



Eni SpA

enimed



000505_DV_EX_TCN_ENI_UMG_5000

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

**CASSIOPEA 1 DIR
PROGRAMMA DI COMPLETAMENTO**

LOCALITÀ GELA (CL)

Ottobre 2022

	Company Document ID		Sheet of Sheets 2 / 3	
	000505_DV_EX_TCN_ENI_UMG_5000		Validity Status	Revision Number
			EX-DE	01

CONCESSIONE DI COLTIVAZIONE IDROCARBURI G.C1.AG

PROGETTO CASSIOPEA

000505_DV_EX_TCN_ENI_UMG_5000

CASSIOPEA 1 DIR

PROGRAMMA DI COMPLETAMENTO

EX-DE	01	10/2022	EMISSIONE PER ENTI	Gruppo di lavoro	Gruppo di lavoro	A. Boccardi
Validity Status	Revision Number	Date	Description	Prepared	Checked	Approved
Revision Index						
Company logo and business name 				Company Document ID 000505_DV_EX_TCN_ENI_UMG_5000 Job N.		
Facility and Sub Facility Name 0821-00 GENERAL			Project name CASSIOPEA	Scale -	Sheet of Sheets -	
Document Title CASSIOPEA 1 DIR PROGRAMMA DI COMPLETAMENTO				Supersedes N. Superseded by N.		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_5000.docx

	Company Document ID	Sheet of Sheets 3 / 3	
		Validity Status	Revision Number
	000505_DV_EX_TCN_ENI_UMG_5000	EX-DE	01

INDICE DELLE SEZIONI

SEZIONE 1: INFORMAZIONI GENERALI

SEZIONE 2: PROGRAMMA GEOLOGICO

SEZIONE 3: PROGRAMMA DI COMPLETAMENTO



eni Natural Resources - Upstream

**PROGRAMMA DI COMPLETAMENTO
POZZO: CASSIOPEA 1 Dir**

SEZ. 1 INFORMAZIONI GENERALI

PAG. 1

DI 11

**PROGRAMMA DI COMPLETAMENTO
POZZO CASSIOPEA 1 Dir
INFORMAZIONI GENERALI**

Emissione: Giugno 2022

Prepared by:	Cassiopea Completion Engineer	A.Troiano	
Checked by:	Cassiopea Drilling & Completion Project Manager	P.Bozza	
Approved by:	ARPO Manager	S. Baretti	

ARPO
H Responsibility
S. Baretti

SEZIONE N° 1 – Informazioni Generali

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



eni Natural Resources - Upstream

**PROGRAMMA DI COMPLETAMENTO
POZZO: CASSIOPEA 1 Dir**

SEZ. 1 INFORMAZIONI GENERALI

PAG. **2**

DI **11**

INDICE

1	INFORMAZIONI GENERALI	3
1.1	DATI GENERALI DEL POZZO	5
1.1.1	TABELLA DATI GENERALI	5
1.1.2	STATO DEL POZZO DOPO L'ABBANDONO TEMPORANEO	6
1.1.3	PROFILO DI DEVIAZIONE	7
1.1.4	SCHEMA DI COMPLETAMENTO	8
1.2	OBIETTIVO MINERARIO	9
1.3	CARATTERISTICHE GENERALI IMPIANTO, BOP STACK E DOTAZIONI DI SICUREZZA	9
1.4	CONTATTI IN CASO DI EMERGENZA	10
1.5	REQUISITI HSE	10
1.6	MANUALI DI RIFERIMENTO	10
1.7	UNITÀ DI MISURA	11

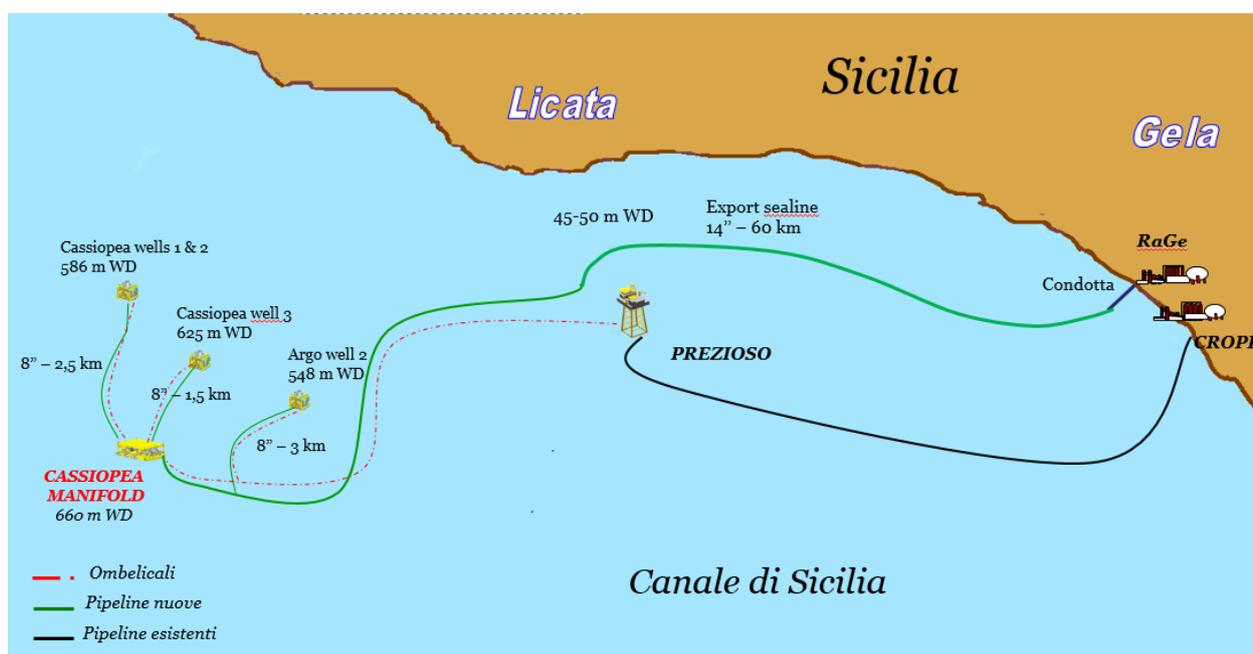


1 INFORMAZIONI GENERALI

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

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

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



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

Argo 1 Pozzo Esplorativo - Aprile 2006 - temporaneamente abbandonato

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

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

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

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

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

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



eni Natural Resources - Upstream

**PROGRAMMA DI COMPLETAMENTO
POZZO: CASSIOPEA 1 Dir**

SEZ. 1 INFORMAZIONI GENERALI

PAG. **4**

DI **11**

verranno perforati: Cassiopea 2 Dir e Cassiopea 3.

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



eni Natural Resources - Upstream

**PROGRAMMA DI COMPLETAMENTO
POZZO: CASSIOPEA 1 Dir****SEZ. 1 INFORMAZIONI GENERALI**PAG. **5**DI **11****1.1 DATI GENERALI DEL POZZO****1.1.1 TABELLA DATI GENERALI**

VOCE	DESCRIZIONE
ANAGRAFICA	
Distretto geograficamente responsabile	UGIT
Nome e sigla del pozzo	CASSIOPEA 1 DIR
Commissa	335A15 - 335A16
Classificazione iniziale	NFW (New Field Wildcat)
Profondita' finale	2223 MD - 2123.51 VD mPTR /-2102.51 m s.l.m.
Permesso	G.R14.AG
Operatore	ENI Spa Div. E & P
Quote di titolarità	ENI 60% - EDISON 40%
Capitaneria di porto	PORTO EMPEDOCLE
Distanza base operativa	25 Km (Licata)
Zona (pozzi off shore)	"G"
Distanza dalla Costa (pozzi off shore)	22 Km
Fondale (pozzi off shore)	- m 586 s.l.m.
OBIETTIVI	
Linea sismica di riferimento	I.L. 2258 - X.L.1998 del 3D "PANDA"
Litologia obiettivo principale	Sabbie - Strati Sottili a metrici
Formazione obiettivo principale	RIBERA (Membro NARBONE)
Profondità obiettivo principale	m 1330 s.l.m. / m 1351 VD-ptr (Top A4)
RIFERIMENTI TOPOGRAFICI	
Latitudine - Longitudine di partenza (geografica)	36° 56' 11,911" N - 13°43' 57,425" E GR
Lat. - Long. Top target superficiale A4 (1401 m MD)	36° 56' 05,591" N - 13°43' 57,899" E GR
Lat. - Long. Top target intermedio A3 (1528 m MD)	36° 56' 03,547" N - 13°43' 58,115" E GR
Lat. - Long. Top target profondo A1 (1922 m MD)	36° 55' 58,557" N - 13°43' 58,106" E GR
Lat. - Long. A fondo pozzo (2223 MD - 2123.51 VD mPTR)	36° 55' 57,529" N - 13°43' 58,240" E GR
Coord. metriche di partenza	4088660.72 N - 2407132.25 E
Coord. metriche a Top target superf. A4 (1401 m MD)	4088465.79 N - 2407141.39 E
Coord. metriche a Top target interm. A3 (1528 m MD)	4088402.74 N - 2407145.89 E
Coord. metriche a Top target prof A1 (1922 m MD)	4088248.98 N - 2407143.61 E
Coord. metriche a fondo pozzo (2223 MD - 2123.51 VD mPTR)	4088217.24 N - 2407146.50 E
Tipo di proiezione	GAUSS-BOAGA ELLISSOIDE NTERN.LE
Datum	Monte Mario 1940
Semiassse maggiore	6378388
Eccentricità al quadrato (1/F)	0.00672267 (297)
Central meridian	15° E Greenwich
Falso Est	2520000
Falso Nord	0
Scale Factor	0.9996



PROGRAMMA DI COMPLETAMENTO POZZO: CASSIOPEA 1 Dir

PAG. 6

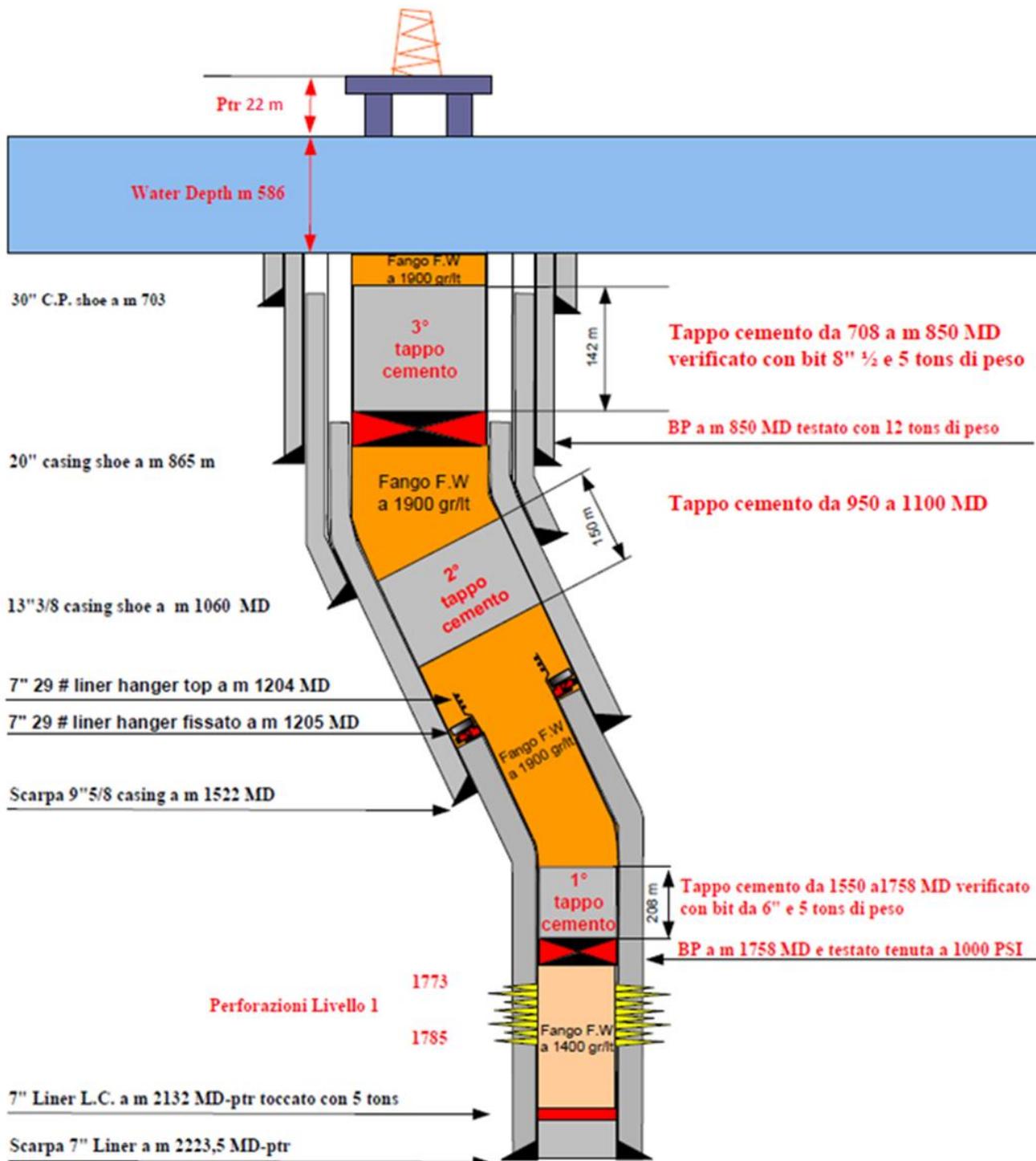
DI 11

eni Natural Resources - Upstream

SEZ. 1 INFORMAZIONI GENERALI

1.1.2 STATO DEL POZZO DOPO L'ABBANDONO TEMPORANEO

Si riporta qui di seguito lo stato del pozzo Cassiopea 1Dir successivamente all'abbandono temporaneo.





eni Natural Resources - Upstream

**PROGRAMMA DI COMPLETAMENTO
POZZO: CASSIOPEA 1 Dir****SEZ. 1 INFORMAZIONI GENERALI**

PAG. 7

DI 11

1.1.3 PROFILO DI DEVIAZIONE

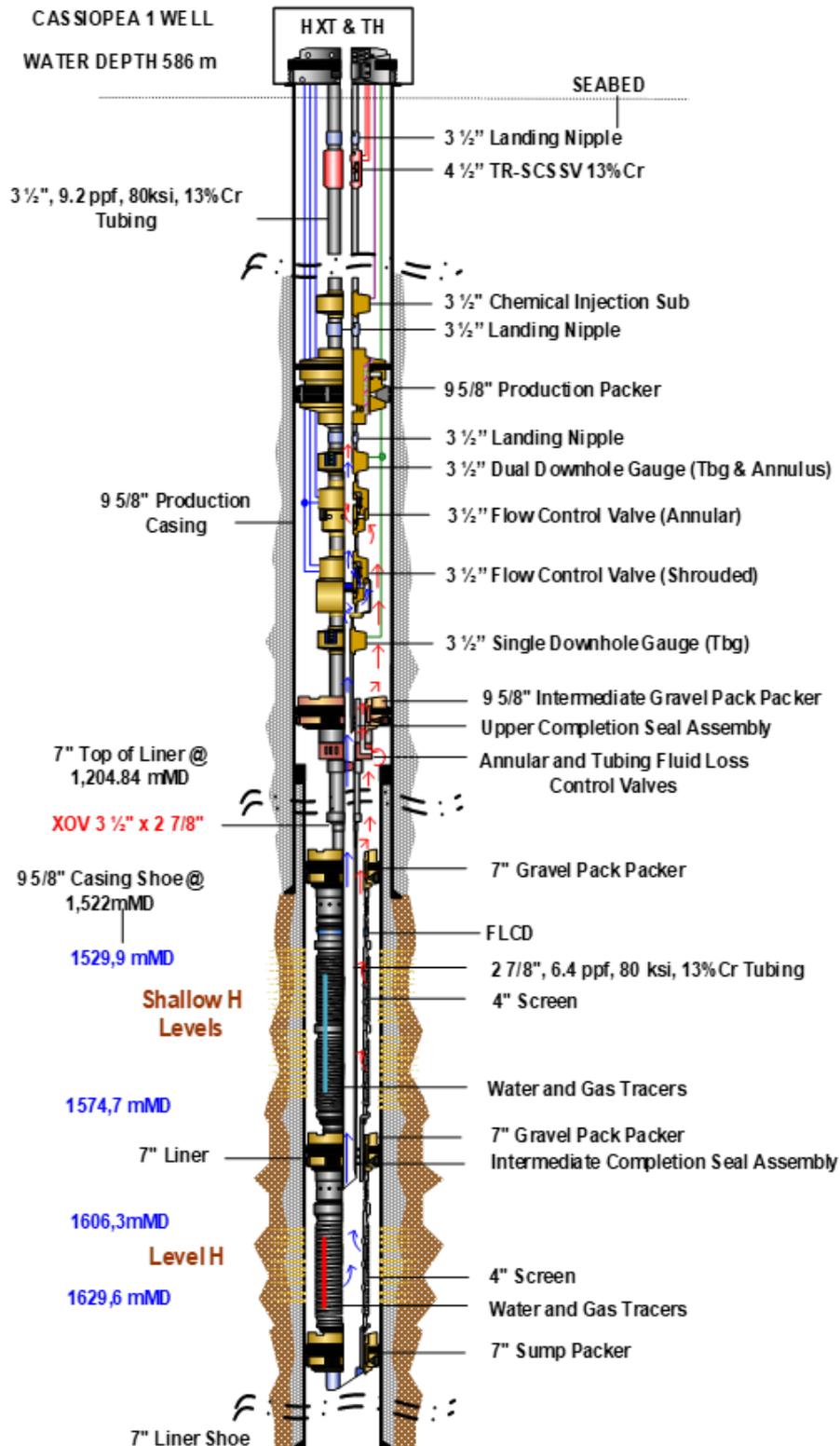
La tabella sottostante mostra il profilo di deviazione del pozzo Cassiopea 1Dir.

MD	INCL	AZIMUTH	TVD	N(+) - S(-)	E(+) - W(-)	VS	DL/30m	TVDSS	Tool
m	deg	deg	m	m	m	m	deg/30m	m	
0	0	0	0	0	0	0	0	-21	Undefined
607	0	0	607	0	0	0	0	586	Undefined
704	0.70	0.00	704.00	0.00	0.00	0.00	0.22	683.00	Totco
868	2.00	0.00	867.95	0.00	0.00	0.00	0.24	846.95	Totco
887	1.76	164.34	886.94	0.05	0.08	-0.05	5.88	865.94	MWD
917	5.28	186.40	916.88	-1.77	0.05	1.77	3.71	895.88	MWD
947	9.50	188.60	946.63	-5.59	-0.48	5.56	4.23	925.63	MWD
974	11.08	187.28	973.19	-10.36	-1.14	10.30	1.77	952.19	MWD
1004	13.10	180.96	1002.53	-16.62	-1.56	16.54	2.41	981.53	MWD
1034	17.32	178.67	1031.47	-24.49	-1.51	24.40	4.26	1010.47	MWD
1086	19.61	177.62	1080.79	-40.95	-0.97	40.86	1.33	1059.79	MWD
1117	20.84	174.71	1109.88	-51.64	-0.25	51.57	1.54	1088.88	MWD
1147	23.92	170.06	1137.62	-62.95	1.30	62.94	3.55	1116.62	MWD
1175	26.03	171.38	1163.00	-74.61	3.20	74.68	2.34	1142.00	MWD
1203	28.75	172.87	1187.86	-87.37	4.95	87.51	3.01	1166.86	MWD
1232	30.34	174.98	1213.09	-101.59	6.46	101.78	1.97	1192.09	MWD
1260	33.33	179.46	1236.88	-116.33	7.15	116.54	4.08	1215.88	MWD
1290	33.68	179.81	1261.89	-132.89	7.26	133.08	0.40	1240.89	MWD
1319	31.74	178.05	1286.29	-148.56	7.54	148.75	2.23	1265.29	MWD
1348	32.98	175.07	1310.79	-164.05	8.48	164.26	2.09	1289.79	MWD
1377	37.37	174.10	1334.49	-180.67	10.07	180.94	4.58	1313.49	MWD
1406	35.17	172.08	1357.87	-197.70	12.12	198.05	2.59	1336.87	MWD
1438	30.25	171.38	1384.79	-214.81	14.60	215.25	4.63	1363.79	MWD
1464	28.14	175.33	1407.48	-227.40	16.08	227.90	3.30	1386.48	MWD
1491	29.19	178.67	1431.18	-240.33	16.75	240.84	2.13	1410.18	MWD
1503	28.84	178.76	1441.67	-246.15	16.88	246.66	0.88	1420.67	MWD
1540	26.03	179.81	1474.50	-263.19	17.10	263.70	2.31	1453.50	MWD
1570	26.82	178.23	1501.37	-276.54	17.33	277.04	1.06	1480.37	MWD
1598	27.79	178.85	1526.25	-289.38	17.66	289.88	1.08	1505.25	MWD
1621	29.19	178.41	1546.46	-300.35	17.92	300.85	1.85	1525.46	MWD
1655	29.37	179.37	1576.12	-316.97	18.25	317.47	0.44	1555.12	MWD
1683	27.87	179.73	1600.70	-330.38	18.35	330.88	1.62	1579.70	MWD
1711	26.47	179.81	1625.61	-343.17	18.40	343.65	1.50	1604.61	MWD
1740	24.01	180.52	1651.84	-355.53	18.37	356.00	2.56	1630.84	MWD
1769	21.81	180.87	1678.55	-366.82	18.24	367.27	2.28	1657.55	MWD
1798	19.70	181.75	1705.67	-377.09	18.01	377.52	2.21	1684.67	MWD
1826	18.03	182.10	1732.16	-386.14	17.70	386.55	1.79	1711.16	MWD
1855	16.36	182.62	1759.86	-394.71	17.35	395.09	1.73	1738.86	MWD
1884	15.04	181.92	1787.78	-402.55	17.04	402.91	1.38	1766.78	MWD
1912	13.28	180.87	1814.93	-409.40	16.87	409.74	1.91	1793.93	MWD
1940	12.05	180.16	1842.25	-415.53	16.81	415.87	1.33	1821.25	MWD
1969	10.02	178.23	1870.71	-421.08	16.88	421.42	2.13	1849.71	MWD
1998	8.79	175.95	1899.32	-425.82	17.11	426.15	1.33	1878.32	MWD
2028	6.68	172.52	1929.05	-429.83	17.50	430.18	2.16	1908.05	MWD
2056	5.72	166.80	1956.88	-432.81	18.03	433.18	1.22	1935.88	MWD
2083	4.66	168.04	1983.77	-435.19	18.57	435.58	1.18	1962.77	MWD
2112	3.96	167.95	2012.69	-437.32	19.02	437.73	0.72	1991.69	MWD
2141	3.69	167.24	2041.62	-439.21	19.44	439.64	0.28	2020.62	MWD
2169	3.25	169.97	2069.57	-440.87	19.77	441.31	0.50	2048.57	MWD
2198	2.73	172.08	2098.53	-442.36	20.01	442.82	0.55	2077.53	MWD
2223	1.90	172.08	2123.51	-443.36	20.15	443.82	1.00	2102.51	Projection



1.1.4 SCHEMA DI COMPLETAMENTO

La figura sottostante mostra lo schema di completamento previsto per il pozzo Cassiopea 1 Dir.





eni Natural Resources - Upstream

PROGRAMMA DI COMPLETAMENTO POZZO: CASSIOPEA 1 Dir

SEZ. 1 INFORMAZIONI GENERALI

PAG. 9

DI 11

1.2 OBIETTIVO MINERARIO

Per il pozzo Cassiopea 1Dir, è prevista la messa in produzione dei livelli superficiali (E-F, Sequenza A4) e dei livelli superiori della sequenza A3 (livelli H1 e H2).

La tabella sottostante riporta coordinate e profondità dei livelli target del pozzo Cassiopea 1Dir.

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

WELL	SURFACE	X	Y	TVDSS	MD (KB 25m)	
Cassiopea 1 dir	E9 TOP SPARI	2407139,1	4088391,5	-1441	1530	PERF 1
Cassiopea 1 dir	F_29_bot	2407139,9	4088370,5	-1481	1575	
Cassiopea 1 dir	H1	2407140,5	4088355,7	-1509	1606	PERF 2
Cassiopea 1 dir	H2s	2407140,9	4088344,8	-1530	1630	

1.3 CARATTERISTICHE GENERALI IMPIANTO, BOP STACK E DOTAZIONI DI SICUREZZA

L'impianto da utilizzare per le operazioni di re-entry e completion sarà la drilling ship Saipem 10000.

Per i dettagli delle caratteristiche dell'impianto di perforazione, del BOP stack e delle dotazioni di sicurezza, si rimanda al programma di Completamento.



eni Natural Resources - Upstream

PROGRAMMA DI COMPLETAMENTO POZZO: CASSIOPEA 1 Dir

SEZ. 1 INFORMAZIONI GENERALI

PAG. 10

DI 11

1.4 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.

1.5 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)

1.6 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)
- Sand Control Manual (STAP P1M26558 rev.02)

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

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

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



eni Natural Resources - Upstream

**PROGRAMMA DI COMPLETAMENTO
POZZO: CASSIOPEA 1 Dir****SEZ. 1 INFORMAZIONI GENERALI**PAG. **11**DI **11**

- 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).

