" hanger depth	Evaluate pressure test results on charts
Surface casing	Pressure test to 2050 Psi at wellhead depth	Evaluate pressure test results on charts
Drilling liner cement	LOT test to 1.36 EMW	Not accessible

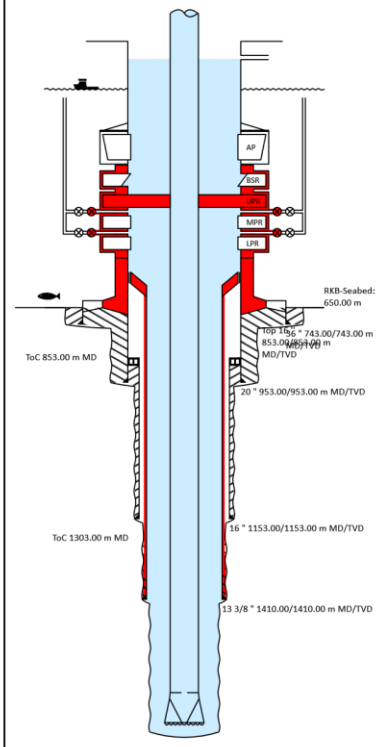
Note:

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.

8.6 PERFORAZIONE FORO 12 ¼”

Field : Cassiopea
Well : Cassiope 3
Schematic : EN.H 1.4-a1 rev. 1
Date : 30-Mar-2022

Well design pressure 1054.0 bar
Reservoir pressure 192.0 bar
Prepared By : Salvatore Pinello
Verified By :



Depth reference: Saipem 10000, unspecified depth reference

Prepared by Eni S.p.A.

Production section

12 1/4" Hole drilling

Planned

Primary barrier elements

Element	Qualification	Monitoring
Wellbore fluid	Fluid 1.35 sg control based on expected pore pressure	Triptank level and fluid sg control

Secondary barrier elements

Element	Qualification	Monitoring
Drilling BOP	Pressure test to 4000 Psi at BOP/WH depth	Periodic pressure testing
Wellhead	Pressure test to 4000 Psi at BOP /WH depth	External observation
Casing hanger	Pressure test to 2456 Psi at WH Depth	Evaluate pressure test results on charts
Intermediate casing	Pressure test to 2456 Psi at WH depth	Evaluate pressure test results on charts
Intermediate casing cement	LOT test to 1.46 sg EMW	Not accessible

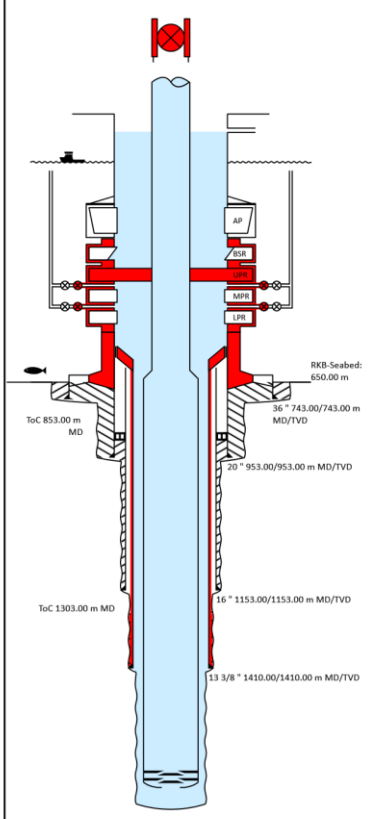
Note:

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.

8.7 DISCESA CASING DI PRODUZIONE 9 5/8”

Field : Cassiopea
Well : Cassiope 3
Schematic : EN.H 1.4-a2 rev. 1
Date : 30-Mar-2022

Well design pressure 1054.0 bar
Reservoir pressure 192.0 bar
Prepared By : Salvatore Pinello
Verified By :



Depth reference: Saipem 10000, unspecified depth reference

Prepared by Eni S.p.A.

Production section

9 5/8" csg. running

Planned

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

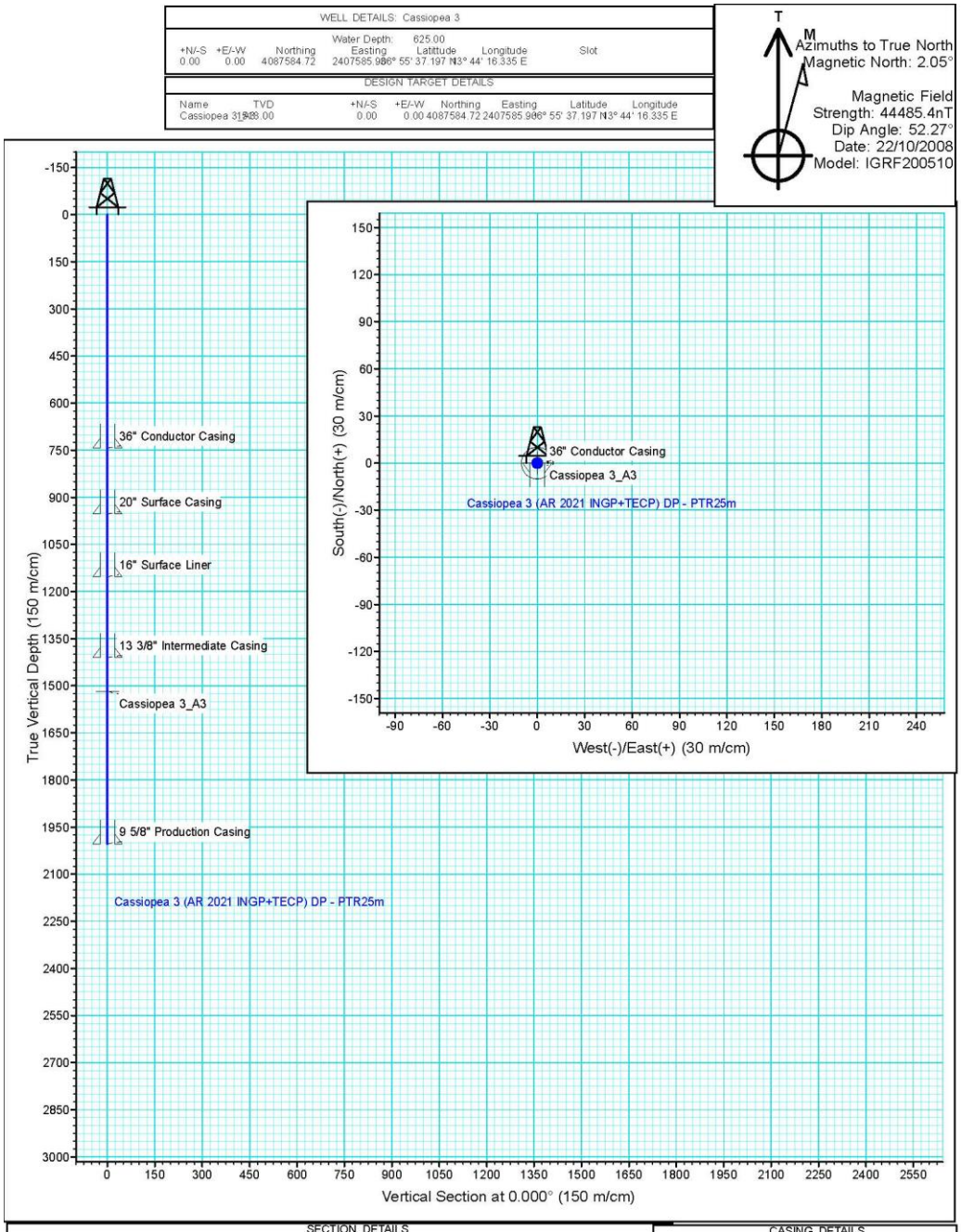
Element	Qualification	Monitoring
Stab-in safety valve	Pressure test to 10000 Psi	Pressure tested to 10000 Psi before operation
Drilling BOP	Pressure test to 4000 Psi at BOP/WH depth	Periodic pressure testing
Wellhead	Pressure test to 4000 Psi at WH depth	External observation
Casing hanger	Pressure test to 2456 Psi at WH depth	Evaluate pressure test results on charts
Intermediate casing	Pressure test to 2456 Psi at WH depth	Evaluate pressure test results on charts
Intermediate casing cement	LOT at 1.46 EMW	Not accessible

Note:

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.

9 PROGRAMMA DI DEVIAZIONE

Il pozzo Cassiopea 3 è un pozzo Verticale, con TD prevista a 2003 mMD/TVD RKB



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.

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
- No ported float valve

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.

- 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

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.

11 SCALPELLI

La scelta degli scalpelli sarà effettuata a valle della definizione delle batterie di perforazione.

	PDC Bit		Roller Cone Bit
Bit size	Cutter size	Blades n°	IADC
24”	TBC	TBC	TBC
17 ½”	TBC	TBC	TBC
14 ¾”	TBC	TBC	TBC
12 ¼”	TBC	TBC	TBC

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.

12 ALLEGATO A: SPECIFICHE IMPIANTO DI PERFORAZIONE

Saipem 10000 – Main features

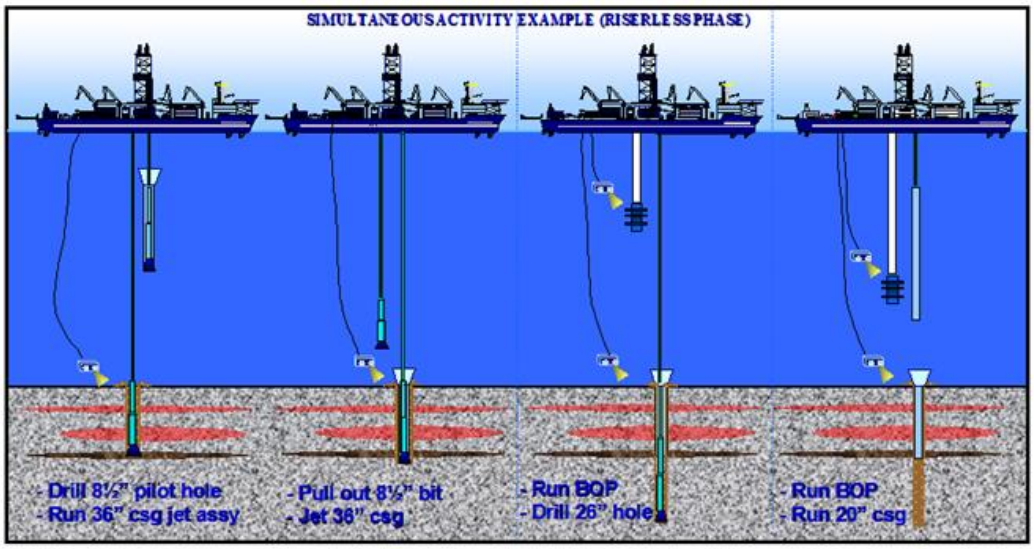
SIMULTANEOUS ACTIVITY DERRICK

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.



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.

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.

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.

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 ⅜
100	20	660	9 ⅝
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, 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.

1.	**Diesel engines**	:	6 Wartsila Nsd Co. 18V32LNE (9,910 HP Cont. Power each)
2.	**AC Generators**	:	6 ABB, Model HSG900XU10 (8,750 kW / 60 Hz / 11,000 V).
3.	**Emergency Power Generator System**	:	

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.

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

1. Derrick : No. 1 Double Derrick, dynamic type suitable for dual drilling activity (Bailey Tecno Group).

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 ⅝"	252	9½"	6	13 ⅜"	80
5"	121	8¼"	12	9 ⅝"	105
		6¾"	6	7"	105
		4¾"	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 : 3½" to 13 ⅜" 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.

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.

J. ROTATION SYSTEM

1.	**Rotary table**	:	No. 2, WIRTH, RTSS 60½" hydraulic type.
	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 ⅝" – 3 1/16" – 15,000 PSI
5.	**Manual Operated Inside BOP**	:	No. 1, HYDRALIFT, Hydril type.
	OD / ID / Max. Working Pressure	:	8 ⅝" – 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

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.

L. MUD TREATEMENT 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 m^3 each) & 2 day tanks (40 m^3 each) - Tot. 532m^3
Silos for barite/bentonite	:	No. 4, 113 m^3 capacity each – Tot. 452 m^3
Surge tank for cement	:	No.1, 1.1 m^3 capacity.
Surge tank for barite/bentonite	:	No.2, 6.0 m^3 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 m^3 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)

18¾" 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 ¾" x 10,000 PSI
Upper Hydraulic Connector	:	No. 1, ABB Vetco Gray, HD-HAR type, 18 ¾" x 10,000 PSI
Lower Annular Preventer	:	No. 1, SHAFER suitable for 3,000 m. WD, 18 ¾" x 10,000 PSI
Ram type preventer	:	No. 1, SHAFER NXT type, Double, 18¾" x 15,000 PSI
Ram Type preventer	:	No. 1, SHAFER NXT type, Triple, 18¾" x 15,000 PSI
Pipe Rams Available:		
Variable rams	:	2 sets, 3½" – 5" Multiram 2 sets, 5" – 7" Multiram
Fixed pipe rams	:	1 set 5"
Shear rams	:	1 set 13 ⅜" casing
Shear/Blind rams	:	1 set 6 ⅝" x 34.01 lb/ft type "V"
Lower Hydraulic Connector (WH Connector)	:	No. 1, ABB Vetco Gray, HD-H4, 18 ¾" 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 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.

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.

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

c. Diverter Control System : SHAFFER, electro hydraulic type.
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 :

	Flexible Section	*Rigid Section*
⇒ Lines from Riser to Choke Manifold	No. 2, PB Pipetech make	No. 2, SHI make
⇒ ID and working pressure	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 :

Manual Operated	*Hydraulic Operated*
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	21½" / 19½"	21" x 19½"	21¼" x 19 ⅝"
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 ⅝" OD x 4½" ID, 15.000 PSI WP
Riser Booster Lines : No. 1, 5½" OD x 4½" ID, 5.000 PSI WP
Riser BOP Control Rigid Conduit : No. 2, 2 ⅞" OD x 2¼" 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
40	25	20	15	10	5

Length (ft):
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 60½" 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

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.

(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 m^3 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, 60½" RT type.

P. DOWNHOLE TUBULAR MATERIAL

1. DRILL PIPES.

Nominal OD (inch)	:	**6 ⅝**	**6 ⅝**	**5**	**3½"**
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)	:	8½	8½	6 ⅝	4¾
Tool Joint ID (inch)	:	4¼	4¼	2¾	2 9/16
Tool Joint API Connection	:	6 ⅝ FH	6 ⅝ 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 ⅝**			
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 ⅝**	**5**
Steel Grade	:	AISI 4145	AISI 4145
Range	:	III	III
Tool Joint OD (inch)	:	8½	6 ⅝
Tool Joint ID (inch)	:	4	3
Tool Joint API Connection	:	6 ⅝ FH	NC 50
Quantity (joints)	:	30	30

4. DRILL COLLARS.

Nominal OD (inch)	:	**9½**	**8¼**	**6½**	**4¾**
Inside Diameter	:	3	2 13/16	2 13/16	2¼
Length of each joint (ft)	:	30	30	30	30
API Connection	:	7 ⅝ REG.	6 ⅝ REG.	NC 46	NC 38
Quantity (No.)	:	12	24	30	24

5. SHORT DRILL COLLARS.

Nominal OD (inch)	:	**9½**	**8¼**	**6½**	**4¾**
Inside Diameter	:	3	2 13/16	2 13/16	2¼
Length of each joint (ft)	:	10	10	10	10
API Connection	:	7 ⅝ REG.	6 ⅝ REG.	NC 46	NC 38
Quantity (No.)	:	3	3	3	3

6. HOLE OPENERS.

Open Hole Size (inch)	:	**42**	**36**
Outside Body Diam. (Inch)	:	9½"	9½"
Inside Body Diam. (Inch)	:	3	3

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.

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 veichles / 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. : No. 2 with 7FSC / 7F RATE functions

Torque : 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 : No. 1, Range 300 m. Scan Range 20 Deg./Sec. Var. sector select. to 360.

Data Telemetry System : Fibre Optic
Emergency System : DATASONIC c/w Acoustic Pinger life 30 days, Flasher Life 30 days.
Tether Management : TOP HAT, 10 HP, Transportable loads 2000 kg. Tether length 540 m.

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.

13 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):

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

where:

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

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

where:

P = Pumping Pressure (kg/cm^2)
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 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.

the maximum pressure this sand can hold.
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 ⅛ bbl/min (20 l/min) up to a maximum of 1 bbl/min (160 l/min), however values of 0.25 bbl (12 ¼ ” and smaller holes) or 0.50 bbl (17 ½ ” 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

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.

equivalent device, if available, is preferred.

15) Bleed off the pressure and record the quantity of fluid returned into the cementing unit. Compare 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.

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.

LEAK-OFF TEST REPORT

Report N°

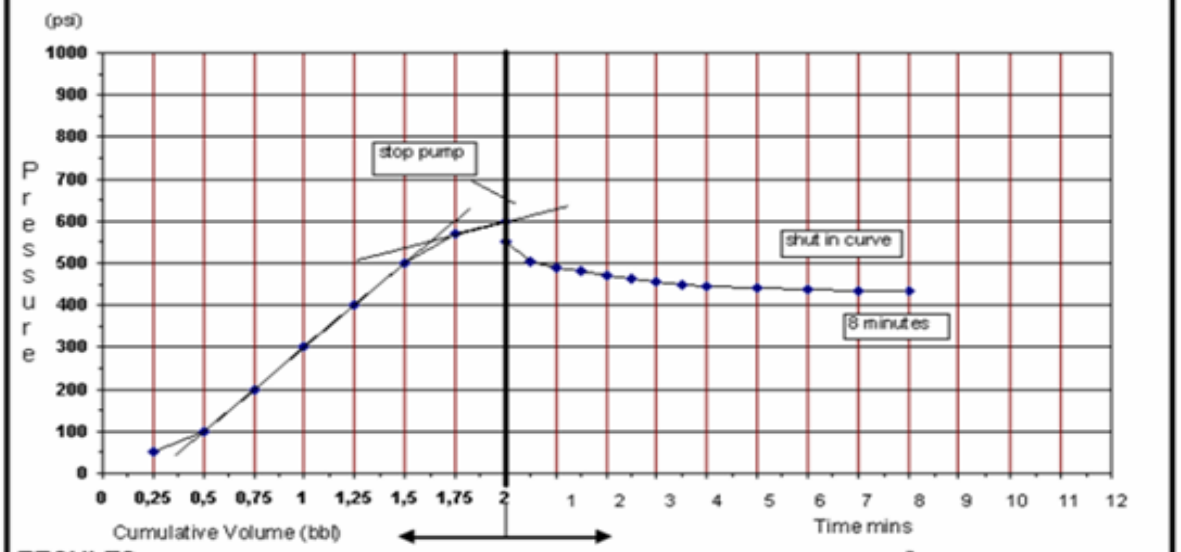
Date:

WELL NAME:		WELL CODE:	CONTRACTOR:	RIG NAME:	RIG CODE:
Open hole depth (m):	825	Mud Type:	FWGELS	Rig type:	JUPs
Hole Diameter (in):	12"1/4	Weight (Kg/l):	1.3	R.K.B. elevation (m):	26
Last Csg. Shoe (m):	797	Marsh Viscosity (sec/0lt):	44	Water Depth (m):	24
Csg. diameter (in):	13"3/8	P.V.(cps):	19	Pumps:	12-P-160
Grade:	J-55	Y.P.(lb/100 ft²):	5	Liners (in):	6.5"
Weight (lb/ft):	61	Gels(lb/100 ft²):	2/8	Flow Rate (bpl):	0.25
Max. Burst pres (psi):	3103	W.L (cc/30 min):	10.5		
Lithology:	Shale				

Expected EMW **1.68** Kg/cm²/10 m

Time (min)	Volume (bbl)	Pressure (Psi)	Time (min)	Volume (bbl)	Pressure (Psi)	Time (min)	Volume (bbl)	Pressure (Psi)
1	0.25	50	9	2	490	16	2	435
2	0.50	100	9.5	2	480			
3	0.75	200	10	2	470			
4	1.00	300	10.5	2	463			
5	1.25	400	11	2	455			
6	1.50	500	11.5	2	450			
7	1.75	570	12	2	445			
8	2.00	600	13	2	440			
8	2.00	550	14	2	437			
8.5	2.00	505	15	2	435			

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



RESULTS: (Press. $_{shut}$ + Press. $_{LO.}$)x10/Depth=[(1.3 x 797 / 10) + (430 x 0.07)] x 10 / 797 = 1.68 (Kg/cm²/10 m)

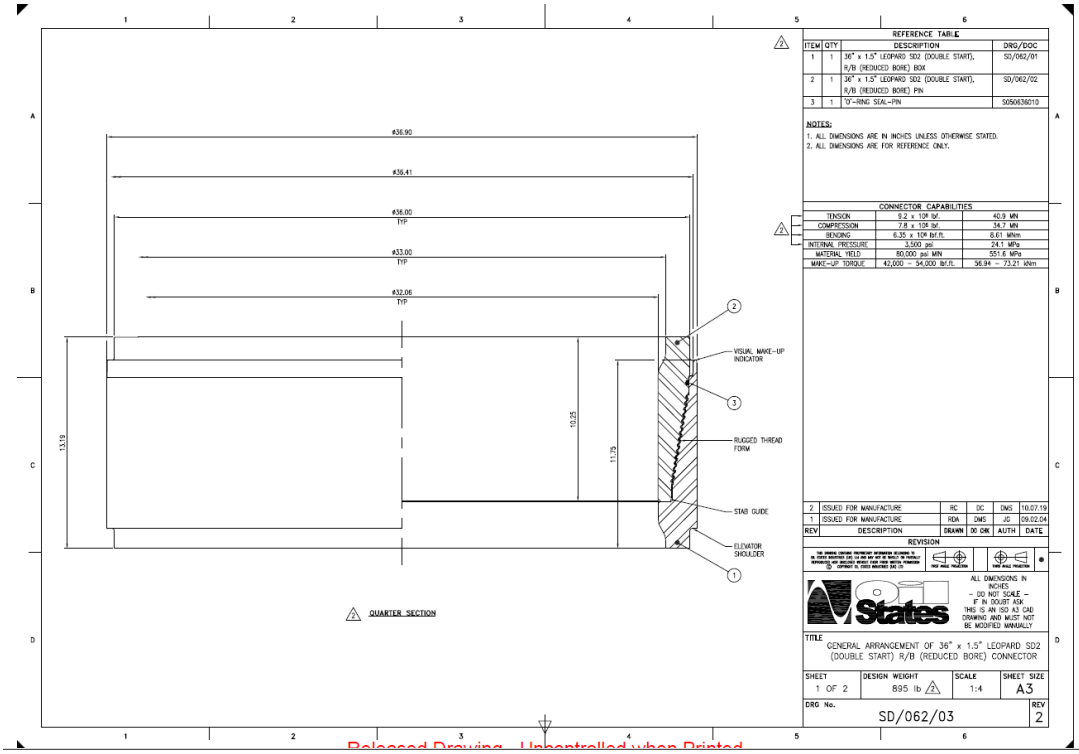
Note: Company Representative

Leak-off Test Report

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.

14 ALLEGATO C: CARATERISTICHE CASINGS

14.1 CASING 36”



Released Drawing – Uncontrolled when Printed

TITLE: GENERAL ARRANGEMENT OF 36" x 1.5" LEOPARD SD2 (DOUBLE START) R/B (REDUCED BORE) CONNECTOR

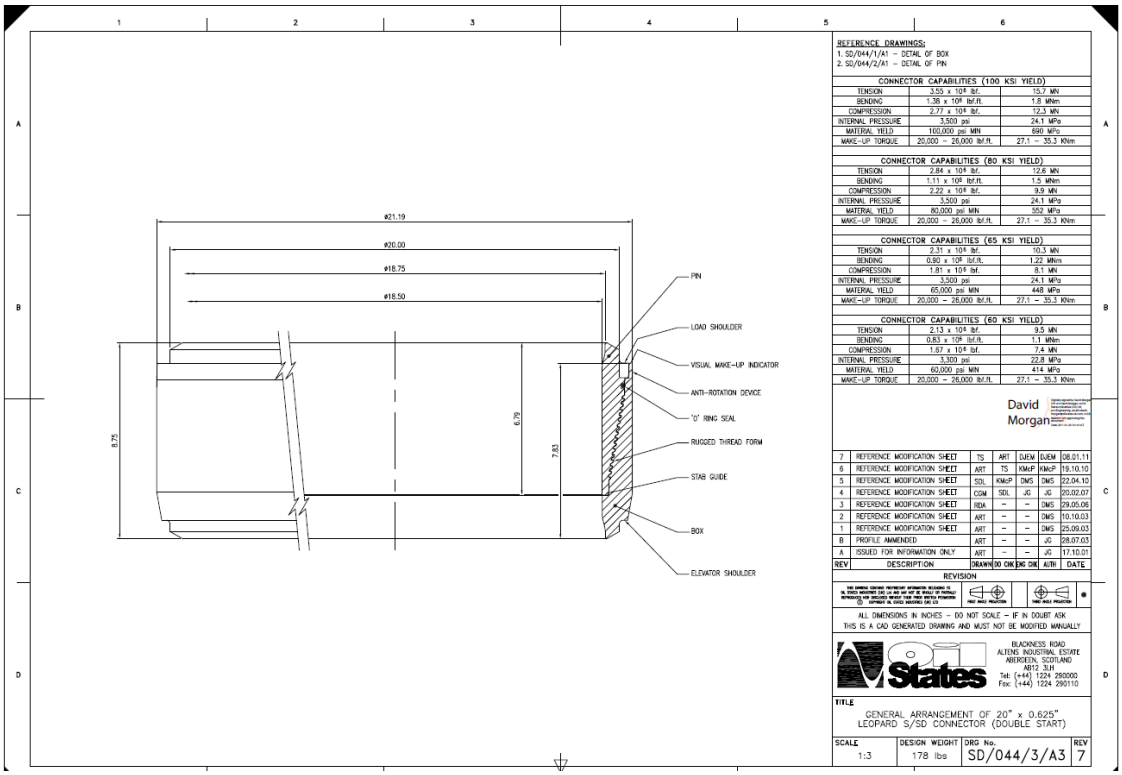
PAGE: 2 OF 2

DRG No.: SD/062/03

PREV REV	NEW REV	MODIFICATION DESCRIPTION	REASON FOR MODIFICATION	IMPLICATION FOR EXISTING COMPONENTS	DATE	BY	CHKD	AUTH
1	2	CONNECTOR TENSION, COMPRESSION AND BENDING CAPACITIES UPDATED. CONNECTOR CAPABILITIES TENSION 9.10 x 10⁶ lbf. 40.50 MN COMPRESSION 5.50 x 10⁶ lbf. 24.47 MN BENDING 6.28 x 10⁶ lbf.ft. 8.52 MNm INTERNAL PRESSURE 4000 psi 27.58 MPa BORDER UPDATED AND DRAWING UPDATED TO OSI UK CURRENT DRAWING STANDARD. DRAWING NUMBER AMENDED TO SUIT MASTER CONTROL INPUT. IT WAS 'SD/062/3/A3'. BORDER UPDATED TO CURRENT DRAWING STANDARD. REFERENCE DRAWINGS REMOVED. THEY WERE: 1. SD/062/1/A1 – DETAILS OF 36" x 1.5" SD BOX REDUCED BORE 2. SD/062/2/A1 – DETAILS OF 36" x 1.5" SD PIN REDUCED BORE REFERENCE TABLE ADDED. WELD PREP REMOVED. DESIGN WEIGHT UPDATED.	CAPACITIES REVIEW / UPGRADE TO CURRENT OSI UK STANDARD.	NONE	10.07.19	RC	DC	DMS

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.