1.7 UNITÀ DI MISURA

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



eni e&p – DIME

**PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE
POZZO: Cassiopea 1Dir**

PAG. 1

DI 1

SEZ. 2 PROGRAMMA GEOLOGICO

SEZIONE 2 – PROGRAMMA GEOLOGICO

Emissione: Luglio 2022

		 Roberta Chiarelli (ISEA/D)	Paolo Mengoni (ISEA/D) Paolo Mengoni <small>Firmato digitalmente da Paolo Mengoni Data: 2022.07.04 16:04:07 +02'00'</small>	Afrim Hysi (ISEA/D) ISEA/D Il Responsabile Afrim Hysi 
REV.	PREPARATO	CONTROLLATO	APPROVATO	

SEZIONE N° 2 – Programma geologico

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



eni e&p – DIME

**PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE
POZZO: Cassiopea 1Dir**

SEZ. 2 PROGRAMMA GEOLOGICO

PAG. 2

DI 6

INDICE

2	PROGRAMMA GEOLOGICO	3
	2.1 INTRODUZIONE E UBICAZIONE GEOGRAFICA DEL CAMPO	3
	2.2 PROFILO LITOSTRATIGRAFICO DEL POZZO	3
	2.3 RE-ENTRY AL POZZO CASSIOPEA 1DIR: OBIETTIVO	4



eni e&p – DIME

PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: Cassiopea 1Dir

SEZ. 2 PROGRAMMA GEOLOGICO

PAG. 3

DI 6

2 PROGRAMMA GEOLOGICO

2.1 INTRODUZIONE E UBICAZIONE GEOGRAFICA DEL CAMPO

Il pozzo Cassiopea 1 dir è stato perforato nell'off-shore del canale di Sicilia all'interno del permesso G.R14.AG (Figura 1).

Il pozzo di tipo "S shape" è stato perforato in verticale fino alla scarpa da 20" per poi impostare la deviazione portando l'angolo fino ad un massimo di circa 34° per poi ridiscendere alla verticale (circa) a fondo pozzo.

Allo scopo di consentire di attraversare gli obiettivi superiori A4 e A3 in una zona prossima al loro culmine strutturale, per poi raggiungere il target profondo A1 in corrispondenza della culminazione del blocco settentrionale della trappola, il profilo di deviazione ha uno scostamento complessivo di circa 440 m in direzione sud. A partire dal top dell'obiettivo minerario più profondo A1 il pozzo torna prossimo alla verticale.

Il pozzo ha rinvenuto mineralizzazione a gas biogenico nelle sequenze stratigrafiche clastiche del Plio-Pleistocene confermando le previsioni della sismica (Figura 2).

Il campo di Cassiopea è di tipo multilayer, costituito da una fitta alternanza di sabbie ed argille della F.ne Ribera (Membro Narbone), con i livelli a gas intercalati da livelli ad acqua ("thin layers"). Gli strati sottili, con spessori da centimetrici a metrici, hanno valori medi di porosità del 35%.

La TD del pozzo è alla profondità di 2102.5 m TVDSS (2223 m MD).

I livelli target sono stati testati mediante prova di produzione in DST nell'intervallo da 1773 m a 1785.

Al termine delle prove di produzione il pozzo è stato chiuso temporaneamente per essere ripreso successivamente nelle fasi di sviluppo del giacimento.

2.2 PROFILO LITOSTRATIGRAFICO DEL POZZO

Durante la perforazione del pozzo CASSIOPEA 1Dir ha incontrato i livelli porosi della sequenza S2A con una significativa presenza di gas a partire dal livello A4 (livelli *shallow* E-F), alla quota di circa 1440 m TVDSS.

L'obiettivo A3 è stato incontrato a profondità di 1490 m TVDSS, all'interno della sequenza stratigrafica S2A, ed è stato attraversato fino alla profondità di 1692 m TVDSS, per uno spessore complessivo di 200 m. L'intervallo A2 appartiene alla stessa sequenza stratigrafica S2A degli intervalli precedenti ed



eni e&p – DIME

**PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE
POZZO: Cassiopea 1Dir**

SEZ. 2 PROGRAMMA GEOLOGICO

PAG. **4**DI **6**

è stato differenziato in quanto più povero in sabbie. Il pozzo lo ha attraversato fino alla profondità di a 1798 m TVDSS, dove ha intercettato il Top della Sequenza S2X, con l'obiettivo profondo A1. Questo è stato attraversato fino alla profondità di 1900 m TVDSS.

2.3 RE-ENTRY AL POZZO CASSIOPEA 1DIR: OBIETTIVO

Lo sviluppo del campo di Cassiopea è previsto per mezzo di tre pozzi. Due nuovi pozzi di sviluppo verranno perforati nell'area, Cassiopea 2Dir e Cassiopea 3, con lo scopo di aprire alla produzione i livelli della sequenza S2A e S2X, rilevati mineralizzati a gas da Cassiopea 1 Dir. Per il pozzo Cassiopea 1Dir è previsto il re-entry, con completamento e messa in produzione dei livelli superficiali (E-F, Sequenza A4) e dei livelli superiori della sequenza A3 (livelli H1 e H2).

L'ubicazione dei pozzi di sviluppo del campo (Figura 3) e i relativi completamenti sono stati proposti al fine ottimizzare la messa in produzione dell'intera sequenza S2A e S2X.

Coordinate e profondità dei livelli target del pozzo Cassiopea 1Dir sono riportate nella seguente tabella:

WELL	SURFACE	X	Y	TVDSS	MD (KB 25m)	
Cassiopea 1 dir	E9 TOP SPARI	2407139,1	4088391,5	-1441	1530	PERF 1
Cassiopea 1 dir	F_29_bot	2407139,9	4088370,5	-1481	1575	
Cassiopea 1 dir	H1	2407140,5	4088355,7	-1509	1606	PERF 2
Cassiopea 1 dir	H2s	2407140,9	4088344,8	-1530	1630	



PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: Cassiopea 1Dir

PAG. 5

DI 6

SEZ. 2 PROGRAMMA GEOLOGICO

eni e&p – DIME



Figura 1: Ubicazione del campo di Cassiopea, all'interno del permesso G.R.14.AG

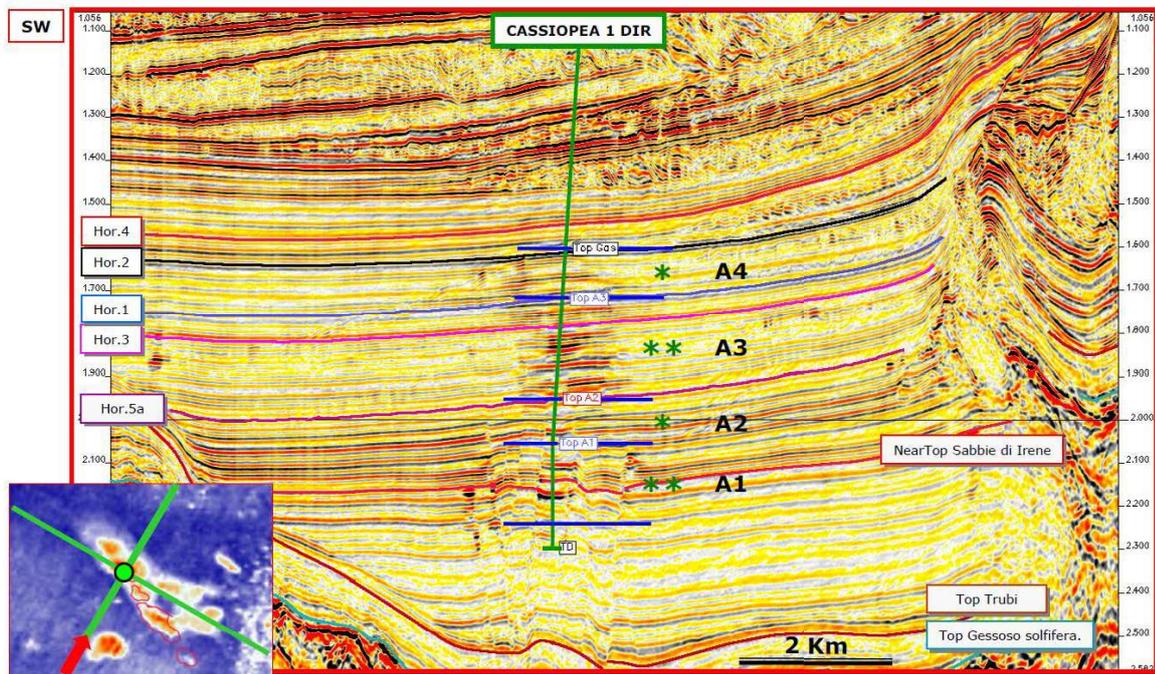


Figura 2: Il pozzo Cassiopea 1Dir su inline 2247 della sismica 3D di Panda



eni e&p – DIME

PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: Cassiopea 1Dir

PAG. 6

DI 6

SEZ. 2 PROGRAMMA GEOLOGICO

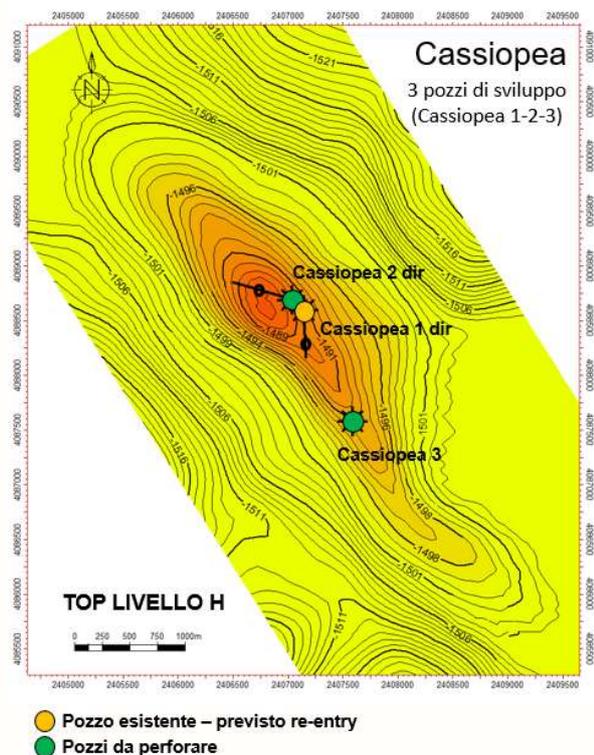


Figura 3: Ubicazione dei pozzi di Cassiopea sulla mappa strutturale Top Livelli H (sequenza A3)



eni Natural Resources - Upstream

**PROGRAMMA DI COMPLETAMENTO
POZZO: CASSIOPEA 1 DIR**

SEZ. 3 PROGRAMMA DI COMPLETAMENTO

**PROGRAMMA DI COMPLETAMENTO
POZZO CASSIOPEA 1 DIR**

Emissione: Ottobre 2022

SEZIONE N° 3 – Programma di Completamento

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

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 2 DI 96						
				AGGIORNAMENTI					
			TECP-P-1-P-28766	1	2				

INDICE

1. ACRONIMI.....	7
2. SCOPO DEL DOCUMENTO	9
3. INTRODUZIONE.....	9
3.1. DATI DEL CAMPO	9
3.2. TABELLA DELLE CONTRATTISTE.....	11
3.3. HSE REQUIREMENT	12
3.3.1 PIANI DI CONTROLLO POZZO.....	12
3.3.2 MINIMA QUANTITÀ DI PRODOTTI DA MANTENERE IN CANTIERE	12
4. CASSIOPEA 1DIR WELL INFO.....	13
4.1. INFORMAZIONI GENERALI DEL POZZO	13
4.2. PROFILO CASING E STATO DEL POZZO DOPO L'ABBANDONO TEMPORANEO.....	14
4.3. CASING DESIGN.....	15
4.4. SCHEMA TESTA POZZO	16
4.4.1 SEAL ASSEMBLY PRESSURE TEST	17
4.4.2 CALCOLO DELLA MAWHP	17
4.5. CONFIGURAZIONE BOP	18
4.5.1 SAIPEM 10000 – CONFIGURAZIONE BOP STACK 18 3/4" X 15000 PSI	18
4.5.2 SAIPEM 10000 – INVENTARIO RISER – RUNNING STRING GENERICA	20
4.5.3 SAIPEM 10000 – H4 CONNECTOR.....	21
4.6. PROFILO DI DEVIAZIONE	22
4.7. PROFILI DI PRESSIONE	23
5. DATI DI GIACIMENTO	24
5.1. PARAMETRI PETROFISICI	24
5.2. COMPOSIZIONE DEL FLUIDO DI GIACIMENTO	25
5.3. TEMPERATURA DI FONDO POZZO	26
6. DESIGN DI COMPLETAMENTO.....	27
6.1. LOWER COMPLETION	27
6.2. INTERMEDIATE COMPLETION/ISOLATION STRING	27
6.3. UPPER COMPLETION	28
6.4. SCHEMA DI COMPLETAMENTO.....	29
6.5. COMPLETION E PACKER FLUID.....	30
7. SOMMARIO DELLE OPERAZIONI.....	31
7.1. BOP TEST	33
7.2. COMPLETION TIMING.....	34
8. SEQUENZA DELLE OPERAZIONI.....	35
8.1. INSTALLAZIONE X-TREE, BOP CON IWOCS SYSTEM.....	35
8.2. RECUPERO POZZO, FRESAGGIO TAPPI DI CEMENTO	35
8.3. PULIZIA FORO, SPIAZZAMENTO BRINE.....	37
8.4. DISCESA GR/CCL/CBL/VDL/USIT	38
8.5. DISCESA SUMP PACKER CON DRILL PIPES	38
8.5.1 DISCESA GAUGE RING.....	38

Il presente documento è RISERVATO ed è proprietà di eni spa.

Esso non deve essere mostrato a terzi né sarà utilizzato per scopi diversi da quelli per i quali è stato emesso

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 3 DI 96				
			AGGIORNAMENTI				
		TECP-P-1-P-28766	1	2			

8.5.2	DISCESA E SETTAGGIO SUMP PACKER	39
8.6.	SPARI LIVELLO INFERIORE IN TCP E PULIZIA POST-SPARI	39
8.6.1	DISCESA FUCILI E SPARI	39
8.6.2	PULIZIA POST SPARI PER LIVELLO INFERIORE	39
8.7.	DISCESA LOWER COMPLETION ED EFFETTUARE ICGP - GIF PER LIVELLO INFERIORE	40
8.7.1	SEQUENZA ICGP-GIF PER LIVELLO INFERIORE	41
8.8.	SETTAGGIO PACKER PLUG NEL GP PACKER	42
8.9.	SPARI LIVELLO SUPERIORE IN TCP E PULIZIA POST-SPARI	42
8.9.1	DISCESA FUCILI E SPARI	42
8.9.2	BACKSURGING + DST STRING (SOLO PER HRWP)	43
8.9.3	PULIZIA POST SPARI PER LIVELLO SUPERIORE	44
8.10.	DISCESA LOWER COMPLETION ED EFFETTUARE ICGP - HRWP PER LIVELLO SUPERIORE.....	44
8.10.1	SEQUENZA ICGP-HRWP PER LIVELLO SUPERIORE	45
8.11.	DISCESA ISOLATION STRING	46
8.12.	DISCESA UPPER COMPLETION	47
8.12.1	RECUPERO CAMICIA D'USURA DELLA X-TREE BORE E TEST BOP	48
8.12.2	ASSEMBLAGGIO, TEST INTELLIGENT COMPLETION E PACKER DI PRODUZIONE	48
8.12.3	ASSEMBLAGGIO E DISCESA TUBING HANGER.....	49
8.12.4	SPIAZZAMENTO DEL COMPLETAMENTO CON BASE OIL, SETTAGGIO PRODUCTION PACKER E INFLOW TEST A SCSSV 52	
8.12.5	APERTURA DELLE VALVOLE DI ISOLAMENTO E SPURGO DEL POZZO	52
8.13.	SPURGO.....	53
8.13.1	SEQUENZA DI SPURGO	53
8.13.2	SPURGO E WELL TESTING LIVELLO SUPERIORE.....	53
8.13.3	SPURGO E WELL TESTING LIVELLO INFERIORE.....	53
8.13.4	WELL TESTING LIVELLI IN COMMINGLE	54
8.14.	ABBANDONO DEL POZZO	54
8.14.1	SPIAZZAMENTO LANDING STRING	54
8.14.2	MESSA IN SICUREZZA DEL POZZO	54
8.14.3	PRESSURE TEST CROCE DI PRODUZIONE.....	54
8.14.4	DISCONNESSIONE LANDING STRING.....	55
8.14.5	DISCONNESSIONE IWOCs E BOP	55
9.	APPENDICE	56
9.1.	PERFORMANCE DEL TUBINO E ANALISI EROSIONALE	56
9.1.1	DATI DI INPUT.....	56
9.1.2	METODOLOGIA DI CALCOLO DELL'ANALISI EROSIONALE.....	58
9.1.3	RISULTATI DELL'ANALISI EROSIONALE.....	58
9.2.	TUBING STRESS ANALYSIS	60
9.2.1	DATI DI INPUT.....	60
9.2.2	RISULTATI	62
9.2.3	CARICHI AI PACKER.....	66
9.2.4	COMPLETION STRING PRESSURE TEST (DOPO SETTAGGIO DEL PRODUCTION PKR).....	67
9.3.	WELL BARRIER SCHEMATICS.....	69
9.4.	DATI TUBINI.....	74
9.4.1	CONNESSIONI	74
9.5.1	SUMP PACKER	76
9.5.2	PER LO SCOPO DEL LAVORO SI È SCELTO DI UTILIZZARE, COME SUMP PACKER UN GRAVEL PACK PACKER LE CUI CARATTERISTICHE SONO RIPORTATE NEL PARAGRAFO SUCCESSIVO.GRAVEL PACK PACKER	76
9.5.3	GRAVEL PACK EXTENSION AND PORT CLOSING SLEEVE.....	76
9.5.4	ANNULAR FLUID LOSS CONTROL VALVE.....	76
9.5.5	TUBING FLUID LOSS CONTROL DEVICE.....	76

Il presente documento è RISERVATO ed è proprietà di eni spa.

Esso non deve essere mostrato a terzi né sarà utilizzato per scopi diversi da quelli per i quali è stato emesso

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 4 DI 96						
				AGGIORNAMENTI					
			TECP-P-1-P-28766	1	2				

9.6.	UPPER COMPLETION EQUIPMENT	77
9.6.1	TR-SCSSV.....	77
9.6.2	PACKER DI PRODUZIONE 9 5/8" X 3 1/2" (CON FEED THROUGH E FITTINGS)	77
9.6.3	INTELLIGENT COMPLETION	78
9.6.4	CHEMICAL INJECTION MANDREL.....	78
9.7.	HORIZONTAL X-TREE	80
9.8.	TUBING HANGER.....	85
9.9.	SPECIFICHE IMPIANTO DI PERFORAZIONE.....	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

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 5 DI 96					
			AGGIORNAMENTI					
		TECP-P-1-P-28766	1	2				

INDICE DELLE FIGURE

FIGURA 1 - MAPPA DEL CAMPO DI SVILUPPO	10
FIGURA 2 - CASSIOPEA 1DIR PROFILO CASING	14
FIGURA 3 - CASING DESIGN.....	15
FIGURA 4 - SCHEMA TESTA POZZO CASSIOPEA 1DIR.....	16
FIGURA 5 - SAIPEM 10000 CONFIGURAZIONE BOP STACK	18
FIGURA 6 - SAIPEM 10000 INVENTARIO RISER	20
FIGURA 7 - SAIPEM 10000 - H4 CONNECTOR.....	21
FIGURA 8 - PROFILI DI PRESSIONE.....	23
FIGURA 9 - PARAMETRI PETROFISICI CON FLAG DI MINERALIZZAZIONE.....	24
FIGURA 10 - PVT CASSIOPEA 1 DIR	25
FIGURA 11 - CASSIOPEA 1DIR SCHEMA DI COMPLETAMENTO	29
FIGURA 12 - DETTAGLIO DATI PVT	57
FIGURA 13 - SCHEMA DI COMPLETAMENTO PER I CALCOLI DI STRESS ANALYSIS.....	62
FIGURA 14 - GRAFICO DESIGN LIMITS TUBINO	63
FIGURA 15 - TRIAXIAL SAFETY FACTOR	63
FIGURA 16 - BURST SAFETY FACTOR.....	64
FIGURA 17 - COLLAPSE SAFETY FACTOR	64
FIGURA 18 - AXIAL SAFETY FACTOR	65
FIGURA 19 - CARICHI PACKER DI PRODUZIONE	66
FIGURA 20 - CARICHI A ISOLATION STRING PACKER.....	66
FIGURA 21 – SCHEMA POZZO PRESSURE TEST TUBINO DOPO SETTAGGIO PKR	67
FIGURA 22 - DESIGN LIMIT LANDING STRING PRESSURE TEST DOPO SETTAGGIO PKR.....	67
FIGURA 23 - DESIGN LIMIT COMPLETION STRING PRESSURE TEST DOPO SETTAGGIO PKR.....	68
FIGURA 24 - WBS DURANTE LA DISCESA TCP.....	69
FIGURA 25 - WBS DURANTE LA DISCESA ISOLATION STRING	70
FIGURA 27 - WBS DURANTE LA DISCESA UPPER COMPLETION	71
FIGURA 28 - WBS DURANTE IL WELL TESTING	72
FIGURA 29 - WBS DOPO IL RIG DEMOB	73
FIGURA 30 - 3 1/2" TUBING CONNECTION	74
FIGURA 31 - 2 7/8" TUBING CONNECTION	75
FIGURA 32 - RIASSUNTO SPECIFICHE HORIZONTAL XT	80
FIGURA 33 - TABELLA RIASSUNTIVA VALVOLE HXT (1)	81
FIGURA 34 - TABELLA RIASSUNTIVA VALVOLE HXT (2)	82
FIGURA 35 - HORIZONTAL XT SCHEMATIC (1).....	83
FIGURA 36 - HORIZONTAL XT SCHEMATIC (2).....	84
FIGURA 37 - TUBING HANGER SPECIFICHE TECNICHE	85
FIGURA 38 - TUBING HANGER SCHEMATIC (1)	86
FIGURA 39 - TUBING HANGER SCHEMATIC (2)	87

INDICE DELLE TABELLE

TABELLA 1 – ACRONIMI	8
TABELLA 2 - OFFSHORE CASSIOPEA PROJECT PROFONDITÀ DEL MARE	10
TABELLA 3 - LISTA DELLE PRINCIPALI COMPAGNIE DI SERVIZIO	11
TABELLA 4 - INFORMAZIONI GENERALI POZZO.....	13
TABELLA 5 - TABELLA RIASSUNTIVA CALCOLO MAWHP	17
TABELLA 6 - CASSIOPEA 1DIR PROFILO DI DEVIAZIONE.....	22
TABELLA 7 - COMPOSIZIONE FLUIDO DI GIACIMENTO	25
TABELLA 8 - TEMPERATURE DI FONDO POZZO.....	26
TABELLA 9 - PORTATA TOTALE DI ACQUA E GAS SU BASE ANNUALE	56
TABELLA 10 - PRINCIPALI DATI PVT PER ANALISI EROSIONALE.....	57
TABELLA 11 - LIMITI EROSIONALI CASSIOPEA 1DIR	59
TABELLA 12 - REQUISITI MINIMI TR-SCSSV CONTROL LINES.....	77

Il presente documento è RISERVATO ed è proprietà di eni spa.

Esso non deve essere mostrato a terzi né sarà utilizzato per scopi diversi da quelli per i quali è stato emesso

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE						PAG 6 DI 96					
		TECP-P-1-P-28766						AGGIORNAMENTI					
								1	2				

TABELLA 13 - CARATTERISTICHE CHEMICAL INJECTION LINE 79

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 7 DI 96					
			AGGIORNAMENTI					
		TECP-P-1-P-28766	1	2				

1. ACRONIMI

AAV	annulus access valve	
AFLCV	Annular Fluid Loss Control Valve	Valvola di isolamento anulare
AMV	annulus master valve	
API	american petroleum Institute	
APT	annulus pressure transmitter	Trasmittitore di pressione anulare
AWV	annulus wing valve	
BHA	bottom hole assembly	
BHT	bottom hole temperature	
BOP	blow out prevent	
BPM	barrels per minute	
CBL	cement bond log	
CCL	casing collar locator	
CBP	Completion bore protector	Camicia d'usura per Croce di produzione
CTLF	coiled tubing lifting frame	
CI	chemical injection	
DHPT	downhole pressure & temperature	Temperatura e pressione di fondo
EFL	electric flying lead	
EWL	electric wire line	
FCV	flow control valve	
FLCV	Fluid Loss Control Valve (tubing)	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

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 8 DI 96						
			AGGIORNAMENTI						
		TECP-P-1-P-28766	1	2					

RA	radioactive	
RIH	run in hole	
RKB	rotary kelly bushing	
ROV	remote operated vehicle	
RPM	rotation per minute	
RT	running tool	
RV	retainer valve	
SCM	subsea control module	
SES	side entry sub	
SFT	surface flow tree	
SRT	step rate test	
SSTT	subsea test tree	
STT	surface test tree	
SV	safety valve	
TCP	tubing conveyed perforation	
TD	total depth	
TH	tubing hanger	
TR-SCSSV	tubing retrievable surface controlled subsurface safety valve	
TVD	true vertical depth	
UBV	upper ball valve	
UCP	Upper crown plug	
WO-UTA	Work Over Umbilical Termination assembly	
UPT	upstream pressure transmitter	Trasmittitore di pressione a monte
VDL	variable density log	
WB	wear bushing	Camicia d'usura
WBCO	well bore clean out	
WBM	water base mud	
WD	water depth	
WH	wellhead	
WLL	working load limit	
WP	working pressure	
XOV	cross over valve	
XT	x-mas tree	

Tabella 1 – Acronimi

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 9 DI 96					
			AGGIORNAMENTI					
		TECP-P-1-P-28766	1	2				

2. SCOPO DEL DOCUMENTO

Il presente documento è una revisione del programma emesso nel mese di Giugno 2022 che recepisce un cambio della schedula delle attività di perforazione e completamento dei 4 pozzi del progetto Cassiopea.