14.2 CASING 20”



TITLE: GENERAL ARRANGEMENT OF 20” x 0.625” LEOPARD SD CONNECTOR (DOUBLE START)				PAGE: 1 OF 1				
				DRG No.: SD/044/3/A3				
PREV REV	NEW REV	MODIFICATION DESCRIPTION	REASON FOR MODIFICATION	IMPLICATION FOR EXISTING COMPONENTS	DATE	BY	CHKD	AUTH
B	1	ROTATED 180° TO BE RUN BOX UP	ISSUED FOR MANUFACTURE	NONE	25.09.03	ART	JG	DMS
1	2	DIMENSION TO OUTSIDE DIAMETER AMENDED TO ø21.19	TO AMMEND DIMENSION TO MATCH SISTER DRG. SD/054/3/A3	NONE	10.10.03	ART	JG	DMS
2	3	MATERIAL YIELD AMENDED FROM 65,000 psi TO 60,000 psi. INTERNAL PRESSURE AND COMPRESSION AMENDED TO SUIT CHANGE.	TO SUIT MATERIAL YIELD AMENDMENT	NONE	29.05.06	RDA	DMS	DMS
3	4	LEOPARD SD (80 KSI YIELD) CAPABILITIES ADDED INTO THE DRAWING.	ADDITIONS FOR TECHNICAL MANUAL UPDATE	NONE	20.02.07	SDL	JG	JG
4	5	100 KSI YIELD CAPABILITIES ADDED	AS PER CLIENT REQUEST	NONE	22.04.10	SDL	DMS	DMS
5	6	65 KSI YIELD CAPABILITIES ADDED	AS PER CLIENT REQUEST	NONE	19.10.10	ART	KMcP	KMcP
6	7	IN ALL CONNECTOR CAPABILITIES TABLES THE FIGURE FOR MAKE –UP TORQUE WAS 27.1 – 35.3 MNm	ORIGINAL UNITS WERE INCORRECT	NONE	18.01.11	TS	DJEM	DJEM

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.

14.3 LINER 16”

Tenaris

Wedge 521®

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.	Body Yield Strength	1929 x1000 lb
Nominal Weight	84 lb/ft	Plain End Weight	82.05 lb/ft	Min. Internal Yield Pressure	4330 psi
Drift	14.822 in.	OD Tolerance	API	SMYS	80,000 psi
Nominal ID	15.010 in.			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 °/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 / 0.5 / 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 lastest 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.

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.

14.4 CASING 13 3/8”

TenarisHydril

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		

Notes

*If you need to use torque values that are higher than the maximum indicated, please contact a local Tenaris technical sales representative

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.

14.5 CASING DI PRODUZIONE 9 5/8”

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.

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.	Body Yield Strength	1244 x1000 lb
Nominal Weight	53.50 lb/ft	Plain End Weight	52.90 lb/ft	Min. Internal Yield Pressure	7930 psi
Drift	8.500 in.	OD Tolerance	API	SMYS	80,000 psi
Nominal ID	8.535 in.			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 %	Shoulder Torques	
Threads per inch	4	Compression Strength	1244 x1000 lb	Minimum	5080 ft-lb
Connection OD Option	Regular	Max. Allowable Bending	38 °/100 ft	Maximum	28,780 ft-lb
		External Pressure Capacity	6620 psi	Operation Limit Torques	
		Coupling Face Load	823,000 lb	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 lastest 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.

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.

Printed on: 02/07/2022

Tenaris

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.	Body Yield Strength	1244 x1000 lb
Nominal Weight	53.50 lb/ft	Plain End Weight	52.90 lb/ft	Min. Internal Yield Pressure	7930 psi
Drift	8.500 in.	OD Tolerance	API	SMYS	80,000 psi
Nominal ID	8.535 in.			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		
		OB Coupling Face Load [1]	247,000 lb	Operation Limit Torques	
				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 lastest 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.

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.

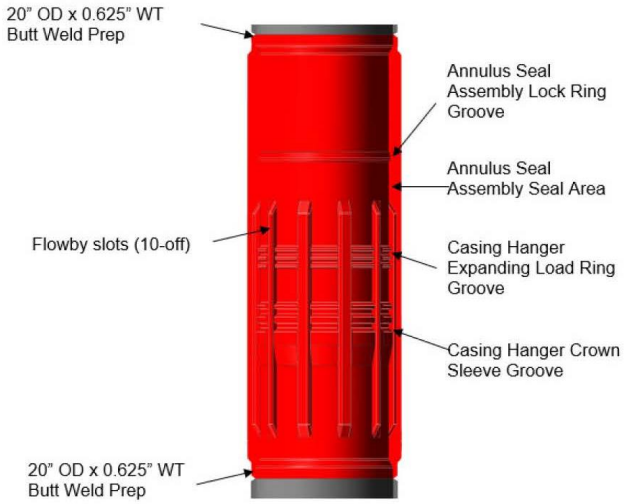
14.6 ATTREZZATURA SUBMUDLINE

14.6.1 SUBMUDLINE RECEPTACLE

TechnipFMC

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

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.

TechnipFMC

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 Submudline Casing Hanger (17.5in drift variant)

References

Description	Data
System specific documents & drawings	Dwg No. DU200191839 Doc. No. THI10123748

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

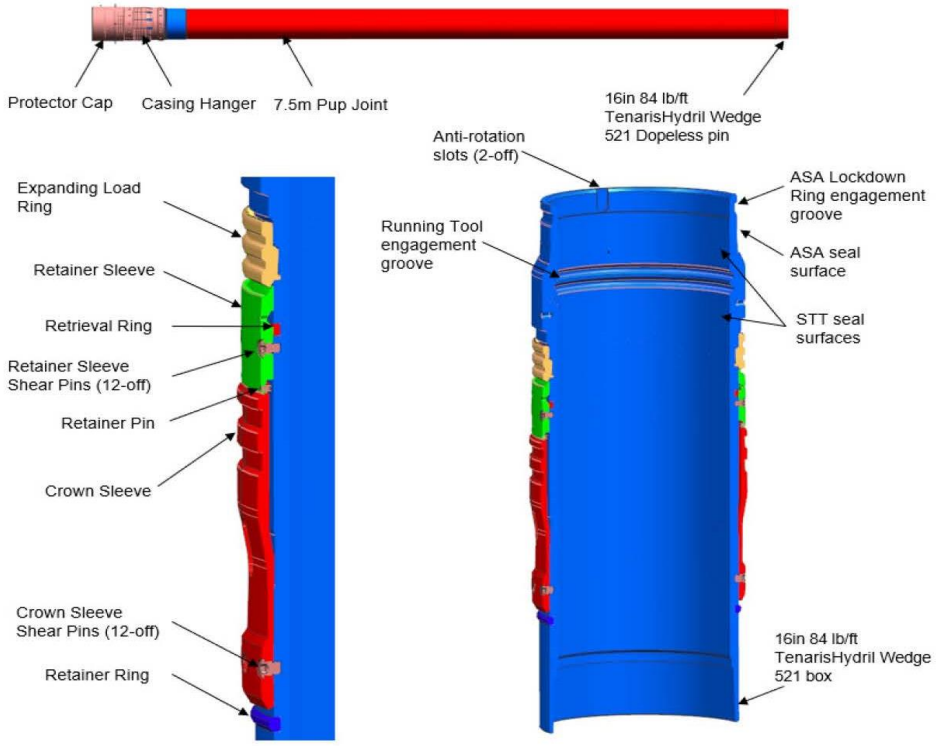
The present document is CONFIDENTIAL and it is the property of ENI
It shall not be shown to third parties nor shall it be used for reasons different from those owing to which it was given.

14.6.2 SUBMUDLINE CASING HANGER 16”

TechnipFMC

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

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.

TechnipFMC

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

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.

15 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 Ahed 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 effettive lunghezze):

Joints	DESCRIZIONE	CARATTERISTICHE				LUNGHEZZA (m)		PESO (ton)			PROFONDITA'
(number)		OD (inch)	WT (lb/ft)	Grado	Connessione	Partial	Total	Single Air	Total Air	Total Mud	(m)
1	Shoe joint	36	556.2	X 56	Leopard SD2 RB	13.0	13.0	10.8	10.8	9.31	**743.0**
6	Intermediate Joint	36	556.2	X 56	Leopard SD2 RB	75.0	75.0	62.1	72.8	63.0	730.0
1	36" WH + Extension Jt	36	556.2	X 56	Leopard SD2 RB	8.0	84.0	7.4	80.3	69.4	655.0
									Joint Top		647.0

**lunghezza media casing ipotizzata 12.5m*

*** Stick-Up Wellhead ipotizzato 3m, da confermare secondo specifiche Wellhead service Company*

- 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 24" 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

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.

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
  - 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
  - Pompare 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 spiazzare cuscini viscosi di pulizia.
  - Controllare inclinazione finale wellhead housing.

Paramentri 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

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.

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
- Preparare cuscini viscosi e kill mud a d= 1,4 sg per fase da 24"

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.

PROGRAMMA DI COMPLETAMENTO

POZZO CASSIOPEA 3

Emissione: Giugno 2022

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.

TITOLO

Progetto Cassiopea

Programma di Completamento

Cassiopea 3

LISTA DI DISTRIBUZIONE

COAP-SU
ENIMED

Gruppo di lavoro:

E. Pignotti Eleonora Pignotti
G. Ferrari Giuseppe Ferrari
C. Repetto AG18534
A. Troiano
D. Pellicanò
M. Giammancheri Firmato digitalmente da Michele Giammancheri Data: 2022.06.13 09:24:16 +02'00'

Data di emissione: Giugno 2022

5				
4				
3				
2				
1	Emissione	Gruppo di lavoro	R. Brambilla G.Carpineta S.Borra	S. Luppina COAP/SU S.Baretti ARPO Il Responsabile S. Baretti
AGGIORNAMENTI		PREPARAZIONE	CONVALIDA	APPROVAZIONE

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

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 3 WELL INFO 13

3.1. INFORMAZIONI GENERALI DEL POZZO 13

3.2. PROFILO CASING 15

3.3. CASING DESIGN 17

3.4. SCHEMA TESTA POZZO 18

3.4.1 CALCOLO DELLA MAWHP 18

3.5. CONFIGURAZIONE BOP 19

3.5.1 SAIPEM 10000 – CONFIGURAZIONE BOP STACK 18 ¾" X 15000 PSI 19

3.5.2 SAIPEM 10000 – INVENTARIO RISER – RUNNING STRING GENERICA 21

3.5.3 SAIPEM 10000 – H4 CONNECTOR 22

3.6. PROFILO DI DEVIAZIONE 23

3.7. PROFILI DI PRESSIONE 24

4. DATI DI GIACIMENTO 25

4.1. PARAMETRI PETROFISICI 25

4.2. COMPOSIZIONE DEL FLUIDO DI GIACIMENTO 26

4.3. TEMPERATURA DI FONDO POZZO 26

5. DESIGN DI COMPLETAMENTO 28

5.1. LOWER COMPLETION 28

5.2. INTERMEDIATE COMPLETION/ISOLATION STRING 28

5.3. UPPER COMPLETION 29

5.4. SCHEMA DI COMPLETAMENTO 30

5.5. COMPLETION E PACKER FLUID 31

6. SOMMARIO DELLE OPERAZIONI 32

6.1. BOP TEST 34

7. SEQUENZA DELLE OPERAZIONI 35

7.1. PULIZIA FORO, SPIAZZAMENTO BRINE PULIZIA 35

7.2. DISCESA GR/CCL/CBL/VDL/USIT 36

7.3. DISCESA SUMP PACKER CON EWL 37

7.3.1 DISCESA GAUGE RING 37

7.3.2 DISCESA E SETTAGGIO SUMP PACKER 37

7.4. SPARI LIVELLO INFERIORE IN TCP E PULIZIA POST-SPARI 37

7.4.1 DISCESA FUCILI E SPARI 37

7.4.2 BACKSURGING + DST STRING (SOLO PER HRWP) 39

7.4.3 PULIZIA POST SPARI PER LIVELLO INFERIORE 40

7.5. DISCESA LOWER COMPLETION ED EFFETTUARE ICGP - HRWP PER LIVELLO INFERIORE 40

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

7.5.1 SEQUENZA ICGP-HRWP PER LIVELLO INFERIORE 41
7.6. SETTAGGIO PACKER PLUG NEL GP PACKER 42
7.7. SPARI LIVELLO INTERMEDIO (1) IN TCP E PULIZIA POST-SPARI 42
7.7.1 DISCESA FUCILI E SPARI 42
7.7.2 PULIZIA POST SPARI PER LIVELLO INTERMEDIO (1) 42
7.8. DISCESA LOWER COMPLETION ED EFFETTUARE ICGP - GIF PER LIVELLO INTERMEDIO (1) 43
7.8.1 SEQUENZA ICGP-GIF PER LIVELLO INTERMEDIO (1) 44
7.9. SETTAGGIO PACKER PLUG NEL GP PACKER 45
7.10. SPARI LIVELLO INTERMEDIO (2) IN TCP E PULIZIA POST-SPARI 45
7.10.1 DISCESA FUCILI E SPARI 45
7.10.2 PULIZIA POST SPARI PER LIVELLO INTERMEDIO (2) 46
7.11. DISCESA LOWER COMPLETION ED EFFETTUARE ICGP - GIF PER LIVELLO INTERMEDIO (2) 46
7.11.1 SEQUENZA ICGP-GIF PER LIVELLO INTERMEDIO (2) 47
7.12. SETTAGGIO PACKER PLUG NEL GP PACKER 48
7.13. SPARI LIVELLO SUPERIORE IN TCP E PULIZIA POST-SPARI 49
7.13.1 DISCESA FUCILI E SPARI 49
7.13.2 PULIZIA POST SPARI PER LIVELLO SUPERIORE 49
7.14. DISCESA LOWER COMPLETION ED EFFETTUARE ICGP - GIF PER LIVELLO SUPERIORE 50
7.14.1 SEQUENZA ICGP-GIF PER LIVELLO SUPERIORE 51
7.15. DISCESA ISOLATION STRING 53
7.16. SETTAGGIO BRIDGE PLUG E RECUPERO BOP 54
7.16.1 SETTAGGIO BRIDGE PLUG (ARCHER PACKER) E FIV INFLOW TEST 54
7.16.2 SPIAZZAMENTO STRINGA A BASE OIL 55
7.16.3 SETTAGGIO RBP 55
7.16.4 ESECUZIONE INFLOW TEST DELL'FIV 55
7.16.5 TEST BRIDGE PLUG 56
7.17. INSTALLAZIONE X-TREE, BOP CON IWOCS SYSTEM 57
7.18. PULIZIA FORO, SPIAZZAMENTO E RECUPERO BRIDGE PLUG 58
7.19. DISCESA UPPER COMPLETION 58
7.19.1 RECUPERO CAMICIA D'USURA DELLA X-TREE BORE E TEST BOP 59
7.19.2 ASSEMBLAGGIO, TEST INTELLIGENT COMPLETION E PACKER DI PRODUZIONE 59
7.19.3 ASSEMBLAGGIO E DISCESA TUBING HANGER 61
7.19.4 SPIAZZAMENTO DEL COMPLETAMENTO CON BASE OIL, SETTAGGIO PROD PACKER E INFLOW TEST A SCSSV 63
7.19.5 APERTURA DELLE VALVOLE DI ISOLAMENTO E SPURGO DEL POZZO 64
7.20. SPURGO 64
7.20.1 SEQUENZA DI SPURGO 64
7.20.2 SPURGO E WELL TESTING LIVELLO SUPERIORE 64
7.20.3 SPURGO E WELL TESTING LIVELLI INFERIORI 65
7.20.4 SELL TESTING LIVELLI IN COMMINGLE 65
7.21. ABANDONO DEL POZZO 66
7.21.1 SPIAZZAMENTO LANDING STRING 66
7.21.2 MESSA IN SICUREZZA DEL POZZO 66
7.21.3 PRESSURE TEST CROCE DI PRODUZIONE 66
7.21.4 DISCONNESSIONE LANDING STRING 66
7.21.5 DISCONNESSIONE IWOCS E BOP 67
8. APPENDICE 68
8.1. PERFORMANCE DEL TUBINO ED ANALISI EROSIONALE 68
8.1.1 DATI DI INPUT 68
8.1.2 METODOLOGIA DI CALCOLO DELL'ANALISI EROSIONALE 69
8.1.3 RISULTATI DELL'ANALISI EROSIONALE 70

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

8.2. TUBING STRESS ANALYSIS 71
8.2.1 DATI DI INPUT 71
8.2.2 RISULTATI 73
8.2.3 CARICHI AI PACKER 77
8.2.4 COMPLETION STRING PRESSURE TEST (DOPO SETTAGGIO DEL PRODUCTION PKR) 78
8.3. WELL BARRIER SCHEMATICS 80
8.4. DATI TUBINO 86
8.4.1 CONNESSIONI 86
8.5. LOWER E INTERMEDIATE COMPLETION EQUIPMENT 87
8.5.1 SUMP PACKER 87
8.5.2 GRAVEL PACK PACKER 87
8.5.3 GRAVEL PACK EXTENSION AND PORT CLOSING SLEEVE 87
8.5.4 ANNULAR FLUID LOSS CONTROL VALVE 87
8.5.1 TUBING FLUID LOSS CONTROL DEVICE 87
8.6. UPPER COMPLETION EQUIPMENT 88
8.6.1 TR-SCSSV 88
8.6.2 PACKER DI PRODUZIONE 9 ⅝" X 3 ½" (CON FEED THROUGHS E FITTINGS) 88
8.6.3 INTELLIGENT COMPLETION 89
8.6.4 CHEMICAL INJECTION MANDREL 89
8.7. HORIZONTAL X-TREE 91
8.8. TUBING HANGER 96
8.9. SPECIFICHE IMPIANTO DI PERFORAZIONE 99

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

INDICE DELLE FIGURE

FIGURA 1 - MAPPA DEL CAMPO DI SVILUPPO 9
FIGURA 2 - PROFILO CASING CASSIOPEA 3 15
FIGURA 3 - PROFILO POZZO DA PROGRAMMA DI PERFORAZIONE 16
FIGURA 4 - SCHEMA TESTA POZZO CASSIOPEA 3 18
FIGURA 5 - SAIPEM 10000 CONFIGURAZIONE BOP STACK 19
FIGURA 6 - SAIPEM 10000 INVENTARIO RISER 21
FIGURA 7 - SAIPEM 10000 - H4 CONNECTOR 22
FIGURA 8 - PROFILO DI DEVIAZIONE CASSIOPEA 3 23
FIGURA 9 - PROFILI DI PRESSIONE 24
FIGURA 10 - PARAMETRI PETROFISICI CON FLAG DI MINERALIZZAZIONE POZZO DI RIFERIMENTO CASSIOPEA 1 25
FIGURA 11 - PVT POZZO DI RIFERIMENTO CASSIOPEA 1 DIR 26
FIGURA 12 - TEMPERATURE DI FONDO POZZO 27
FIGURA 13 - CASSIOPEA 3 SCHEMA DI COMPLETAMENTO 30
FIGURA 14 - DETTAGLIO DATI PVT 69
FIGURA 15 - SCHEMA DI COMPLETAMENTO PER I CALCOLI DI STRESS ANALYSIS 73
FIGURA 16 - GRAFICO DESIGN LIMITS TUBINO 74
FIGURA 17 - TRIAXIAL SAFETY FACTOR 74
FIGURA 18 - BURST SAFETY FACTOR 75
FIGURA 19 - COLLAPSE SAFETY FACTOR 75
FIGURA 20 - AXIAL SAFETY FACTOR 76
FIGURA 21 - CARICHI PACKER DI PRODUZIONE 77
FIGURA 22 - CARICHI ISOLATION STRING PACKER 77
FIGURA 24 - SCHEMA POZZO PRESSURE TEST TUBINO DOPO SETTAGGIO PKR 78
FIGURA 25 - DESIGN LIMIT LANDING STRING PRESSURE TEST DOPO SETTAGGIO PKR 78
FIGURA 26 - DESIGN LIMIT COMPLETION STRING PRESSURE TEST DOPO SETTAGGIO PKR 79
FIGURA 27 - WBS DURANTE LA DISCESA TCP 80
FIGURA 28 - WBS DURANTE LA DISCESA ISOLATION STRING 81
FIGURA 29 - WBS DURANTE L'ABBANDONO TEMPORANEO 82
FIGURA 30 - WBS DURANTE LA DISCESA UPPER COMPLETION 83
FIGURA 31 - WBS DURANTE IL WELL TESTING 84
FIGURA 32 - WBS DOPO IL RIG DEMOB 85
FIGURA 33 - 3 1/2" TUBING CONNECTION 86
FIGURA 34 - RIASSUNTO SPECIFICHE HORIZONTAL XT 91
FIGURA 35 - TABELLA RIASSUNTIVA VALVOLE HXT (1) 92
FIGURA 36 - TABELLA RIASSUNTIVA VALVOLE HXT (2) 93
FIGURA 37 - HORIZONTAL XT SCHEMATIC (1) 94
FIGURA 38 - HORIZONTAL XT SCHEMATIC (2) 95
FIGURA 39 - TUBING HANGER SPECIFICHE TECNICHE 96
FIGURA 40 - TUBING HANGER SCHEMATIC (1) 97
FIGURA 41 - TUBING HANGER SCHEMATIC (2) 98

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 14
TABELLA 5 - CASING DESIGN 17
TABELLA 6 - TABELLA RIASSUNTIVA CALCOLO MAWHP 18
TABELLA 7 - COMPOSIZIONE DEL FLUIDO DI GIACIMENTO 26
TABELLA 8 - FLUIDO IN POZZO PRIMA DELLE OPERAZIONI DI LOWER COMPLETION 35
TABELLA 9 - PORTATA TOTALE DI ACQUA E GAS SU BASE ANNUALE 68
TABELLA 10 - PRINCIPALI DATI PVT PER ANALISI EROSIONALE 68
TABELLA 11 - LIMITI EROSIONALI CASSIOPEA 3 70
TABELLA 13 - CARATTERISTICHE TR-SCSSV CONTROL LINE 88

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

TABELLA 14 - CARATTERISTICHE CHEMICAL INJECTION LINE 90

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

1. ACRONIMI

AAV	annulus access valve	
AMV	annulus master valve	
AFIV	anular formation isolation valve	Valvola di isolamento anulare
API	american petroleum Institute	
APT	annulus pressure transmitter	Trasmettitore 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	
R/D	rig down	
R/U	rig up	

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

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	Trasmettitore 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

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

2. INTRODUZIONE

Cassiopea 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.

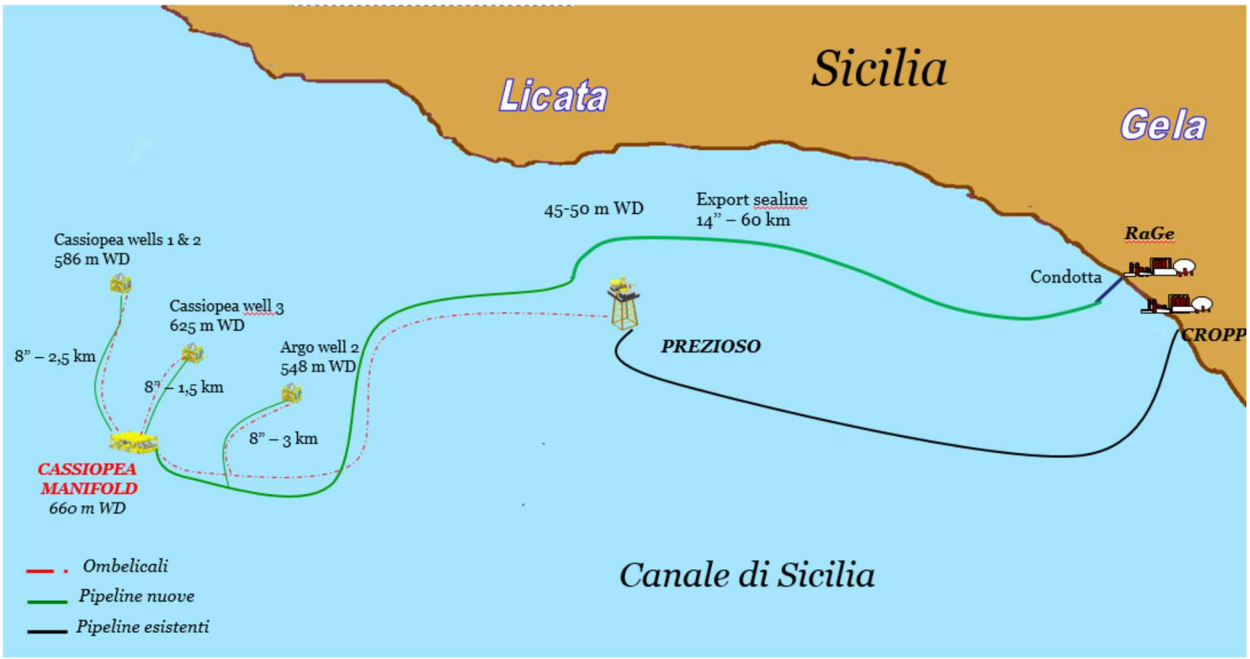


Figura 1 - Mappa del campo di sviluppo

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

Field	Well Name	Water depth (m)
Cassiopea	1 Dir (existing)	586
	2	586
	3	625
Argo	2 (existing)	548

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.

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

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

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.

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. CASSIOPEA 3 WELL INFO

3.1. INFORMAZIONI GENERALI DEL POZZO

VOCE	DESCRIZIONE
ANAGRAFICA	
Distretto geograficamente responsabile	DIME
Nome e sigla del pozzo	CASSIOPEA 3
Commessa Perf. / Acc. Min.	Da definire
Classificazione iniziale	NFW (New Field Wildcat)
Profondita' finale prevista	2000 m TVDSS / 2025 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)	625 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	1493 m TVDSS / 1515 m TVD RKB (impact point)
RIFERIMENTI TOPOGRAFICI	
Latitudine di partenza (geografica) N	36° 55' 37.197" N
Longitudine di partenza (geografica) E	13° 44' 16.335" E
Latitudine di partenza (metrica) N	4087584,72N
Longitudine di partenza (metrica) E	2407585,90 E
Latitudine a TD (geografica) N	36°, 55', 37.197" N
Longitudine a TD (geografica) E	13°, 44', 16.335" E
Latitudine a TD (metrica) N	4087584,72 N
Longitudine a TD (metrica) E	2407585,90 E
Ellissoide / Geo Datum	HAYFORD INTERNATIONAL 1924 / ROMA MM 1940
Tipo di proiezione	GAUSS – BOAGA
Semiasse 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

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

Tabella 4 - Informazioni generali del pozzo

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

3.2. PROFILO CASING

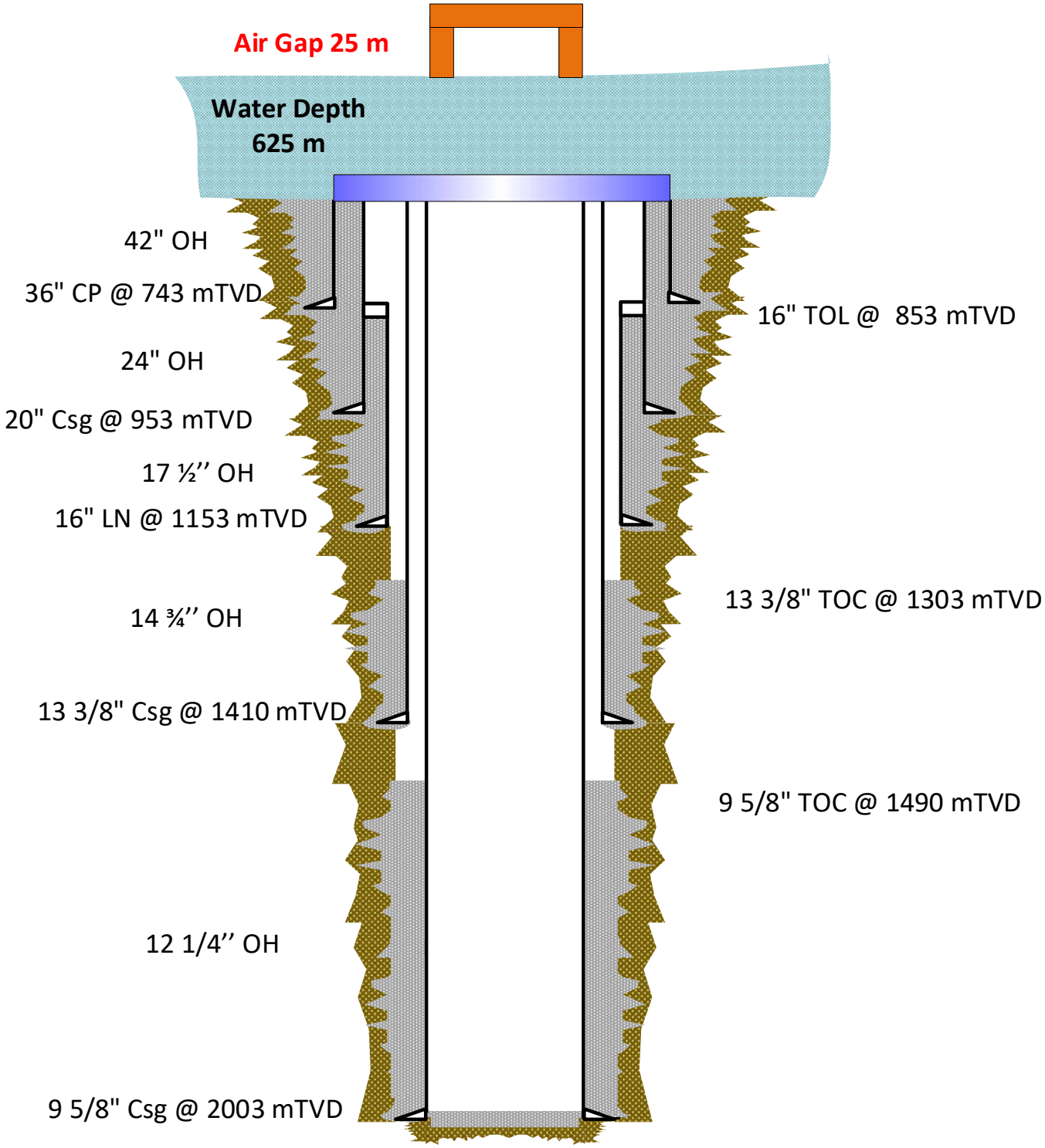
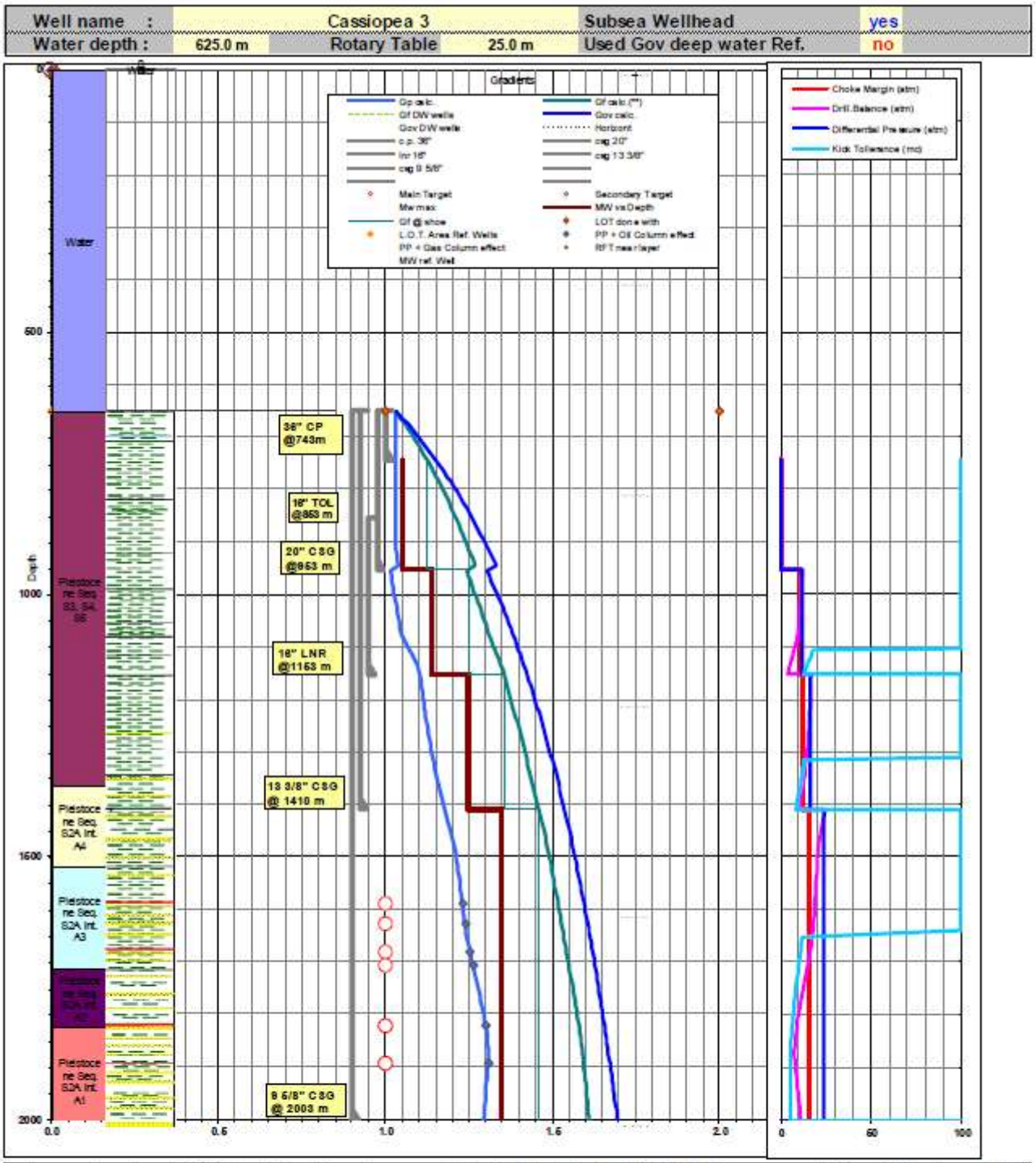


Figura 2 - Profilo casing Cassiopea 3

Nota: Le quote riportate nello schema riassuntivo del profilo casing sono riferite al piano Rotary Table.

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



n°	CSG	Type	TVD msl	TVD RKB	Open Holes	Riser less	Max. MW	Max. Gp	@ Depth	Drill. Bal.	Min. Gp	@ Depth	Diff. Pres	Gf @ Shoe	Choke Marg.	DP	BHA DC	BHA Ln	Gi (*)	Kick Tol.
			m	m	inch	yes/no	s.g.	kg/cm²/10m	m	kg/cm²	kg/cm²/10	m	kg/cm²	kg/cm²/10	kg/cm²	inch	inch	m	s.g.	m3
1	36"	c.p.	718	743	42	YES	1.05	1.03	685	-	1.03	675	-	1.12	-	5 1/2	9 1/2	80	-	-
2	20"	csg	928	953	24	YES	1.05	1.04	945	-	1.02	953	-	1.25	-	5 1/2	9 1/2	80	-	-
3	16"	lnr	1128	1153	17 1/2	NO	1.14	1.10	1153	4	1.02	955	12	1.36	10.3	5 1/2	8 1/4	100	1.151	13.0
4	13 3/8"	csg	1385	1410	14 3/4	NO	1.25	1.18	1410	10	1.10	1153	17	1.46	12.2	5 1/2	8 1/4	100	1.263	8.5
5	9 5/8"	csg	1978	2003	12 1/4	NO	1.35	1.31	1875	8	1.18	1410	24	1.61	15.4	5 1/2	8 1/4	100	1.363	5.5

* kick tollerance 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.

Figura 3 - Profilo pozzo da Programma di Perforazione

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

3.3. 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 M	Leopard SD2 60 KSI YELD
16”	84	N-80Q	TSH-Wedge 521 (Tenaris)
13 ⅜”	68	J-55	TSH-Wedge 623 DPLS (Tenaris)
9 ⅝”	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.

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

3.4. SCHEMA TESTA POZZO

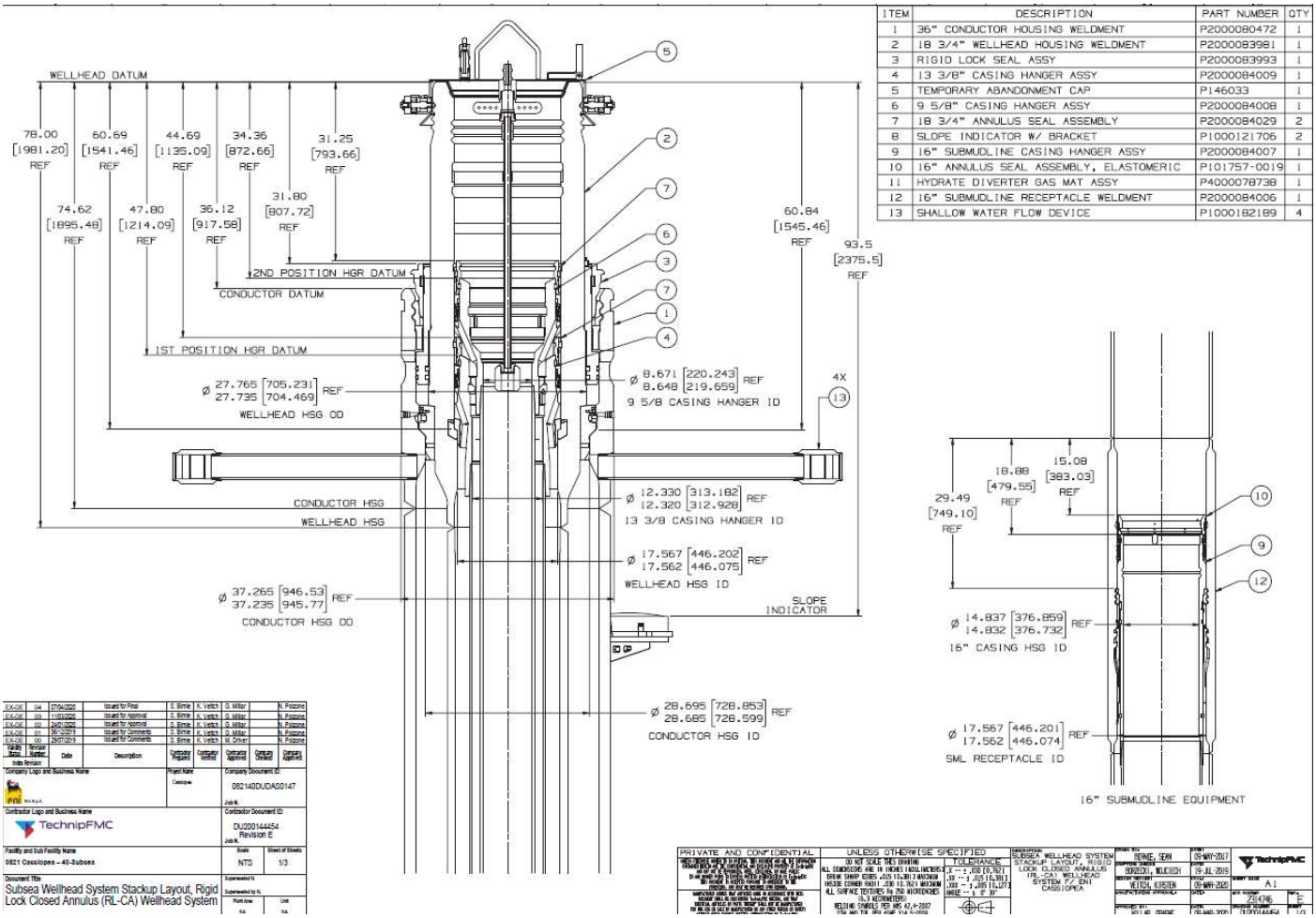


Figura 4 - Schema Testa pozzo Cassiopea 3

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/cm2]	profondità [mTVD]	Densità gas [s.g.]	MAWHP [kg/cm2]
Cassiopea 3	625	245	1873	0,5586	176

Tabella 6 - Tabella riassuntiva calcolo MAWHP

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

3.5. CONFIGURAZIONE BOP

3.5.1 SAIPEM 10000 – CONFIGURAZIONE BOP STACK 18 ¾" X 15000 PSI

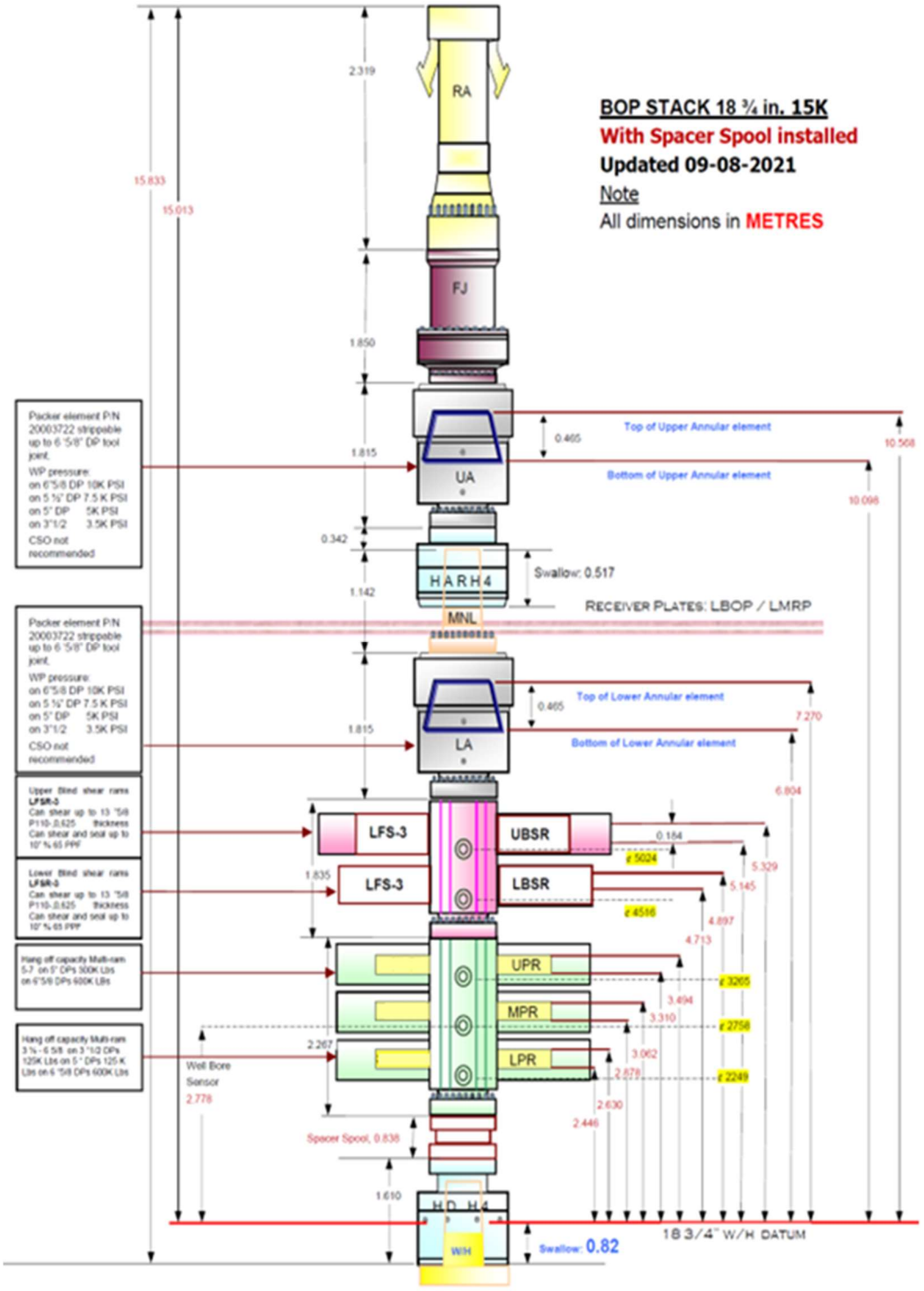


Figura 5 - Saipem 10000 Configurazione BOP stack

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.

La configurazione delle BOP Pipe Rams è la seguente:

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

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”