Il nuovo piano prevede l'installazione della croce di produzione di Cassiopea 1 Dir prima dell'inizio delle attività di completamento sul pozzo. Per questo motivo, le operazioni di abbandono temporaneo del pozzo prima dell'installazione della croce sono state rimosse perché non necessarie.

3. 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 e 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

3.1. DATI DEL CAMPO

La distanza tra i due campi varia dai 5 ai 10 km e la profondità del mare dai 516 ai 625m.

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 10 DI 96				
			AGGIORNAMENTI				
		TECP-P-1-P-28766	1	2			



Figura 1 - Mappa del campo di sviluppo

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.

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 11 DI 96					
			TECP-P-1-P-28766	AGGIORNAMENTI				
				1	2			

3.2. TABELLA DELLE CONTRATTISTE

Service	Service Company	Service	Service Company
Deepwater Drilling Rig Services	Saipem spa	Well Testing	Halliburton Italiana srl
Drilling and Completion Fluids Materials and Services	Da definire	Coiled Tubing and Stimulation	Halliburton Italiana srl
Mud Logging	Geolog srl	Downhole completion	Halliburton Italiana srl
Electric Wire Line Logging	Da definire	Downhole Permanent Monitoring System	Halliburton Italiana srl
Casing/Tubing Handling and M/U Services	Weatherford	Wireline & TCP	Halliburton Italiana srl
ROV Services	Saipem spa	Gravel Pack & Filtration	Halliburton Italiana srl
Cementing & Pumping Services	Da definire	Helicopter	Da definire
Rig Positioning & Shallow Hazard	Da definire	PSV (supply vessel)	Da definire
Fishing Tools	National Service Company srl	Supply of Drill Bits and Enlarging Tools Services	Da definire
Sub Sea X-Tree and Work over/Landing String Package/IWOCS	TechnipFMC		
Supply of Drill Bits and Enlarging Tools Services	Da definire		
Well Bore Clean Out Tools	Da definire		
Waste management	Eni Rewind		

Tabella 3 - Lista delle principali compagnie di servizio

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 12 DI 96					
			AGGIORNAMENTI					
		TECP-P-1-P-28766	1	2				

3.3. 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)

3.3.1 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).

3.3.2 MINIMA QUANTITÀ DI PRODOTTI DA MANTENERE IN CANTIERE

Il contenuto di questa sezione è in accordo con la procedura "Well Control" (STAP P-1-M-26524 REV2),

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

1. Lo stock minimo di Barite deve essere sufficiente per incrementare il peso del volume attivo al valore massimo previsto di MAASP.
2. Lo stock minimo di cemento deve essere sufficiente a preparare due tappi di cemento di 200 m.
Un volume minimo di fango pesante alla densità di 1.4 kg/l deve essere sufficiente per riempire il foro superficiale mentre si perfora senza il BOP stack installato.
3. Dopo aver montato i BOP i requisiti del fango pesante non sono specificabili, possono essere aggiustati in base alle necessità di pozzo.
4. Il volume totale del fango deve essere almeno pari a una volta e mezzo il volume pozzo.
5. In aggiunta, i seguenti materiali sono raccomandati per ogni eventualità:

- Una quantità di diesel tale da garantire almeno 1 settimana di operazioni per attività a terra e di 3 settimane per le operazioni a mare.
- Disperdenti e equipaggiamenti antinquinamento, come raccomandato nel Piano di Risposta allo Sversamento di Olio.
- Materiale per perdite di circolazione (fine, medio e grossolano) per un totale di 8 tonnellate.
- Una quantità minima di inibitore di H₂S per trattare il volume attivo di fango.

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

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 13 DI 96					
			AGGIORNAMENTI					
		TECP-P-1-P-28766	1	2				

4. CASSIOPEA 1 DIR WELL INFO

4.1. INFORMAZIONI GENERALI DEL POZZO

VOCE	DESCRIZIONE
ANAGRAFICA	
Distretto geograficamente responsabile	UGIT
Nome e sigla del pozzo	CASSIOPEA 1 DIR
Commessa	335A15 – 335A16
Classificazione iniziale	NFW (New Field Wildcat)
Profondita' finale	2223 MD - 2123.51 VD mPTR / -2102.51 m s.l.m.
Permesso	G.R14.AG
Operatore	ENI Spa Div. E & P
Quote di titolarità	ENI 60% – EDISON 40%
Capitaneria di porto	PORTO EMPEDOCLE
Distanza base operativa	25 Km (Licata)
Zona (pozzi off shore)	"G"
Distanza dalla Costa (pozzi off shore)	22 Km
Fondale (pozzi off shore)	- m 586 s.l.m.
OBIETTIVI	
Linea sismica di riferimento	I.L. 2258 – X.L.1998 del 3D "PANDA"
Litologia obiettivo principale	Sabbie - Strati Sottili a metrici
Formazione obiettivo principale	RIBERA (Membro NARBONE)
Profondità obiettivo principale	m 1330 s.l.m. / m 1351 VD-ptr (Top A4)
RIFERIMENTI TOPOGRAFICI	
Latitudine - Longitudine di partenza (geografica)	36° 56' 11,911" N - 13°43' 57,425" E GR
Lat. – Long. Top target superficiale A4 (1401 m MD)	36° 56' 05,591" N - 13°43' 57,899" E GR
Lat. – Long. Top target intermedio A3 (1528 m MD)	36° 56' 03,547" N - 13°43' 58,115" E GR
Lat. – Long. Top target profondo A1 (1922 m MD)	36° 55' 58,557" N - 13°43' 58,106" E GR
Lat. – Long. A fondo pozzo (2223 MD - 2123.51 VD mPTR)	36° 55' 57,529" N - 13°43' 58,240" E GR
Coord. metriche di partenza	4088660.72 N - 2407132.25 E
Coord. metriche a Top target superf. A4 (1401 m MD)	4088465.79 N - 2407141.39 E
Coord. metriche a Top target interm. A3 (1528 m MD)	4088402.74 N - 2407145.89 E
Coord. metriche a Top target prof A1 (1922 m MD)	4088248.98 N - 2407143.61 E
Coord. metriche a fondo pozzo (2223 MD - 2123.51 VD mPTR)	4088217.24 N - 2407146.50 E
Tipo di proiezione	GAUSS-BOAGA ELLISSOIDE NTERN.LE
Datum	Monte Mario 1940
Semiassse maggiore	6378388
Eccentricità al quadrato (1/F)	0.00672267 (297)
Central meridian	15° E Greenwich
Falso Est	2520000
Falso Nord	0
Scale Factor	0.9996

Tabella 4 - Informazioni generali pozzo

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 14 DI 96			
		TECP-P-1-P-28766	AGGIORNAMENTI			
			1	2		

4.2. PROFILO CASING E STATO DEL POZZO DOPO L'ABBANDONO TEMPORANEO

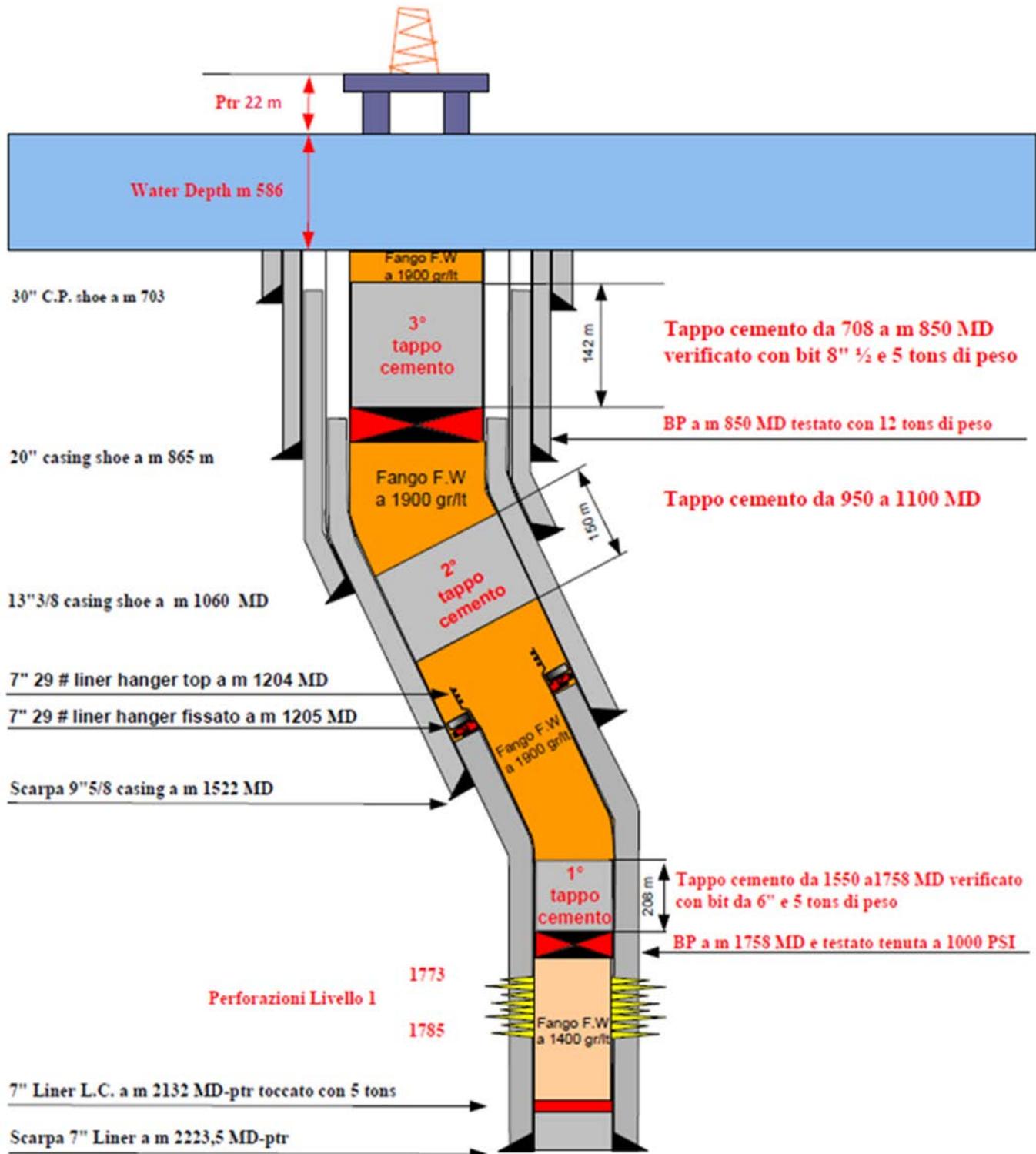


Figura 2 - Cassiopea 1Dir profilo casing

Nota: le quote riportate nello schema riassuntivo del profilo casing e stato del pozzo dopo l'abbandono temporaneo 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

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 15 DI 96					
			TECP-P-1-P-28766	AGGIORNAMENTI				
				1	2			

4.3. CASING DESIGN

Nella tabella sottostante sono riportate le caratteristiche dei casing presenti in pozzo. Le connessioni del casing e del liner di produzione sono di tipo metal-to-metal seal.

Dimensione casing (in)	Peso (lbf)	Grado	Connessione
30" CP	457	X52	RL4S
20"	133	X625	RL4S
13 3/8"	68	N-80	Tenaris TS-ER-D
9 5/8"	53.50	L-80	TSMS
7"	29	L-80	AMS

Figura 3 - Casing Design



eni spa

PERF

SIGLA DI IDENTIFICAZIONE

PAG 16 DI 96

AGGIORNAMENTI

TECP-P-1-P-28766

1

2

4.4. SCHEMA TESTA POZZO

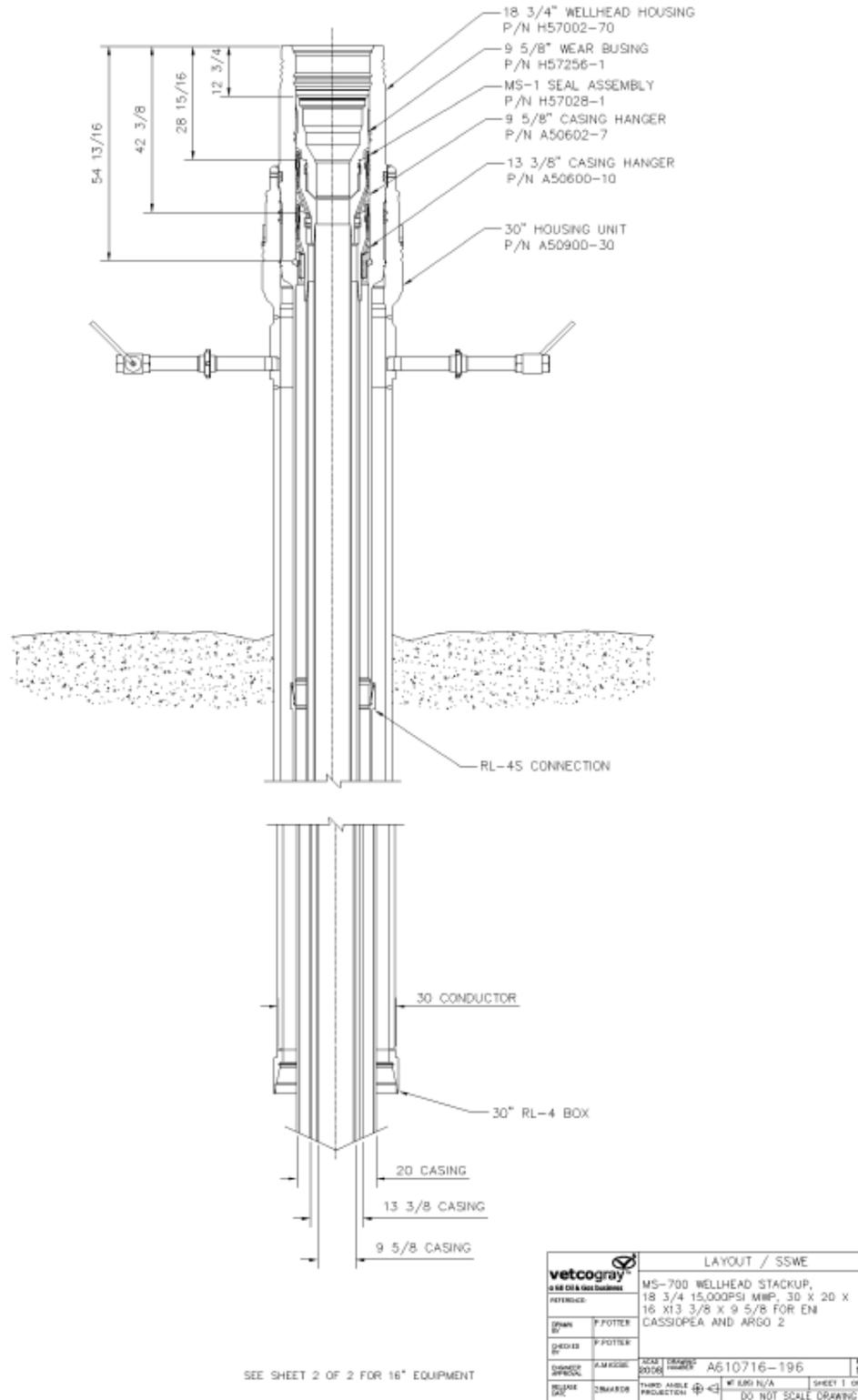


Figura 4 - Schema testa pozzo Cassiopea 1Dir

Il presente documento è RISERVATO ed è proprietà di eni spa.

Esso non deve essere mostrato a terzi né sarà utilizzato per scopi diversi da quelli per i quali è stato emesso

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 17 DI 96					
			AGGIORNAMENTI					
		TECP-P-1-P-28766	1	2				

4.4.1 SEAL ASSEMBLY PRESSURE TEST

In seguito alla cementazione del casing di produzione (9 5/8"), è stato energizzato il casing hanger seal assy. Successivamente è stato eseguito il test del seal assy a 5000 psi per 15 min.

4.4.2 CALCOLO DELLA MAWHP

Per il calcolo della massima pressione attesa a testa pozzo (MAWHP) durante la fase di completamento, sono stati considerati i valori di SBHP ottenuti successivamente alle prove di produzione. La densità del fluido prodotto deriva di risultati delle prove PVT.

La Tabella sottostante riassume i dati utilizzati per il calcolo della MAWHP.

Pozzo	Profondità d'acqua [m]	Pressione di giacimento stimata [kg/cm ²]	profondità [mTVD]	Densità gas [s.g.]	MAWHP [kg/cm ²]
Cassiopea 1 Dir	586	210,68	1635	0,5586	152

Tabella 5 - Tabella riassuntiva calcolo MAWHP

4.5. CONFIGURAZIONE BOP

4.5.1 SAIPEM 10000 – CONFIGURAZIONE BOP STACK 18 3/4" X 15000 PSI

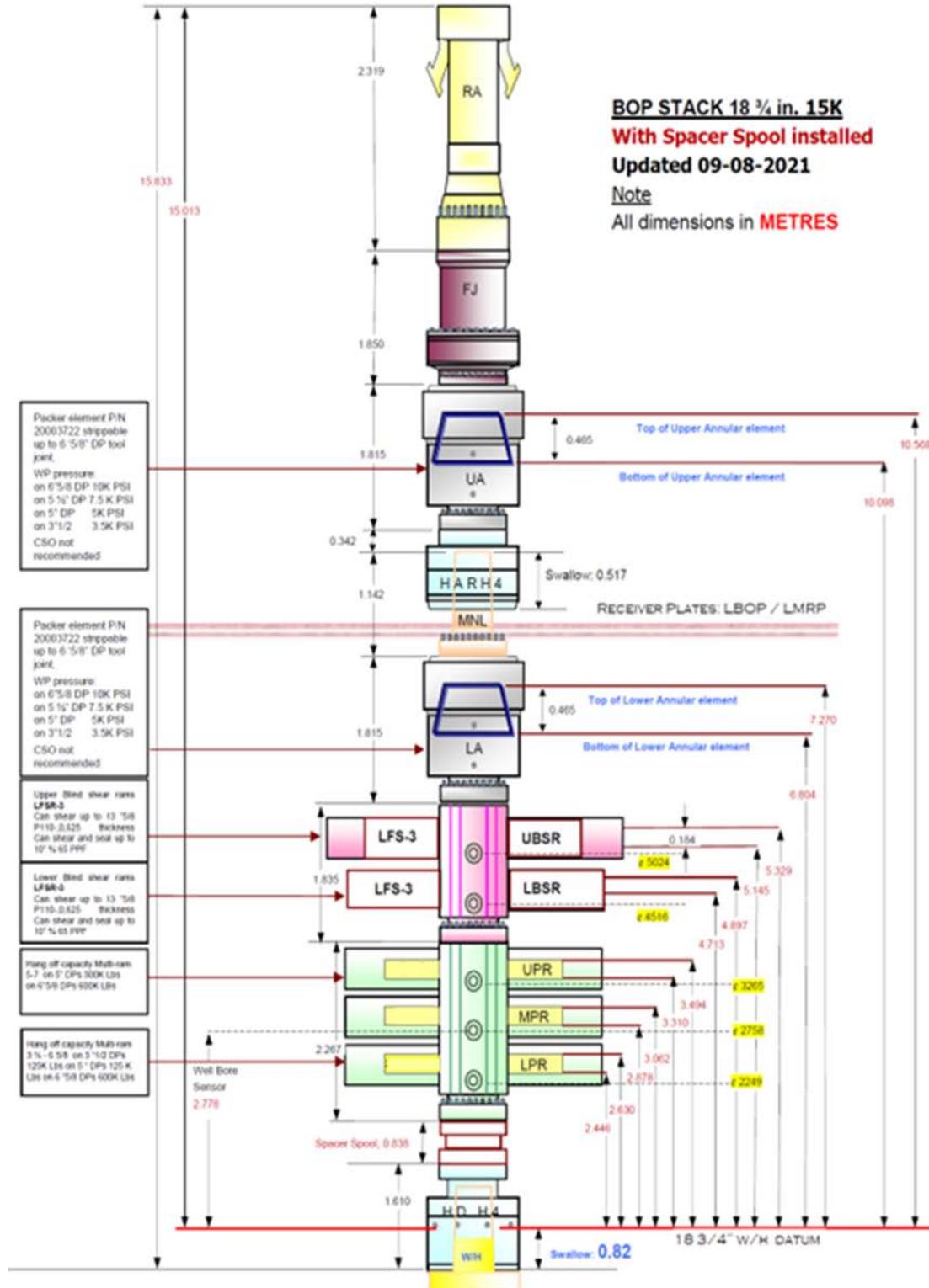


Figura 5 - Saipem 10000 Configurazione BOP stack

Nota: Lo schema BOP riportato non è rappresentativo della configurazione finale e verrà aggiornato una volta finalizzato lo space out con il rig contractor e il fornitore della Landing String.