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

3.5.2 SAIPEM 10000 – INVENTARIO RISER – RUNNING STRING GENERICA

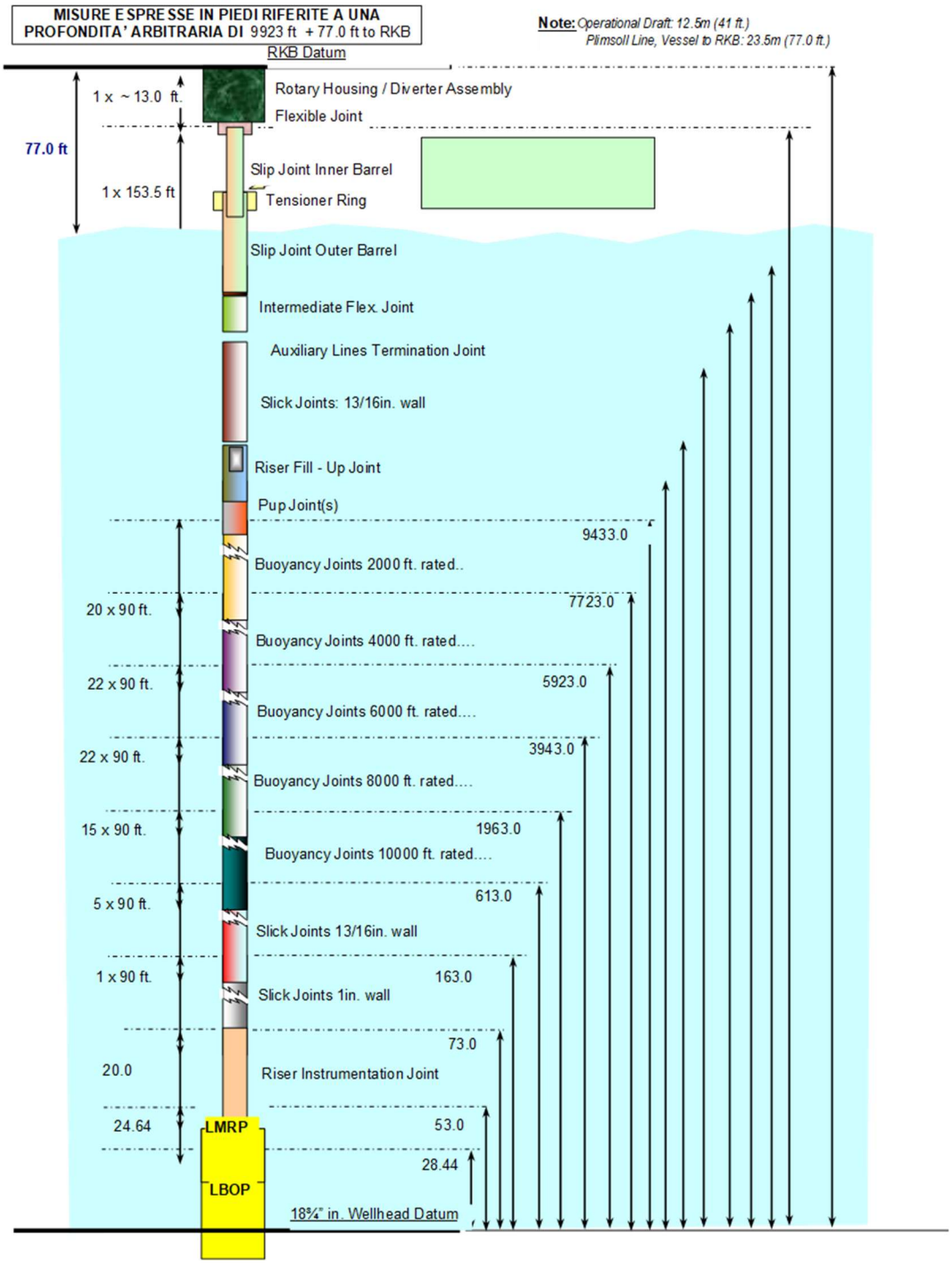


Figura 6 - Saipem 10000 Inventario Riser

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

3.5.3 SAIPEM 10000 – H4 CONNECTOR

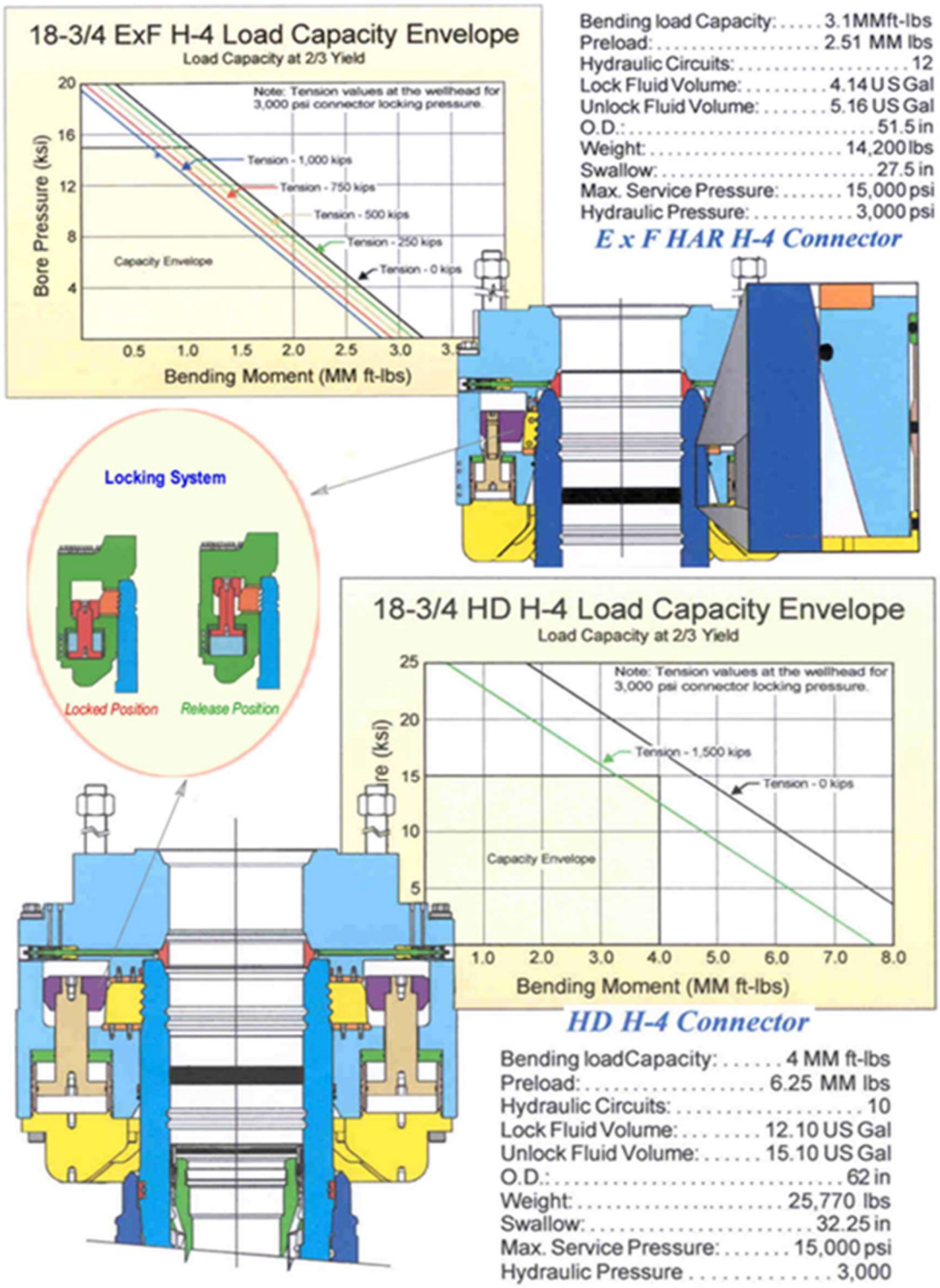


Figura 7 - Saipem 10000 - H4 connector

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

3.6. PROFILO DI DEVIAZIONE

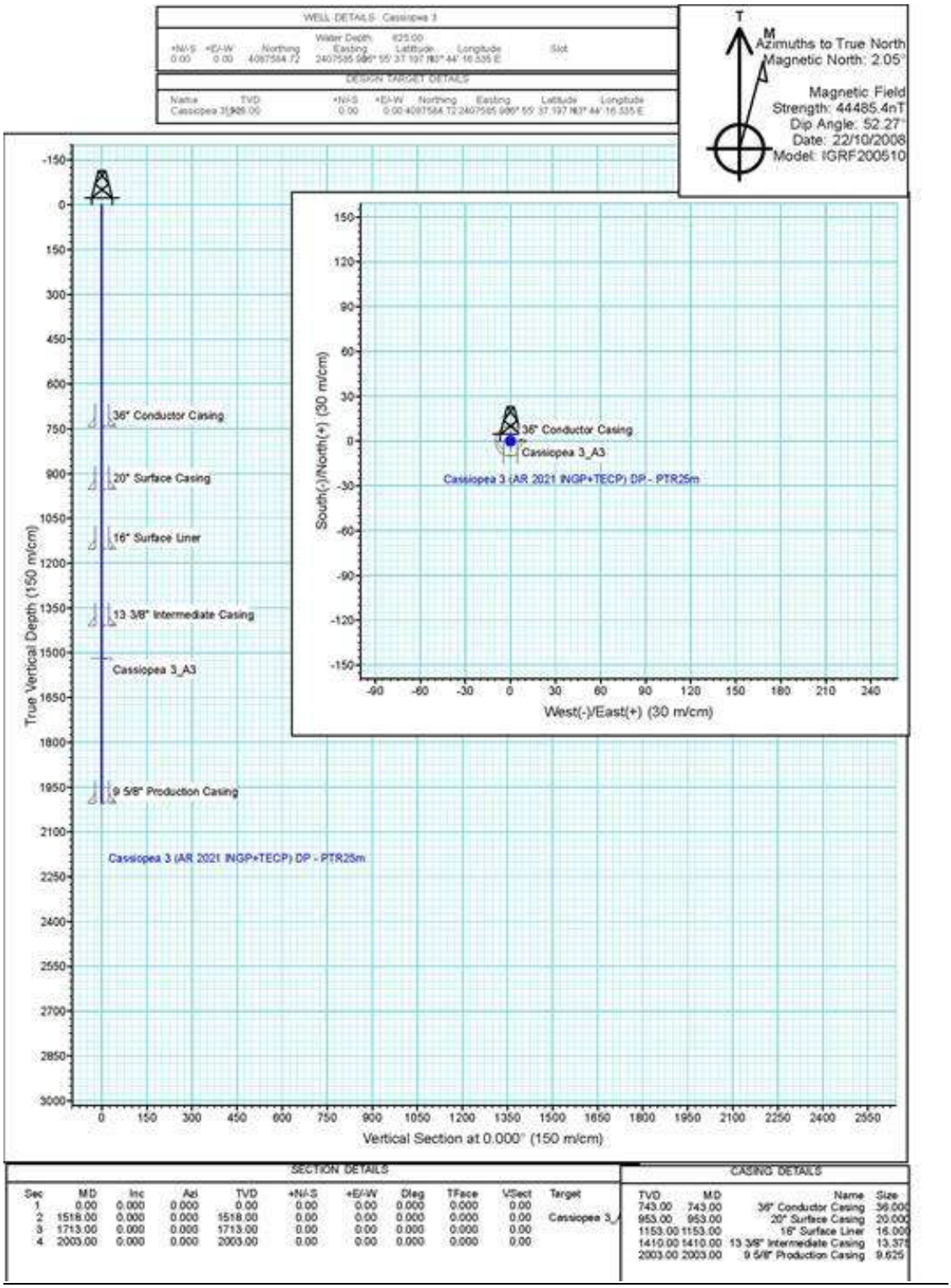


Figura 8 - Profilo di deviazione Cassiopea 3

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

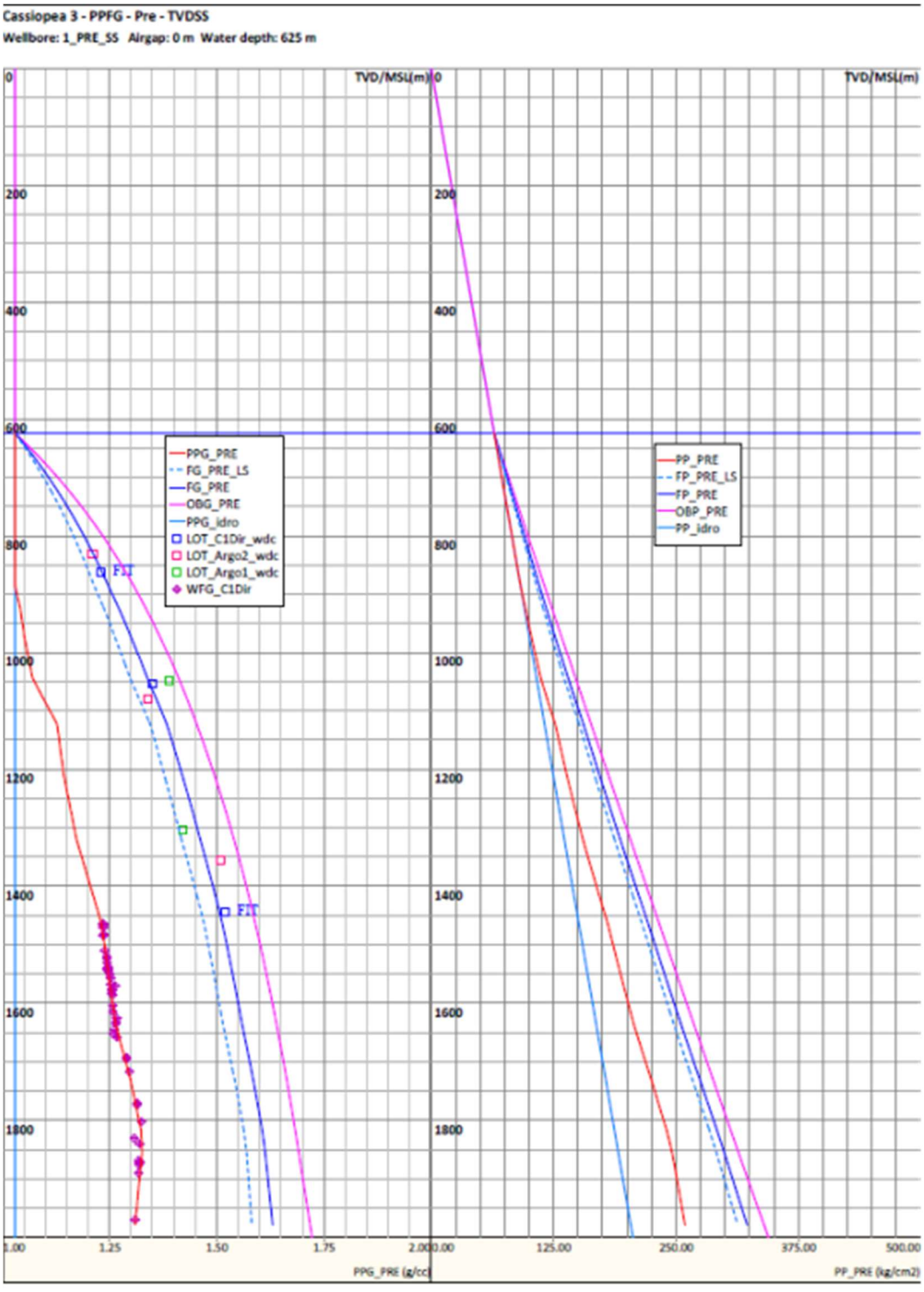


Figura 9 - Profili di pressione

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

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

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

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 H_2S.

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 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
Gascromatografia (GPA 2286-95)

	%mol
Azoto	0.70
Anidride carbonica	0.04
Idrogeno solforato	-
Metano	99.21
Etano	0.02
Propano	0.01
I-Butano	0.01
N-Butano	<0.005
Neo-pentano	<0.005
I-Pentano	0.01
N-Pentano	<0.005
Esani	<0.005
Eptani	<0.005
Ottani +	<0.005

CARATTERISTICHE FISICHE CALCOLATE
a 15 ° C e 1.01325 bar (ISO 6976-1995)

Fatt. Comprimib.		0.9980
Densita` (aria=1)		0.5586
Massa Volumica	kg/m3	0.6845
Potere calorifico superiore		
	kcal/m3	8965
	kJ/m3	37535
Potere calorifico inferiore		
	kcal/m3	8071
	kJ/m3	33792
Indice di Wobbe		
	kcal/m3	11994
	kJ/m3	50216

Nota: Il campione è risultato inquinato da aria (=3.1%mol) che è stata sottratta dalla composizione.

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

Information	Field	Well	Bottom Hole Temperature °C
Eclipse Model	Argo	Argo	33.7
Eclipse Model	Panda	Panda_W2	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

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

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 progetto Cassiopea è stato selezionato in conformità al manuale Eni "Sand Control Manual" (STAP P1M26558 Rev.02).

Per Cassiopea3 il Sand Control consiste di:

- ICGP - GIF per livelli H5h_top-H6n (H6m_bot); da 1590 – 1628 mMD
- ICGP - GIF per livelli H9f_top-H11g (11f_bot); 1681 – 1708 mMD
- ICGP - GIF per livelli J_top-Jg (Jf_bot)f; 1826 - 1831 mMD
- ICGP - HRWP per livelli J1w_top-J2c (J2b_bot); 1894 - 1898 mMD

Il materiale selezionato per l'attrezzatura di Sand Control è 13Cr.
Per ulteriori dettagli sulle attrezzature di completamento si rimanda all'appendice.

5.2. INTERMEDIATE COMPLETION/ISOLATION STRING

Per il pozzo Cassiopea 3 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.

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

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:
    - Lower shrouded FCV selettiva per il livelli inferiori
    - 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 i livelli inferiori
    - 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.

Per ulteriori dettagli sulle attrezzature di completamento si rimanda all'appendice.

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

5.4. SCHEMA DI COMPLETAMENTO

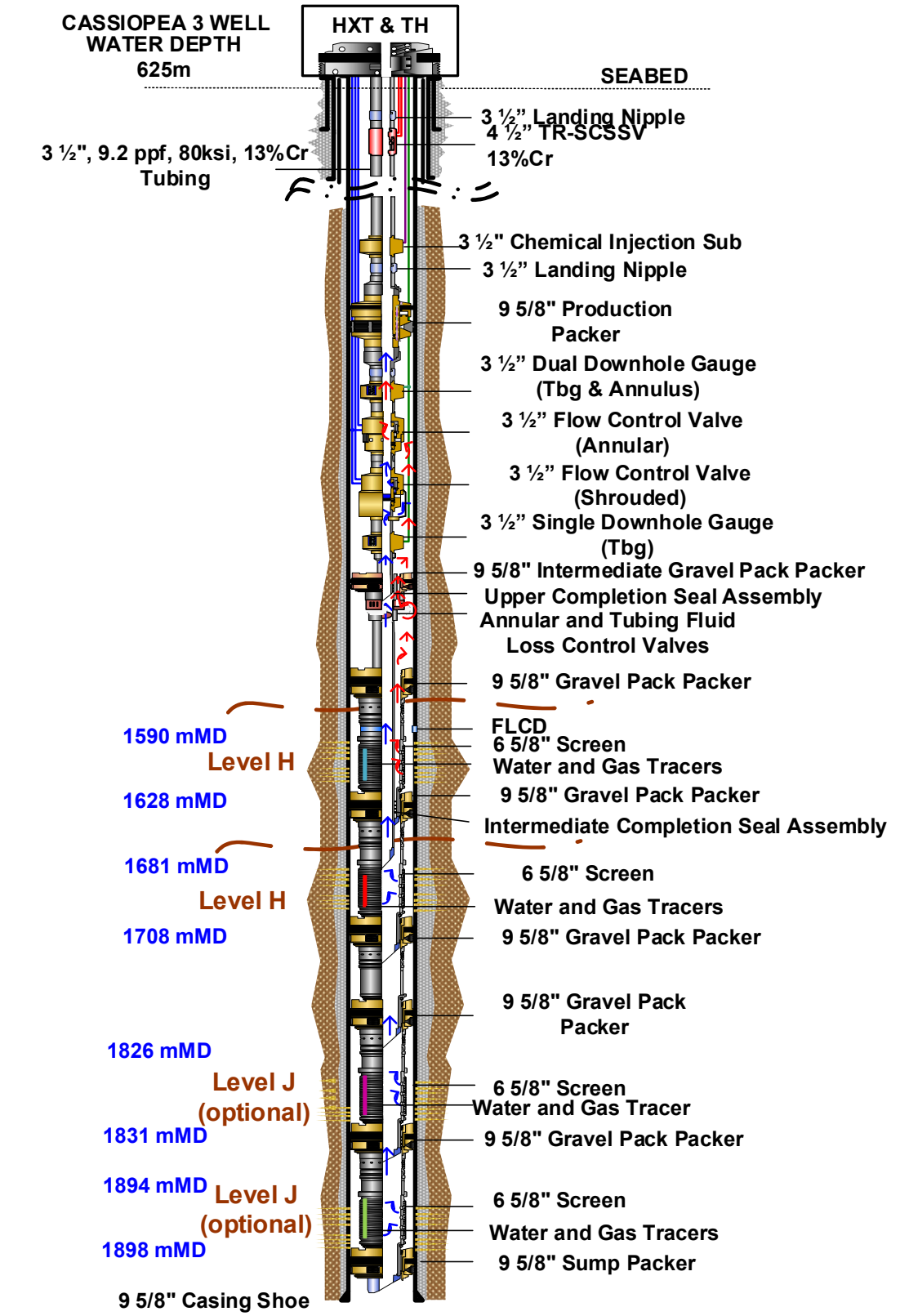


Figura 13 - Cassiopea 3 Schema di Completamento

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.

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

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 3 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.

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

6. SOMMARIO DELLE OPERAZIONI

1. Esecuzione pruduction 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 back-surging + batteria DST per pulizia zona danneggiata tunnel spari. Estrazione
7. Discesa batteria di pulizia e pescaggio detriti cariche spari, circolazione. Estrazione batteria.
8. Assemblaggio e discesa Lower Completion (Stack Pack) gravel pack assembly per livello inferiore
9. Settaggio e test del GP Packer. Assemblaggio testina di iniezione e linee di superficie
10. Esecuzione ICGP-HRWP del livello inferiore
11. Discesa e fissaggio GP packer plug, esecuzione tappo di sabbia
12. Discesa TCP, spezzonamento ed esecuzione spari zona intermedia (1). Estrazione
13. Discesa batteria di pulizia detriti spari e recupero packer Plug. Estrazione
14. Assemblaggio e discesa Lower Completion (Stack Pack) gravel pack assembly per livello intermedio (1)
15. Settaggio e test del GP Packer. Assemblaggio testina di iniezione e linee di superficie
16. Esecuzione ICGP-GIF del livello intermedio (1)
17. Discesa e fissaggio GP packer plug, esecuzione tappo di sabbia
18. Discesa TCP, spezzonamento out ed esecuzione spari zona intermedia (2). Estrazione
19. Discesa batteria di pulizia detriti spari e recupero packer Plug. Estrazione
20. Assemblaggio e discesa Lower Completion (Stack Pack) gravel pack assembly per livello intermedio (2)
21. Settaggio e test del GP Packer. Assemblaggio testina di iniezione e linee di superficie
22. Esecuzione ICGP-GIF del livello intermedio (2)
23. Discesa e fissaggio GP packer plug, esecuzione tappo di sabbia
24. Discesa TCP, spezzonamento ed esecuzione spari zona superiore. Estrazione
25. Discesa batteria di pulizia detriti spari e recupero packer Plug. Estrazione
26. Assemblaggio e discesa Lower Completion (Stack Pack) gravel pack assembly per livello superiore
27. Settaggio e test del GP Packer. Assemblaggio testina di iniezione e linee di superficie
28. Esecuzione ICGP-GIF del livello superiore
29. Assemblaggio e discesa di isolation string. Settaggio, test packer e valvole isolamento livelli.
30. Sollevamento service tool per chiusura e test di FIV/AFIV. Recupero service 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

31. Discesa e settaggio 9-5/8" Retrievable Bridge Plug, esecuzione inflow test delle valvole di isolamento (FIV/AFIV), pressure test del Bridge Plug.
32. Sollevamento running tool 20 m sopra al Bridge plug e spiazzamento di pozzo e riser con acqua di mare.
33. 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.
34. Rimozione e recupero del BOP in superficie per manutenzione.
35. Installazione corrosion cap con ROV.
36. Spostamento impianto su altro pozzo.
37. Discesa XT con Installation vessel, pressure test della connessione con testa pozzo.
38. Ritorno impianto
39. Discesa BOP sulla XT e pressure test.
40. Discesa IWOCS e collegamento sulla XT tramite ROV.
41. Esecuzione function test delle valvole della XT.
42. 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.
43. Discesa retrieving tool per recupero del Bridge plug.
44. Discesa con batteria di pulizia fino al top della FIV. Estrazione batteria di pulizia.
45. Discesa retrieving tool (SLT) per recupero camicia d'usura XT.
46. Assemblaggio Upper Completion: packer di produzione, due FCV e misuratori di pressione/temperatura.
47. Discesa Completion con tubini di produzione ed installazione SCSSV.
48. Assemblaggio tubing hanger, terminazione delle linee elettriche/idrauliche e test.
49. Discesa TH con THRT, SSTT e landing string, fissaggio e test tubing hanger
50. Assemblaggio di Surface Flow Tree, CTLF, linee di superficie e well testing equipment.
51. Spiazzamento pozzo con fluido leggero. Settaggio e test packer di produzione, inflow test valvola di sicurezza.
52. Apertura delle valvole di isolamento (FIV/AFIV). Apertura delle FCV e spurgo selettivo di tutti i livelli.
53. 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
54. Disconnessione THRT. Estrazione e disassemblaggio SSTT e landing string
55. Disconnessione IWOCS/ BOP e spostamento impianto in area di sicurezza.
56. Installazione Tree Caps con ROV.
57. Spostamento impianto sul pozzo successivo.

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

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 ganascia 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'anular 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.

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

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").

Proprietà Fango			
	DENSITA' [KG/L]	**VISCOSITA' [cp]**	**YP [g/100 cm2]**
LTOBM	1.35	21	4

Tabella 8 - fluido in pozzo prima delle operazioni di lower completion

Sequenza delle Operazioni:

7.1. PULIZIA FORO, SPIAZZAMENTO BRINE PULIZIA

1. Eseguire inflow test 9 5/8" CSG hanger seal assy chiudendo BOP Blind/Shear e spiazzando kill line a base oil.
2. Assemblaggio e discesa 8"1/2 bit + 9 5/8" cleaning tool assy + packer meccanico per inflow test + BOP e Riser cleaning tools. La batteria sarà composta:

- 8-1/2" bit + near bit
- valvola di circolazione
- 9-5/8" Casing Scraper magneti spazzole
- 5-1/2" DP

3. Discesa con 5 ½" DP
4. 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

5. 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.

6. Settaggio packer e spiazzamento stringa a Base Oil. Eseguire shoe track inflow test.
7. Discesa batteria fino al fondo. Spiazzare pozzo ad acqua di mare, pompando in testa cuscini viscosi.
8. Eseguire 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.
9. Chiudere jetting sub e circolare alla massima portata raggiungibile con booster pump azionata.
10. Effettuare pulizia delle linee kill, choke and booster
11. Spiazzare pozzo con brine di Completamento filtrato (20NTU) CaCl2 o CaCl2/CaBr2 a 1,35-1,40 S.G. seguendo programma di pulizia foro.
12. Ultimato spiazzamento, fermare le pompe ed effettuare controllo statico.

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

13. Estrazione batteria di pulizia.

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

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

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 operazione 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.
37. Pressurizzare string internamente e azionare firing head. Sparare livello inferiore. J1w_top-J2c (J2b_bot); 1894 - 1898 mMD

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

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 (allegato A: pills come intasante dopo spari in TCP)

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

7.4.2 BACKSURGING + DST STRING (SOLO PER HRWP)

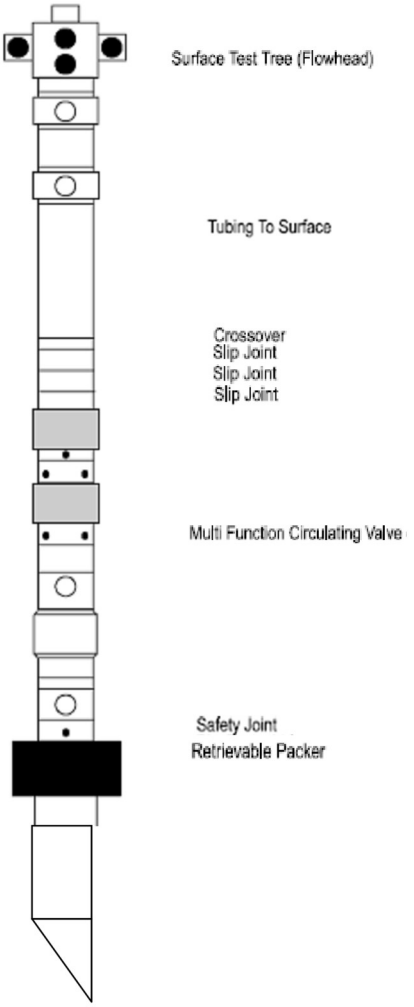
Per rimuovere la crushed zone creata durante l'operazione spari, la minima underbalance pressure richiesta può essere calcolata (sia per I pozzi ad olio che a gas) attraverso la seguente equazione (by Randy Crawford), basata sul database AMOCO per i pozzi gas e olio:

$$\Delta P = 2900 / K^{0.36}$$

Dove:
ΔP è la minima underbalance pressure (psi)
K è la permeabilità della formazione (mD)

Il flusso turbolento immediatamente prodotto, si suppone abbia energia sufficiente a rompere la zona spari danneggiata e a pulire il tunnel spari, garantendo un ottimale riempimento dello stesso con gravel, nella successiva operazione di gravel pack.
L'underbalance viene creata spiazzando il brine nelle DP con un fluido più leggero (attraverso la Multi Function Circulating valve); l'altezza del volume del cuscino di spiazzamento deve essere calcolata per ottenere l'underbalance richiesta. (Nella figura sotto la configurazione suggerita della batteria di DST),

DST configuration



Le procedure operative per il backsurging sono le seguenti:

-Discesa DST string;

-settaggio mechanical pkr;

-Ciclare Multi Function Circulating valve in posizione di circolazione
e spiazzare brine con fluido leggero per ottenere l'underbalance richiesto;

-chiudere circulating valve e BOP;

-ciclare la valvola in posizione well test;

-Aprire la surface circulation valve per flussare almeno il seguente volume:
V= 1gallon x n° shots;

-sollevare workstring (stripping) e aprire pkr by-pass
o svincolare Packer e iniziare immediatamente a circolare con pompe impianto a massima portata possibile per recuperare il fluido di giacimento

-continuare a circolare in diretta 2 bottom-ups;

-controllo statico per 15 min;

-se le perdite sono > 1.5 m_3/h iniziare a spiazzare a fondo cuscini LCM;

-Estrazione DST 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

7.4.3 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 - HRWP PER LIVELLO INFERIORE

52. Installazione screen table e chiavi per manovrare Lower Completions assembly.
53. Sollevare e assemblare Lower Completion assemblies: screen/blanck pipe, packer extension, GP pkr
54. 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.
55. Attivare il motion compensator una volta arrivati all'ultima lunghezza di DP (con Lower Completion a circa 15-30m al di sopra del Sump packer. Rilevare PU e SO weight).
56. Confermare nuovamente work string space out.
57. Discendere lentamente ed effettuare tag top Sump Packer del livello inferiore.
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 space out).

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

59. Monitorare trip tank e valutare perdite livello inferiore
60. Snap back into Sump Packer e sollevare lower completion string ristabilendo il peso neutro.
61. Installare testina di circolazione e segnare nuovamente quota su DP come posizione **RIH** (riferendosi come al solito a index line).
62. Settaggio GP packer seguendo istruzione tool-man ed effettuare test di tenuta meccanica e idraulica all'anulare.
63. Seguendo istruzioni tool man effettuare release service Tool e blow ball seat.
64. Effettuare "ricerca posizioni" del Service tool marcando ogni posizione sulla DP.

7.5.1 SEQUENZA ICGP-HRWP PER LIVELLO INFERIORE

Note generali:

a) Assicurarsi di effettuare un reverse out drill prima di iniziare le operazioni di pompaggio.

b) La Flow head deve essere installata con service tool in reverse position in modo da non avere perdite.

c) Assicurarsi che tutte le line 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

65. Assicurarsi che la pressione all'annulus sia nulla e BOP aperto.
66. Con batteria sui cunei e service tool in reverse position, connettere flow head e coflex hoses.
67. Installare linee di pompaggio ed effettuare pressure test a bassa pressione a 500 psi e alta pressione a 10,000 psi.
68. Con crossover tool in reverse position e ritorno aperto, iniziare operazioni di acid pickle delle aste (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.
69. Effettuare friction test in reverse e circulating position con annular BOP in closed/open position.
70. Solo nel caso sia stato pompato un cuscino intasante dopo gli spari, effettuare una stimolazione acida come per pumping schedule:
    - Pompare acid pill come da programma pompaggio e spiazzare al fondo. Chiudere ritorno e iniettare acido in formazione sovra-spiazzando con brine (base case).
71. Effettuare ICGP-HRWP per livello inferiore J1w_top-J2c (J2b_bot); 1894 - 1898 mMD seguendo pumping schedule.
72. Una volta raggiunto lo screen-out, fermare pompaggio Service Co., chiudere hydrill e pressurizzare annulus (1000 psi, valore da confermare dal Service Company Egineer) 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 losses.

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

75. Disconnettere Flow head e POOH service tool 2-3 stand; in questo modo si andrà a chiudere la barriera FLCD (fluid losses control device) se presente nel Lower Completion, evitando perdite in formazione. Nel caso non sia stata inserita una FLCD, pompare LCM/viscous pill per il controllo assorbimenti > 10 bbl/h.
76. Ultimare estrazione service tool e contemporaneamente smontare linee di pompaggio.

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 INTERMEDIO (1) IN TCP E PULIZIA POST-SPARI

7.7.1 DISCESA 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 intermedio, J_top-Jg (Jf_bot)f; 1826 - 1831 mMD
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.

7.7.2 PULIZIA POST SPARI PER LIVELLO INTERMEDIO (1)

93. Assemblaggio batteria come da schema.

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

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.
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).

Con batteria in superficie, disassemblaggio tools di pulizia pozzo e verificare la quantità dei detriti.

7.8. DISCESA LOWER COMPLETION ED EFFETTUARE ICGP - GIF PER LIVELLO INTERMEDIO (1)

105. Installazione screen table e chiavi per manovrare Lower Completions assembly.
106. Sollevare e assemblare Lower Completion assemblies: screen/blanck pipe, packer extension, GP pkr
107. Discesa con Drill pipes (grasso solo sul pin).
    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) Record pick up/slack off weight ogni 10 lunchezze. 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 in pozzo
        - 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.
108. Attivare il motion compensator una volta arrivati all'ultima lunghezza (con Lower Completion a circa 15-30m al di sopra del GP Packer. Rilevare PU e SO weight).
109. Confermare nuovamente lo spezzonamento della batteria.
110. Discendere lentamente ed effettuare tag del top GP Packer.
111. 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 spezzonamento).

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

Nota: Con questa discesa si andrà ad aprire la FLCD (se presente) del lower completion già installato mettendo in comunicazione il reservoir del livello inferiore

112. Monitorare trip tank e valutare perdite livello inferiore

113. Snap back into GP Packer e sollevare lower completion string a peso neutro.

114. Installare testina di circolazione e segnare nuovamente quota su DP come posizione **RIH** (riferendosi come al solito a index line).

115. Settaggio GP packer seguendo istruzione tool-man ed effettuare test di tenuta meccanica e idraulico all'anulare.

116. Seguendo istruzioni tool man effettuare release service Tool e blow ball seat.

117. Effettuare "ricerca posizioni" del Service tool marcando ogni posizione sulle aste di perforazione.

7.8.1 SEQUENZA ICGP-GIF PER LIVELLO INTERMEDIO (1)

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

118. Assicurarsi che la pressione all'annulus sia nulla e BOP aperto.

119. Con batteria sui cunei e service tool in reverse position, connettere flow head e coflex hoses.

120. Installazione linee di pompaggio ed effettuare test bassa pressione a 500 psi e test alta pressione a 10000 psi

121. 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.

122. Effettuare friction test in reverse e circulating position con annular BOP in closed/open position.

123. (Solo nel caso sia stato pompato un cuscino 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

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

124. Inviare dati in ufficio e valutare risultati dei test. Ultimare scheda di pompaggio per il main job

125. Effettuare ICGP – GIF main job per livello intermedio (1) J_top-Jg (Jf_bot)f; 1826 - 1831 mMD seguendo scheda di pompaggio:

- 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

126. 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)

127. Terminato il reverse out e con ritorno libero da proppant, sollevare service tool in dump seal position in modo tale da chiudere XO ports.