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 19 DI 96						
			TECP-P-1-P-28766	AGGIORNAMENTI					
				1	2				

La configurazione delle BOP Pipe Rams è la seguente:

Completion Mode

- UPR variable 5" - 7"
- MPR variable 3 1/2" - 6 5/8"
- LPR fixed 9 5/8"

4.5.2 SAIPEM 10000 – INVENTARIO RISER – RUNNING STRING GENERIC

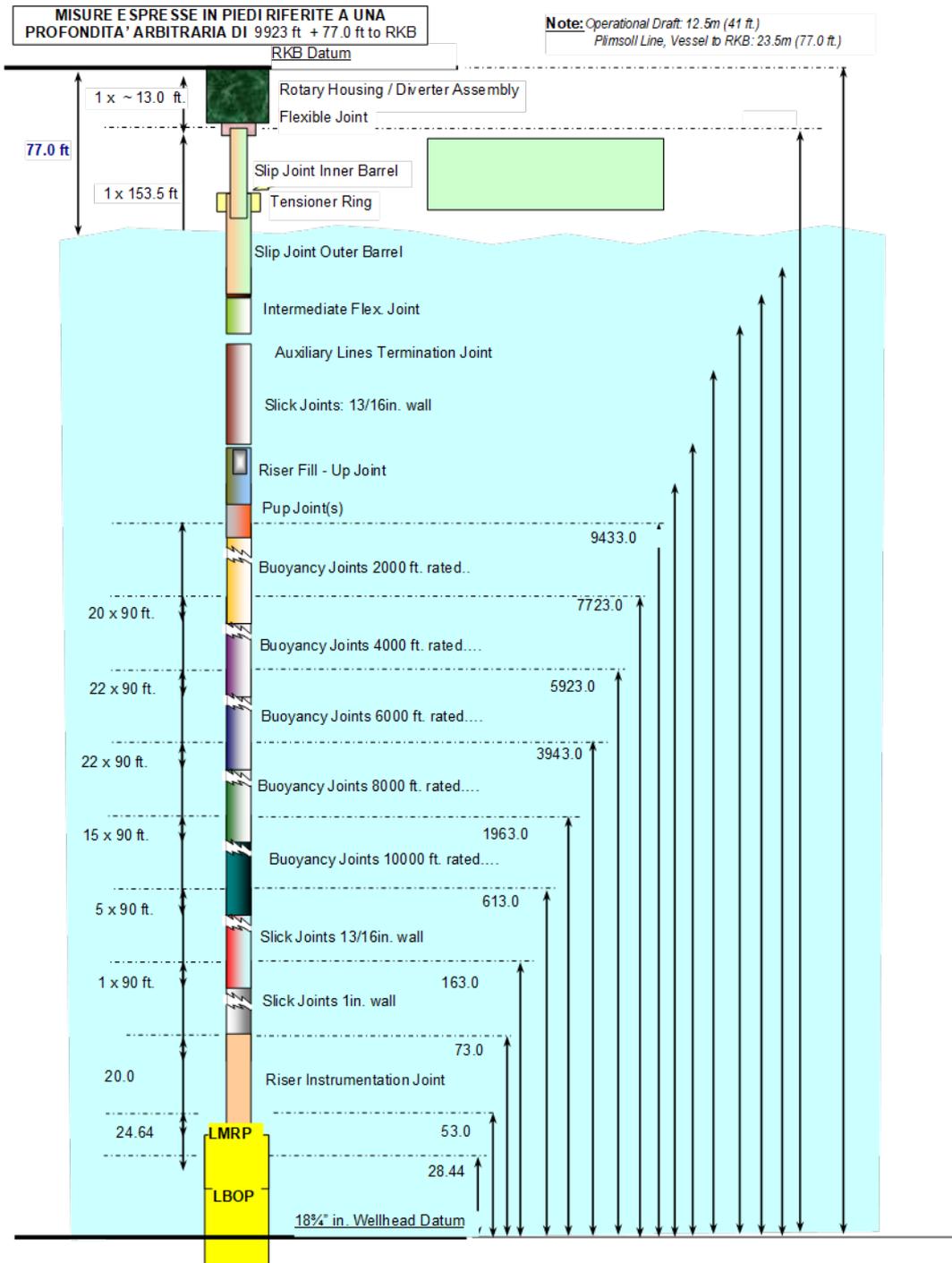


Figura 6 - Saipem 10000 Inventario Riser



1	2						
---	---	--	--	--	--	--	--

4.5.3 SAIPEM 10000 – H4 CONNECTOR

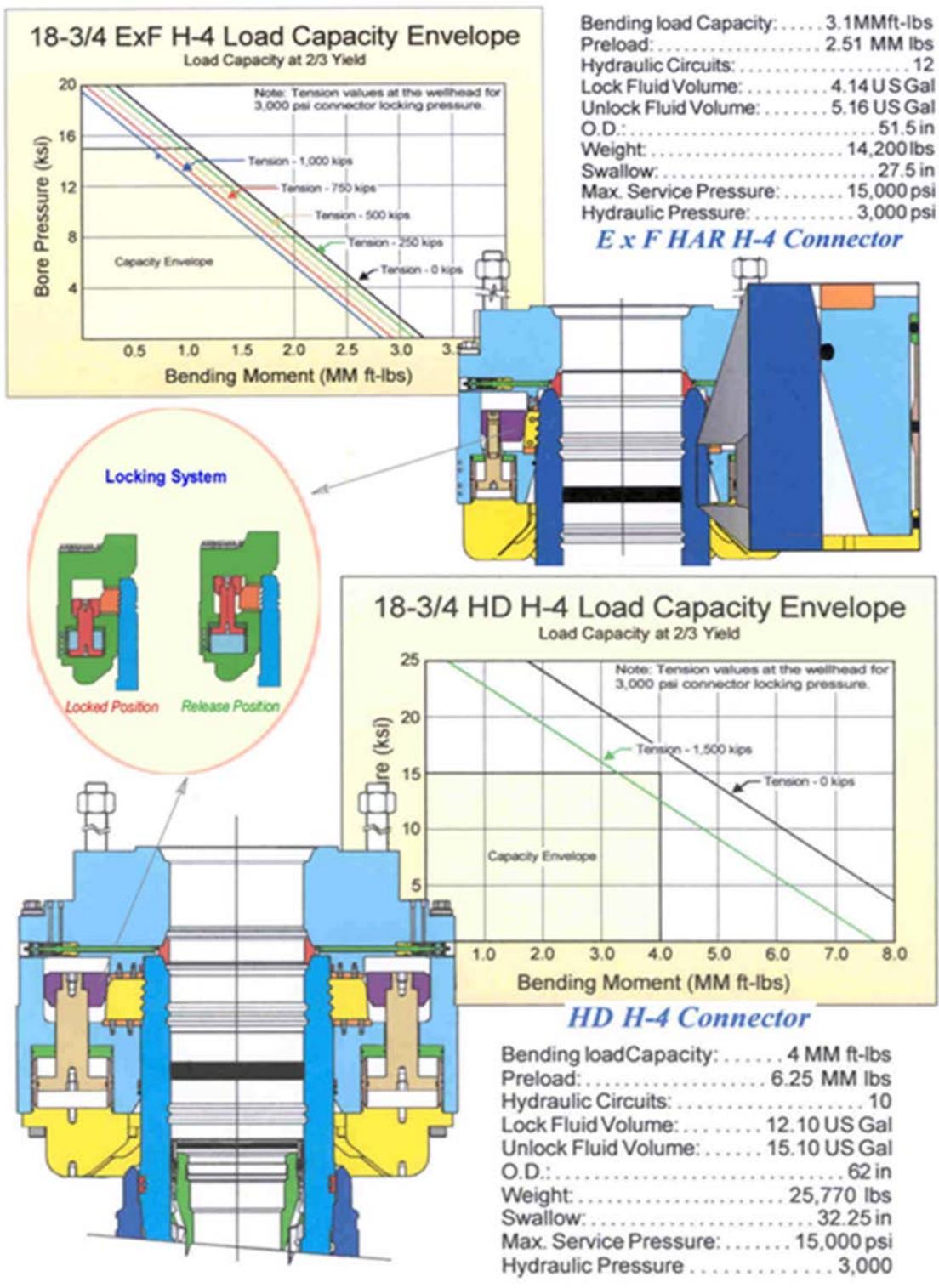


Figura 7 - Saipem 10000 - H4 connector

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 22 DI 96					
		TECP-P-1-P-28766	AGGIORNAMENTI					
			1	2				

4.6. PROFILO DI DEVIAZIONE

MD	INCL	AZIMUTH	TVD	N(+)-S(-)	E(+)-W(-)	VS	DL/30m	TVDSS	Tool
m	deg	deg	m	m	m	m	deg/30m	m	
0	0	0	0	0	0	0	0	-21	Undefined
607	0	0	607	0	0	0	0	586	Undefined
704	0.70	0.00	704.00	0.00	0.00	0.00	0.22	683.00	Totco
868	2.00	0.00	867.95	0.00	0.00	0.00	0.24	846.95	Totco
887	1.76	164.34	886.94	0.05	0.08	-0.05	5.88	865.94	MWD
917	5.28	186.40	916.88	-1.77	0.05	1.77	3.71	895.88	MWD
947	9.50	188.60	946.63	-5.59	-0.48	5.56	4.23	925.63	MWD
974	11.08	187.28	973.19	-10.36	-1.14	10.30	1.77	952.19	MWD
1004	13.10	180.96	1002.53	-16.62	-1.56	16.54	2.41	981.53	MWD
1034	17.32	178.67	1031.47	-24.49	-1.51	24.40	4.26	1010.47	MWD
1086	19.61	177.62	1080.79	-40.95	-0.97	40.86	1.33	1059.79	MWD
1117	20.84	174.71	1109.88	-51.64	-0.25	51.57	1.54	1088.88	MWD
1147	23.92	170.06	1137.62	-62.95	1.30	62.94	3.55	1116.62	MWD
1175	26.03	171.38	1163.00	-74.61	3.20	74.68	2.34	1142.00	MWD
1203	28.75	172.87	1187.86	-87.37	4.95	87.51	3.01	1166.86	MWD
1232	30.34	174.98	1213.09	-101.59	6.46	101.78	1.97	1192.09	MWD
1260	33.33	179.46	1236.88	-116.33	7.15	116.54	4.08	1215.88	MWD
1290	33.68	179.81	1261.89	-132.89	7.26	133.08	0.40	1240.89	MWD
1319	31.74	178.05	1286.29	-148.56	7.54	148.75	2.23	1265.29	MWD
1348	32.98	175.07	1310.79	-164.05	8.48	164.26	2.09	1289.79	MWD
1377	37.37	174.10	1334.49	-180.67	10.07	180.94	4.58	1313.49	MWD
1406	35.17	172.08	1357.87	-197.70	12.12	198.05	2.59	1336.87	MWD
1438	30.25	171.38	1384.79	-214.81	14.60	215.25	4.63	1363.79	MWD
1464	28.14	175.33	1407.48	-227.40	16.08	227.90	3.30	1386.48	MWD
1491	29.19	178.67	1431.18	-240.33	16.75	240.84	2.13	1410.18	MWD
1503	28.84	178.76	1441.67	-246.15	16.88	246.66	0.88	1420.67	MWD
1540	26.03	179.81	1474.50	-263.19	17.10	263.70	2.31	1453.50	MWD
1570	26.82	178.23	1501.37	-276.54	17.33	277.04	1.06	1480.37	MWD
1598	27.79	178.85	1526.25	-289.38	17.66	289.88	1.08	1505.25	MWD
1621	29.19	178.41	1546.46	-300.35	17.92	300.85	1.85	1525.46	MWD
1655	29.37	179.37	1576.12	-316.97	18.25	317.47	0.44	1555.12	MWD
1683	27.87	179.73	1600.70	-330.38	18.35	330.88	1.62	1579.70	MWD
1711	26.47	179.81	1625.61	-343.17	18.40	343.65	1.50	1604.61	MWD
1740	24.01	180.52	1651.84	-355.53	18.37	356.00	2.56	1630.84	MWD
1769	21.81	180.87	1678.55	-366.82	18.24	367.27	2.28	1657.55	MWD
1798	19.70	181.75	1705.67	-377.09	18.01	377.52	2.21	1684.67	MWD
1826	18.03	182.10	1732.16	-386.14	17.70	386.55	1.79	1711.16	MWD
1855	16.36	182.62	1759.86	-394.71	17.35	395.09	1.73	1738.86	MWD
1884	15.04	181.92	1787.78	-402.55	17.04	402.91	1.38	1766.78	MWD
1912	13.28	180.87	1814.93	-409.40	16.87	409.74	1.91	1793.93	MWD
1940	12.05	180.16	1842.25	-415.53	16.81	415.87	1.33	1821.25	MWD
1969	10.02	178.23	1870.71	-421.08	16.88	421.42	2.13	1849.71	MWD
1998	8.79	175.95	1899.32	-425.82	17.11	426.15	1.33	1878.32	MWD
2028	6.68	172.52	1929.05	-429.83	17.50	430.18	2.16	1908.05	MWD
2056	5.72	166.80	1956.88	-432.81	18.03	433.18	1.22	1935.88	MWD
2083	4.66	168.04	1983.77	-435.19	18.57	435.58	1.18	1962.77	MWD
2112	3.96	167.95	2012.69	-437.32	19.02	437.73	0.72	1991.69	MWD
2141	3.69	167.24	2041.62	-439.21	19.44	439.64	0.28	2020.62	MWD
2169	3.25	169.97	2069.57	-440.87	19.77	441.31	0.50	2048.57	MWD
2198	2.73	172.08	2098.53	-442.36	20.01	442.82	0.55	2077.53	MWD
2223	1.90	172.08	2123.51	-443.36	20.15	443.82	1.00	2102.51	Projection

Tabella 6 - Cassiopea 1Dir profilo di deviazione

*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*

4.7. PROFILI DI PRESSIONE

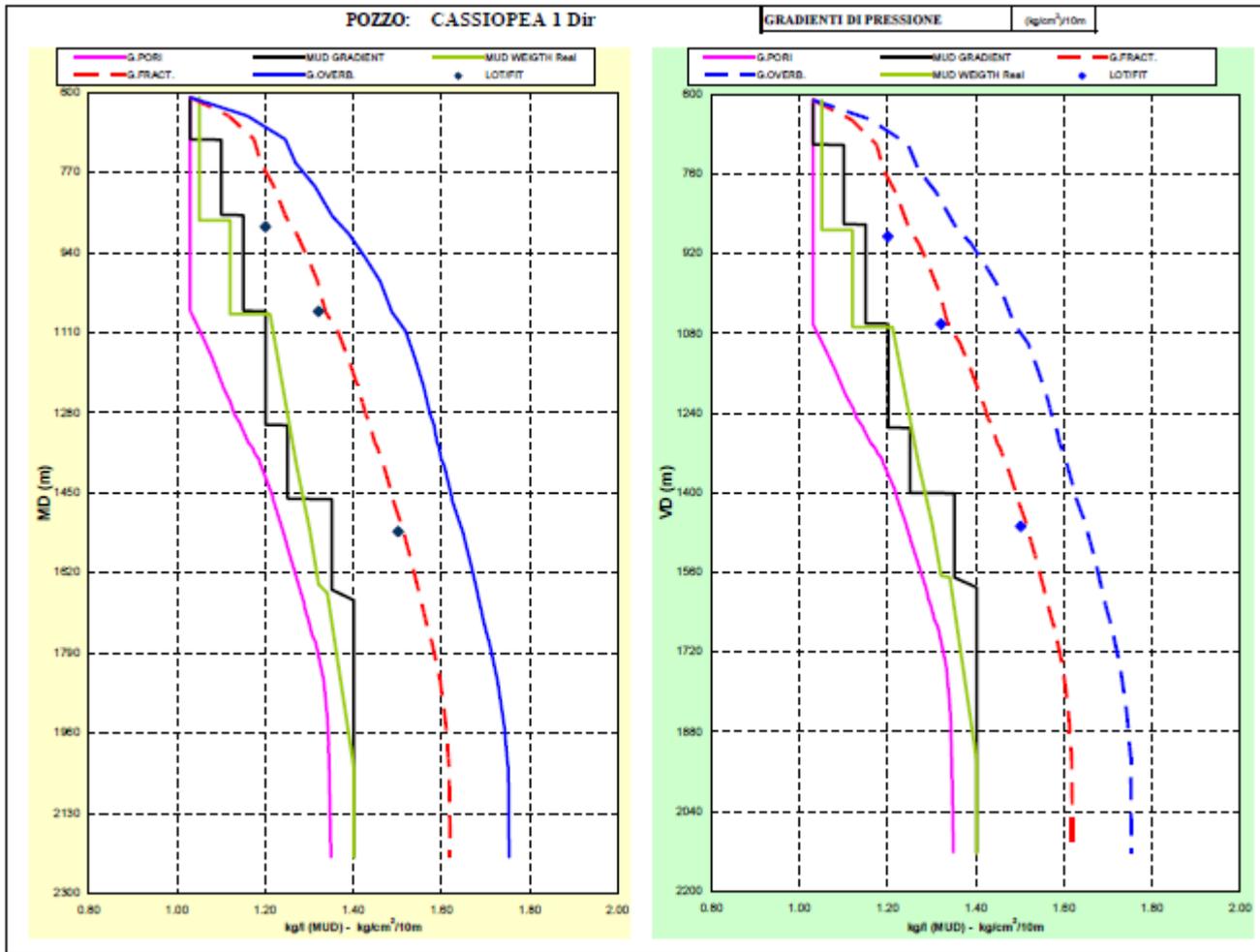


Figura 8 - Profili di pressione

5. 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.

5.1. PARAMETRI PETROFISICI

CASSIOPEA 1 DIR - PARAMETRI PETROFISICI				CASSIOPEA 1 DIR - PARAMETRI PETROFISICI			
Livello	NTG	PHI	SW	Livello	NTG	PHI	SW
F_9	0,24	0,33	0,68	H8	1	0,33	0,33
F_1	0,36	0,33	0,52	H8b	0,99	0,36	0,33
F_2	0,38	0,33	0,52	H8d	0,26	0,33	0,36
F_3	0,22	0,33	0,43	H8f	1	0,33	0,31
F_4	0,26	0,33	0,5	H8h	0,27	0,33	0,36
F_4	0,31	0,33	0,53	H8j	1	0,33	0,28
F_5	0,05			H8l	0,27	0,33	0,35
F_6	0,29	0,33	0,45	H8n	0,82	0,33	0,36
F_7	0,2	0,33	0,43	H8	0,78	0,36	0,36
F_8	0,32	0,33	0,47	H8b	0,31	0,33	0,37
F_9	0,29	0,33	0,43	H8d	1	0,33	0,61
F_10	0,1	0,33	0,54	H8f	1	0,33	0,43
F_11	0,36	0,33	0,68	H8h	0,25	0,33	0,35
F_12	0,46	0,33	0,51	H8j	0,88	0,33	0,28
F_13	0,21	0,33	0,69	H8l	0,27	0,33	0,34
F_14	0,46	0,33	0,52	H8n	0,94	0,33	0,24
F_15	0,25	0,33	0,47	H8o	0,28	0,33	0,28
F_16	0,37	0,33	0,49	H8q	0,17	0,33	0,36
F_17	0,52	0,33	0,47	H8s	0,59	0,36	0,32
F_18	0,34	0,33	0,44	H8u	0,43	0,35	0,28
F_19	0,26	0,33	0,44	H8w	0,29	0,33	0,36
F_20	0,26	0,33	0,47	H8	0,44	0,34	0,42
F_21	0,33	0,33	0,47	H8b	1	0,32	0,44
F_22	0,21	0,33	0,47	H8d	0,28	0,32	0,37
F_23	0,21	0,33	0,44	H8f	1	0,32	0,49
F_24	0,2	0,33	0,66	H8h	0,21	0,32	0,38
F_25	0,33	0,33	0,46	H8j	0,5	0,32	0,44
F_26	0,37	0,33	0,43	H8n	0,23	0,32	0,37
F_27	0,36	0,33	0,43	H8l	0,46	0,33	0,35
F_28	0,08	0,33	0,43	H8j	1	0,44	0,19
F_29	0,29	0,33	0,5	H8n	0,25	0,33	0,49
H1	0,24	0,33	0,34	H8o	0,33	0,33	0,34
H1b	0,22	0,33	0,36	H8q	0,78	0,35	0,2
H1d	0,68	0,33	0,28	H8s	0,36	0,33	0,33
H1f	0,29	0,33	0,36	H8u	0,8	0,33	0,55
H1h	0,92	0,33	0,31	H8w	0,87	0,33	0,41
H1j	0,22	0,33	0,36	H8y	0,99	0,33	0,21
H1l	1	0,33	0,36	H8a	0,38	0,33	0,38
H1n	0,58	0,31	0,33	H8h	0,82	0,32	0,6
H1p	0,24	0,33	0,36	H8j	0,52	0,32	0,33
H1r	1	0,33	0,28	H8l	0,1	0,32	0,49
H2	1	0,36	0,25	H8d	0,76	0,33	0,57
H2b	1	0,36	0,17	H8f	0,4	0,33	0,71
H2d	0,55	0,33	0,23	H8h	0,6	0,33	0,6
H2f	0,44	0,33	0,28	H8j	0,38	0,33	0,34
H2h	0,28	0,33	0,36	H8l	0,33	0,33	0,47
H2j	0,82	0,33	0,43	H8n	0,33	0,33	0,39
H2l	0,37	0,33	0,47	H8f	0,39	0,33	0,46
H2n	0,47	0,33	0,52	H8h	0,31	0,33	0,31
H2p	0,36	0,33	0,4	H8j	0,29	0,33	0,42
H2r	0,32	0,33	0,48	H8l	0,45	0,33	0,42
H2t	0,3	0,33	0,4	H8n	0,48	0,33	0,6
H3	1	0,36	0,44	H8p	0,28	0,33	0,6
H3b	0,36	0,33	0,46	H8r	0,97	0,33	0,42
H3d	0,21	0,33	0,35	I	0,43	0,32	0,45
H3f	0,22	0,33	0,43	ib	0,66	0,35	0,14
H3h	0,27	0,33	0,36	id	0,47	0,32	0,43
H3j	1	0,33	0,28	if	0,79	0,32	0,31
H3l	0,28	0,33	0,36	ix	0,96	0,31	0,57
H3n	0,62	0,33	0,46	iz	0,7	0,31	0,64
H3p	0,22	0,33	0,36	iz	0,74	0,36	0,1
				izb	0,52	0,31	0,51

	PROVEN
	PROBABLE
	POSSIBLE
	WATER
	SHALE

Figura 9 - Parametri petrofisici con flag di mineralizzazione

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 25 DI 96					
			AGGIORNAMENTI					
		TECP-P-1-P-28766	1	2				

5.2. 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 fluido di giacimento

Non è stata riscontrata la presenza di H₂S.

In seguito sono riportate i dati PVT per il pozzo Cassiopea 1Dir per maggiori dettagli.

Dati di campionamento			
Intervallo :	1773-1785 m MD	Portata:	186913 Sm ³ /giorno
Punto di prelievo :	Separatore	Press. :	26.1 bar Temp. : 12 °C
Data di prelievo :	27/06/2008	Data di arrivo :	10/09/2008
Prelevato da :	Schlumberger	Bombola n. :	A2705
Risultati analitici			
COMPOSIZIONE CENTESIMALE		CARATTERISTICHE FISICHE CALCOLATE	
Gascromatografia (GPA 2286-95)		a 15 °C e 1.01325 bar (ISO 6976-1995)	
	%mol	Fatt. Comprimib.	0.9980
Azoto	0.70	Densita` (aria=1)	0.5586
Anidride carbonica	0.04	Massa Volumica kg/m ³	0.6845
Idrogeno solforato	-	Potere calorifico superiore	
Metano	99.21	kcal/m ³	8965
Etano	0.02	kJ/m ³	37535
Propano	0.01	Potere calorifico inferiore	
I-Butano	0.01	kcal/m ³	8071
N-Butano	<0.005	kJ/m ³	33792
Neo-pentano	<0.005	Indice di Wobbe	
I-Pentano	0.01	kcal/m ³	11994
N-Pentano	<0.005	kJ/m ³	50216
Esani	<0.005	Nota: Il campione è risultato inquinato da aria (=3.1%mol) che è stata sottratta dalla composizione.	
Eptani	<0.005		
Ottani +	<0.005		

Figura 10 - PVT Cassiopea 1 Dir

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 26 DI 96					
		TECP-P-1-P-28766	AGGIORNAMENTI					
			1	2				

5.3. TEMPERATURA DI FONDO POZZO

La tabella sottostante riporta i valori di temperatura di fondo pozzo presi in considerazione per il design di completamento.

Information	Field	Well	Bottom Hole Temperature °C
Eclipse Model	Arqo	Arqo	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

Tabella 8 - Temperature di fondo pozzo

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 27 DI 96					
			AGGIORNAMENTI					
		TECP-P-1-P-28766	1	2				

6. DESIGN DI COMPLETAMENTO

Il design del Completamento è stato preparato in conformità al documento 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.

6.1. LOWER COMPLETION

Il Lower Completion per i pozzi del Cassiopea Project è stato selezionato in conformità al manuale Eni “Sand Control Manual” (STAP P1M26558 rev.02).

Per Cassiopea1Dir il Sand Control consiste di:

- ICGP - HRWP levels, E9_top-F29_bot: 1529,88 – 1574,74 mMD
- ICGP – GIF levels H1-H2_s; 1606,31 – 1629,63 mMD

Il materiale selezionato per l’attrezzatura di Sand Control è 13%Cr.

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

6.2. INTERMEDIATE COMPLETION/ISOLATION STRING

Nell pozzo Cassiopea 1 Dir è prevista l’installazione di un completamento intermedio allo scopo di isolare i due livelli produttivi durante la fase di installazione dell’Upper Completion che prevede l’impiego di valvole intelligenti.

I componenti principali sono:

- Isolation Packer
- Annular Fluid Loss Control Valve (AFLCV)
- Tubing Fluid Loss Control Valve (FLCV)
- 2 7/8” 6.4# 13Cr-80 TSH Blue Tubing
- Seal assembly.

Nota: Per ulteriori dettagli sulle attrezzature di completamento si rimanda all’appendice.

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 28 DI 96					
			TECP-P-1-P-28766	AGGIORNAMENTI				
				1	2			

6.3. UPPER COMPLETION

L'Upper Completion che verrà installato è un completamento intelligente che prevede il seguente materiale tubolare e attrezzature di fondo pozzo:

1. Tubino: 3-1/2" 9.2# 80ksi 13%Cr con connessioni Tenaris Blue
2. Due flow control valve saranno discese e installate:
 - 3 1/2" Lower shrouded FCV selettiva per il controllo e la gestione del livello inferiore
 - 3 1/2" Upper annular FCV selettiva per il controllo e la gestione del 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 misuratori di temperatura/pressione installati nel completamento:

Sopra la Upper annular FCV sarà installato un Triple Sensor Downhole Gauge Mandrel in cui saranno inseriti i Downhole gauges che permetteranno il monitoraggio di:

- Temperatura/pressione lato tubino al di sotto della Lower Shrouded FCV
- Temperatura/pressione lato tubino e annulus al di sopra della Upper annular FCV.

È prevista una singola control line elettrica per controllare i gauges.

4. 9 5/8" x 3 1/2" Packer di Produzione con n.4 passaggi per le linee idrauliche delle FCVs e la linea elettrica del downhole gauge
5. 3 1/2" Landing Nipples sotto e sopra packer per l'installazione di eventuali tappi.
6. 3 1/2" Mandrino di iniezione chimici
7. 4 1/2" Valvola di sicurezza:

- La valvola è di tipo "tubing retrievable, flapper type valve", non self equalizing, con rod piston.

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

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 29 DI 96					
		TECP-P-1-P-28766	AGGIORNAMENTI					
			1	2				

6.4. SCHEMA DI COMPLETAMENTO

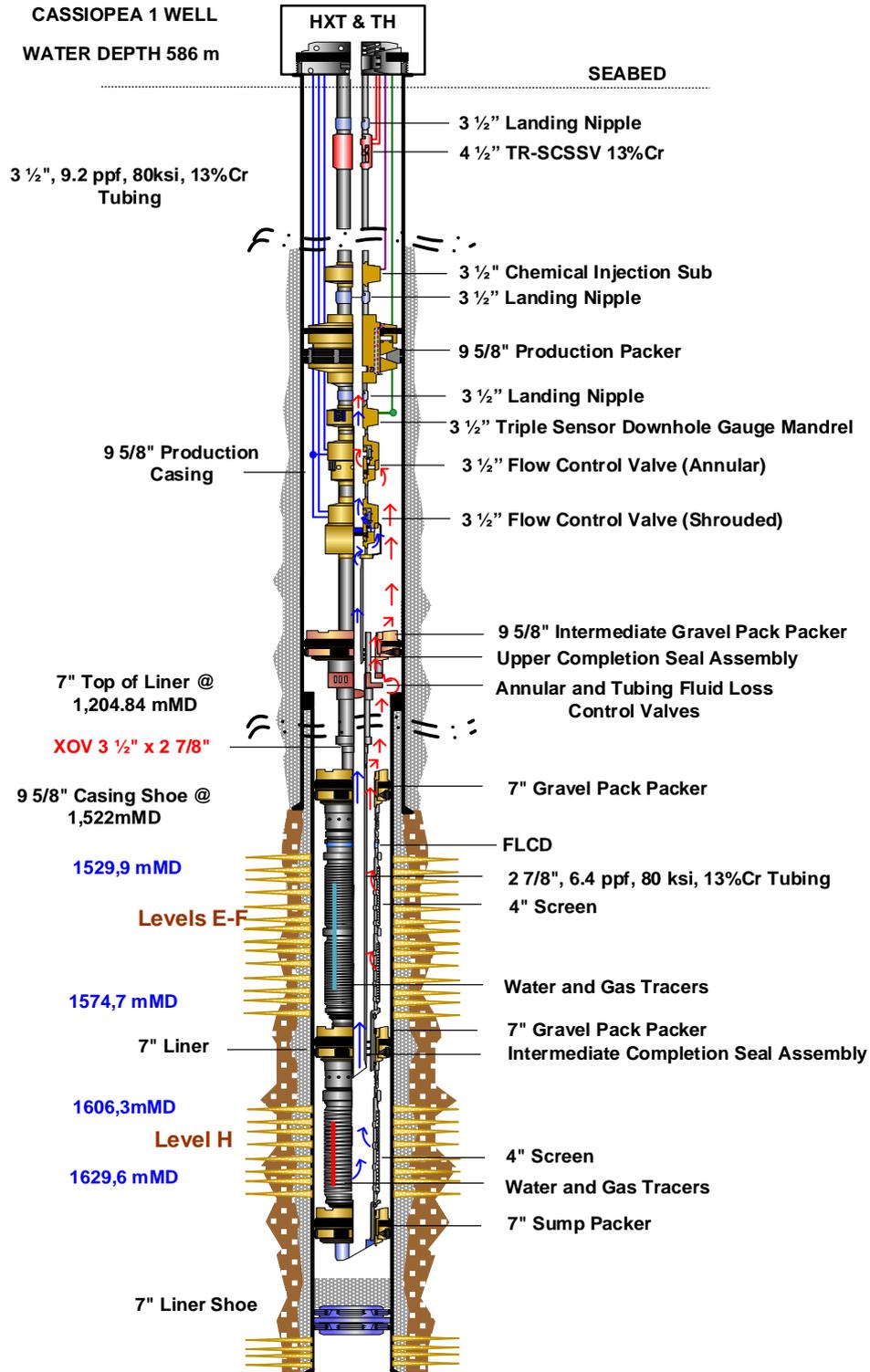


Figura 11 - Cassiopea 1Dlr Schema di Completamento

Nota: lo schema di completamento è finalizzato alla presentazione delle sole attrezzature di completamento in pozzo. Per lo stato del pozzo dopo l'abbandono (posizione BP e spari) o i profili casing si rimanda alle sezioni dedicate.

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 30 DI 96						
			AGGIORNAMENTI						
		TECP-P-1-P-28766	1	2					

6.5. 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 1Dir sarà un brine filtrato con le seguenti caratteristiche:

- CaCl₂ o CaCl₂/CaBr₂ a 1,35-1,40 S.G.
- Livello di pulizia richiesto 20 NTU.

Prima del settaggio del Production Packer, il pozzo verrà spiazzato a Packer fluid con le seguenti caratteristiche:

- Inhibited Sea Water con la seguente densità 1,03 S.G.

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 31 DI 96					
			TECP-P-1-P-28766	AGGIORNAMENTI				
				1	2			

7. SOMMARIO DELLE OPERAZIONI

1. Moving impianto su Cassiopea 1Dir e posizionamento.
2. Connessione BOP/XT.
3. Discesa batteria ed esecuzione test BOP. In contemporanea effettuare discesa WOUTA con work winch e connessione WOUTA a LMRP.
4. Rientro e fresaggio tappi di cemento
5. Esecuzione production casing seal assembly inflow test
6. Discesa con batteria di pulizia per casing di produzione. Recupero batteria di pulizia.
7. Discesa batteria per drift 9 5/8" csg e pulizia fino a quota settaggio TR-SCSSV.
8. Discesa batteria per inflow test BP + cmt plug con BOP e Riser cleaning tools. Esecuzione inflow test BP + cmt plug, spiazzamento pozzo con acqua di mare.
9. Spiazzamento con brine filtrato. Estrazione batteria di pulizia
10. Discesa EWL per esecuzione log ed estrazione.
11. Discesa e settaggio Sump Packer con setting tool e aste.
12. Discesa TCP, spezzonamento ed esecuzione spari zona inferiore. Estrazione TCP.
13. Discesa batteria di pulizia e pescaggio detriti cariche spari, circolazione. Estrazione batteria.
14. Assemblaggio e discesa Lower Completion (Stack Pack) gravel pack assembly per livello inferiore
15. Settaggio e test del GP Packer. Assemblaggio testina di iniezione e linee di superficie
16. Esecuzione ICGP-GIF del livello inferiore
17. Discesa e fissaggio GP packer plug, esecuzione tappo di sabbia
18. Discesa TCP, spezzonamento ed esecuzione spari zona superiore. Estrazione
19. Discesa batteria di back-surgin + batteria DST per pulizia zona danneggiata tunnel spari. Estrazione.
20. Discesa batteria di pulizia e pescaggio detriti cariche spari e recupero Packer plug. Estrazione.
21. Assemblaggio e discesa Lower Completion (Stack Pack) gravel pack assembly per livello superiore
22. Settaggio e test del GP Packer. Assemblaggio testina di iniezione e linee di superficie
23. Esecuzione ICGP-HRWP del livello superiore
24. Assemblaggio e discesa di isolation string. Settaggio, test packer e valvole isolamento livelli.
25. Sollevamento service tool per chiusura e test di FLCV e AFLCV. Pressure test FLCV e AFLCV. Recupero service tool.
26. Discesa con batteria di pulizia fino al top delle FLCV/AFLCV. Eseguire pressure test FLCV e AFLCV. Estrazione batteria di pulizia.
27. Discesa retrieving tool (SLT) per recupero camicia d'usura XT.
28. Assemblaggio Upper Completion: packer di produzione, due FCV e misuratori di pressione/temperatura.
29. Discesa Completion con tubini di produzione ed installazione SCSSV
30. Assemblaggio tubing hanger, terminazione delle linee elettriche/idrauliche e test.
31. Discesa TH con THRT, SSTT e landing string,

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 32 DI 96					
			AGGIORNAMENTI					
		TECP-P-1-P-28766	1	2				

32. Assemblaggio di Surface Flow Tree, CTLF, linee di superficie e well testing equipment.
33. Landing e test TH.
34. Spiazzamento pozzo a packer fluid, e stringa completamento a base oil. Settaggio e test packer di produzione, inflow test valvola di sicurezza.
35. Apertura delle valvole di isolamento (FLCV/AFLCV). Apertura delle FCV e spurgo selettivo di tutti i livelli.
36. 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.
37. Disconnessione THRT. Estrazione e disassemblaggio SSTT e landing string.
38. Disconnessione IWOCS/ BOP e spostamento impianto in area di sicurezza.
39. Installazione Tree Caps con ROV.
40. Spostamento impianto sul pozzo successivo.

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 33 DI 96					
		TECP-P-1-P-28766	AGGIORNAMENTI					
			1	2				

7.1. 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'annular slick joint della subsea test tree dovrà essere testato a 5500 psi.

Ripetere il Test BOP, con le medesime modalità, ogni 21 giorni, come previsto da procedure aziendali, e ogni qualvolta si renda necessario da esigenze operative.

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 34 DI 96					
			AGGIORNAMENTI					
		TECP-P-1-P-28766	1	2				

7.2. COMPLETION TIMING

Phases description	start depth	end depth	TIME					
			P10	P50	P90	P10	P50	P90
			Planned			Cumulated		
MOVE IN	0	0	0,5	0,6	0,9	0,5	0,6	0,9
RE-ENTRY	2224,29	2224,29	7,4	8	8,5	7,9	8,6	9,4
RUN COMPLETION 1	2224,29	2224,29	10,3	11,3	12,9	18,2	19,9	22,3
RUN COMPLETION 2	2224,29	2224,29	6,7	7,5	8,6	24,9	27,4	30,9
CLEAN UP 1	2224,29	2224,29	2,2	2,5	2,8	27,1	29,9	33,7
WELL ABANDON	2224,29	2224,29	1,8	2	2,3	28,9	31,9	36
MOVE OUT	0	0	3	3,1	3,2	31,9	35	39,2

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

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 35 DI 96					
			AGGIORNAMENTI					
		TECP-P-1-P-28766	1	2				

8. SEQUENZA DELLE OPERAZIONI

8.1. 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.

Il moving dell'impianto di perforazione su Cassiopea 1 Dir avverrà con il BOP sospeso.

1. Attivare motion compensator e discesa BOP. Installare BOP sopra XT cercando allineamento attraverso assistenza ROV.
Scaricare peso come da procedura.
2. Connettere BOP alla XT, Scaricare 50 kips prima di azionare connettore, osservando con ROV il corretto posizionamento attraverso il visual indicator. Azionare connettore.
3. Test connessione con 50 kips sovrattiro.
4. Azionare le ganasce cieche/trancianti del BOP e test connessione BOP-XT a 500 psi per 5 min, 2500 psi per 15 min
5. Testare le connessioni delle line di choke, kill e booster a 300 psi per 5 min e 5000 psi per 5 min.
6. Con ROV controllare inclinazione flex joint, BOP e XT.
7. Una volta ultimata la connessione BOP con XT attivare riser tensioners e estendere slip/telescopic joint.
8. Assemblaggio e test diverter.
9. Discesa batteria dedicata per il test del BOP (BOP test tool o WBRRT + test mandrel). Esecuzione pressure test del BOP chiudendo sul test mandrel.

Offline operations

- Preparativi per installazione WOUTA attraverso work wire winch
- Discendere WOUTA e agganciarla su LMRP king post, connettere EH jumpers attraverso ROV per aver pieno controllo sulla XT. L'ombelicale della HXT sarà clampato al work wire,

8.2. RECUPERO POZZO, FRESAGGIO TAPPI DI CEMENTO

- Cassiopea 1Dir è stato abbandonato temporaneamente attraverso una serie di tappi di cemento (2 superficiali nella 9-5/8 ed 1 tappo nella 7") e di BP (un primo BP superficiale nella 9"5/8 e un secondo profondo nel 7" liner); **vedere schema "Stato del pozzo dopo abbandono temporaneo" come riferimento quote tappi di cemento e BPs**
- **Confezionare fango FW-GE a densità 1.42 sg per le operazioni di Re-Entry**

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 36 DI 96					
			AGGIORNAMENTI					
		TECP-P-1-P-28766	1	2				

Caratteristiche fango FW-GE @1.42 s.g.:

Il fango da utilizzare per il reentry del pozzo è un fango che dovrà garantire essenzialmente la pulizia del cased hole dai detriti generati dal fresaggio dei tappi di cemento. Tale fango deve assicurare buone capacità di trasporto e pertanto verrà confezionato con bentonite, xanthan gum, soda caustica e barite con le seguenti concentrazioni:

Prodotto	Concentrazione [kg/m3]
Bentonite	80
Xanthan gum	2 - 3
Soda caustica	1
Barite	280

Il fango dovrà avere le seguenti caratteristiche reologiche:

Proprietà	Unità	Valore
Densità	Kg/l	1.42 kg/l
Viscosità plastica	Cp	25-35
Yield Point	g/100 cm2	>12
pH	-	8.5 – 9

- Come caso base, la camicia d'usura della XT verrà preinstallata. In caso contrario procedere con la discesa e fissaggio come da procedura contrattista SPS
- Parallelamente procedere con il montaggio della Wire line Unit ed assicurarsi che i cuscini viscosi per il re-entry siano già preparati in vasche dedicate.

10.

11. Discesa con 8"1/2 bit + 6"1/2 DC + 5"1/2 HWDP + 5"1/2 DP.

12. Durante la discesa, verificare presenza eventuale barite decantata. Se necessario, lavare la zona interessata da settling, applicando max 1-2 ton di peso, in circolazione e rotazione.

13. Intestare tappo di cemento (top previsto a 712 mMD) e spiazzare al fondo fango e cuscini viscosi. Procedere con il fresaggio del primo tappo di cemento pompando cuscini viscosi per pulizia del pozzo

14. Ultimato il fresaggio del primo tappo, recuperare cuscinio di fondo pompando cuscini viscosi per condizionare fango in pozzo.

15. Proseguire operazioni di fresaggio Bridge Plug (tipo BJ BST-06 Ø 9 5/8") Top Bridge plug a 854 mMD.

NOTA: In Caso di scarso avanzamento durante il fresaggio del Bridge plug, estrarre BHA e discendere milling BHA composta da Junk Mill + 6 1/2" DC + 5 1/2 HWDP + 5 1/2 DP

16. Continuare discesa fino al top del secondo tappo di cemento nella 9"5/8. Discendere facendo prove di circolazione almeno ogni 10 stands

17. Verificare presenza settling barite. Se necessario, procedere al lavaggio della zona interessata come sopra riportato.

18. Intestare secondo tappo di cemento (top previsto a 954 mMD) e spiazzare al fondo cuscini viscosi. Procedere con il fresaggio del secondo tappo di cemento pompando cuscini viscosi per pulizia 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

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 37 DI 96					
			AGGIORNAMENTI					
		TECP-P-1-P-28766	1	2				

19. Ultimato il fresaggio del secondo tappo, recuperare cuscino di fondo pompando cuscini viscosi per condizionare fango in pozzo. Estrazione 8"1/2 BHA e disassemblaggio
20. Discesa con 6" bit + DC + HWDP + 3"1/2 DP
21. Discendere fino al top del terzo cement plug (il più profondo presente nel 7" liner). Intestare tappo di cemento (top previsto a 1554 mMD) e spiazzare al fondo cuscini viscosi.
22. Procedere con il fresaggio parziale del terzo tappo di cemento pompando cuscini viscosi per pulizia del pozzo. (Fresare il tappo di cemento nel 7" liner della profondità necessaria fino ad avere sufficiente rat hole per la discesa e settaggio del sump packer)
23. Ultimato il fresaggio del tappo di cemento più profondo, circolare fino a condizionamento completo del fango in pozzo. Estrazione 6" bit BHA e disassemblaggio.

8.3. PULIZIA FORO, SPIAZZAMENTO BRINE

Sequenza delle Operazioni:

24. Eseguire inflow test 9 5/8" CSG hanger seal assy chiudendo BOP Blind/Shear e spiazzando kill line a base oil.
25. Assemblaggio e discesa 6" bit + 7" cleaning tool + 9 5/8" cleaning tool assy. La batteria sarà composta:
 - 6" bit + near bit
 - 7" Casing scraper, magneti, spazzole e Ventouri
 - 3-1/2" valvola di circolazione
 - 3-1/2" DP
 - 9-5/8" Casing Scraper, magneti spazzole da spezzonare qualche metro sopra 7" Liner hanger
 - DPs
26. Discesa con DPs
27. 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
28. Assemblaggio batteria dedicata per 9 5/8" casing drift e pulizia fino a TR-SCSSV composta come segue:
 - 8 1/2" Drilling bit
 - 9 5/8" CSG scrapers.
29. Discesa batteria fino a 50 m sotto TR-SCSSV setting depth (≈400 m sotto Mudline).
30. 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

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 38 DI 96					
			AGGIORNAMENTI					
		TECP-P-1-P-28766	1	2				

Nota: durante le operazioni e in accordo con la compagnia di servizio WBCO sarà valutata una possibile ottimizzazione delle batterie di pulizia.

31. Settaggio packer e spiazzamento stringa a Base Oil. Eseguire inflow test Bridge Plug e tappo di cemento.
32. Discesa batteria fino al fondo. Spiazzare pozzo ad acqua di mare, pompando in testa cuscini viscosi.
33. Eseguire il Jetting del BOP stack azionando jetting sub: ruotare e pompare acqua di mare alla massima portata possibile con booster pump azionata. Pompate cuscini di lavaggio come da programma.
34. Chiudere jetting sub e circolare alla massima portata raggiungibile con booster pump azionata.
35. Effettuare pulizia delle linee kill, choke and booster
36. Spiazzare pozzo con brine di Completamento filtrato (20NTU) CaCl₂ o CaCl₂/CaBr₂ a 1,35-1,40 S.G. seguendo programma di pulizia foro
37. Ultimato spiazzamento, fermare le pompe ed effettuare controllo statico.
38. Estrazione batteria di pulizia.

8.4. DISCESA GR/CCL/CBL/VDL/USIT

39. Montaggio unità di wire line e assemblaggio GR/CCL/CBL/VDL/USIT batteria di log:
40. Discesa e acquisizione log nella sezione da 7".
41. Correlare con GR e confrontare con open hole log confermando quota intervalli da sparare.
42. Estrazione e disassemblaggio wire line.

8.5. DISCESA SUMP PACKER CON DRILL PIPES

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.
43. Eseguire Pre-job safety meeting prima di procedere con le operazione di settaggio Sump Packer (non è richiesto pressure control equipment).

8.5.1 DISCESA GAUGE RING

44. R/U E-Line e surface equipment. RIH con Gauge Ring /Junk Basket/Gamma Ray/CCL per 7" liner. Durante la discesa, fare attenzione mentre si attraversa il top del 7" liner hanger.
45. 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.
46. Log e correlazione con GR/CCL.
47. Estrazione e disassemblaggio Gauge Ring/Junk Basket/Gamma Ray/CCL.
48. R/D EWL.

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 39 DI 96					
			TECP-P-1-P-28766	AGGIORNAMENTI				
				1	2			

8.5.2 DISCESA E SETTAGGIO SUMP PACKER

49. Discesa Sump Packer + setting tool.
50. Discesa a quota settaggio con una velocità di circa 150ft/min (45m/min) con DPs. Durante la discesa, fare attenzione mentre si attraversa il top del 7" liner hanger.
51. Correlare quota Sump Packer riferendosi al cased hole log/LWD.
52. Settaggio e test Sump Packer come da procedura Halliburton
53. Estrazione DPs e disassemblaggio setting tool.
54. Controllare setting tool e riportare eventuali anomalie nel tool.
- 55.

8.6. SPARI LIVELLO INFERIORE IN TCP E PULIZIA POST-SPARI

8.6.1 DISCESA FUCILI E SPARI

56. Portare attrezzatura TCP sul piano sonda, assemblaggio come per schema e inizio discesa
57. Discendere lentamente evitando manovre brusche durante le connessioni di ogni lunghezza.
58. Discendere fino a 30m sopra Sump Packer. Rilevare pick up e slack off weight
59. Continuare discesa lentamente ed effettuare tag del sump packer. Snap in/ snap out. Rilevare PU e SO weight
60. Installare e discendere EWL. Correlare da interno TCP riferendosi al radioactive marker sub (contingency):
61. Spezzonare string e prendere quota spari attraverso Index Line.
62. Assemblare e connettere testina di circolazione a Rig standpipe. Pressure test linee di superficie a 5,000 psi
63. Chiudere ganasce nel BOP.
64. Pressurizzare string internamente e azionare firing head. Sparare livello inferiore, H1-H2_s; 1606,3m – 1629,6 mMD
65. 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.
66. Se gli assorbimenti superano i 10 bbls/h pompare cuscini intasanti, LCM/viscosus pill (da definire) calibrati sulle caratteristiche di permeabilità della formazione.

8.6.2 PULIZIA POST SPARI PER LIVELLO INFERIORE

67. Assemblaggio batteria di pulizia come da schema e inizio discesa.
68. Durante discesa, fare prove di circolazione ogni 10-15 lunghezze per confermare corretta funzionalità dei tool di pulizia.
69. 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.
70. Attivare il compensator.
71. Iniziare a circolare gradualmente e aumentare la portata di circolazione fino a 4 - 6 bbl/min.

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 40 DI 96				
			AGGIORNAMENTI				
		TECP-P-1-P-28766	1	2			

72. Verificare eventuali cambiamenti delle perdite di fluido. Rilevare PU e SO weight con e senza circolazione.
73. Proseguire discesa pulendo zona spari.
74. Una volta arrivati a circa 15 m sopra quota Sump Packer, continuare a ruotare a 20-30 rpm e diminuire la portata di circolazione.
75. Continuare discesa e procedere con lavaggio seguendo istruzioni tool-man.
76. Discesa e tag sump packer con fluted no go mantenendo circolazione, (non appoggiare peso al sump packer).
77. Estrarre batteria di pulizia continuando a circolare.
78. Con batteria in superficie, disassemblaggio attrezzature di pulizia pozzo e verificare le quantità di detriti collezionati.

8.7. DISCESA LOWER COMPLETION ED EFFETTUARE ICGP - GIF PER LIVELLO INFERIORE

79. Installazione screen table e chiavi per manovrare Lower Completions assembly.
80. Sollevare e assemblare Lower Completion assemblies: screen/blanck pipe, packer extension, GP pkr
81. Discesa con Drill pipes (grasso solo sul pin).
- Attenzione durante il passaggio attraverso il top del 7" Liner.
 - Massima velocità di discesa: 2min / 90ft (stand).
 - Durante le connessioni mettere e togliere i cunei lentamente, evitando fenomeni di jarring e improvvise interruzioni durante la discesa del Lower Completion.
 - Record pick up/slack off weight ogni 10 lunghezze. La massima perdita di peso durante la discesa non deve superare 15Klbs.
 - Spezzonare string attraverso I seguenti criteri:
 - Assicurarsi di avere una connessione in superficie in modo da rompere la Flow Head con service tool in reverse position, evitando condizioni di perdite di fluido in pozzo
 - 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.
82. Attivare il motion compensator una volta arrivati all'ultima lunghezza (con Lower Completion a circa 15-30m al di sopra del Sump Packer. Rilevare PU e SO weight).
83. Confermare nuovamente lo spezzonamento della batteria.
84. Discendere lentamente ed effettuare tag del top Sump Packer.
85. Snap in/out Sump Packer confermando con S/O e O/P weight. Segnare quota settaggio su DP utilizzando Index line (se necessario, effettuare nuovamente spezzonamento).
86. Snap back into Sump Packer e sollevare lower completion string a peso neutro.
87. Installare testina di circolazione e segnare nuovamente quota su DP come posizione **RIH** (riferendosi come al solito a index line).
88. Settaggio GP packer seguendo istruzione tool-man ed effettuare test di tenuta meccanica e idraulico all'anulare.
89. Seguendo istruzioni tool man effettuare release service Tool e blow ball seat.

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 41 DI 96					
			AGGIORNAMENTI					
		TECP-P-1-P-28766	1	2				

90. Effettuare “ricerca posizioni” del Service tool marcando ogni posizione sulle aste di perforazione.

8.7.1 SEQUENZA ICGP-GIF PER LIVELLO INFERIORE

Note generali:

- a) Assicurarsi di effettuare un reverse out drill prima di iniziare le operazioni di pompaggio.
 - b) La Surface Flow head deve essere installata con service tool in reverse position in modo da non avere perdite di fluido in pozzo.
 - c) Assicurarsi che tutte le linee di superficie siano flussate e libere di proppant o detriti. Ispezionare le linee di alta e bassa pressione visivamente; Nelle linee di superficie deve essere installata una spring pop-off valve lato anulare
91. Assicurarsi che la pressione all’annulus sia nulla e BOP aperto.
 92. Con batteria sui cunei e service tool in reverse position, connettere flow head e coflex hoses.
 93. Installazione linee di pompaggio ed effettuare test bassa pressione a 500 psi e test alta pressione a 10000 psi
 94. 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.
 95. Effettuare friction test in reverse e circulating position con annular BOP in closed/open position.
 96. (Solo nel caso sia stato pompato un cuscinio intasante dopo l’operazione spari, eseguire stimolazione acida) Eseguire step rate test / injectivity test come per scheda di pompaggio:
 - Pompate 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
 - Pompate 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
 97. Inviare dati in ufficio e valutare risultati dei test. Ultimare scheda di pompaggio per il main job
 98. Effettuare ICGP – GIF main job per livello inferiore, H1-H2_s; 1606,31 m – 1629,63 mMD seguendo scheda di pompaggio (da definire):
 - Iniziare lavoro pompando primo stage (PAD stage) e spiazzarlo in reverse position in prossimità dei XO port (+/- 5 bbl); Portare il crossover tool in circulation position
 - Chiudere ritorno e continuare pompaggio dei diversi stage come per scheda di pompaggio
 - Se si presentano delle difficoltà a raggiungere screen-out, diminuire portate di pompaggio e aprire ritorno attraverso surface choke
 99. Raggiunto lo screen out fermare pompaggio Service Co., chiudere hydrill e pressurizzare annulus (1000-1500 psi, valore da confermare dal Service Company Engineer) con pompe impianto: sollevare service

Il presente documento è RISERVATO ed è proprietà di eni spa.