128. Monitorare trip tank e valutare eventuali perdite.

129. Disconnettere Flow head ed estrarre service tool 2-3 stand: in questo modo si andrà a chiudere la FLCD se presente nel Lower Completion, evitando perdite in formazione. Nel caso non sia stata inserita una FLCD, pompare LCM/viscous pill per il controllo assorbimenti > 10 bbl/h.

130. Ultimare estrazione service tool e contemporaneamente smontare linee di pompaggio

7.9. 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.

131. Assemblare Pkr Plug con running tool e Crossover Sub.

132. Discendere lentamente (MAX 2 min/ 90ft). Attivare motion compensator una stand sopra il Gravel Pack Packer.

133. Tag GP Packer. Settaggio Pkr plug e rilascio running tool.

134. Sollevare running tool e verificare quota settaggio attraverso index line. Pressure test Pkr plug come da procedura.

135. Pompare circa 2-3m di gravel sand sopra il Pkr plug.

7.10. SPARI LIVELLO INTERMEDIO (2) IN TCP E PULIZIA POST-SPARI

7.10.1 DISCESA FUCILI E SPARI

136. Sollevare e assemblare batteria TCP come per schema. Inizio discesa

137. Discendere lentamente evitando manovre brusche durante le connessioni di ogni lunghezza**.**

138. Discendere fino a 30m sopra GP Packer. Rilevare pick up e slack off weight

139. Discendere lentamente ed effettuare tag del GP Packer. Rilevare PU e SO weight

140. Installare, discendere EWL e correlare da interno TCP riferendosi al radioactive marker sub (contingency):

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

141. Spezzonare string e prendere quota spari attraverso Index Line.

142. Assemblare e connettere testina di circolazione a Rig standpipe. Effettuare pressure test delle linee a 5,000 psi

143. Chiudere ganasce del BOP.

144. Pressurizzare string internamente e azionare firing head. Sparare livello intermedio H9f_top-H11g (11f_bot); 1681 – 1708 mMD

145. 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.

146. Se gli assorbimenti superano i 10 bbls/h pompare cuscini intasanti (viscous pill suggested)

7.10.2 PULIZIA POST SPARI PER LIVELLO INTERMEDIO (2)

147. Assemblaggio batteria come da schema.

148. Discesa batteria di pulizia facendo prova di circolazione ogni 10-15 lunghezze per confermare corretta funzionalità dei tool.

149. Proseguire discesa string fino a circa 30 meters (1 lunghezza) sopra top delle perforazioni. Continuare a monitorare le perdite durante tutta la discesa.

150. Attivare il compensator.

151. Iniziare a circolare lentamente e aumentare la portata di circolazione fino a 4 - 6 bbl/min.

152. Verificare eventuali cambiamenti delle perdite. Rilevare PU e SO weight con e senza circolazione.

153. Proseguire discesa pulendo zona spari.

154. Una volta arrivati a circa 15 m sopra quota GP Packer (livello intermedio 1), continuare a ruotare a 20-30 rpm e diminuire la portata di circolazione.

155. Continuare discesa e procedura di lavaggio seguendo istruzione tool-man.

156. 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.

157. Continuare discesa e tag top Pkr plug. Recuperare Pkr plug attraverso retrieving tool montato al bottom BHA.

158. Estrazione batteria lentamente per evitare swabbing (2 - 3 minutes per stand).

Con batteria in superficie, disassemblaggio tools di pulizia pozzo e verificare la quantità dei detriti.

7.11. DISCESA LOWER COMPLETION ED EFFETTUARE ICGP - GIF PER LIVELLO INTERMEDIO (2)

159. Installazione screen table e chiavi per manovrare Lower Completions assembly.

160. Sollevare e assemblare Lower Completion assemblies: screen/blanck pipe, packer extension, GP pkr

161. Discesa con Drill pipes (grasso solo sul pin).

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.

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

c) Record pick up/slack off weight ogni 10 lunchezze. 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 in pozzo
   - 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.

162. Attivare il motion compensator una volta arrivati all'ultima lunghezza (con Lower Completion a circa 15-30m al di sopra del GP Packer. Rilevare PU e SO weight).

163. Confermare nuovamente lo spezzonamento della batteria.

164. Discendere lentamente ed effettuare tag del top GP Packer.

165. 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 spezzonamento).

Nota: Con questa discesa si andrà ad aprire la FLCD del lower completion già installato mettendo in comunicazione il reservoir del livello inferiore

166. Monitorare trip tank e valutare perdite livello inferiore

167. Snap back into GP Packer e sollevare lower completion string a peso neutro.

168. Installare testina di circolazione e segnare nuovamente quota su DP come posizione **RIH** (riferendosi come al solito a index line).

169. Settaggio GP packer seguendo istruzione tool-man ed effettuare test di tenuta meccanica e idraulico all'anulare.

170. Seguendo istruzioni tool man effettuare release service Tool e blow ball seat.

171. Effettuare "ricerca posizioni" del Service tool marcando ogni posizione sulle aste di perforazione.

7.11.1 SEQUENZA ICGP-GIF PER LIVELLO INTERMEDIO (2)

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

172. Assicurarsi che la pressione all'annulus sia nulla e BOP aperto.

173. Con batteria sui cunei e service tool in reverse position, connettere flow head e coflex hoses.

174. Installazione linee di pompaggio ed effettuare test bassa pressione a 500 psi e test alta pressione a 10000 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

175. 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.

176. Effettuare friction test in reverse e circulating position con annular BOP in closed/open position.

177. (Solo nel caso sia stato pompato un cuscino 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

178. Inviare dati in ufficio e valutare risultati dei test. Ultimare scheda di pompaggio per il main job

179. Effettuare ICGP – GIF main job per livello intermedio(2) H9f_top-H11g (11f_bot); 1681 – 1708 mMD seguendo scheda di pompaggio:

- 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

180. 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)

181. Terminato il reverse out e con ritorno libero da proppant, sollevare service tool in dump seal position in modo tale da chiudere XO ports.

182. Monitorare trip tank e valutare eventuali perdite.

183. 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.

184. Ultimare estrazione service tool e contemporaneamente smontare linee di pompaggio

7.12. 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.

185. Assemblare Pkr Plug con running tool e Crossover Sub.

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

186. Discendere lentamente (MAX 2 min/ 90ft). Attivare motion compensator una stand sopra il Gravel Pack Packer.

187. Tag GP Packer. Settaggio Pkr plug e rilascio running tool.

188. Sollevare running tool e verificare quota settaggio attraverso index line. Pressure test Pkr plug come da procedura.

189. Pompare **circa 2-3m** di gravel sand sopra il pkr plug.

7.13. SPARI LIVELLO SUPERIORE IN TCP E PULIZIA POST-SPARI

7.13.1 DISCESA FUCILI E SPARI

190. Sollevare e assemblare batteria TCP come per schema. Inizio discesa

191. Discendere lentamente evitando manovre brusche durante le connessioni di ogni lunghezza**.**

192. Discendere fino a 30m sopra GP Packer. Rilevare pick up e slack off weight

193. Discendere lentamente ed effettuare tag del GP Packer. Rilevare PU e SO weight

194. Installare, discendere EWL e correlare da interno TCP riferendosi al radioactive marker sub (contingency):

195. Spezzonare string e prendere quota spari attraverso Index Line.

196. Assemblare e connettere testina di circolazione a Rig standpipe. Effettuare pressure test delle linee a 5,000 psi

197. Chiudere ganasce del BOP.

198. Pressurizzare string internamente e azionare firing head. Sparare livello superiore H5h_top-H6n (H6m_bot); da 1590 – 1628 mMD

199. 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.

200. Se gli assorbimenti superano i 10 bbls/h pompare cuscini intasanti (viscous pill suggested).

7.13.2 PULIZIA POST SPARI PER LIVELLO SUPERIORE

201. Assemblaggio batteria come da schema.

202. Discesa batteria di pulizia facendo prova di circolazione ogni 10-15 lunghezze per confermare corretta funzionalità dei tool.

203. Proseguire discesa string fino a circa 30 meters (1 lunghezza) sopra top delle perforazioni. Continuare a monitorare le perdite durante tutta la discesa.

204. Attivare il compensator.

205. Iniziare a circolare lentamente e aumentare la portata di circolazione fino a 4 - 6 bbl/min.

206. Verificare eventuali cambiamenti delle perdite. Rilevare PU e SO weight con e senza circolazione.

207. Proseguire discesa pulendo zona spari.

208. Una volta arrivati a circa 15 m sopra quota GP Packer (livello intermedio 2), continuare a ruotare a 20-30 rpm e diminuire la portata di circolazione.

209. Continuare discesa e procedura di lavaggio seguendo istruzione tool-man.

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

210. 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.

211. Continuare discesa e tag top Pkr plug. Recuperare Pkr plug attraverso retrieving tool montato al bottom BHA.

212. Estrazione batteria lentamente per evitare swabbing (2 - 3 minutes per stand).

213. Con batteria in superficie, disassemblaggio tools di pulizia pozzo e verificare la quantità dei detriti collezionati

7.14. DISCESA LOWER COMPLETION ED EFFETTUARE ICGP - GIF PER LIVELLO SUPERIORE

214. Installazione screen table e chiavi per manovrare Lower Completions assembly.

215. Sollevare e assemblare Lower Completion assemblies: screen/blanck pipe, packer extension, GP pkr

216. 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.

217. 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).

218. Confermare nuovamente work string space out.

219. Discendere lentamente ed effettuare tag top GP Packer del livello inferiore.

220. 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

221. Monitorare trip tank e valutare perdite livello inferiore

222. Snap back into GP Packer e sollevare lower completion string ristabilendo il peso neutro.

223. Installare testina di circolazione e segnare nuovamente quota su DP come posizione **RIH** (riferendosi come al solito a index line).

224. Settaggio GP packer seguendo istruzione tool-man ed effettuare test di tenuta meccanica e idraulica all'anulare.

225. Seguendo istruzioni tool man effettuare release service Tool e blow ball seat.

226. Effettuare "ricerca posizioni" del Service tool marcando ogni posizione sulla DP.

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

7.14.1 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

227. Assicurarsi che la pressione all'annulus sia nulla e BOP aperto.

228. Con batteria sui cunei e service tool in reverse position, connettere flow head e coflex hoses.

229. Installazione linee di pompaggio ed effettuare test bassa pressione a 500 psi e test alta pressione a 10000 psi

230. 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.

231. Effettuare friction test in reverse e circulating position con annular BOP in closed/open position.

232. (Solo nel caso sia stato pompato un cuscino 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 Frac 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

233. Inviare dati in ufficio e valutare risultati dei test. Ultimare scheda di pompaggio per il main job

234. Effettuare ICGP – GIF main job per livello inferiore H5h_top-H6n (H6m_bot); da 1590 – 1628 mMD, seguendo scheda di pompaggio:

- 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

235. 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

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

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)

236. Terminato il reverse out e con ritorno libero da proppant, sollevare service tool in dump seal position in modo tale da chiudere XO ports.

237. Monitorare trip tank e valutare eventuali perdite.

238. 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.

239. Ultimare estrazione service tool e contemporaneamente smontare linee di pompaggio

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

7.15. 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.

g) 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.

240. Montaggio chiavi di manovra per Isolation string.

241. Assemblaggio Isolation sring come da Schema.

242. Continuare discesa fino a 2 lunghezze sopra FLCD meccanica presente nel Lower Completion. Rilevare Slack off e pick up weight con compensatore attivato.

243. Continuare discesa effettuando apertura FLCD (attraverso rottura nel caso di Flapper o shifting tool nel caso di ball valve)

244. 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

245. Continuare discesa fino ad avere fluted no-go 3m sopra Top GP Packer. Rilevare SO/PU weight.

246. Assicurarsi che il compensatore sia attivo prima di effettuare il landing sopra il top GP Packer.

247. Montaggio testina di circolazione e test linee a 5,000psi per 10mins con la cementatrice. Registrare tutte le pressioni sul chart.

248. Discendere la string lentamente ed effettuare l'imbocco del fluted no-go nel GP Packer.

249. Assicurarsi che l'annulus sia pieno di brine controllando visivamente prima di procedere con il settaggio del packer.

250. Set e test Isolation Packer come da procedura contrattista.

251. 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.

252. 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 (livelli inferiori isolato dalla valvola radiale e livello superiore isolato dalla valvola anulare).

253. Estrarre e disassemblare service tool. Controllare visivamente tool per escludere danneggiamenti.

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

7.16. SETTAGGIO BRIDGE PLUG E RECUPERO BOP

Il pozzo Cassiopea 3 verrà chiuso temporaneamente attraverso un Retrievable Bridge Plug (RBP) 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.

7.16.1 SETTAGGIO BRIDGE PLUG (ARCHER PACKER) E FIV INFLOW TEST

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 sui nelle filettature di servizio.

e) Sollevare il plug assembly: assicurarsi di non ruotare l’assembly durante il sollevamento.

254. Preparare il 9-5/8” RBP: assicurarsi che la ball valve sia in posizione aperta

255. 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

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

256. Una volta che il RBP è in quota, registrarne peso e lunghezza

257. Circolare per pulire possibili detriti sugli slips e sull'area di settaggio

- Reciprocare il plug durante la circolazione (± 2m sopra e sotto l'area di settaggio)
- Usare il sistema d compensazione dell' impianto galleggiante
- Interrompere il pompaggio prima di procedure alla sequenza di settaggio
- Confermare I pesi registrati dopo la circolazione

258. 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

259. Scendere le DP di 1m (3ft) al di sopra della setting depth prevista e sollevarlo a peso neutro.

7.16.2 SPIAZZAMENTO STRINGA A BASE OIL

260. Pompare in pozzo l'intero volume stringa di base oil.

- Non sovra-spiazzare il base oil.
- Registrare la pressione statica finale dopo lo spiazzamento.
- Assicurarsi di spiazzare le line di superficie per evitare di avere base oil in linea.
- Intrappolare la pressione in stringa durante il settaggio del packer
- Dopo lo spiazzamento della stringa a base oil, prendere i nuovi valori di PUW/SOW prima del settaggio del packer.

7.16.3 SETTAGGIO RBP

261. Impostare una rotazione oraria di 15-20 RPM. Confermare la coppia di rotazione statica ruotando la string

lentamente fino a che non si raggiunge la coppia di rottura e il peso è confermato, minimo 10 giri.

262. Registrare il numero di giri per ottenere la coppia e il peso di rotazione libera

263. 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 aumentato di peso, interrompere la rotazione anti-oraria e 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.
- 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.

264. Sollevare fino ad avere 10 ton di tiro (22 klbs.) sul plug, rispetto al peso di Pick up (PUW).

7.16.4 ESECUZIONE INFLOW TEST DELL'FIV

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

265. Chiudere il BOP anulare ed applicare 700 psi di pressione all' anulus.

266. Scaricare la pressione nella string.

267. 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.
- Fare attenzione ai piccoli incrementi di pressione dovuti all'espansione termica.

268. Dopo l' inflow test, pressurizzare la stringa con base oil fino al valore di pressione statica finale.

269. Scaricare fino a 2 ton (5 klbs) al di sopra del peso di rotazione libera ed applicare coppia di rotazione snti-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.

270. Circolazione in reverse del base oil.

7.16.5 TEST BRIDGE PLUG

TESTARE IL PLUG DA SOTTO:

271. 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.

272. 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

273. 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:

274. 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).

275. 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.

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

276. 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.

277. Estrarre il running tool fino a 20 m al di sopra del bridge plug e spiazzare il pozzo e il riser con acqua di mare (far riferimento al programma dedicato della contrattista).

278. Estrarre e smontare il running tool in superficie.

- 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.

279. 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 dell camicia d'usura.

280. Scendere ed eseguire jetting della testa pozzo, pompando spot di inibitori di corrosione attorno alla testa pozzo.

281. Ingaggiare la camicia d'usura e recuperarla in superficie.

282. Sganciarsi con il BOP e spostare l'impianto in zona di sicurezza.

283. Installare il corrosion cap con ROV sulla testa pozzo.

284. Spostamento dell'impianto verso il pozzo successivo.

7.17. 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.

285. Sollevare BOP e posizionarlo sul BOP trolley. Muovere moon pool trolley verso centro pozzo

286. Attivare motion compensator e discesa BOP. Installare BOP sopra XT cercando allineamento attraverso assistenza ROV. Scaricare peso come da procedura.

287. Connettere BOP alla XT, Scaricare 50 kips prima di azionare connettore, osservando con ROV il corretto posizionamento attraverso il visual indicator. Azionare connettore.

288. Test connessione con 50 kips sovratiro.

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

289. Azionare le ganasce cieche/trancianti del BOP e test connessione BOP-XT a 500 psi per 5 min, 2500 psi per 15 min

290. Testare le connessioni delle line di choke, kill e booster a 300 psi per 5 min e 5000 psi per 5 min.

291. Con ROV controllare inclinazione flex joint, BOP e XT.

292. Una volta ultimata la connessione BOP con XT attivare riser tensioners e estendere slip/telescopic joint.

293. Assemblaggio e test diverter.

294. Preparativi per installazione WOUTA attraverso work wire winch

295. Discendere WOUTA e agganciarla su LMRP king post, connettere EH jumpers attraverso ROV per aver pieno controllo sulla XT.

296. Discesa batteria dedicata per il test del BOP (BOP test tool o WBRRT + test mandrel). Esecuzione pressure test del BOP chiudendo sul test mandrel.

7.18. PULIZIA FORO, SPIAZZAMENTO E RECUPERO BRIDGE PLUG

297. Discesa batteria di WBCO per pulizia del Bridge plug e spiazzamento del pozzo a brine. Estrazione batteria di WBCO.

298. Discesa batteria per recupero Bridge plug.

299. Discesa batteria di WBCO per eseguire pulizia della FIV e spiazzamento con brine filtrato.

7.19. DISCESA UPPER COMPLETION

Note generali:

a) L'isolamento dell'annulus lato riser sarà garantito attraverso le ganasce inferiori del BOP chiuse contro lo slick joint della landing string.

b) 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.

c) 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.

d) 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.

e) 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

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

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.

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.

7.19.1 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

300. Assemblaggio BHA dedicata per il recupero camicia di usura XT e test BOP.Discesa BHA con DP.

301. Una volta discesi dentro la XT, iniziare a pompare a massima portata consentita pulendo il profilo interno

302. Continuare discesa pulizia e continuare fino ad agganciare la camicia di usura con retrieving tool. Seguire procedura SPS.

303. A questo punto procedere con il test completo del BOP

304. 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).

305. Verificare che il BOP sia aperto e procedere con il recupero della camicia di usura.

306. Estrazione e disassemblaggio BHA.

7.19.2 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.

307. Ultimare preparativi per discesa Upper Completion e controllare nuovamente spezzonamento della string.

308. Discesa production seal assembly come da schema 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

Rispettare I valori di Make Up torque forniti.

309. Assemblaggio e discesa single gauge mandrel.

310. Assemblaggio e discesa FCV assemblies (FCV shrouded per il livello inferiore e FCV annular per il livello superiore):

311. Assemblaggio e discesa upper gauge assembly.

312. Sollevare string fino ad aver lower single gauge 1,5m sopra rotary table

313. Installare cavo elettrico al single gauge.

Ruotare il Completion ed assicurarsi che il gauge mandrel sia orientato verso la rispettiva carrucola del cavo elettrico.

314. Testare connessione al single gauge mandrel.

315. Sollevare il Completamentoin 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.

316. Installare lo specifico protector e sollevare il Completamento a livello FCV annular.

317. 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.

318. Assemblaggio Production packer assembly.

319. Sollevare il Completamento ad altezza Dual Gauge mandrel e installare cavo elettrico. Collegare cable del Lower gauge al Upper Dual gauge

320. 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.

321. Ciclare le FCV in posizione di chiusura ed effettuare integrity pressure test.

322. Una volta confermata l'integrità, scaricare pressione e disconnettere le linee. Rimuovere i test pins/screws dal Prod. Packer e ciclare le FCVs in posizione di parziale apertura.

323. Preparare piano sonda per le operazione di terminazione delle linee idrauliche ed elettriche al Production Packer.

324. Rimuovere i temporary fittings nel top del production packer.

325. Effettuare la connessione sopra Packer delle linee elettriche e idrauliche come da procedura contrattista

326. Pressurizzare e mantenere 500psi nelle linee delle FCV durante la discesa del Upper Completion.

327. 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

328. Assemblaggio SCSSV. Effettuare pressure e function test della valvola secondo procedura contrattista e sotto supervisione ENI Completion Engineer.

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

329. Mantenere SV control line in pressione durante la discesa per mantenere la flapper aperta.

330. Continuare la discesa con 3-1/2 tbgs fino alla connessione del TH.

7.19.3 **ASSEMBLAGGIO E DISCESA TUBING HANGER**

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.

331. 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.

332. Montaggio unità Slick Line.

333. Recupero isolation sleeve e installazione Bore Protector (camicia di usura) nel Tubing Hanger

334. Discesa standing valve. Settaggio standing valve nel Landing nipple sopra il Prod. Packer. Estrazione slick line.

335. Recupero camicia d'usura e installazione Isolation sleeve

336. Connettere testina e line di circolazione al THHT.

337. Pressure test string di Completamento.

338. Recupero isolation sleeve e installazione Bore Protector

339. Discesa retrieving tool e recupero standing valve

340. Recuperare camicia di usura e installare di nuovo isolation sleeve nel TH.

341. Smontaggio unità Slick Line.

342. Se necessario, rimuovere orientation sleeve dal TH per consentire le terminazioni delle linee downhole.

343. Prepararsi alla terminazione del cavo elettrico. Effettuare test d'isolamento e continuità elettrica al Wet Mate Connector.

344. Effettuare taglio del cavo elettrico e connettere al TH con Dry mate Connector. External Pressure test al connettore come da procedura contrattista

345. 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.

346. Prima di procedere con la terminazione delle linee idrauliche, effettuare test di funzionalità delle FCVs registrando volumi e posizioni della valvole.

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

347. Scaricare pressioni delle FCV control line, prendere misure e tagliare cavo.

348. Connettere control lines al TH ed effettuare external pressure test come da procedura contrattista.

349. Installare charging-tool al TH per permettere function/pressure test delle line downhole

350. Internal pressure test control lines attraverso charging-tool e registare cambiamento delle posizioni delle FCVs.

351. Ultimati i pressure test alle tre control line, ciclare Annular FCV in closed position e tubing FCVs in open position

352. Terminare le control line della SCSSV sul TH come da procedura contrattista ed effettuare external pressure test. Scaricare pressione.

353. Eseguire internal pressure test TR-SCSSV control lines attraverso charging-tool.

354. Eseguire function test della flapper almeno tre volte osservando il trend di pressione per verificare l'effettivo movimento della flapper.

355. Concluse tutte le terminazioni, se necessario, installare orientation sleeve e orientare il TH in maniera appropriata considerando l'orientamento del Rig e della XT.

356. Preparare Rig floor prima di procedere con l'assemblaggio della landing string; rimuovere tutte le carrucole dell'intelligent completion.

357. Sollevare SSTT/THRT/adaptor e verificare visivamente che il THRT non sia danneggiato (verificare condizioni delle production stub seal, lock ring OD, collect finger)

358. Effettuare i seguenti test di funzionalità della Landing String/THRT prima di procedure 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.

359. Effettuare connessione SSTT/THRT con TH come da procedura SPS

360. 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)

361. Arrivati a quota lubricator valve, sollevare LV ed effettuare test di funzionalità e pressione dell'ombelicale.

362. Sollevare CTLF, short bails / elevator, e posizionarlo a centro pozzo.

363. Sollevare SFT con kill side e production side coflexes, landing joint, Swivel, Riser Sealing Mandrel (RSM) e connettere elevatore al SFT Landing joint.

364. Prima di passare al landing del TH, assicurarsi con ROV che la configurazione delle valvole della X-Tree sia come da procedura SPS.

365. Discendere Completamento/Landing string entrando con i production seals dentro la PBR della valvola di isolamento anulare.

366. Continuare la discesa completando il landing del TH nella X-Tree.

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

367. Effettuare le prove di circolazione a portata ridotta per verificare l'effettiva tenuta delle seal unit all'interno del Lower Completion.

368. Proseguire con il settaggio del TH come da procedura contrattista SPS.

369. Eseguire test TH (bore and seal test) come da procedura contrattista SPS.

370. 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

371. Ciclare le FCVs in modo da avere FCV shrouded in posizione di chiusura e FCV annular in posizione di apertura totale

372. 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.

7.19.4 SPIAZZAMENTO DEL COMPLETAMENTO CON BASE OIL, SETTAGGIO PROD PACKER E INFLOW TEST A SCSSV

373. Chiudere ganasce inferiori del BOP sul ported slick joint.

374. Spiazzare tutto il pozzo con packer fluid pompando all'interno della string dalla cementatrice.

375. 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.

376. Configurare le valvole XT/LS e procedere al settaggio Production Packer.

377. Ciclare FCV annular in posizione di chiusura. Assicurarsi che anche la FCV shrouded sia in chiusura.

378. Pressurizzare interno string attraverso base oil e proseguire con sequenza settaggio production packer e presure test come da procedura contrattista.

379. Effettuare pressure test del tubino di completamento.

380. 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.

381. Scaricare pressione all'annulus.

382. Scaricare pressione alle control line della SCSSV e chiudere flapper.

383. Scaricare pressione al tubing attraverso surface welltesting choke manifold ed effettuare inflow test alla safety valve.

384. Ultimato il test, equalizzare la pressione alla SCSSV pompando al tubing ed aprire flapper.

385. Chiudere lubricator valve scaricare pressione al tubing dal welltesting surface choke manifold ed effettuare inflow test alla lubricator valve.

386. Ultimato il test, equalizzare la pressione downhole ed aprire LV. Scaricare completamente la pressione alla string attraverso welltesting choke manifold.

387. 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.

388. 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.

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

7.19.5 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.

b) Verificare che la Safety valve sia aperta e che sia mantenuta la pressione nella control line.

389. Ciclare FCV shrouded a posizione di massima apertura mantenendo FCV annular in posizione di chiusura.

390. Controllare il numero di ciclaggio della FIV prima di iniziare a pompare.

391. 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.

392. Ciclare FCV shrouded in posizione di chiusura. Ciclare FCV annular in posizione di totale apertura.

393. Controllare il numero di ciclaggio della valvola di isolamento anulare prima di iniziare a pompare.

394. 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

395. Chiudere surface well testing choke manifold e prepararsi con le operazioni di spurgo.

7.20. SPURGO

7.20.1 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

7.20.2 SPURGO E WELL TESTING LIVELLO SUPERIORE

396. Verificare di avere FCV annular in posizione di apertura mentre FCV shrouded in posizione di chiusura.

397. 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.

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

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

398. 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.

399. Chiudere Surface kill valve, aprire surface wing valve e procedere secondo programma well testing per livello superiore.

7.20.3 SPURGO E WELL TESTING LIVELLI INFERIORI

400. 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.

401. Aprire FCV shrouded e procedere secondo il programma well testing per ii livelli inferiori.

402. Ultimato l'ultimo step del main flow, ciclare FCV shrouded in posizione di chiusura e registrare il biuld up con chiusura al fondo per i livelli inferiori.

7.20.4 SELL TESTING LIVELLI IN COMMINGLE

403. Aprire la FCV shrouded e la FCV annular in posizioni di parziale apertura in modo da non riscontrare cross flow.

404. Procedere con il well testing dei livelli in commingle secondo programma giacimenti.

405. Chiudere entrambe le FCV e valutare il build up per tutti i livelli

406. 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.

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

7.21. ABANDONO DEL POZZO

7.21.1 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.

a) Spiazzare landing string con bullheading di Base Oil (o acqua e MEG) in formazione (in questo caso SCSSV aperta, FCV-AP aperta, FCV-LP chiusa).

b) Chiudere TR-SCSSV ed effettuare inflow test scaricando la pressione in testa. Equalizzare pressione ed aprire TR-SCSSV.

c) Mantenere le valvole subsea della XT chiuse ad eccezione del PMV

d) Ultimato il killing del pozzo chiudere PMV, SCSSV e ciclare FCV anulare in posizione di chiusura.

7.21.2 MESSA IN SICUREZZA DEL POZZO

407. Montaggio unità di Slick line e pressure test.

408. Discesa con Nipple protector retrieving tool. Recupero e estrazione

409. Configurare le valvole subsea della XT prima di procedure con il settaggio dei crown plugs

410. Discesa con il lower crown plug. Settaggio e pressure test seguendo procedura contrattista SPS

411. Assemblaggio e discesa con upper crown plug. Settaggio e pressure test seguendo procedura contrattista SPS

412. 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

413. Smontaggio attrezzature slickline.

7.21.3 PRESSURE TEST CROCE DI PRODUZIONE

414. Configurare le linee per effettuare il test di pressione.

415. Effettuare il test di pressione di tutte le valvole della croce come da procedura del contrattista utilizzando base oil.

416. Effettuare X-Tree preservation lasciando all'interno un fluido non corrosivo come da specifiche del fornitore della croce.

7.21.4 DISCONNESSIONE LANDING STRING

417. Aprire ganasce inferiore del BOP ed effettuare disconnessione THRTdal tubing hanger seguendo procedura contrattista SPS

418. Sollevare landing string e posizione slick joint ad altezza BOP upper annular.

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

419. 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.

420. Fermare le pompe e aprire BOP. Disassemblaggio CTLF, SFH kill/production coflexes.

421. Recuperare landing string e SSTT in superficie.

422. Disassemblaggio SSTT e ombelicale. Iniziare preparativi per il recupero BOP.

7.21.5 **DISCONNESSIONE IWOCS E BOP**

423. Disconnettere IWOCS /WOUTA dalla X-Tree

a) Scaricare pressione a tutto il sistema IWOCS e togliere alimentazione a SCM

b) 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.

c) Disconnettere con ROV IWOCS EFL dalla XT SCM e posizionarlo suWO-UTA park plate. Installare con ROV EC cap nelle dedicate SCM EC

424. Disconnettere BOP, muovere rig in safe zone in modo da permettere a ROV di installare il corrosion tree cap sulla XT.

a) Recuperare BOP, riser con WO-UTA/umbilical system.

b) Verificare che ROV sia equipaggiato di tutte le attrezzature necessarie per le operazioni di installazione tree cup.

c) Assicurarsi che non ci sia alcun VX gasket nel top della XT e che il profilo del non sia danneggiato

425. Installare con ROV tree cap come da procedura contrattista SPS.

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. APPENDICE

8.1. PERFORMANCE DEL TUBINO ED 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 (includendo 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.

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

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
Gascromatografia (GPA 2286-95)

	%mol
Azoto	0.70
Anidride carbonica	0.04
Idrogeno solforato	-
Metano	99.21
Etano	0.02
Propano	0.01
I-Butano	0.01
N-Butano	<0.005
Neo-pentano	<0.005
I-Pentano	0.01
N-Pentano	<0.005
Esani	<0.005
Eptani	<0.005
Ottani +	<0.005

CARATTERISTICHE FISICHE CALCOLATE
a 15 ° C e 1.01325 bar (ISO 6976-1995)

Fatt. Comprimib.		0.9980
Densita` (aria=1)		0.5586
Massa Volumica	kg/m3	0.6845
Potere calorifico superiore		
	kcal/m3	8965
	kJ/m3	37535
Potere calorifico inferiore		
	kcal/m3	8071
	kJ/m3	33792
Indice di Wobbe		
	kcal/m3	11994
	kJ/m3	50216

Nota: Il campione è risultato inquinato da aria (=3.1%mol) che è stata sottratta dalla composizione.

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 velocita media di flusso accettabile come segue:

$$V = \frac{C}{\sqrt{\rho_m}}$$

In cui:

V è la massima velocità accettabile espressa in ft/s;

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

ρ_m è la densità della miscela gas/liquido espressa in lbs/ft^3 ;

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 3		
THP [bar]	**Limite erosionale [Ksm3/d]**	**WGR (sm3/sm3)**
30	815	0,000340667
40	930	0,000340667
50	1040	0,000340667
60	1130	0,000340667
70	1220	0,000340667
80	1290	0,000340667
90	1320	0,000340667
100	1360	0,000340667
110	1390	0,000340667
120	1390	0,000340667
Condizioni: C factor limit: 300; CGR = 0 sm3/sm3		

Tabella 11 - Limiti erosionali Cassiopea 3

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

8.2. TUBING STRESS ANALYSIS

I risultati ottenuti dalla tubing stress analysis evidenziano che la stringa di completamento selezionata (3 ½", 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: 245 kg/cm2 @ 1898 m

Profondità: 1520 m (lunghezza UC)

Profondità d'acqua: 625 m

Dati di completamento

Tubino: 3 ½", 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: 245 kg/cm2 @ 1898 m

Tempo: 2 giorni.

2. **Produzione a regime**

Portata: 1.200.000 Sm3/d

Pressione statica di fondo pozzo: 245 kg/cm2 @ 1898 m

Tempo: 1 anno.

3. **Chiusura calda**

Pressione statica di fondo pozzo: 245 kg/cm2 @ 1898 m

Tempo: 1 minuto.

4. **Chiusura fredda**

Pressione statica di fondo pozzo: 245 kg/cm2 @ 1898 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

Tempo: 1 giorno

5. **Stimolazione acida (acid job)**

Portata di iniezione: 10 bpm

Volume: 50 m3

Pressione dinamica fondo pozzo 250 kg/cm2 @ 1898 mMD

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

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

8.2.2 **RISULTATI**

La figura sottostante mostra lo schema di completamento utilizzato per i calcoli di stress analysis.

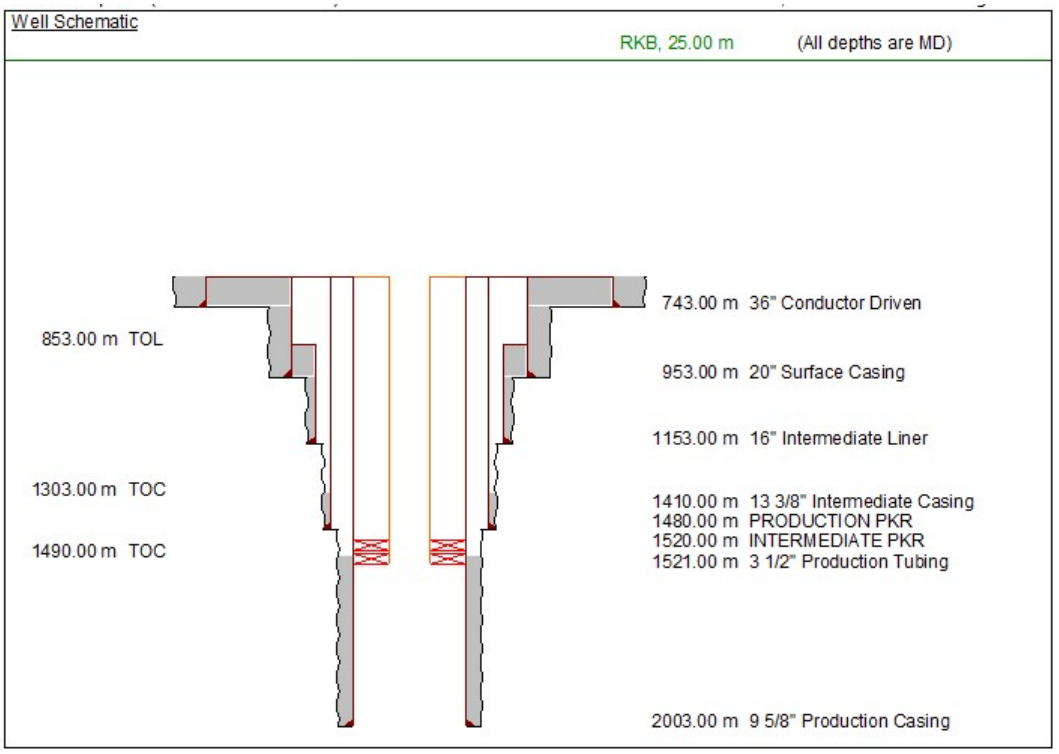


Figura 15 - Schema di completamento per i calcoli di stress analysis

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

I grafici sottostanti mostrano che la stringa risulta essere completamente verificata ai carichi considerati.

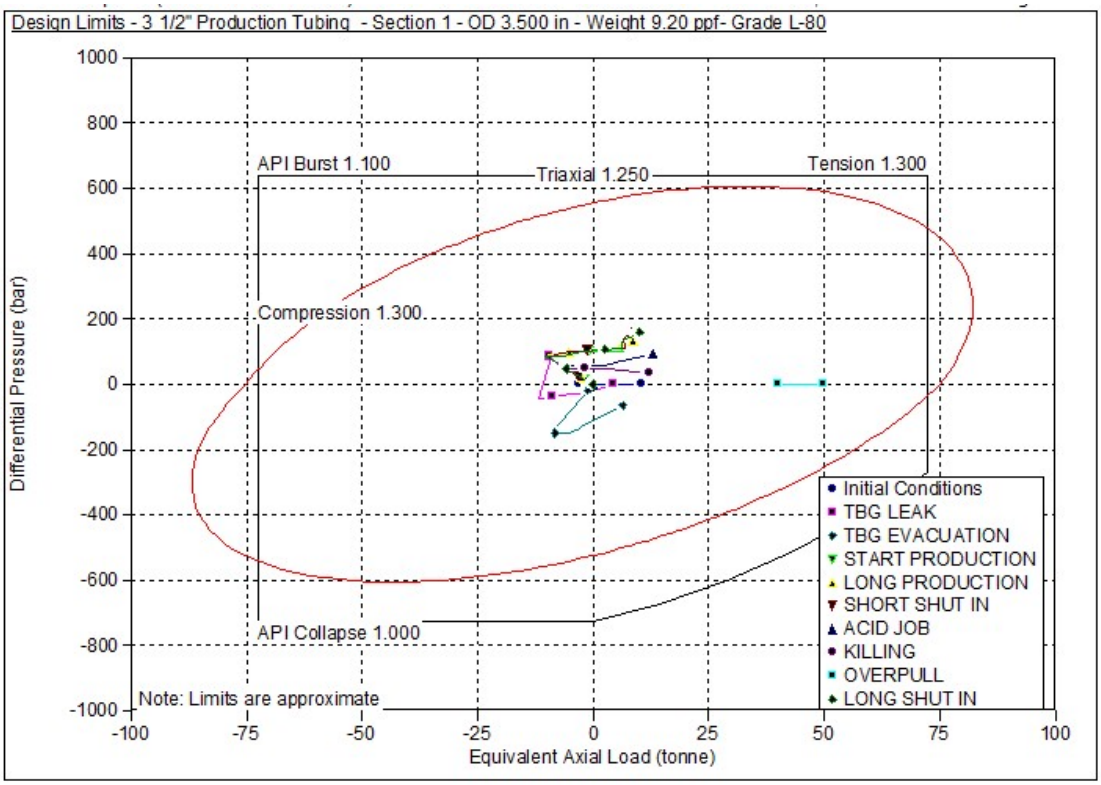


Figura 16 - Grafico design limits tubino

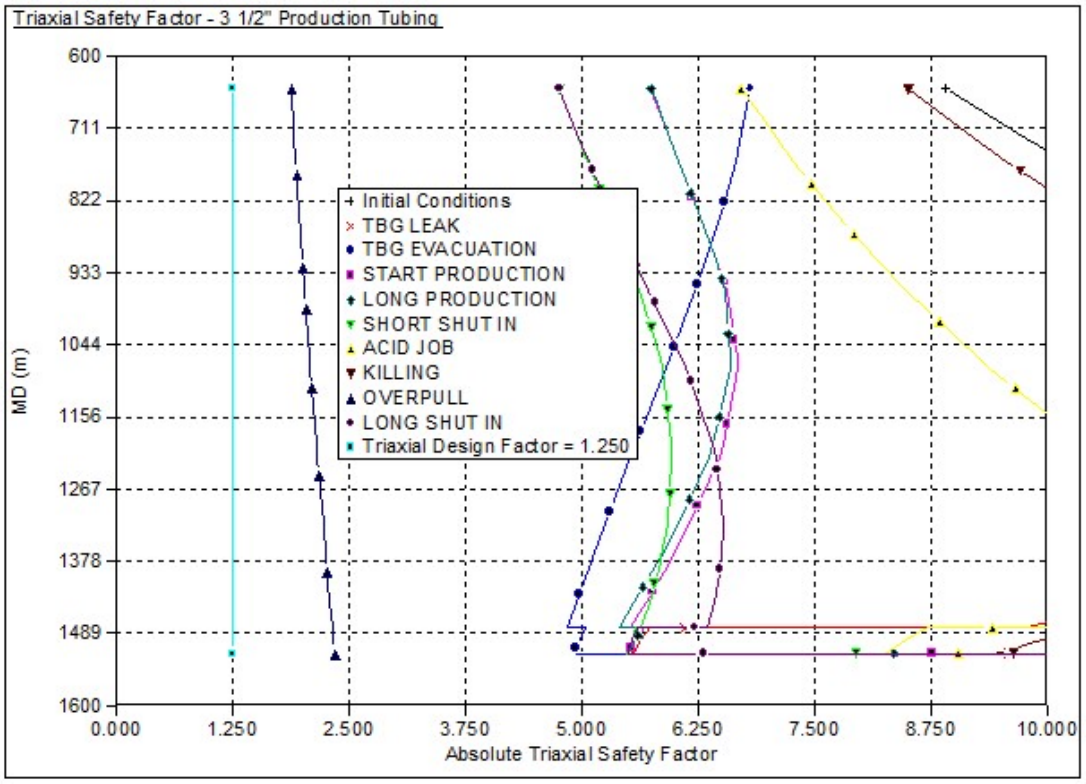


Figura 17 - Triaxial Safety Factor

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

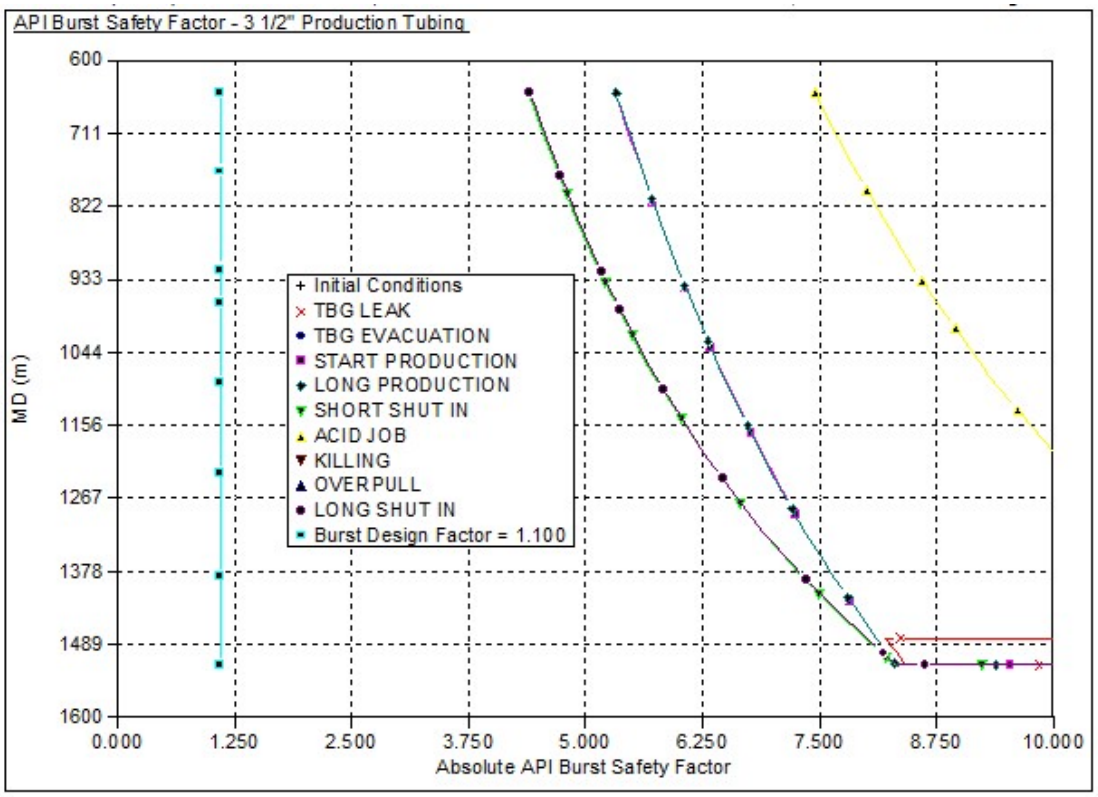


Figura 18 - Burst Safety Factor

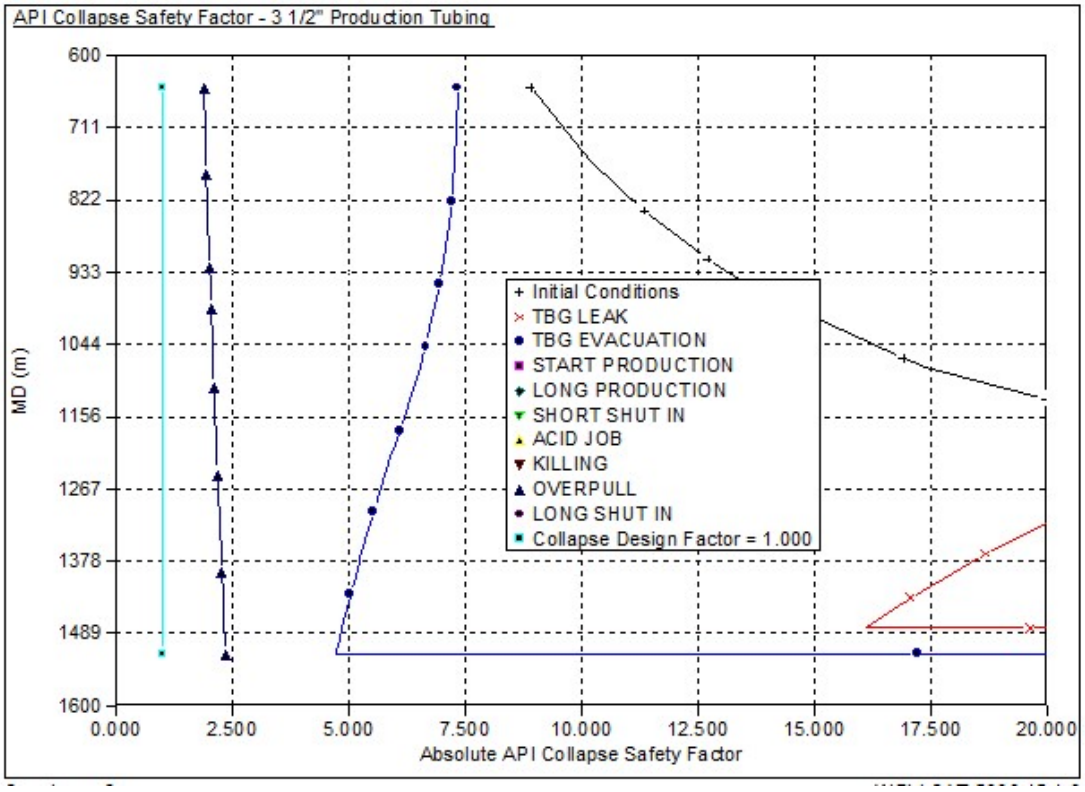


Figura 19 - Collapse Safety Factor

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

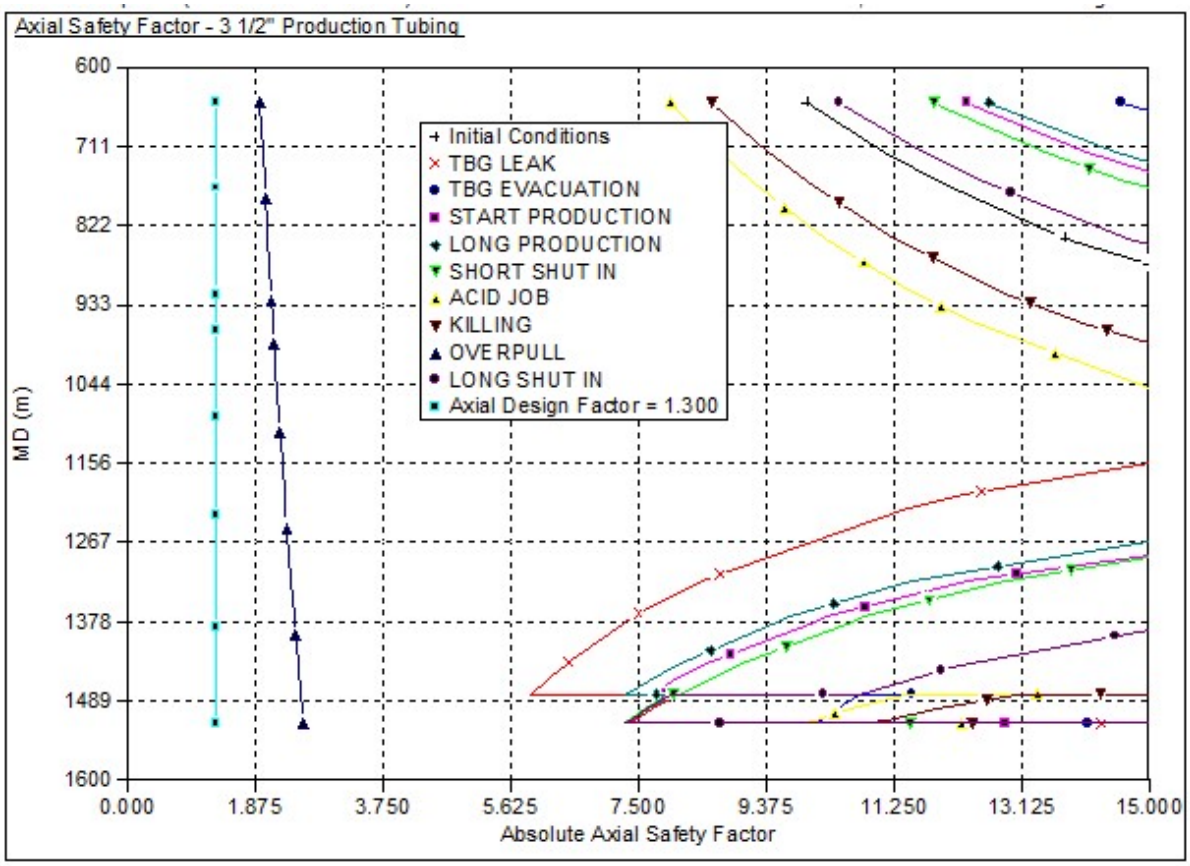


Figura 20 - Axial Safety Factor

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 ½", 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.

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

8.2.3 CARICHI AI PACKER

Le figure sottostanti mostrano i carichi a cui sono sottoposti il Packer di produzione e il Packer dell'isolation string.

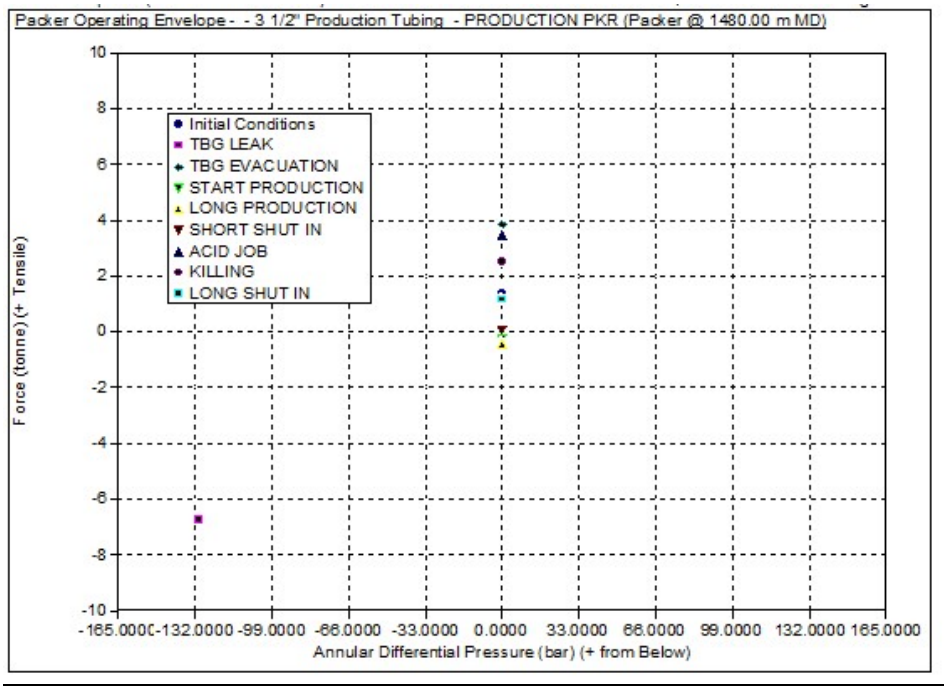


Figura 21 - Carichi Packer di produzione

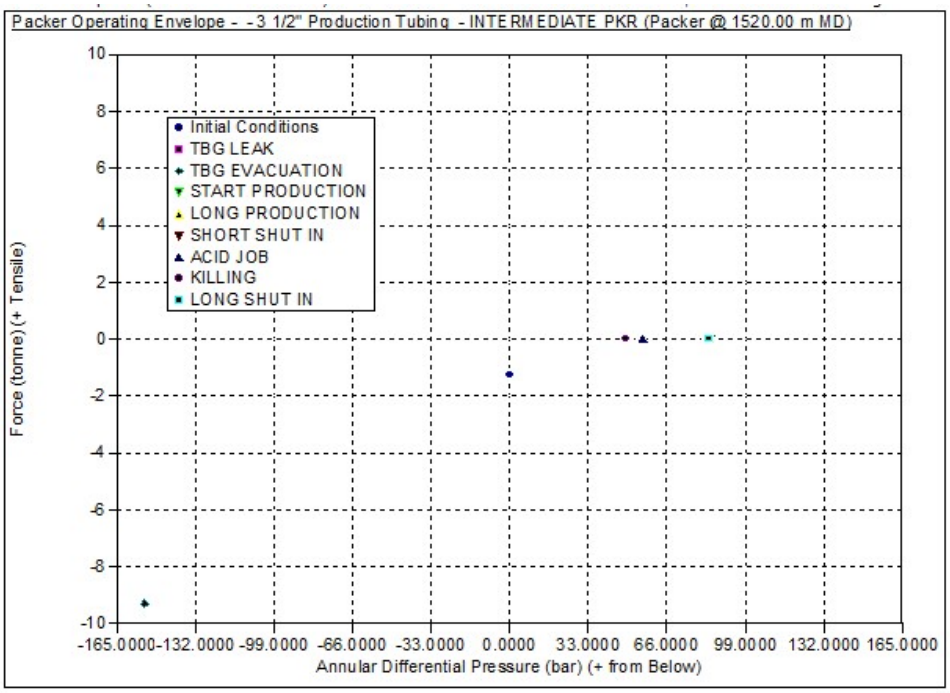


Figura 22 - Carichi Isolation String Packer

Nota: I packer envelope saranno forniti una volta definiti i contrattisti per tali attrezzature.