Esso non deve essere mostrato a terzi né sarà utilizzato per scopi diversi da quelli per i quali è stato emesso

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 42 DI 96					
			AGGIORNAMENTI					
		TECP-P-1-P-28766	1	2				

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)

100. Terminato il reverse out e con ritorno libero da proppant, sollevare service tool in dump seal position in modo tale da chiudere XO ports.
101. Monitorare trip tank e valutare eventuali perdite.
102. Disconnettere Flow head ed estrarre service tool 2-3 stand: in questo modo si andrà a chiudere la FLCD (Fluid Loss Control Device) presente nel Lower Completion, evitando perdite in formazione.
103. Ultimare estrazione service tool e contemporaneamente smontare linee di pompaggio.

8.8. SETTAGGIO PACKER PLUG NEL GP PACKER

Il 7" 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.

104. Assemblare Pkr Plug con running tool e Crossover Sub.
105. Discendere lentamente (MAX 2 min/ 90ft). Attivare motion compensator una stand sopra il Gravel Pack Packer.
106. Tag GP Packer. Settaggio Pkr plug e rilascio running tool.
107. Sollevare running tool e verificare quota settaggio attraverso index line. Pressure test Pkr plug come da procedura.
108. Pompate circa 2-3m di gravel sand sopra il Pkr plug.

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

8.9.1 DISCESA FUCILI E SPARI

109. Sollevare e assemblare batteria TCP come per schema. Inizio discesa
110. Discendere lentamente evitando manovre brusche durante le connessioni di ogni lunghezza.
111. Discendere fino a 30m sopra GP Packer. Rilevare pick up e slack off weight
112. Discendere lentamente ed effettuare tag del GP Packer. Rilevare PU e SO weight
113. Installare, discendere EWL e correlare da interno TCP riferendosi al radioactive marker sub (contingency):
114. Spezzonare string e prendere quota spari attraverso Index Line.
115. Assemblare e connettere testina di circolazione a Rig standpipe. Effettuare pressure test delle linee a 5,000 psi
116. Chiudere ganasce del BOP.
117. Pressurizzare string internamente e azionare firing head. Sparare livello superiore E9_top-F29_bot: 1529,88 – 1574,74 mMD .
118. 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.
119. Se gli assorbimenti superano i 10 bbls/h pompare LCM/viscosus pill (da definire) calibrati sulle caratteristiche di permeabilità della formazione.

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 43 DI 96					
			TECP-P-1-P-28766	AGGIORNAMENTI				
				1	2			

8.9.2 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)

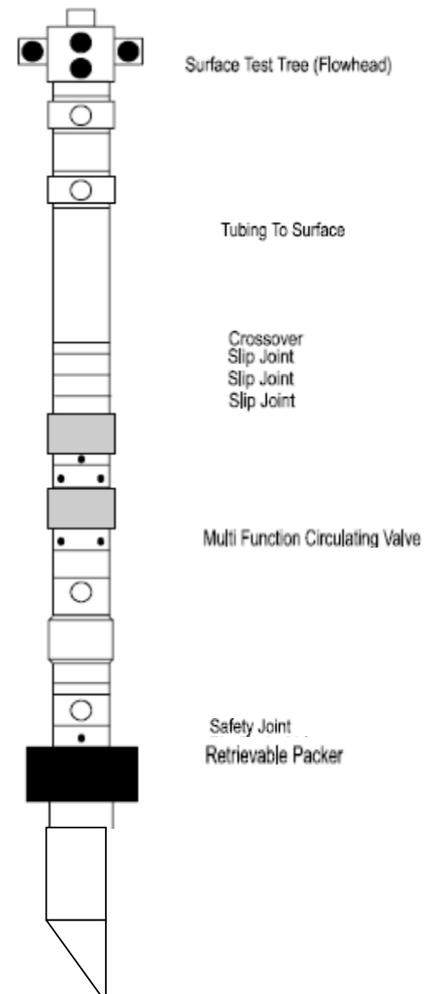
Il flusso turbolento immediatamente prodotto, si suppone abbia energia sufficiente a rompere la zona spari danneggiata e a pulire il tunnel spari, garantendo un ottimale riempimento dello stesso con gravel, nella successiva operazione di gravel pack.

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 cuscinio 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 fluire almeno il seguente volume $V = 1 \text{ gallon} \times n^\circ \text{ shots}$;
- 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 $> 1.5 \text{ m}^3/\text{h}$ iniziare a spiazzare a fondo cuscini LCM;
- Estrazione DST string.



 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 44 DI 96					
			AGGIORNAMENTI					
		TECP-P-1-P-28766	1	2				

8.9.3 PULIZIA POST SPARI PER LIVELLO SUPERIORE

120. Assemblaggio batteria come da schema.
121. Discesa batteria di pulizia facendo prova di circolazione ogni 10-15 lunghezze per confermare corretta funzionalità dei tool.
122. Proseguire discesa string fino a circa 30 meters (1 lunghezza) sopra top delle perforazioni. Continuare a monitorare le perdite durante tutta la discesa.
123. Attivare il compensator.
124. Iniziare a circolare lentamente e aumentare la portata di circolazione fino a 4 - 6 bbl/min.
125. Verificare eventuali cambiamenti delle perdite. Rilevare PU e SO weight con e senza circolazione.
126. Proseguire discesa pulendo zona spari.
127. 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.
128. Continuare discesa e procedura di lavaggio seguendo istruzione tool-man.
129. 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.
130. Continuare discesa e tag top Pkr plug. Recuperare Pkr plug attraverso retrieving tool montato al bottom BHA.
131. Estrazione batteria lentamente per evitare swabbing (2 - 3 minutes per stand).
132. Con batteria in superficie, disassemblaggio tools di pulizia pozzo e verificare la quantità dei detriti collezionati

8.10. DISCESA LOWER COMPLETION ED EFFETTUARE ICGP - HRWP PER LIVELLO SUPERIORE

133. Installazione screen table e chiavi per manovrare Lower Completions assembly.
134. Sollevare e assemblare Lower Completion assemblies: screen/blank pipe, packer extension, GP pkr
135. Discesa con Drill pipes.
 - a) Attenzione durante il passaggio attraverso il top del 7" Liner.
 - b) Massima velocità di discesa: 2min / 90ft (stand).
 - c) Durante le connessioni mettere e togliere i cunei lentamente, evitando fenomeni di jarring e improvvise interruzioni durante la discesa del Lower Completion.
 - d) Registrare pick up/slack off weight ogni 10 lunghezze. La massima perdita di peso durante la discesa non deve superare 15Klbs.
 - e) 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.
136. 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).
137. Confermare nuovamente work string 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

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 45 DI 96					
			AGGIORNAMENTI					
		TECP-P-1-P-28766	1	2				

138. Discendere lentamente ed effettuare tag top GP Packer del livello inferiore.
139. 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.
140. Monitorare trip tank e valutare perdite livello inferiore
141. Snap back into GP Packer e sollevare lower completion string ristabilendo il peso neutro.
142. Installare testina di circolazione e segnare nuovamente quota su DP come posizione **RIH** (riferendosi come al solito a index line).
143. Settaggio GP packer seguendo istruzione tool-man ed effettuare test di tenuta meccanica e idraulica all'anulare.
144. Seguendo istruzioni tool man effettuare release service Tool e blow ball seat.
145. Effettuare "ricerca posizioni" del Service tool marcando ogni posizione sulla DP.

8.10.1 SEQUENZA ICGP-HRWP PER LIVELLO SUPERIORE

Note generali:

- d) Assicurarsi di effettuare un reverse out drill prima di iniziare le operazioni di pompaggio.
- e) La Flow head deve essere installata con service tool in reverse position in modo da non avere perdite.
- f) 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
146. Assicurarsi che la pressione all'annulus sia nulla e BOP aperto.
147. Con batteria sui cunei e service tool in reverse position, connettere flow head e coflex hoses.
148. Installare linee di pompaggio ed effettuare pressure test a bassa pressione a 500 psi e alta pressione a 10,000 psi.
149. 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.
150. Effettuare friction test in reverse e circulating position con annular BOP in closed/open position.
151. Solo nel caso sia stato pompato un cuscinio intasante dopo gli spari, effettuare una n 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).
152. Effettuare ICGP-HRWP per livello superiore, E9_top-F29_bot: 1529,88 – 1574,74 mMD seguendo pumping schedule (da definire).
153. Una volta raggiunto lo screen-out, fermare pompaggio Service Co., chiudere hydrill e pressurizzare annulus (1000 psi, valore da confermare dal Service Company Engineer) con pompe impianto; sollevare

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 46 DI 96					
			AGGIORNAMENTI					
		TECP-P-1-P-28766	1	2				

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)

154. Terminato il reverse out e con ritorno libero da proppant, sollevare service tool in dump seal position in modo tale da chiudere XO ports.
155. Monitorare trip tank e valutare eventuali losses.
156. Disconnettere Flow head e POOH service tool 2-3 stand: in questo modo si andrà a chiudere la barriera (FLCD: fluid losses control device) presente nel Lower Completion evitando perdite in formazione.
157. Ultimare estrazione service tool e contemporaneamente smontare linee di pompaggio.

8.11. DISCESA ISOLATION STRING

Note generali:

- a) Effettuare Pre-job safety meeting rivedendo tutte le operazioni di discesa Isolation String.
- b) Confermare valori di make-up torque per le connessioni.
- c) Assicurarsi che la corretta quantità di grasso venga utilizzata per ogni connessione.
- d) Utilizzare Index line come riferimento per ogni verifica di quote.
- e) Utilizzare stabbing guides come guida per ogni connessione.
- f) Assicurarsi che le valvole di isolamento (radiale e anulare) siano testate sul deck come da procedura. Tutti i function test e le validazioni devono essere fatti sul deck iniziando almeno 10 ore in anticipo rispetto la discesa della string.

Nota: I vari grafici di ciclaggio e dei pressure test devono essere condivisi con il Completion Engineer a bordo e inviati in città per l'approvazione.

158. Montaggio chiavi di manovra per Isolation string.
159. Assemblaggio Isolation string come da Schema.
160. Continuare discesa fino a 2 lunghezze sopra FLCD meccanica presente nel Lower Completion. Rilevare Slack off e pick up weight con compensatore attivato.
161. Continuare discesa effettuando apertura FLCD (attraverso rottura nel caso di Flapper o shifting tool nel caso di ball valve)
162. 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 la valvola di isolamento anulare (AIV) chiusa e quella lineare (IV) aperta. Circolare a minima portata per avere conferma della posizione delle seal unit rilevando un picco di pressione
163. Continuare discesa fino ad avere fluted no-go 3m sopra Top GP Packer. Rilevare SO/PU weight.
164. Assicurarsi che il compensatore sia attivo prima di effettuare il landing sopra il top GP Packer.
165. Montaggio testina di circolazione e test linee a 5,000psi per 10mins con la cementatrice. Registrare tutte le pressioni sul chart.
166. Discendere la string lentamente ed effettuare l'imbocco del fluted no-go nel GP Packer.
167. Assicurarsi che l'annulus sia pieno di brine controllando visivamente prima di procedere con il settaggio del packer.

Il presente documento è RISERVATO ed è proprietà di eni spa.

Esso non deve essere mostrato a terzi né sarà utilizzato per scopi diversi da quelli per i quali è stato emesso

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 47 DI 96					
			AGGIORNAMENTI					
		TECP-P-1-P-28766	1	2				

168. Set e test Isolation Packer come da procedura contrattista.
169. 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.
170. Chiudere le ganasce del BOP e pressurizzare a 800-1000psi per effettuare test di chiusura e tenuta delle valvole di isolamento.

A questo punto i due livelli sono isolati (livello inferiore isolato dalla valvola radiale e livello superiore isolato dalla valvola anulare).

171. Estrarre e disassemblare service tool. Controllare visivamente tool per escludere danneggiamenti.
172. Discesa batteria WBCO fino al top FLCV/AFLCV. Esecuzione pulizia valvole di isolamento e recupero batteria.

8.12. DISCESA UPPER COMPLETION

Note generali:

- L'isolamento dell'annulus lato riser sarà garantito attraverso le ganasce inferiori del BOP chiuse contro lo slick joint della landing string.
- Le Flow control valve (FCV) sono progettate teoricamente per avere più posizioni: una posizione in totale chiusura, una posizione in totale apertura e diverse posizioni in parziale apertura.
- La disposizione delle control line è un aspetto molto critico e deve essere definito correttamente in modo da evitare eventuali accavallamento tra le diverse linee.
- Lo spezzonamento della SCSSV deve essere fatto correttamente in modo da averla all'incirca a 400 m al di sotto della mud line/Sea bed.
- Se è necessario ruotare la string per allineare le diverse control line, farlo seguendo le istruzioni dei diversi supervisori delle contrattiste di Upper Completion

Operazioni Offline:

- a) I passaggi delle line idrauliche Tubing hanger (3-off per FCVs, 2-off for SCSSV) devono essere testati idraulicamente come da procedura SPS
- b) Il passaggio della linea elettrica al Tubing deve essere testato e deve essere verificata la continuità/isolamento elettrico attraverso il recettore del DH gauge
- c) Completare TH Deck testing secondo procedura contrattista SPS.
- d) Le linee delle FCV devono essere collegate e testate idraulicamente alla massima pressione possibile
- 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

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 48 DI 96					
			AGGIORNAMENTI					
		TECP-P-1-P-28766	1	2				

- 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.

8.12.1 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
- Test del BOP prima della discesa del Upper Completion (se richiesto)

173. Assemblaggio BHA dedicata per il recupero camicia di usura XT e test BOP.

174. Discesa BHA con DPs

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

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

177. Procedere con il test completo del BOP (se richiesto).

178. 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).

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

180. Estrazione e disassemblaggio BHA.

8.12.2 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.

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

182. Discesa production seal assembly come da schema di completamento.

Rispettare I valori di Make Up torque forniti.

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

184. Assemblaggio e discesa Triple sensor Downhole gauge mandrel assembly.

185. Sollevare il Completamento in modo da avere la FCV shrouded in corrispondenza della rotary table. Connettere control line ed effettuare pressure test di entrambe le linee (apertura e chiusura) registrando tutti i valori di pressioni, il numero dei cicli e la posizione della FCV shrouded.

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

187. 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.

Il presente documento è RISERVATO ed è proprietà di eni spa.

Esso non deve essere mostrato a terzi né sarà utilizzato per scopi diversi da quelli per i quali è stato emesso

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 49 DI 96					
			AGGIORNAMENTI					
		TECP-P-1-P-28766	1	2				

188. Assemblaggio Production packer assembly.
189. Sollevare il Completamento ad altezza Triple sensor Gauge mandrel e installare cavo elettrico.
190. Testare connessione al 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.

191. Ciclare le FCV in posizione di chiusura ed effettuare integrity pressure test.
192. 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.
193. Preparare piano sonda per le operazione di terminazione delle linee idrauliche ed elettriche al Production Packer.
194. Rimuovere i temporary fittings nel top del production packer.
195. Effettuare la connessione sopra Packer delle linee elettriche e idrauliche come da procedura contrattista
196. Pressurizzare e mantenere 500psi nelle linee delle FCV durante la discesa del Upper Completion.
197. 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

198. Assemblaggio SCSSV. Effettuare pressure e function test della valvola secondo procedura contrattista e sotto supervisione ENI Completion Engineer.
199. Mantenere SV control line in pressione durante la discesa per mantenere la flapper aperta.
200. Continuare la discesa con 3-1/2 tbgs fino alla connessione del TH.

8.12.3 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 volumi di attivazione delle diverse funzioni.
 - f) Effettuare lubricator valve pressure test.
 - g) Set up well testing equipment.
201. Assemblare tubing hanger alla string di Completamento come da procedura contrattista.

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 50 DI 96					
			AGGIORNAMENTI					
		TECP-P-1-P-28766	1	2				

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.

202. Montaggio unità Slick Line.
203. Recupero isolation sleeve e installazione Bore Protector (camicia di usura) nel Tubing Hanger
204. Discesa standing valve. Settaggio standing valve nel Landing nipple sopra il Prod. Packer. Estrazione slick line.
205. Recupero camicia d'usura e installazione Isolation sleeve
206. Connettere testina e line di circolazione al THHT.
207. Pressure test string di Completamento.
208. Recupero isolation sleeve e installazione Bore Protector
209. Discesa retrieving tool e recupero standing valve
210. Recuperare camicia di usura e installare di nuovo isolation sleeve nel TH.
211. Smontaggio Unità Slick Line.
212. Se necessario, rimuovere orientation sleeve dal TH per consentire le terminazioni delle linee downhole.
213. Prepararsi alla terminazione del cavo elettrico. Effettuare test d'isolamento e continuità elettrica al Wet Mate Connector.
214. Effettuare taglio del cavo elettrico e connettere al TH con Dry mate Connector. External Pressure test al connettore come da procedura contrattista
215. 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.
216. Prima di procedere con la terminazione delle linee idrauliche, effettuare test di funzionalità delle FCVs registrando volumi e posizioni delle valvole.
217. Scaricare pressioni delle FCV control line, prendere misure e tagliare cavo.
218. Connettere control lines al TH ed effettuare external pressure test come da procedura contrattista.
219. Installare charging-tool al TH per permettere function/pressure test delle line downhole
220. Internal pressure test control lines attraverso charging-tool e registrare cambiamento delle posizioni delle FCVs.
221. Ultimati i pressure test alle tre control line, ciclare Upper FCV in closed position e lower FCV in open position
222. Terminare le control line della SCSSV sul TH come da procedura contrattista ed effettuare external pressure test. Scaricare pressione.
223. Eseguire internal pressure test TR-SCSSV control lines attraverso charging-tool.
224. Eseguire function test della flapper almeno tre volte osservando il trend di pressione per verificare l'effettivo movimento della flapper.
225. Concluse tutte le terminazioni installare, se necessario, orientation sleeve e orientare il TH in maniera appropriata considerando l'orientamento del Rig e della XT.
226. Preparare Rig floor prima di procedere con l'assemblaggio della landing string; rimuovere tutte le carrucole dell'intelligent completion.

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 51 DI 96					
			AGGIORNAMENTI					
		TECP-P-1-P-28766	1	2				

227. Sollevare SSTT/THRT/adaptor e verificare visivamente che il THRT non sia danneggiato (verificare condizioni delle production stub seal, lock ring OD, collect finger)
228. 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.
229. Effettuare connessione SSTT/THRT con TH come da procedura SPS
230. Discesa landing string come da procedura SPS.
231. Arrivati a quota lubricator valve, sollevare LV ed effettuare test di funzionalità e pressione dell'ombelicale.
232. Dopo aver connesso la LV, effettuare pressure test contro una delle valvole della SSTT come da procedura della compagnia di servizio. Chiudere LV ed effettuare pressure test contro la LV. Eseguire LV inflow test (opzionale).
233. Sollevare CTLF, short bails / elevator, e posizionarlo a centro pozzo.
234. Sollevare SFT con kill side e production side coflexes, landing joint, Swivel, Riser Sealing Mandrel (RSM) e connettere il SFT Landing joint alla LS.
235. Effettuare pressure test contro WT choke manifold, LV e SFT Swab Valve:
- i. Chiudere WT choke manifold, LV e SFT Swab Valve.
 - ii. Mantenere aperte SFT PMV, SFT KVV e SFT PWV.
 - iii. Effettuare pressure test pompando dalla CMT unit.
236. Effettuare SFT KW check valve inflow test.
237. Effettuare WT SSV inflow test.
238. Prima di passare al landing del TH, assicurarsi con ROV che la configurazione delle valvole della X-Tree sia come da procedura SPS.
239. Discendere Completamento/Landing string entrando con i production seals dentro la PBR della valvola di isolamento anulare.
240. Continuare la discesa completando il landing del TH nella X-Tree.
241. Effettuare le prove di circolazione a portata ridotta per verificare l'effettiva tenuta delle seal unit all'interno del Lower Completion.
242. Proseguire con il settaggio del TH come da procedura contrattista SPS.
243. Eseguire test TH (bore and seal test) come da procedura contrattista SPS.
244. 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
245. Ciclare le FCVs in modo da avere FCV shrouded in posizione di chiusura e FCV annular in posizione di apertura totale
246. 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.

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 52 DI 96					
			AGGIORNAMENTI					
		TECP-P-1-P-28766	1	2				

8.12.4 SPIAZZAMENTO DEL COMPLETAMENTO CON BASE OIL, SETTAGGIO PRODUCTION PACKER E INFLOW TEST A SCSSV

247. Chiudere ganasce inferiori del BOP sul ported slick joint.
 248. Spiazzare tutto il pozzo con packer fluid pompando all'interno della string dalla cementatrice.
 249. Spiazzare l'interno della string a 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.
 250. Configurare le valvole XT/LS e procedere al settaggio Production Packer.
 251. Ciclare FCV annular in posizione di chiusura. Assicurarsi che anche la FCV shrouded sia in chiusura.
 252. Pressurizzare interno string attraverso Base Oil e proseguire con sequenza settaggio production packer e pressure test come da procedura contrattista.
 253. Effettuare pressure test del tubino di completamento.
 254. 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.
255. Scaricare pressione all'annulus.
 256. Scaricare pressione alle control line della SCSSV e chiudere flapper.
 257. Scaricare pressione al tubing attraverso surface welltesting choke manifold ed effettuare inflow test alla safety valve.
 258. Ultimato il test, equalizzare la pressione alla SCSSV pompando al tubing ed aprire flapper.
 259. Effettuare inflow test di una delle valvole della SSTT come da procedura della compagnia di servizio.
 260. 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.
 261. 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.

8.12.5 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.
262. Ciclare FCV shrouded a posizione di massima apertura mantenendo FCV annular in posizione di chiusura.
 263. Controllare il numero di ciclaggio della Tubing Fluid Loss Control Valve (FLCV) di iniziare a pompare.
 264. Pompate 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 AFLCV. Ripetere il passaggio precedente fino a completare il numero di cicli necessari per l'apertura della FLCV.
265. Ciclare FCV shrouded in posizione di chiusura. Ciclare FCV annular in posizione di totale apertura.
 266. Controllare il numero di ciclaggio della valvola di isolamento anulare prima di iniziare a pompare.

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 53 DI 96					
			AGGIORNAMENTI					
		TECP-P-1-P-28766	1	2				

267. 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 valvola di isolamento, ripetere una seconda volta il numero di cicli di pressione necessari per l'apertura

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

8.13. SPURGO

8.13.1 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

8.13.2 SPURGO E WELL TESTING LIVELLO SUPERIORE

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

270. Con la FCV annular aperta il tubing è in comunicazione con il giacimento, in particolar modo con il livello superiore. Monitorare la pressione statica in testa al choke manifold osservando un pressure build-up. Monitorare per almeno 30min.

Se nessun incremento di pressione viene riscontrato al choke manifold, iniziare il raffreddamento delle pompe di azoto e procedere allo spiazzamento della landing string con azoto come azione di contingency

271. 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.

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

8.13.3 SPURGO E WELL TESTING LIVELLO INFERIORE

273. 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.

274. Aprire FCV shrouded e procedere secondo il programma well testing per il livello inferiore.

275. Ultimato l'ultimo step del main flow, ciclare FCV shrouded in posizione di chiusura e registrare il build up con chiusura al fondo per il livello inferiore.

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 54 DI 96					
			AGGIORNAMENTI					
		TECP-P-1-P-28766	1	2				

8.13.4 WELL TESTING LIVELLI IN COMMINGLE

276. Aprire la FCV shrouded e la FCV annular in posizioni di parziale apertura in modo da non riscontrare cross flow.
277. Procedere con il well testing dei due livelli in commingle secondo programma giacimenti.
278. Chiudere entrambe le FCV e valutare il build up per entrambi i livelli
279. 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.

8.14. ABBANDONO DEL POZZO

8.14.1 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 e della landing string.

- 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).
- Chiudere TR-SCSSV ed effettuare inflow test scaricando la pressione in testa. Equalizzare pressione ed aprire TR-SCSSV
- Mantenere le valvole subsea della XT chiuse ad eccezione del PMV
- Ultimato il killing del pozzo chiudere PMV, SCSSV e ciclare FCV anulare in posizione di chiusura.

8.14.2 MESSA IN SICUREZZA DEL POZZO

280. Montaggio unità di Slick line e pressure test.
281. Discesa con Nipple protector retrieving tool. Recupero e estrazione
282. Configurare le valvole subsea della XT prima di procedere con il settaggio dei crown plugs
283. Discesa con il lower crown plug. Settaggio e pressure test seguendo procedura contrattista SPS
284. Assemblaggio e discesa con upper crown plug. Settaggio e pressure test seguendo procedura contrattista SPS
285. Attraverso IWOCSS 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
286. Smontaggio attrezzatura slickline.

8.14.3 PRESSURE TEST CROCE DI PRODUZIONE

287. Configurare le linee per effettuare il test 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*

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 55 DI 96					
			TECP-P-1-P-28766	AGGIORNAMENTI				
				1	2			

288. Effettuare il test di pressione di tutte le valvole della croce come da procedura del contrattista utilizzando base oil
289. Effettuare X-Tree preservation lasciando all'interno un fluido non corrosivo come da specifiche del fornitore della croce.