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

8.2.4 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.

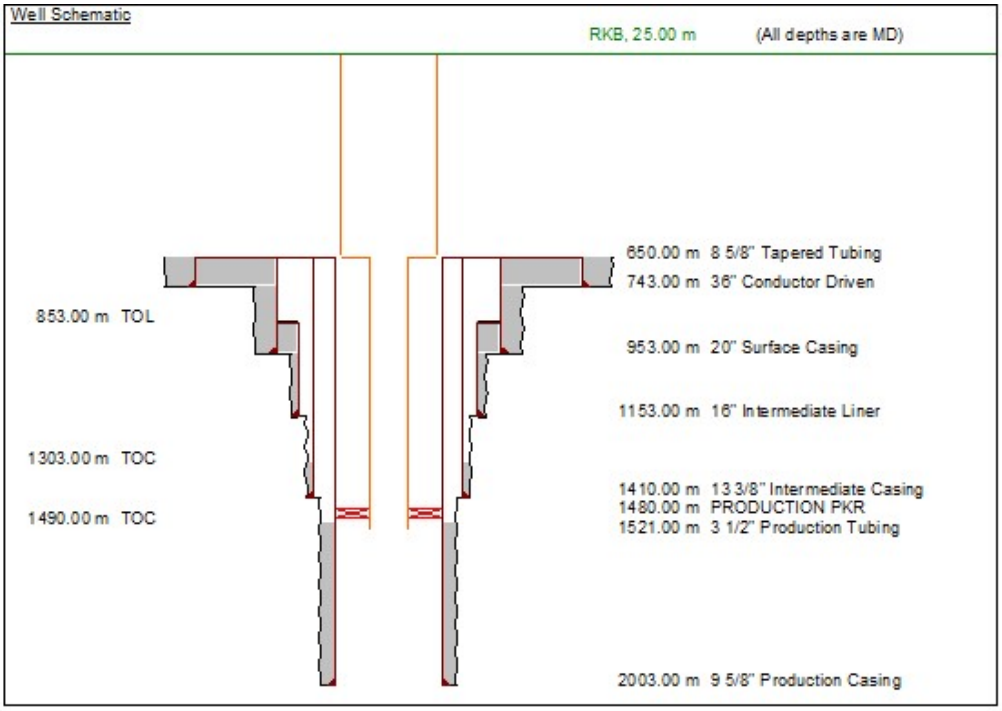


Figura 23 - Schema pozzo pressure test tubino dopo settaggio PKR

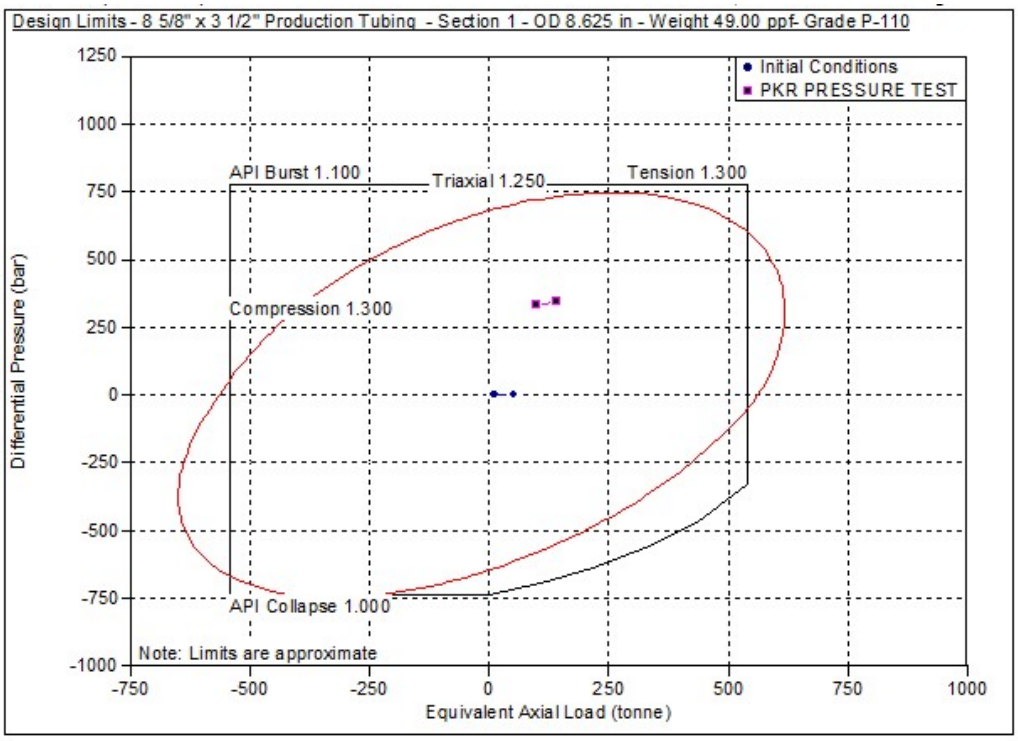


Figura 24 - Design Limit Landing String pressure test dopo settaggio PKR

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

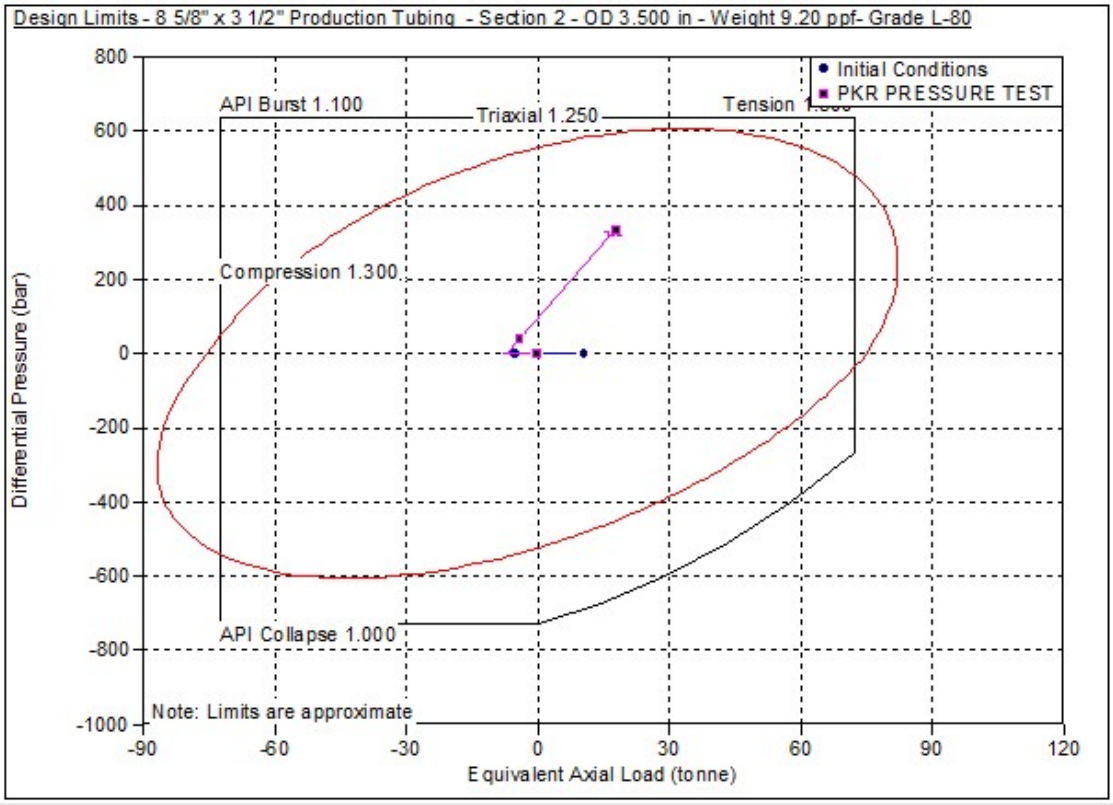


Figura 25 - Design Limit Completion String pressure test dopo settaggio PKR

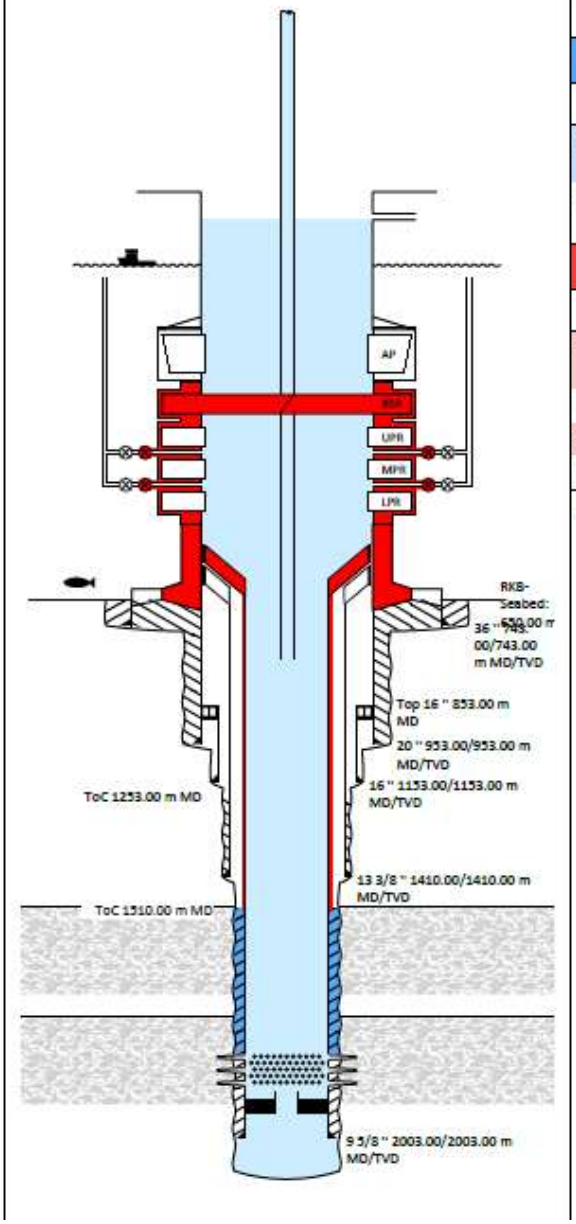
Nota: I valori di pressure test degli elementi verranno confermati una volta definiti i contrattisti e le pressioni necessarie per i vari tool.

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

Field : Cassiopea
Well : Cassiopea 3
Schematic : EN.H 3.2-a1 rev. 2
Date : 27-May-2022

Well design pressure 250.0 bar
Reservoir pressure 200.0 bar
Prepared by : Eleonora Pignotti
Verified by :



Perforation

RIH TCP for casing perforation

Planned

Primary barrier elements

Element	Qualification	Monitoring
Intermediate casing cement	Formation test, job performance or bond log	B-annulus pressure
Wellbore fluid	Fluid sg control based on expected pore pressure	Triptank level and fluid sg control

Secondary barrier elements

Element	Qualification	Monitoring
Drilling BOP	Pressure test to 3500 psi	Periodic pressure testing to xxx bar
Wellhead	Pressure test to 3500 psi	External observation
Casing hanger	Pressure test to 3500 psi	A-annulus pressure
Intermediate casing	Pressure test to 2400 psi	B-annulus pressure

Note:

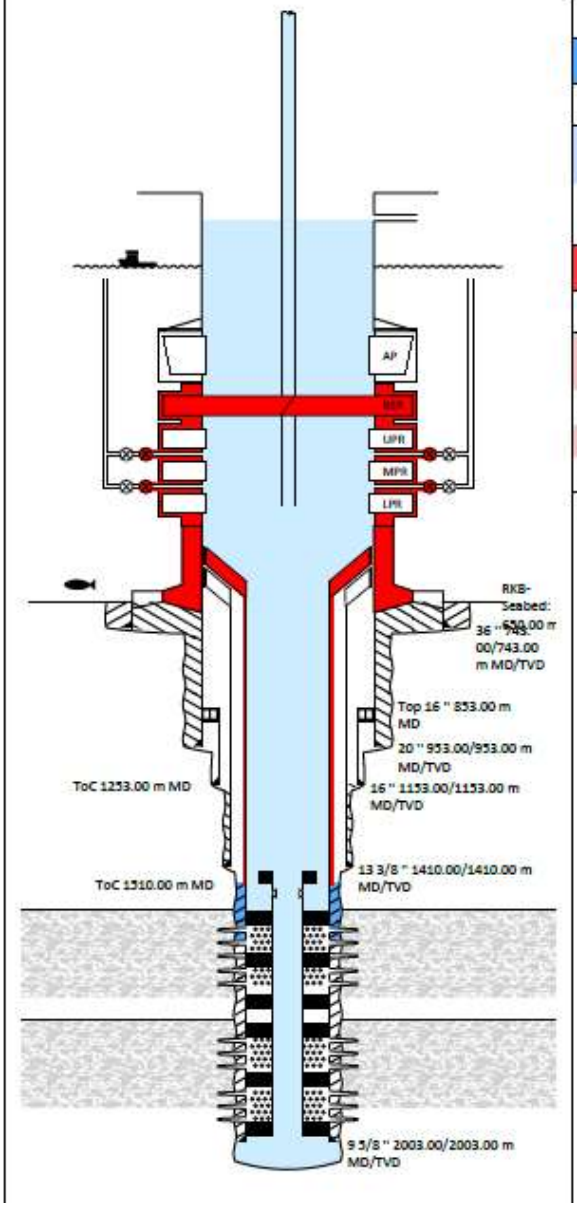
Figura 26 - WBS durante la discesa TCP

Nota: i valori di pressure test degli elementi verranno confermati una volta definiti i contrattisti e le pressioni necessarie per i vari tool

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

Field : Cassiopea
Well : Cassiopea 3
Schematic : EN.H 3.3-a1 rev. 2
Date : 27-May-2022

Well design pressure 250.0 bar
Reservoir pressure 200.0 bar
Prepared by : Eleonora Pignotti
Verified by :



Running lower completion
RIH Isolation String
Planned

Primary barrier elements

Element	Qualification	Monitoring
Production casing cement	Formation test, job performance or bond log	B-annulus pressure
Wellbore fluid	Fluid sg control based on expected pore pressure	Triptank level and fluid sg control

Secondary barrier elements

Element	Qualification	Monitoring
Drilling BOP	Pressure test to 3500 psi	Periodic pressure testing to xxx bar
Wellhead	Pressure test to 3500 psi	External observation
Casing hanger	Pressure test to 3500 psi	A-annulus pressure
Intermediate casing	Pressure test to 2400 psi	B-annulus pressure

Note:

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

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

Field : Cassiopea
Well : Cassiopea 3
Schematic : EN.H 5.5-a1 rev. 2
Date : 27-May-2022

Well design pressure 250.0 bar
Reservoir pressure 200.0 bar
Prepared by : Eleonora Pignotti
Verified by :

Suspension
Temporary Abandon
Planned

Primary barrier elements

Element	Qualification	Monitoring
Downhole isolation valve	Pressure test to 5000 psi	Tubing pressure
Tubing	Pressure test to 5000 psi	A-annulus pressure
Intermediate casing cement	Formation test, job performance or bond log	B-annulus pressure
Isolation packer	Pressure test at 5000 psi	A-annulus pressure

Secondary barrier elements

Element	Qualification	Monitoring
Wellhead	Pressure test to 3500 psi	External observation
Casing hanger	Pressure test to 3500 psi	A-annulus pressure
Mechanical tubular plug	Pressure test to 3500 psi	Pressure above plug
Intermediate casing	Pressure test to 2400 psi	B-annulus pressure

Note:

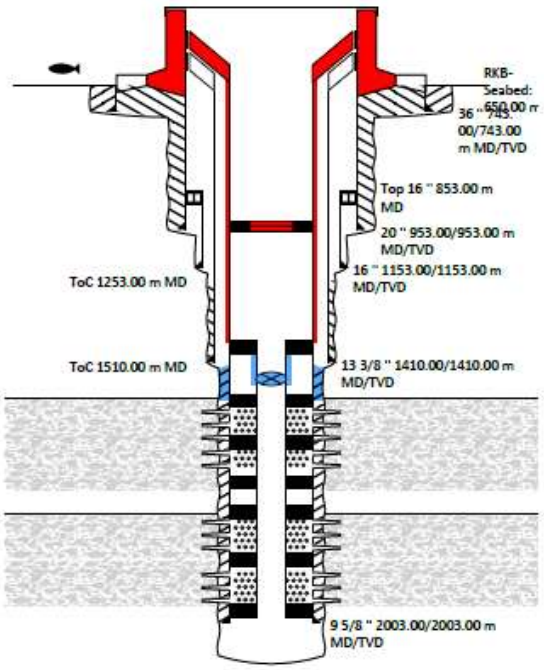
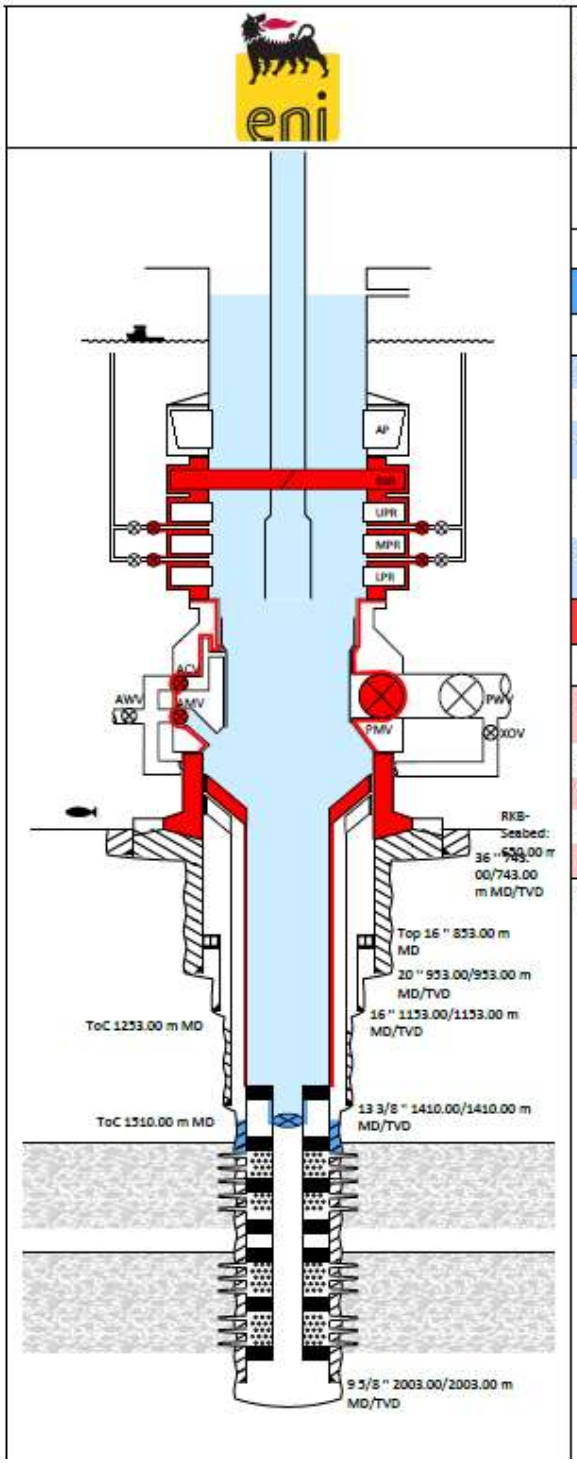


Figura 28 - WBS durante l'abbandono temporaneo

Nota: i valori di pressure test degli elementi verranno confermati una volta definiti i contrattisti e le pressioni necessarie per i vari tool

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



Field : Cassiopea
Well : Cassiopea 3
Schematic : EN.H 3.4-a1 rev. 1
Date : 27-May-2022

Well design pressure 250.0 bar
Reservoir pressure 200.0 bar
Prepared by : Eleonora Pignotti
Verified by :

Running upper completion
RIH UC
Planned

Primary barrier elements

Element	Qualification	Monitoring
Downhole isolation valve	Pressure test to 5000 psi	Tubing pressure
Tubing	Pressure test to 5000 psi	A-annulus pressure
Wellbore fluid	Fluid sg control based on expected pore pressure	Triptank level and fluid sg control
Isolation packer	pressure and inflow test at 5000 psi	A-annulus pressure
Production casing cement	Formation test, job performance or bond log	B-annulus pressure

Secondary barrier elements

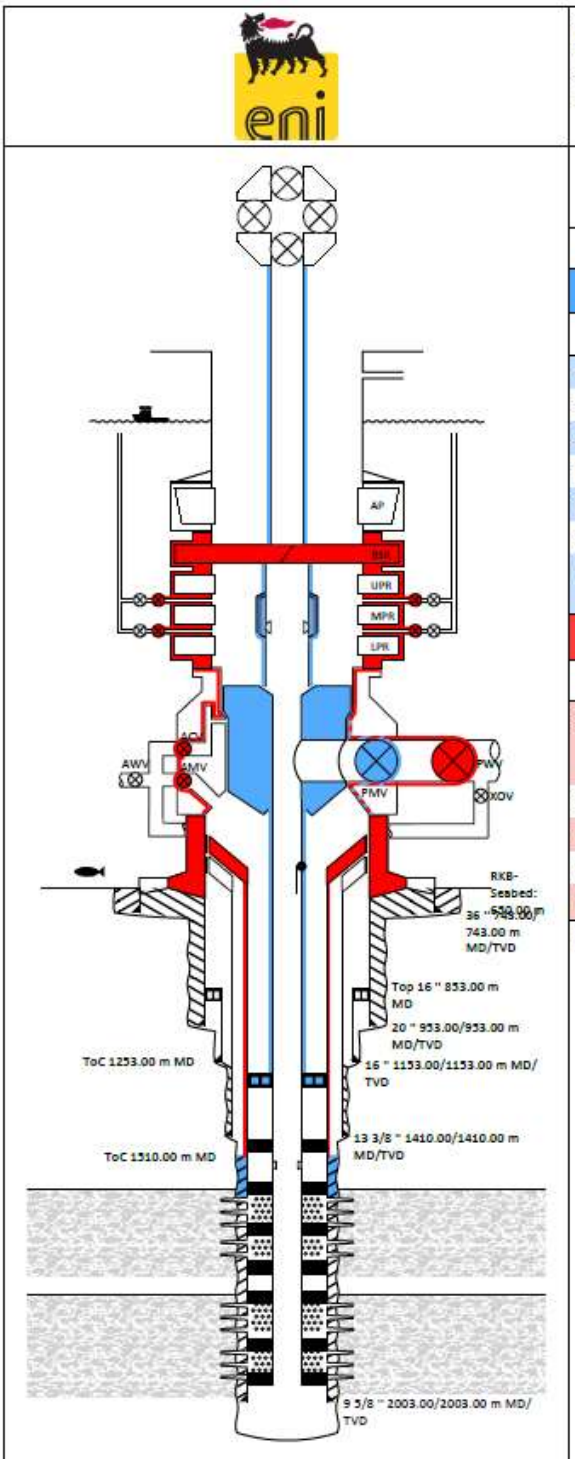
Element	Qualification	Monitoring
Drilling BOP	Pressure test to 3500 psi	Periodic pressure testing to xxx bar
Subsea production tree	Pressure test to 10000 psi	Downstream pressure
Wellhead	Pressure test to 3500 psi	External observation
Casing hanger	Pressure test to 3500 psi	A-annulus pressure
Intermediate casing	Pressure test to 2400 psi	B-annulus pressure

Note:

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



Field : Cassiopea
Well : Cassiopea 3
Schematic : EN.H 2.4-a2 rev. 2
Date : 27-May-2022

Well design pressure 250.0 bar
Reservoir pressure 200.0 bar
Prepared by : Eleonora Pignotti
Verified by :

Well testing
Clean Up
Planned

Primary barrier elements

Element	Qualification	Monitoring
Landing string	Pressure test to 6000 psi	A-annulus pressure
Subsea test tree	Pressure test to 8000 psi	Riser or trip tank fluid level
Subsea production tree	Pressure test to 10000 psi	Downstream pressure
Tubing hanger	Pressure test to 8000 psi	A-annulus pressure
Tubing	Pressure test to 5000 psi	A-annulus pressure
Production packer	Pressure test to 5000 psi	A-annulus pressure
Intermediate casing cement	Formation test, job performance or bond log	B-annulus pressure

Secondary barrier elements

Element	Qualification	Monitoring
Drilling BOP	Pressure test to 3500 psi ; 8500 psi on 9"5/8 PR; 5500 psi on bag	Periodic pressure testing to 3500 psi
Subsea production tree	Pressure test to 10000 psi	Downstream pressure
Wellhead	Pressure test to 3500 psi	External observation
Casing hanger	Pressure test to 3500 psi	A-annulus pressure
Intermediate casing	Pressure test to 2400 psi	B-annulus pressure

Note:

Figura 30 - WBS durante il Well Testing

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

Field : Cassiopea
Well : Cassiopea 3
Schematic : EN.H 4.1-a1 rev. 3
Date : 27-May-2022

Well design pressure 250.0 bar
Reservoir pressure 200.0 bar
Prepared by : Eleonora Pignotti
Verified by :

Producer
Production after rig demob
Planned

Primary barrier elements

Element	Qualification	Monitoring
Downhole safety valve	Inflow test to 2000 psi	Tubing pressure
Tubing	Pressure test to 5000 psi	A-annulus pressure
Production packer	Pressure test to 5000 psi	A-annulus pressure
Intermediate casing cement	Formation test, job performance or bond log	B-annulus pressure

Secondary barrier elements

Element	Qualification	Monitoring
Subsea production tree	Pressure test to 10000 psi	Downstream pressure
Tubing hanger plug	Inflow- or pressure test from above to 8000 psi	Pressure above plug
Tubing hanger	Pressure test to 8000 psi	A-annulus pressure
Wellhead	Pressure test to 3500 psi	External observation
Casing hanger	Pressure test to 3500 psi	A-annulus pressure
Intermediate casing	Pressure test to 2400 psi	B-annulus pressure

Healthy well, no or minor issue

Note:

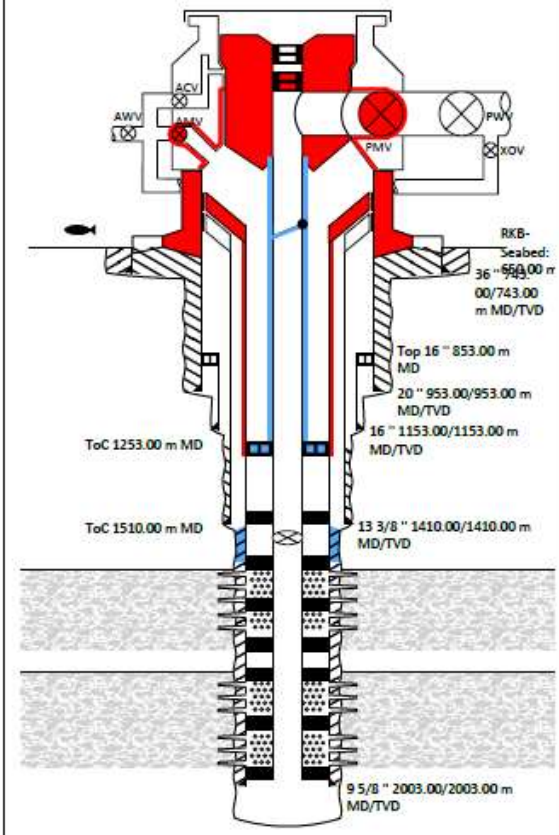


Figura 31 - WBS dopo il rig demob

Nota: i valori di pressure test degli elementi verranno confermati una volta definiti i contrattisti e le pressioni necessarie per i vari tool

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

8.4. DATI TUBINO

8.4.1 CONNESSIONI

Printed on: 05/17/2022

Tenaris

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	3.500 in.	Wall Thickness	0.254 in.	Grade	L80 Type 13Cr
Min. Wall Thickness	87.50 %	Pipe Body Drift	API Standard	Type	Tubing
Connection OD Option	REGULAR				

Pipe Body Data

Geometry				Performance	
Nominal OD	3.500 in.	Wall Thickness	0.254 in.	Body Yield Strength	207.20 x1000 lb
Nominal Weight	9.20 lb/ft	Plain End Weight	8.81 lb/ft	Min. Internal Yield Pressure	10,160 psi
Drift	2.867 in.	OD Tolerance	API	SMYS	80,000 psi
Nominal ID	2.992 in.			Collapse Pressure	10,540 psi

Connection Data

Geometry		Performance		Make-Up Torques	
Connection OD	3.937 in.	Tension Efficiency	100 %	Minimum	3400 ft-lb
Coupling Length	8.228 in.	Joint Yield Strength	207 x1000 lb	Optimum	3780 ft-lb
Connection ID	2.969 in.	Internal Pressure Capacity	10,160 psi	Maximum	4160 ft-lb
Make-up Loss	3.616 in.	Compression Efficiency	100 %	Shoulder Torques	
Threads per Inch	5	Compression Strength	207 x1000 lb	Minimum	570 ft-lb
Connection OD Option	Regular	Max. Allowable Bending	105 °/100 ft	Maximum	3210 ft-lb
		External Pressure Capacity	10,540 psi	Operation Limit Torques	
		Coupling Face Load	83,000 lb	Operating Torque	4160 ft-lb
		OB Coupling Face Load [1]	27,000 lb	Yield Torque	4840 ft-lb

Figura 32 - 3 1/2" Tubing connection

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

8.5. 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 (retriveable)
- Design validation grade V3
- Avere la caratteristica “rotational lock”
- Permettere un facile rientro per operazioni through tubing
- Posibilità 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 meccanisco 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

8.5.1 TUBING FLUID LOSS CONTROL DEVICE

Il Tubing Fluid Loss Control deviceha 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

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

8.6. 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.
Indipendentemente 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 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.