8.14.4 DISCONNESSIONE LANDING STRING

290. Aprire ganasce inferiore del BOP ed effettuare disconnessione THRT dal tubing hanger seguendo procedura contrattista SPS
291. Sollevare landing string e posizione slick joint ad altezza BOP upper annular.
292. Chiudere BOP upper annular e iniziare a spiazzare base oil pompando brine attraverso rig choke line. Pompate almeno due volumi interni di landing string, fino a quando si osserva chiaramente brine al ritorno.
293. Fermare le pompe e aprire BOP. Disassemblaggio CTLF, SFH kill/production coflexes.
294. Recuperare landing string e SSTT in superficie.
295. Disassemblaggio SSTT e ombelicale. Iniziare preparativi per il recupero BOP.

8.14.5 DISCONNESSIONE IWOCS E BOP

Offline operations:

296. Disconnettere IWOCS /WOUTA dalla X-Tree
- Scaricare pressione a tutto il sistema IWOCS e togliere alimentazione a SCM
 - Disconnettere con ROV HFL dal XT production stab plate e posizionarlo su WO-UTA park plate. Installare con ROV il MQC cap sulla XT PROD stab plate.
 - Disconnettere con ROV IWOCS EFL dalla XT SCM e posizionarlo su WO-UTA park plate. Installare con ROV EC cap nelle dedicate SCM EC
297. Disconnettere BOP, muovere rig in safe zone in modo da permettere a ROV di installare il corrosion tree cap sulla XT.
- Recuperare BOP, riser con WO-UTA/umbilical system.
 - Verificare che ROV sia equipaggiato di tutte le attrezzature necessarie per le operazioni di installazione tree cap.
 - Assicurarsi che non ci sia alcun VX gasket nel top della XT e che il profilo del non sia danneggiato
298. Installare con ROV tree cap come da procedura contrattista SPS.

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 56 DI 96					
			AGGIORNAMENTI					
		TECP-P-1-P-28766	1	2				

9. APPENDICE

9.1. PERFORMANCE DEL TUBINO E ANALISI EROSIONALE

Sono stati effettuati dei calcoli per la verifica delle performance del tubino e per confermare le dimensioni ottimali per il tubino e attrezzature di completamento.

È stata effettuata anche una verifica del rischio erosionale al fine di valutare la massima portata che la stringa può sostenere senza eccedere il limite erosionale del tubino.

A tale scopo è stato utilizzato il software Prosper.

I risultati delle analisi mostrano che il design di Completamento selezionato (incluso tutte le restrizioni lungo la stringa dovute alle attrezzature di fondo pozzo) non presenta alcuna limitazione alla produzione di fluidi in accordo agli attuali profili di produzione.

9.1.1 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

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 57 DI 96					
			AGGIORNAMENTI					
		TECP-P-1-P-28766	1	2				

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.

Dati di campionamento			
Intervallo :	1773-1785 m MD	Portata:	186913 Sm3/giorno
Punto di prelievo :	Separatore	Press. :	26.1 bar Temp. : 12 ° C
Data di prelievo :	27/06/2008	Data di arrivo :	10/09/2008
Prelevato da :	Schlumberger	Bombola n. :	A2705
Risultati analitici			
COMPOSIZIONE CENTESIMALE		CARATTERISTICHE FISICHE CALCOLATE	
Gas Cromatografia (GPA 2286-95)		a 15 ° C e 1.01325 bar (ISO 6976-1995)	
	%mol	Fatt. Comprimib.	0.9980
Azoto	0.70	Densita` (aria=1)	0.5586
Anidride carbonica	0.04	Massa Volumica kg/m3	0.6845
Idrogeno solforato	-	Potere calorifico superiore	
Metano	99.21	kcal/m3	8965
Etano	0.02	kJ/m3	37535
Propano	0.01	Potere calorifico inferiore	
I-Butano	0.01	kcal/m3	8071
N-Butano	<0.005	kJ/m3	33792
Neo-pentano	<0.005	Indice di Wobbe	
I-Pentano	0.01	kcal/m3	11994
N-Pentano	<0.005	kJ/m3	50216
Esani	<0.005	Nota: Il campione è risultato inquinato da aria (=3.1%mol) che è stata sottratta dalla composizione.	
Eptani	<0.005		
Ottani +	<0.005		

Figura 12 - Dettaglio dati PVT

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 58 DI 96					
			AGGIORNAMENTI					
		TECP-P-1-P-28766	1	2				

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.

9.1.2 METODOLOGIA DI CALCOLO DELL'ANALISI EROSIONALE

Per l'analisi erosionale è stato usato il metodo API RP 14E. Tale metodo definisce una velocità media di flusso accettabile come segue:

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

In cui:

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

ρ_m è la densità della miscela gas/liquido espressa in lbs/ft³;

C è una costante.

Il valore del fattore C dipende principalmente dal materiale del tubino. È stato considerato un valore del fattore C pari a 300 considerando il materiale del tubino e delle attrezzature di fondo pozzo (13 Cr). È stata valutata la massima portata di gas che può essere prodotta a diverse pressioni in testa (THP) per evitare l'erosione negli equipment di fondo pozzo.

L'analisi è stata condotta confrontando il limite erosionale con la portata di gas del profilo di produzione. Il WGR (Water Gas Ratio) che influenza fortemente il limite erosionale, è stato incluso nell'analisi. Per ogni punto del profilo di produzione è stato calcolato il fattore C per tutta la profondità del tubino e confrontato con il fattore C limite.

9.1.3 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.

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 59 DI 96						
			AGGIORNAMENTI						
		TECP-P-1-P-28766	1	2					

La seguente tabella sono riportati i limiti erosionali a diverse pressioni di testa (THP), dati i valori di WGR e CGR.

CASSIOPEA 1DIR		
THP	Limite Erosionale	WGR
[bar]	[Ksm³/d]	(sm³/sm³)
30	940	3,34614E-07
40	960	3,34614E-07
50	1000	3,34614E-07
60	1020	3,34614E-07
70	1050	3,34614E-07
80	1090	3,34614E-07
90	1105	3,34614E-07
100	1145	3,34614E-07

Condizioni: fattore C limit: 300; CGR = 0 sm³/sm³

Tabella 11 - Limiti Erosionali Cassiopea 1Dir

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 60 DI 96					
			AGGIORNAMENTI					
		TECP-P-1-P-28766	1	2				

9.2. 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.

9.2.1 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: 210 kg/cm² @ 1635 mTVD (1745 mMD) Profondità: 1150 m (lunghezza UC)

Profondità d'acqua: 586 m

Dati di completamento

Tubino: 3 ½", 9.2#, 13Cr 80 ksi e

Densità Packer Fluid: 1.03 kg/l

Pressione iniziale di settaggio production Packer: 1500 psi

Isolation string 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: 210 kg/cm² @ 1635 mTVD (1745 mMD)

Tempo: 2 giorni.

2. Produzione a regime

Portata: 1.200.000 Sm³/d

Pressione statica di fondo pozzo: 210 kg/cm² @ 1635 mTVD (1745 mMD)

Tempo: 1 anno.

3. Chiusura calda

Pressione statica di fondo pozzo: 210 kg/cm² @ 1635 mTVD (1745 mMD)

Tempo: 1 minuto.

4. Chiusura fredda

Il presente documento è RISERVATO ed è proprietà di eni spa.

Esso non deve essere mostrato a terzi né sarà utilizzato per scopi diversi da quelli per i quali è stato emesso

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 61 DI 96					
			TECP-P-1-P-28766	AGGIORNAMENTI				
				1	2			

Pressione statica di fondo pozzo: 210 kg/cm² @ 1635 mTVD (1745 mMD)

Tempo: 1 giorno

5. Stimolazione acida (acid job)

Portata di iniezione: 10 bpm

Volume: 50 m³

Pressione dinamica fondo pozzo 230 kg/cm² @ 1635 mTVD (1745 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 kill fluid: 1.40 kg/l

7. Perdita dal tubino (Tubing leak)

La condizione di Perdita dal tubino (tubing leak) è stata considerata per le seguenti situazioni:

- Perdita dal tubino durante la produzione (Tubing leak during production).

8. Tubing evacuation

È stata analizzata la condizione di svuotamento del tubino.

9. Overpull

Overpull: 40 t

Coefficienti di design ENI

Eni "Completion Design Procedure" STAP-P-1-M-26543-rev-02 definisce i coefficienti di sicurezza (Design Factor) da utilizzare nella tubing stress analysis in corrispondenza delle seguenti condizioni di carico:

Scoppio (Burst): 1.3

Collasso: 1.125

Tensione assiale: 1.4

Compressione assiale: 1.4

Triassiale: 1.25

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 62 DI 96					
			AGGIORNAMENTI					
		TECP-P-1-P-28766	1	2				

9.2.2 RISULTATI

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

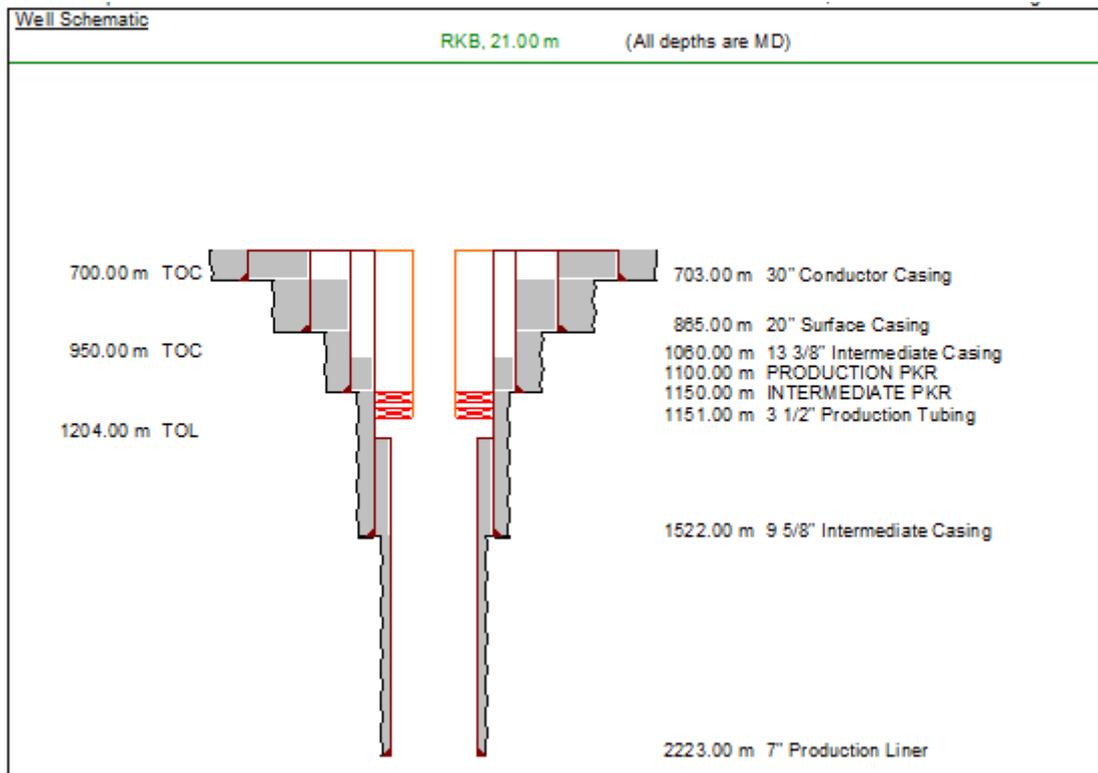


Figura 13 - Schema di completamento per i calcoli di stress analysis

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

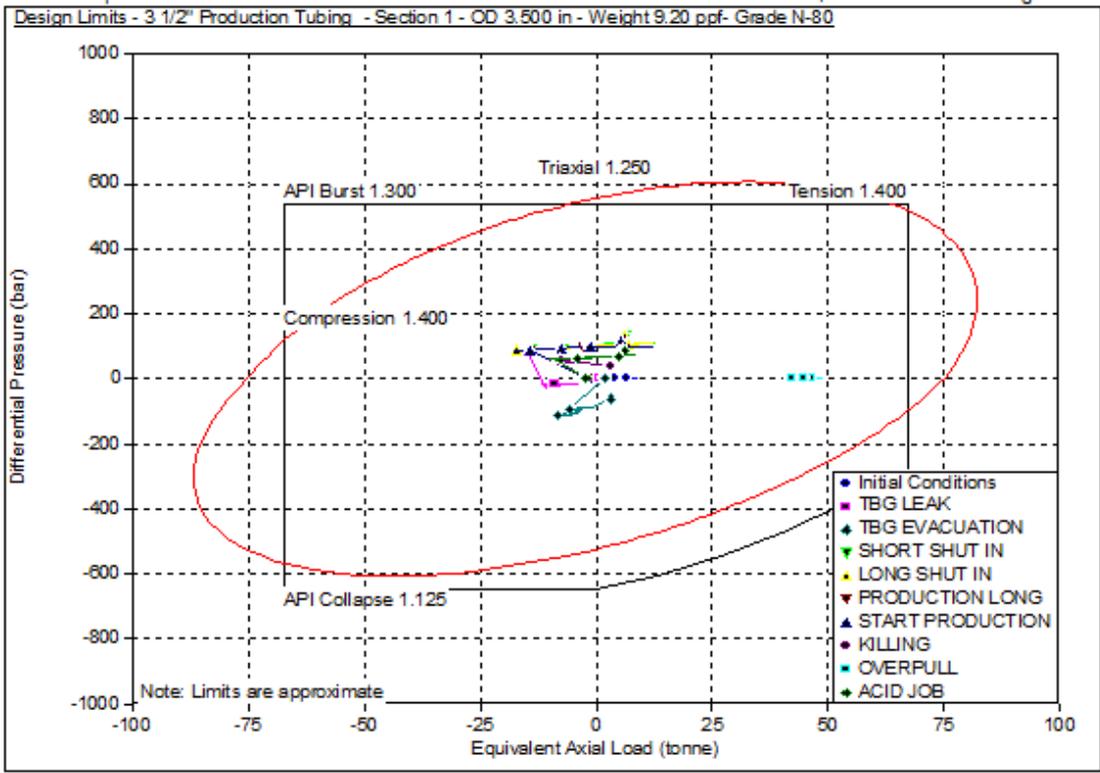


Figura 14 - Grafico design limits tubino

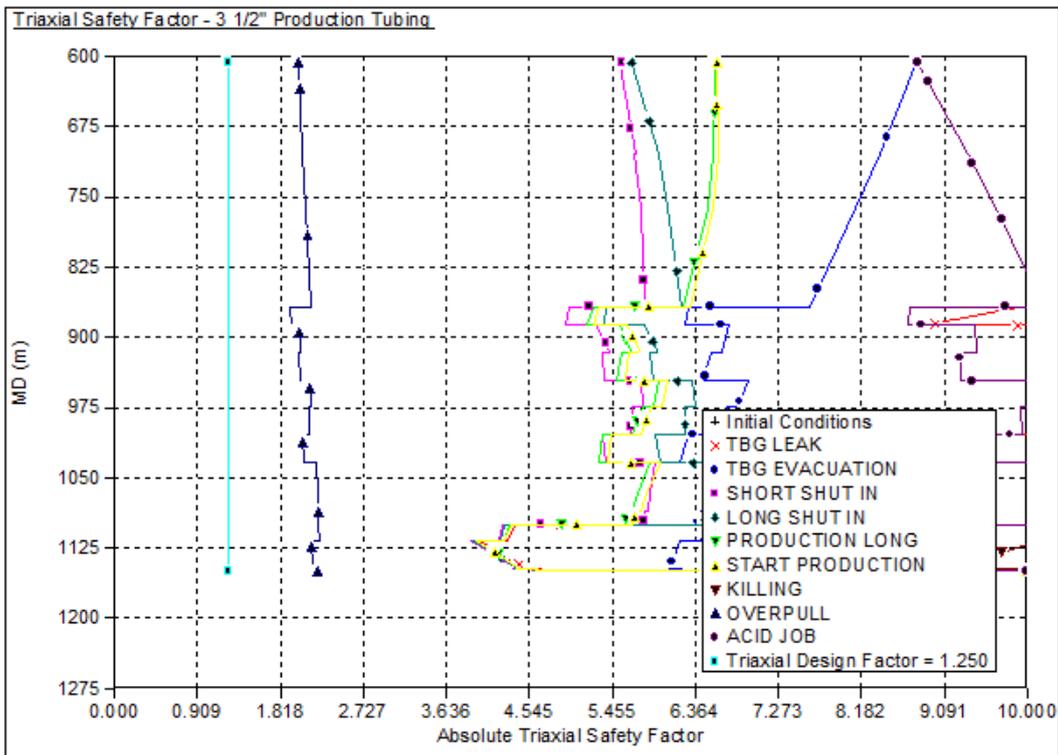


Figura 15 - Triaxial Safety Factor

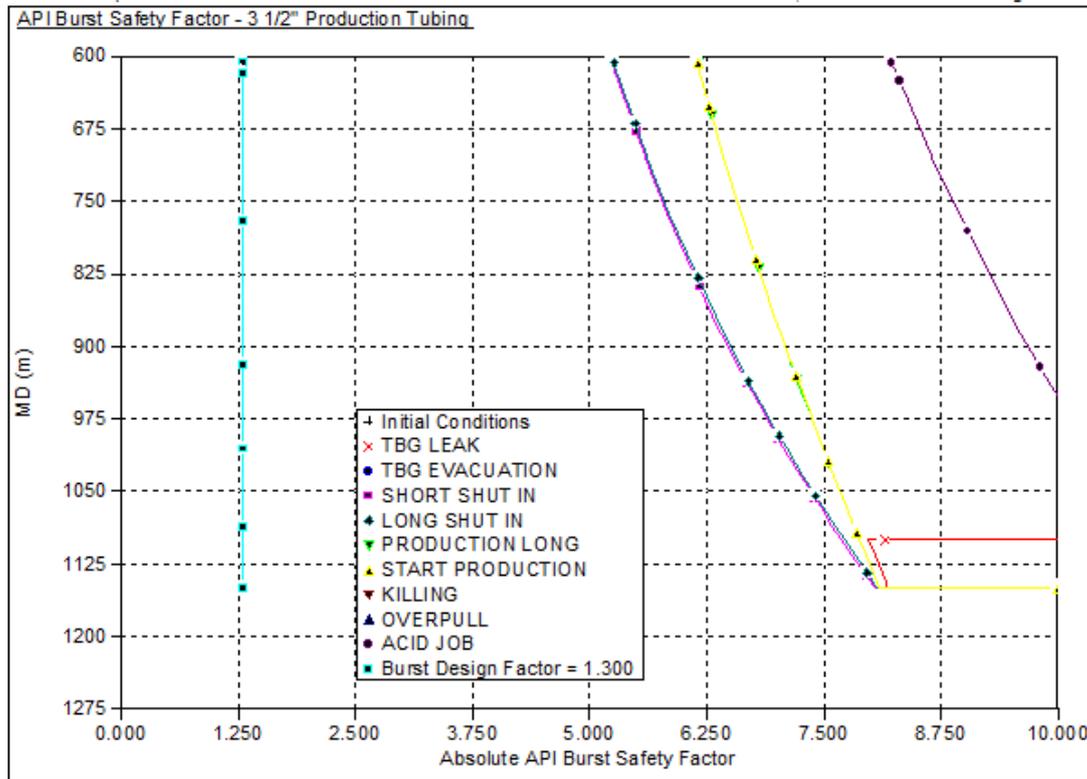


Figura 16 - Burst Safety Factor

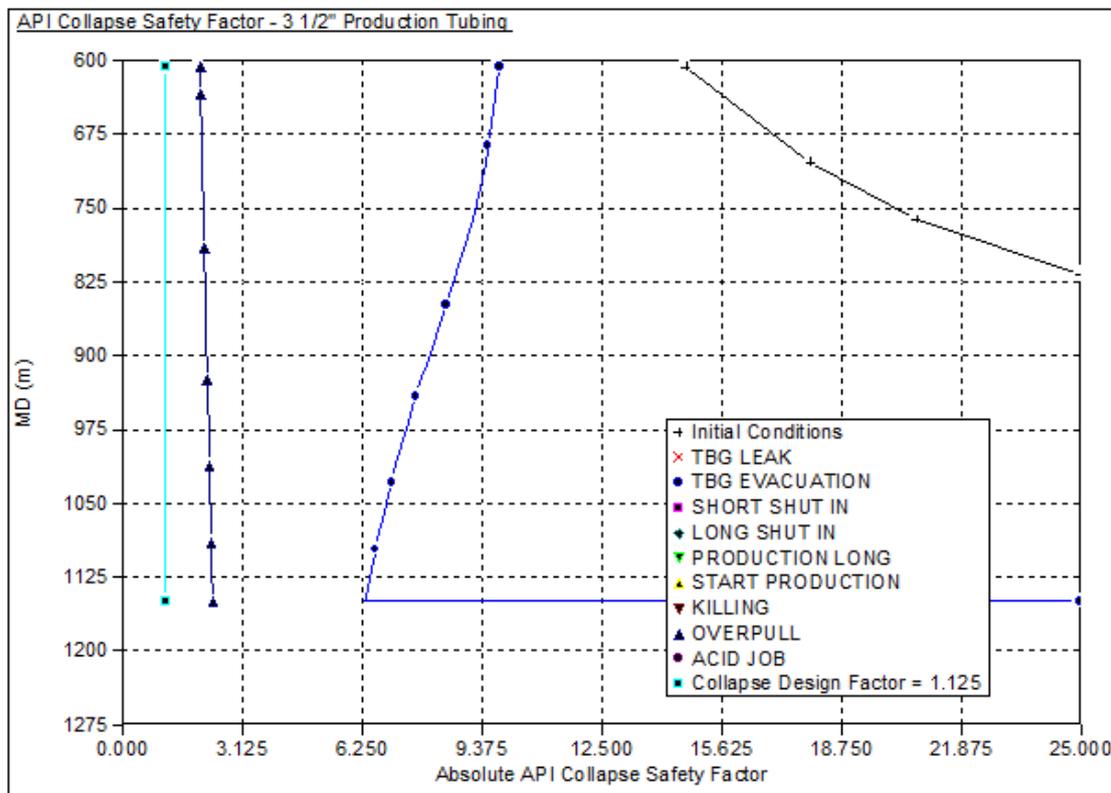


Figura 17 - Collapse Safety Factor

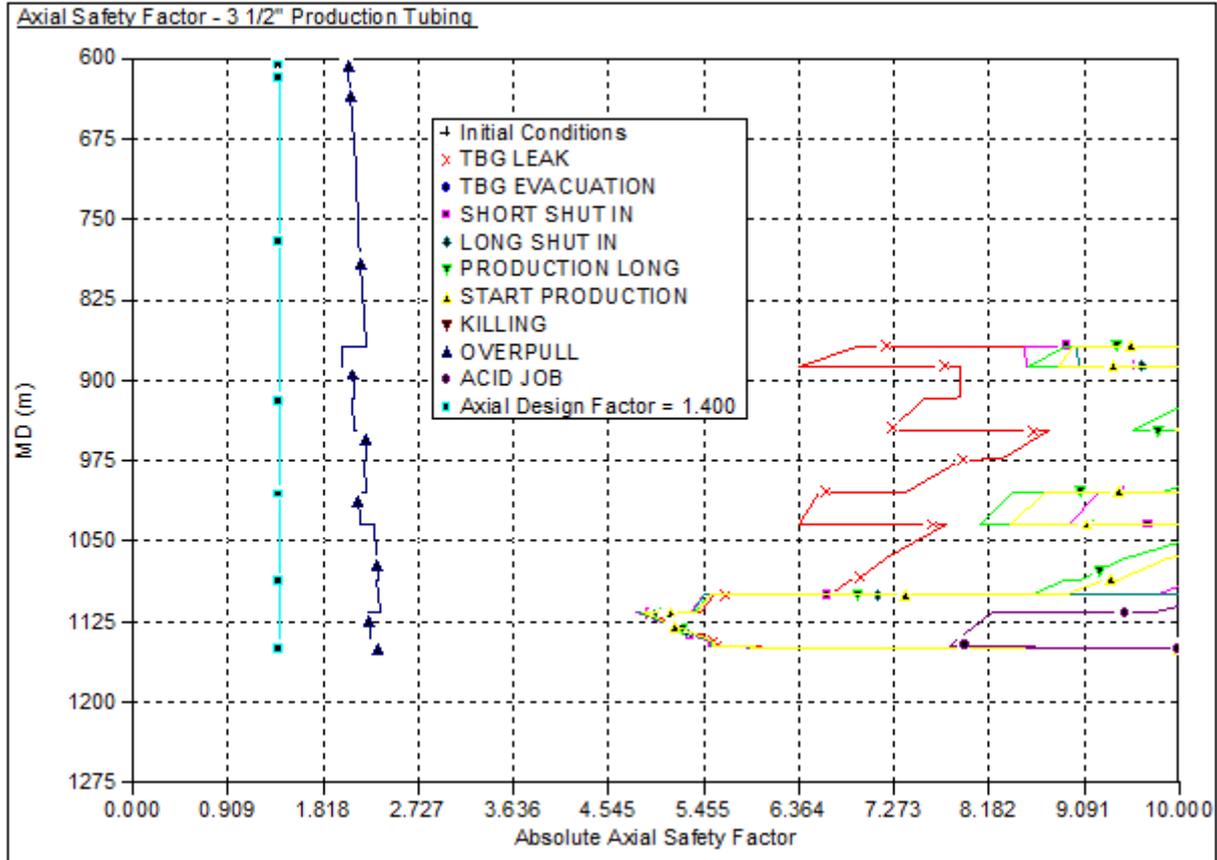


Figura 18 - Axial Safety Factor

Il tubino di completamento è stato verificato anche nella condizione di carico di pressure test attraverso un custom load.