8.6.2 PACKER DI PRODUZIONE 9 ⅝" X 3 ½" (CON FEED THROUGHS 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 (retriveable 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
- Sopra e sotto il production packer verranno installati dei landing nipple.

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

8.6.3 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 sistemo 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"
- Valcola 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:

Caratteristiche Chemical Injection Lines	
OD – Spessore [in]	3/8" – 0.049
Materiale	UNS N08825
Tipo (seamless/welded)	Seamless

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

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.

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

8.7. 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

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

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 1/16" - 10K	Hydraulic FSC with Linear Override	HH Trim	Integral to CVB
AMV	TechnipFMC AH-700 Actuated Gate Valve, 2 1/16" - 10K	Hydraulic FSC with Linear Override	HH Trim	Integral to CVB
AAV	TechnipFMC AH-700 Actuated Gate Valve, 2 1/16" - 10K	Hydraulic FSC with Linear Override	HH Trim	Integral to CVB
AWV	TechnipFMC AH-700 Actuated Gate Valve, 2 1/16" - 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)

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

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)

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

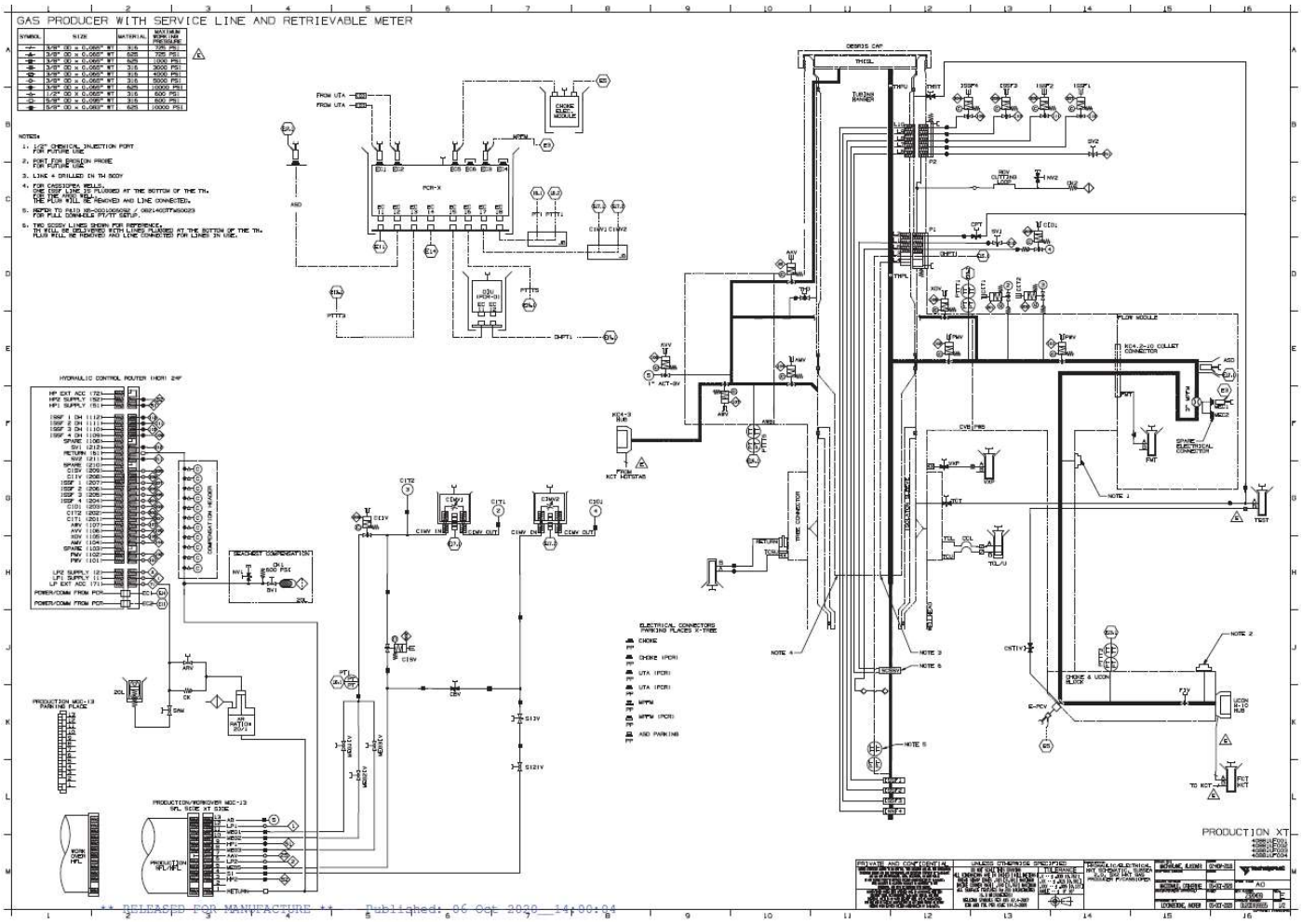


Figura 36 - Horizontal XT schematic (1)

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

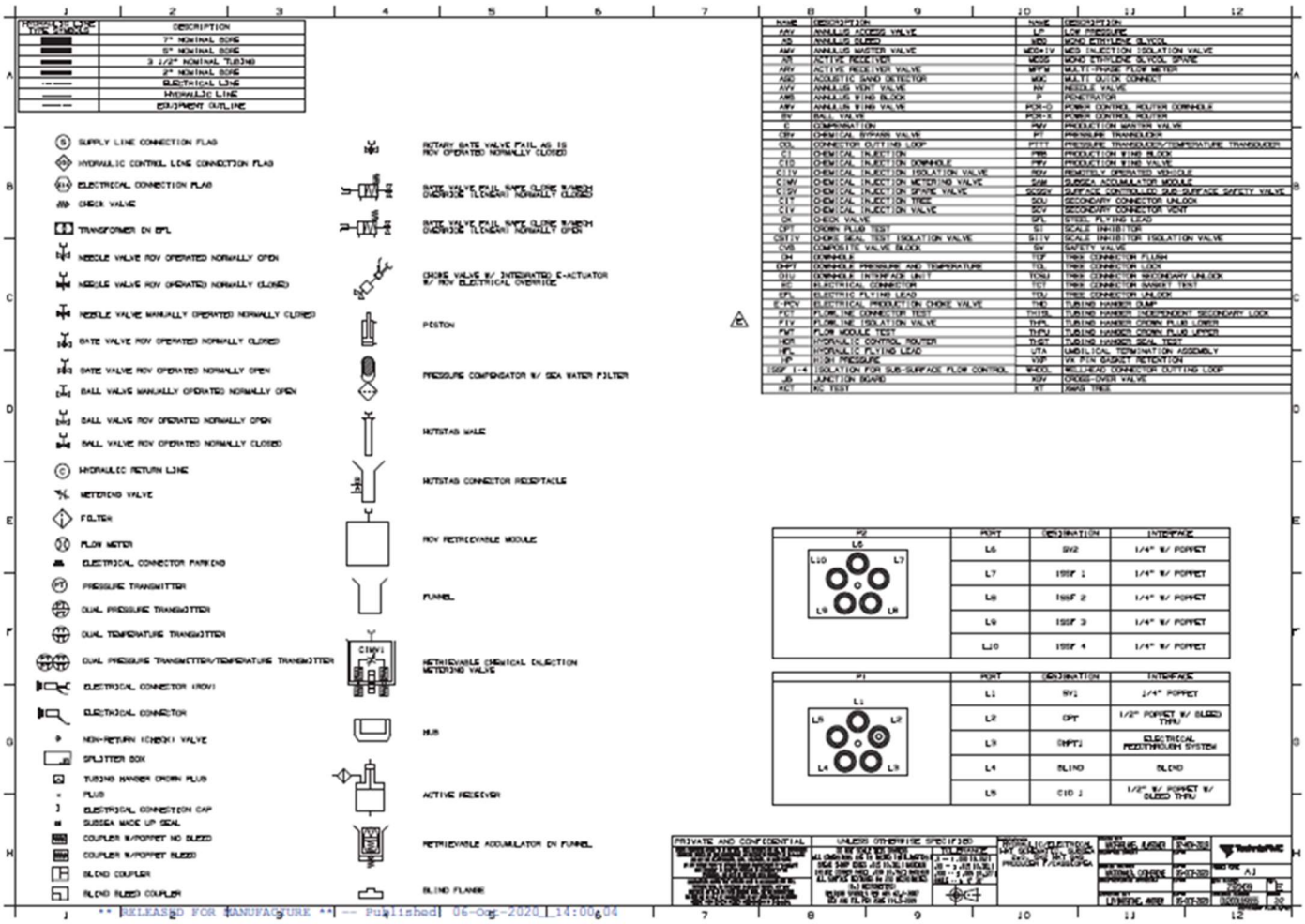


Figura 37 - Horizontal XT schematic (2)

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

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	
• 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	• 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: H_2S, NACE MR0175 / ISO 15156 HHxFF • TH Secondary lockdown via THISL • THRT Interface tensile capacity: 1,000,000 lbs
Installation	
• 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.	• 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

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

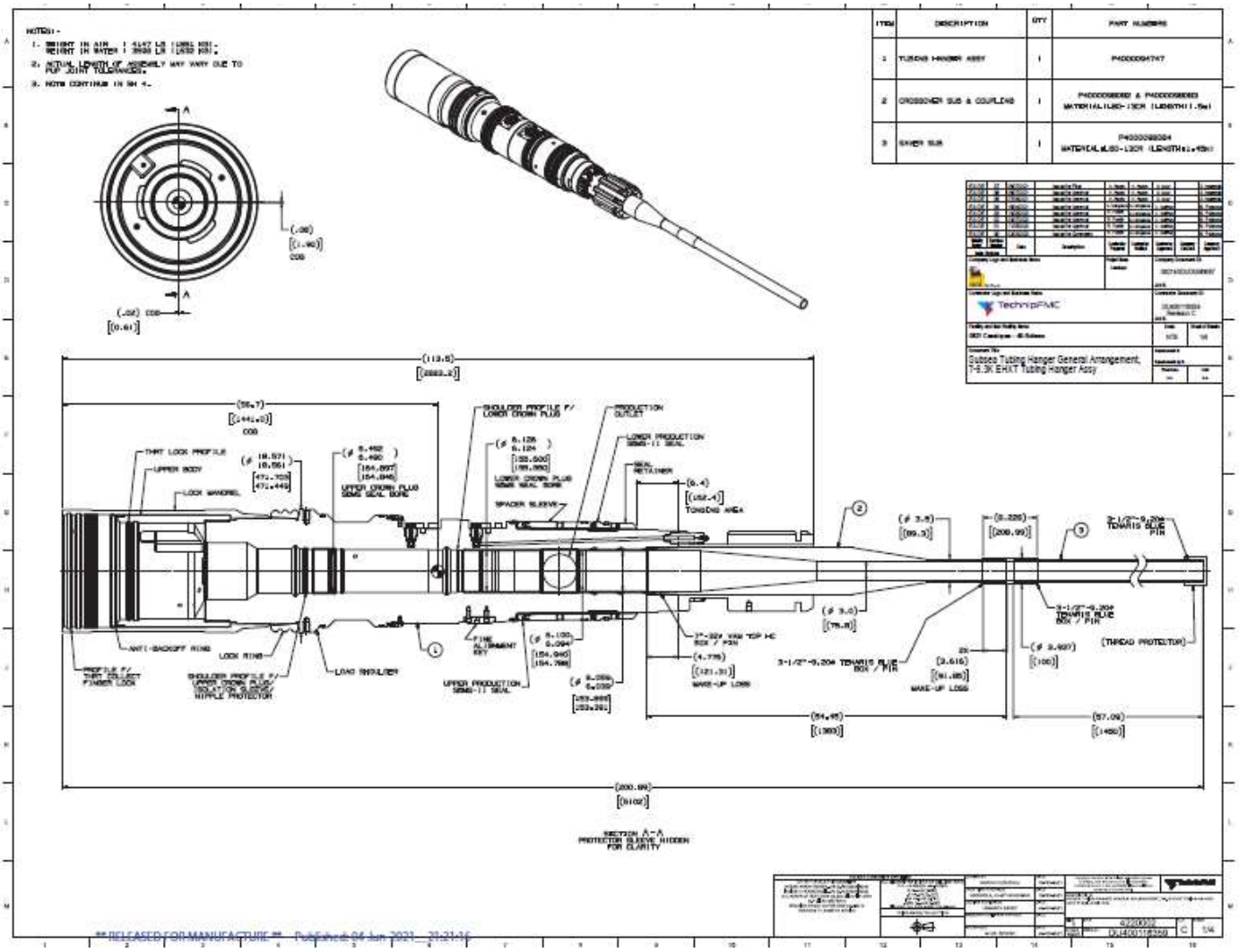


Figura 39 - Tubing Hanger schematic (1)

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

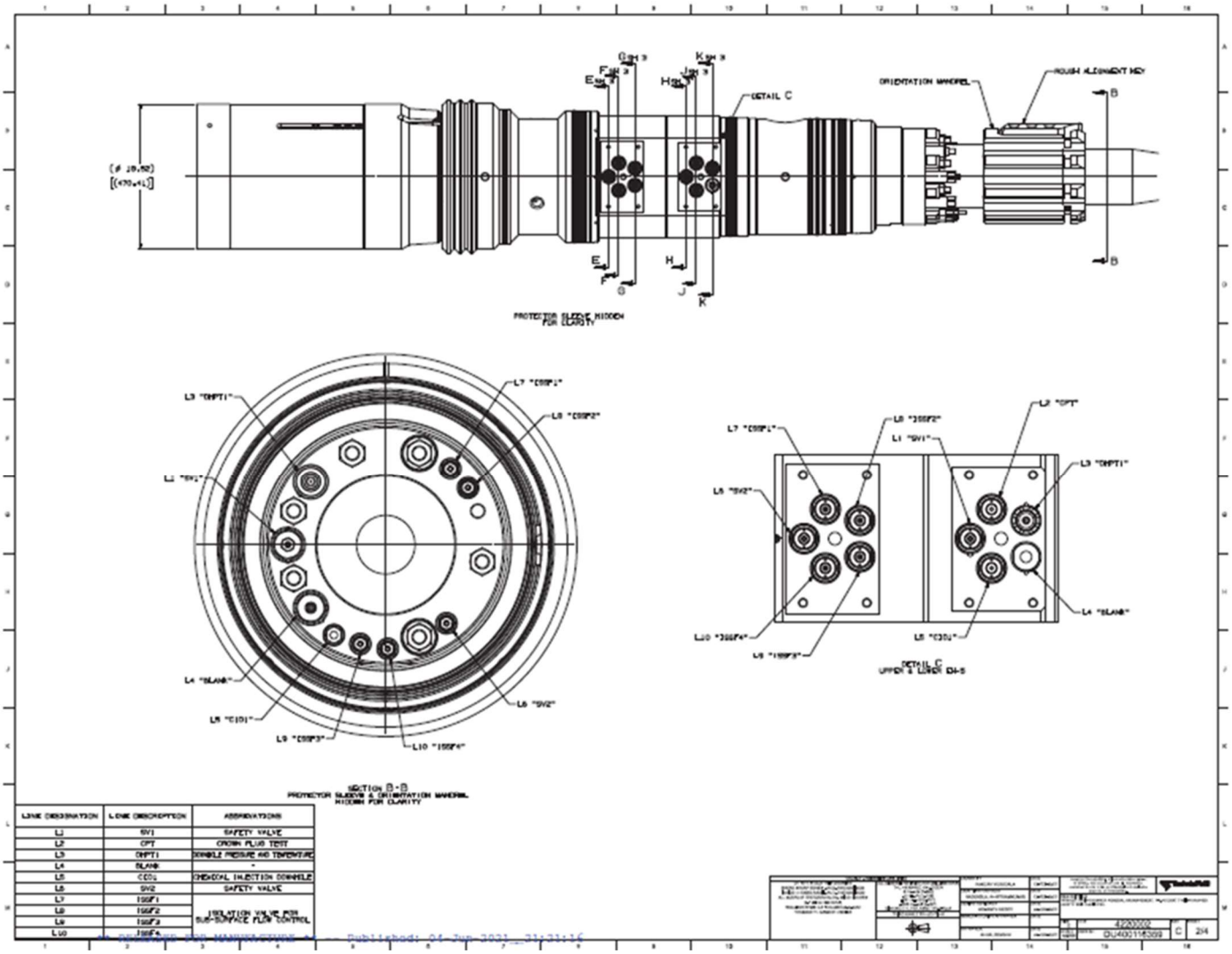


Figura 40 - Tubing Hanger schematic (2)

La documentazione completa a supporto delle specifiche tecniche del Tubing Hanger sarà resa disponibile in versione finale durante le operazioni.

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

8.9. SPECIFICHE IMPIANTO DI PERFORAZIONE

Saipem 10000 – Main features

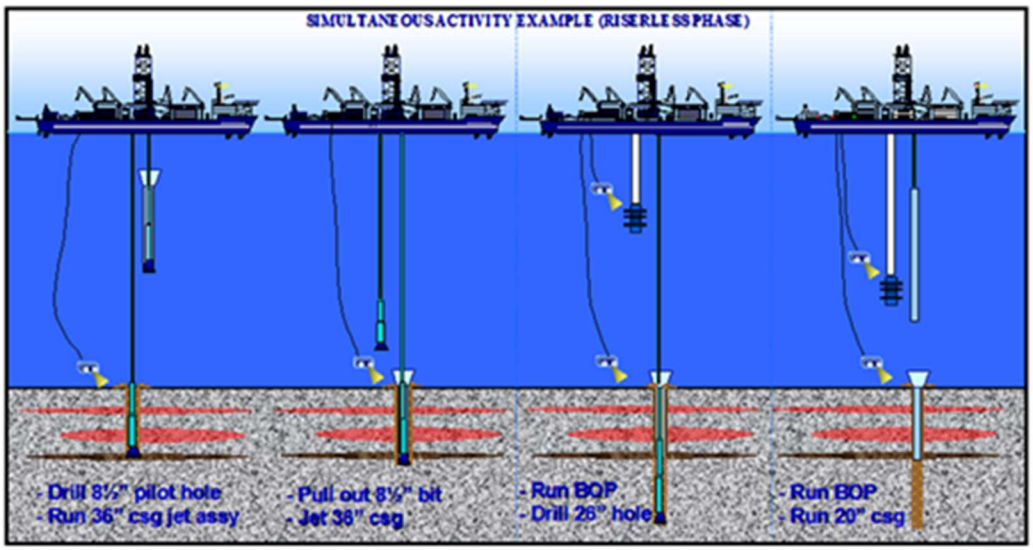
SIMULTANEOUS ACTIVITY DERRICK

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).

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

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.

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

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 ⅜
100	20	660	9 ⅝
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, 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.

1. Diesel engines	:	6 Wartsila Nsd Co. 18V32LNE (9,910 HP Cont. Power each)
2. AC Generators	:	6 ABB, Model HSG900XU10 (8,750 kW / 60 Hz / 11,000 V).
3. 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

1. 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

	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	9½"	6	13 3/8"	80
5"	121	8¼"	12	9 5/8"	105
		6¾"	6	7"	105
		4¾"	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	:	3½" 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 60½" hydraulic type.
	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

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. 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 ⅝" – 3 1/16" – 15,000 PSI

5. Manual Operated Inside BOP : No. 1, HYDRALIFT, Hydril type.
OD / ID / Max. Working Pressure : 8 ⅝" – 3 1/16" – 15,000 PSI

K. HIGH PRESSURE MUD SYSTEM

1. Mud Pumps.

		Mud Pump #1	Mud Pump #2	Mud Pump #3	Mud Pump #4
Total installed : Four (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 TREATEMENT 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 m^3 each) & 2 day tanks (40 m^3 each) - Tot. 532m^3
Silos for barite/bentonite : No. 4, 113 m^3 capacity each – Tot. 452 m^3
Surge tank for cement : No.1, 1.1 m^3 capacity.
Surge tank for barite/bentonite : No.2, 6.0 m^3 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

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 m^3 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)

18¾" 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 ¾" x 10,000 PSI
Upper Hydraulic Connector	:	No. 1, ABB Vetco Gray, HD-HAR type, 18 ¾" x 10,000 PSI
Lower Annular Preventer	:	No. 1, SHAFER suitable for 3,000 m. WD, 18 ¾" x 10,000 PSI
Ram type preventer	:	No. 1, SHAFER NXT type, Double, 18¾" x 15,000 PSI
Ram Type preventer	:	No. 1, SHAFER NXT type, Triple, 18¾" x 15,000 PSI
Pipe Rams Available:		
Variable rams	:	2 sets, 3½" – 5" Multiram 2 sets, 5" – 7" Multiram
Fixed pipe rams	:	1 set 5"
Shear rams	:	1 set 13 ⅜" casing
Shear/Blind rams	:	1 set 6 ⅝" x 34.01 lb/ft type "V"
Lower Hydraulic Connector (WH Connector)	:	No. 1, ABB Vetco Gray, HD-H4, 18 ¾" 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 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.

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	:	SHAFFER, electro hydraulic type.
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	:	*Flexible Section*	*Rigid Section*
⇒ Lines from Riser to Choke Manifold	:	No. 2, PB Pipetech make	No. 2, SHI make
⇒ ID and working pressure	:	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

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**	:	

Manual Operated	*Hydraulic Operated*
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	:	21½" / 19½"	21" x 19½"	21¼" x 19 ⅝"	
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 ⅝" OD x 4½" ID, 15.000 PSI WP			
Riser Booster Lines	:	No. 1, 5½" OD x 4½" ID, 5.000 PSI WP			
Riser BOP Control Rigid Conduit	:	No. 2, 2 ⅞" OD x 2¼" 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 60½" 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 m^3 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, 60½" RT type.

P. DOWNHOLE TUBULAR MATERIAL

1. DRILL PIPES.

Nominal OD (inch)	:	**6 ⅝**	**6 ⅝**	**5**	**3½"**
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)	:	8½	8½	6 ⅝	4¾
Tool Joint ID (inch)	:	4¼	4¼	2¾	2 9/16
Tool Joint API Connection	:	6 ⅝ FH	6 ⅝ 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 ⅝**			
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

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 ⅝**	**5**
Steel Grade	:	AISI 4145	AISI 4145
Range	:	III	III
Tool Joint OD (inch)	:	8½	6 ⅝
Tool Joint ID (inch)	:	4	3
Tool Joint API Connection	:	6 ⅝ FH	NC 50
Quantity (joints)	:	30	30

4. DRILL COLLARS.

Nominal OD (inch)	:	**9½**	**8¼**	**6½**	**4¾**
Inside Diameter	:	3	2 13/16	2 13/16	2¼
Length of each joint (ft)	:	30	30	30	30
API Connection	:	7 ⅝ REG.	6 ⅝ REG.	NC 46	NC 38
Quantity (No.)	:	12	24	30	24

5. SHORT DRILL COLLARS.

Nominal OD (inch)	:	**9½**	**8¼**	**6½**	**4¾**
Inside Diameter	:	3	2 13/16	2 13/16	2¼
Length of each joint (ft)	:	10	10	10	10
API Connection	:	7 ⅝ REG.	6 ⅝ REG.	NC 46	NC 38
Quantity (No.)	:	3	3	3	3

6. HOLE OPENERS.

Open Hole Size (inch)	:	**42**		**36**	
Outside Body Diam. (Inch)	:	9½"		9½"	
Inside Body Diam. (Inch)	:	3		3	
API Connection (Top/Bott.)	:	6 ⅝ REG Pin	6 ⅝ REG Box	6 ⅝ REG Pin	6 ⅝ 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 veichles / 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. : No. 2 with 7FSC / 7F RATE functions

⇒ Torque : 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

9. Scanning Sonar : No. 1, Range 300 m. Scan Range 20 Deg./Sec. Var. sector select. to 360.

⇒ Data Telemetry System : Fibre Optic

⇒ Emergency System : DATASONIC c/w Acoustic Pinger life 30 days, Flasher Life 30 days.

⇒ Tether Management : 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