Considerato il tubino di completamento 3 1/2", 9.2#, 80ksi con un diametro interno di 2.992", è stato calcolato il carico assiale generato dal pressure test della stringa a 5000 psi. È stato ottenuto un valore di circa 35000 lbs (16 t) in testa. Tale valore è inferiore al valore utilizzato per verificare il carico di Overpull (40 t) pertanto, la stringa di completamento risulta resistere ai carichi esercitati durante il pressure test.

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

9.2.3 CARICHI AI PACKER

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

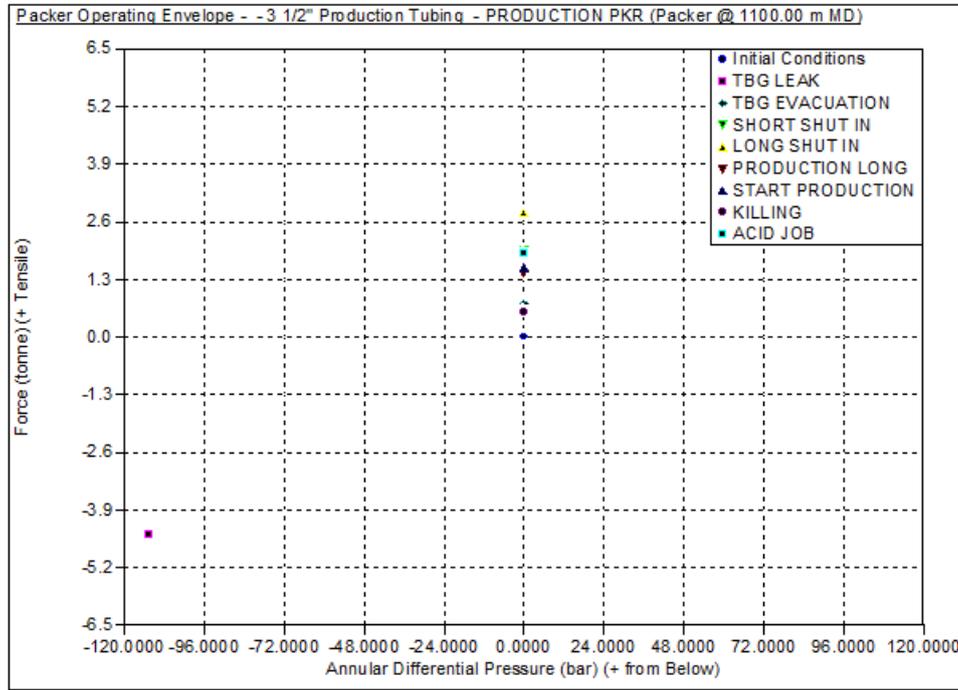


Figura 19 - Carichi Packer di produzione

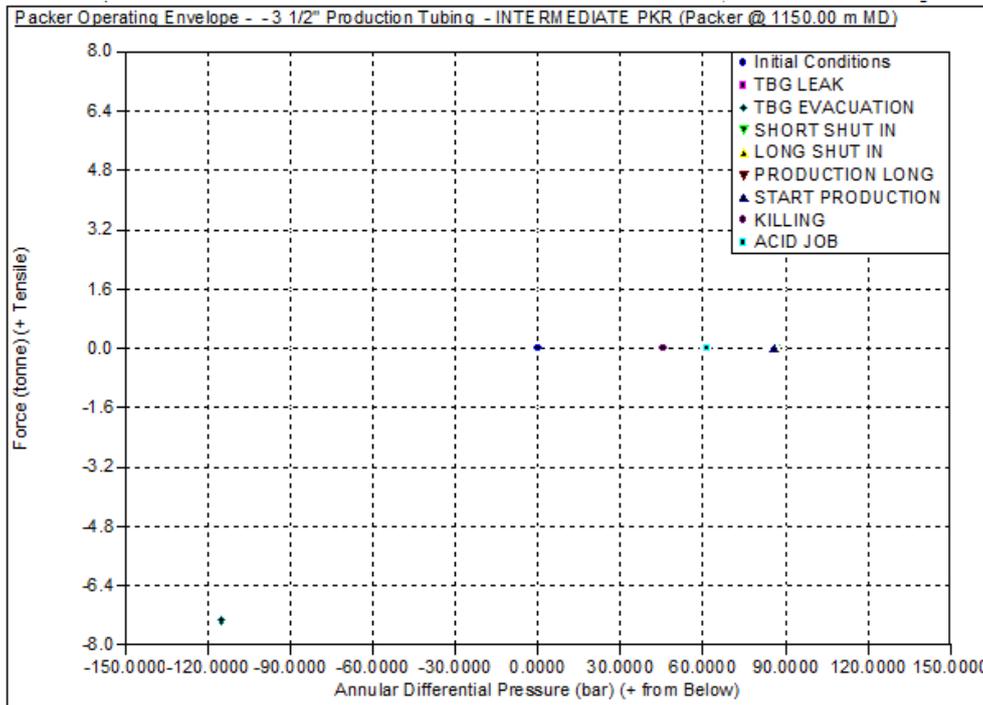


Figura 20 - Carichi a Isolation String Packer

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

9.2.4 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.

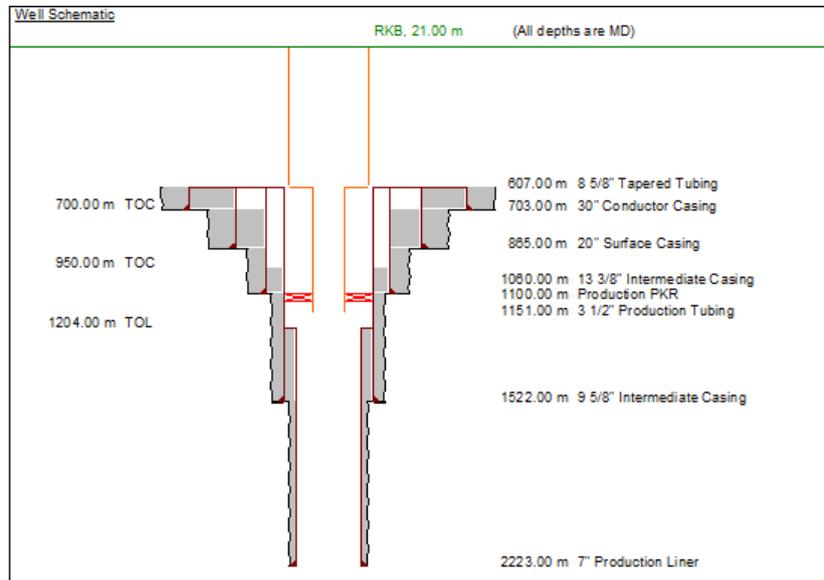


Figura 21 – Schema pozzo pressure test tubino dopo settaggio PKR

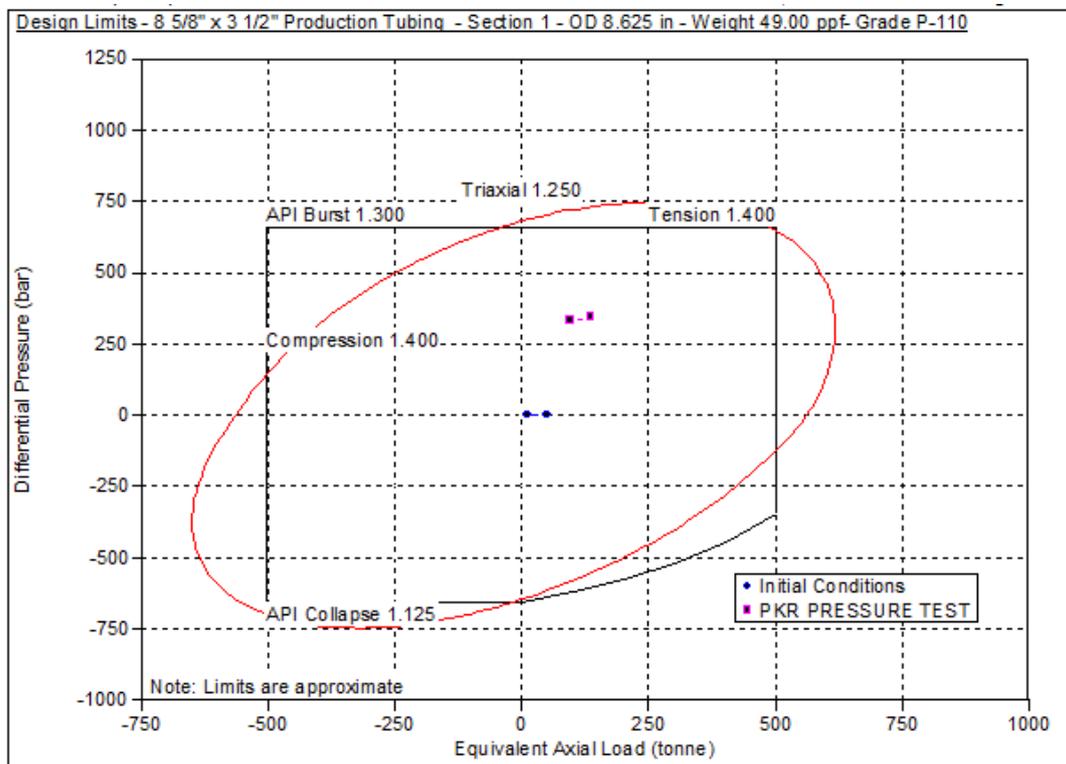


Figura 22 - Design Limit Landing String pressure test dopo settaggio PKR

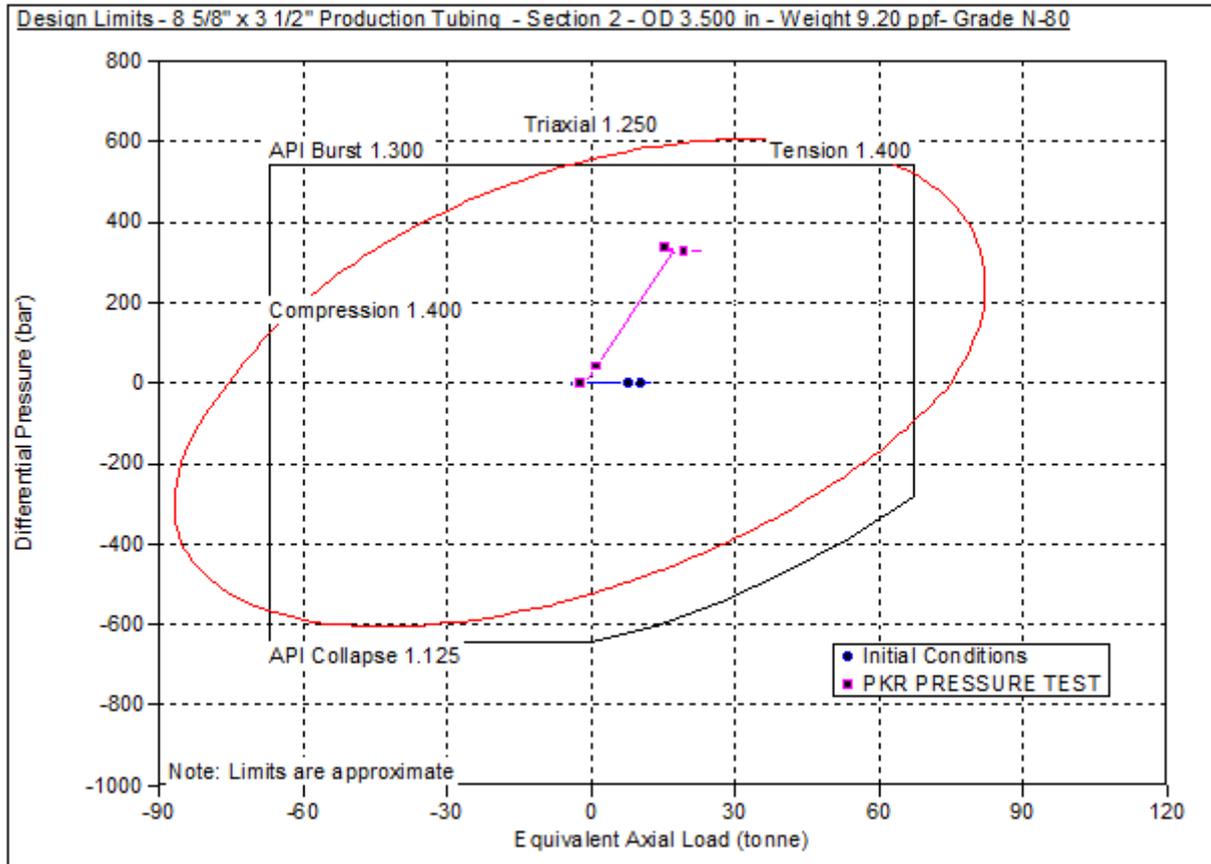


Figura 23 - Design Limit Completion String pressure test dopo settaggio PKR

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

9.3. WELL BARRIER SCHEMATICS

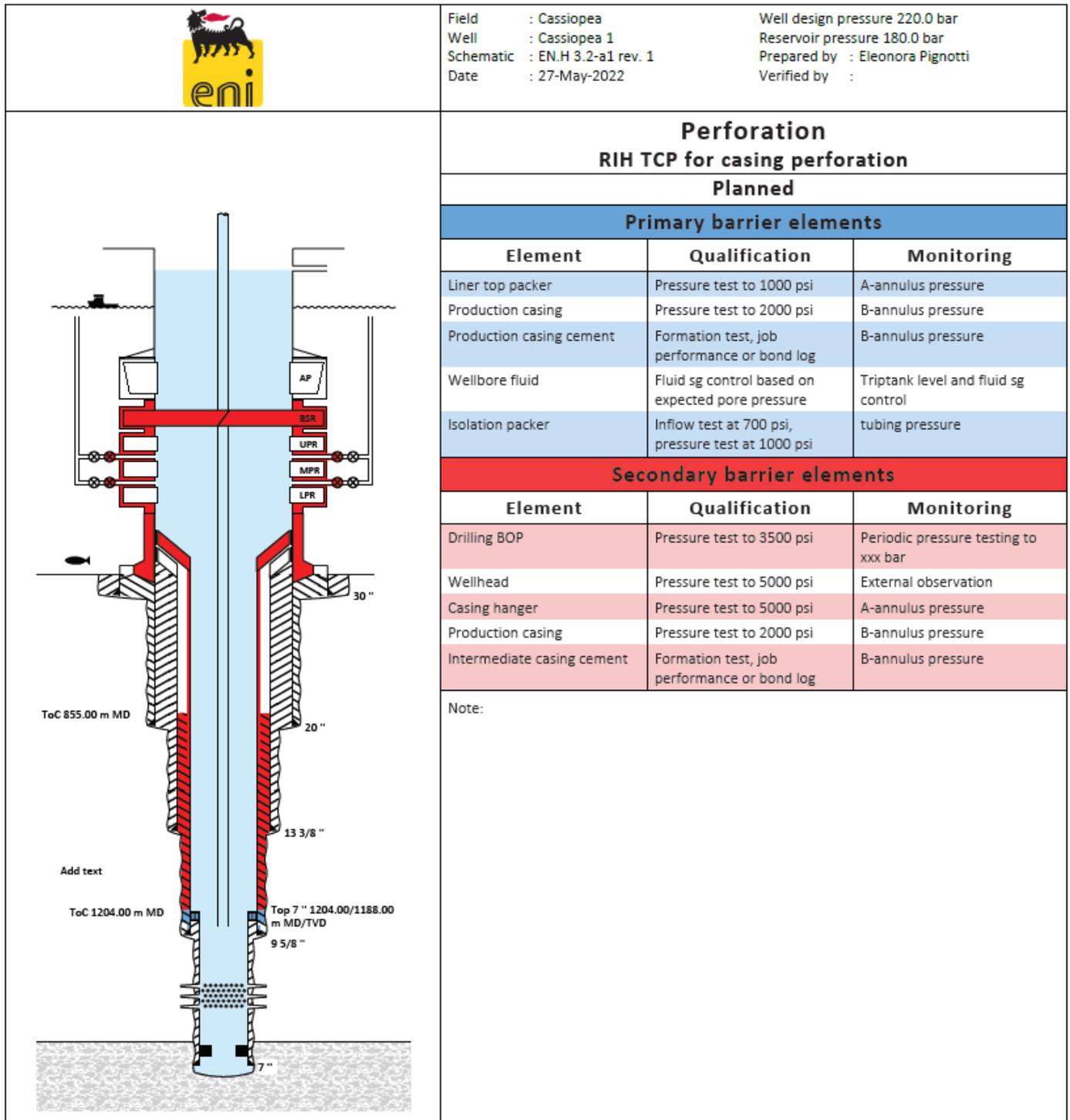


Figura 24 - WBS durante la discesa TCP

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

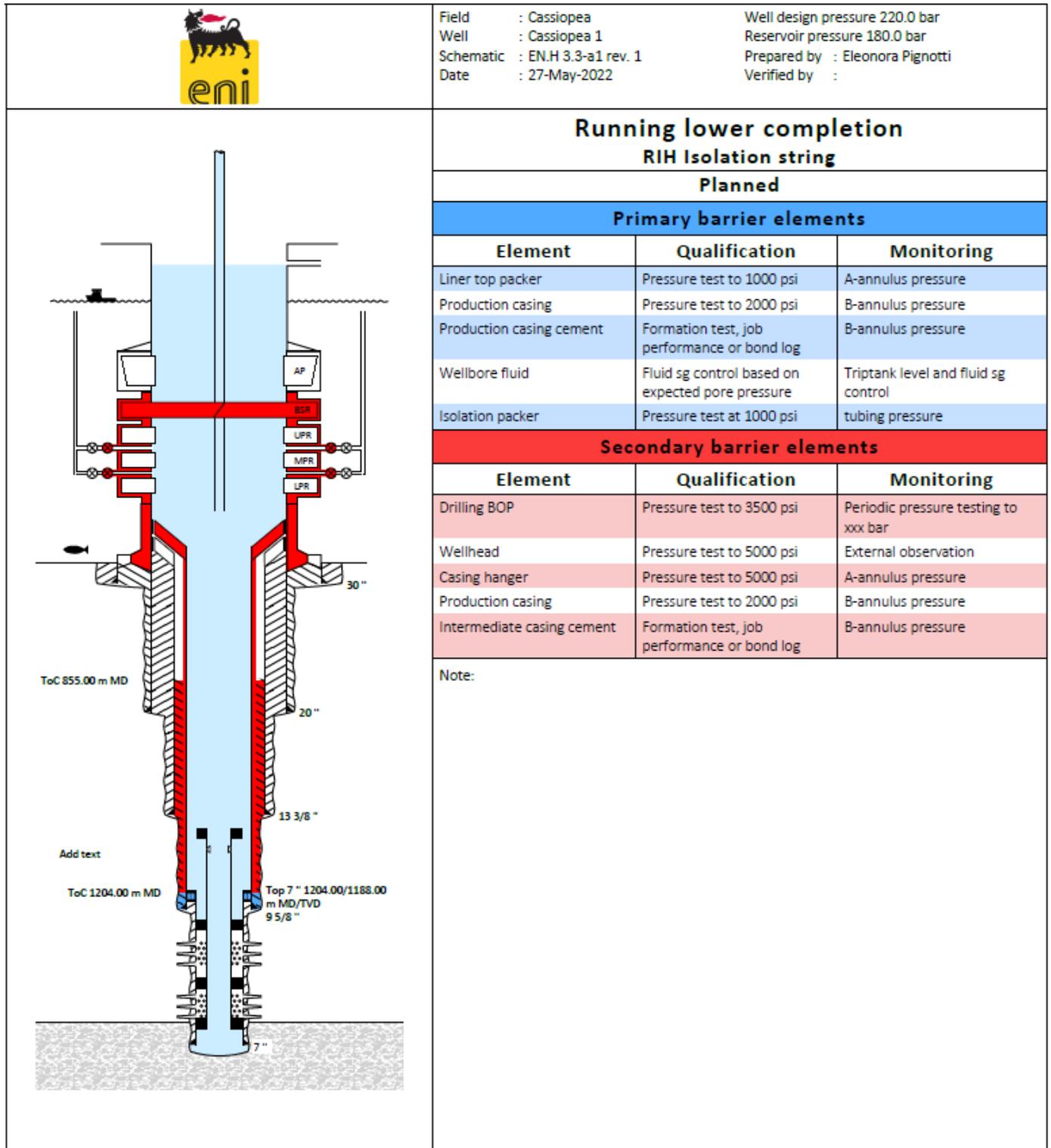


Figura 25 - WBS durante la discesa Isolation string

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

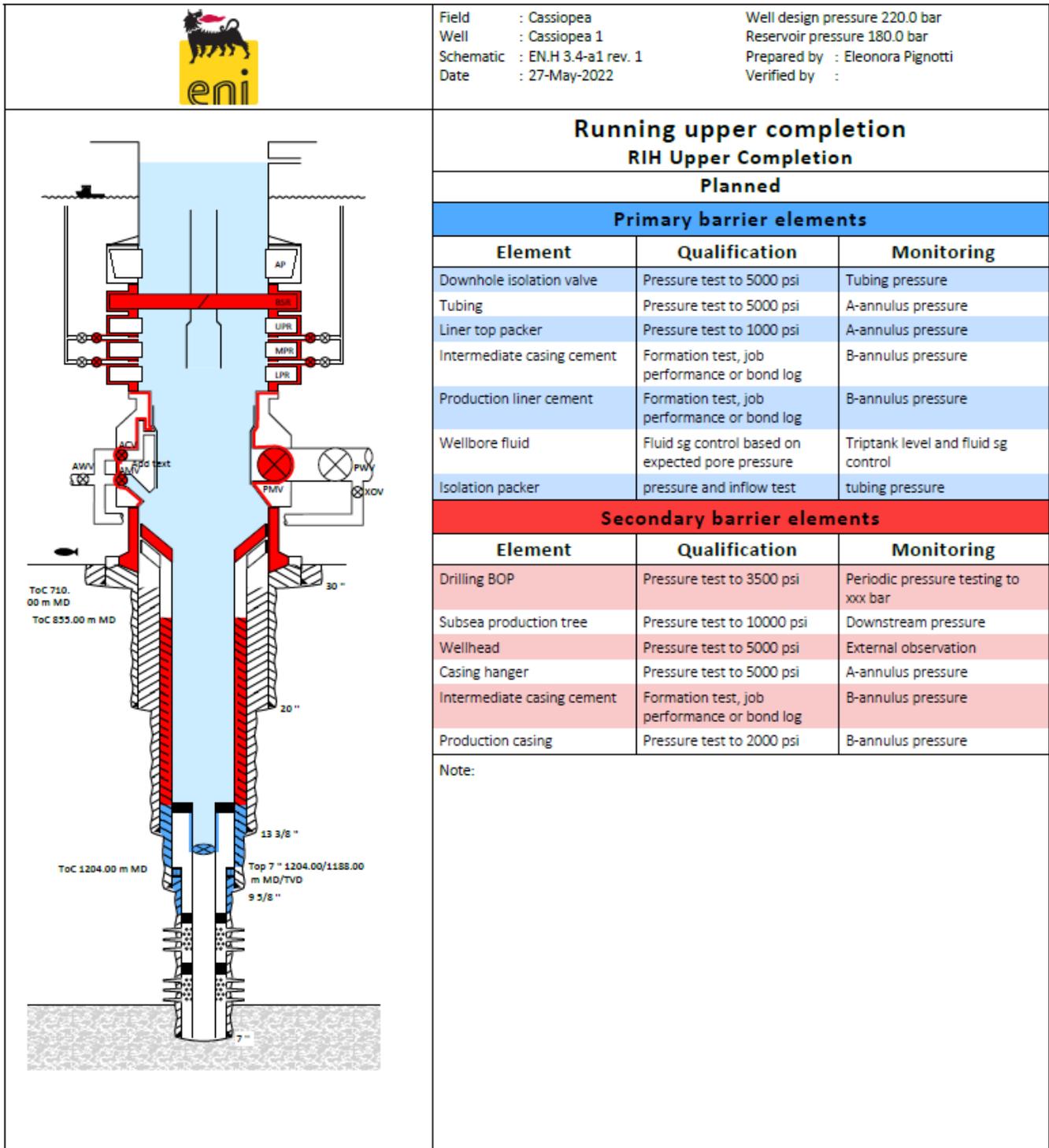


Figura 26 - WBS durante la discesa Upper Completion

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



eni spa

PERF

SIGLA DI IDENTIFICAZIONE

PAG 72 DI 96

AGGIORNAMENTI

TECP-P-1-P-28766

1

2



Field : Cassiopea
 Well : Cassiopea 1
 Schematic : EN.H 2.4-a2 rev. 1
 Date : 27-May-2022

Well design pressure 220.0 bar
 Reservoir pressure 180.0 bar
 Prepared by : Eleonora Pignotti
 Verified by :

**Well testing
 Well 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	Pressure test to 2000 psi	B-annulus pressure
Intermediate casing cement	Formation test, job performance or bond log	B-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 5000 psi	External observation
Casing hanger	Pressure test to 5000 psi	A-annulus pressure
Production casing	Pressure test to 2000 psi	B-annulus pressure
Production casing cement	Formation test, job performance or bond log	B-annulus pressure

Note:

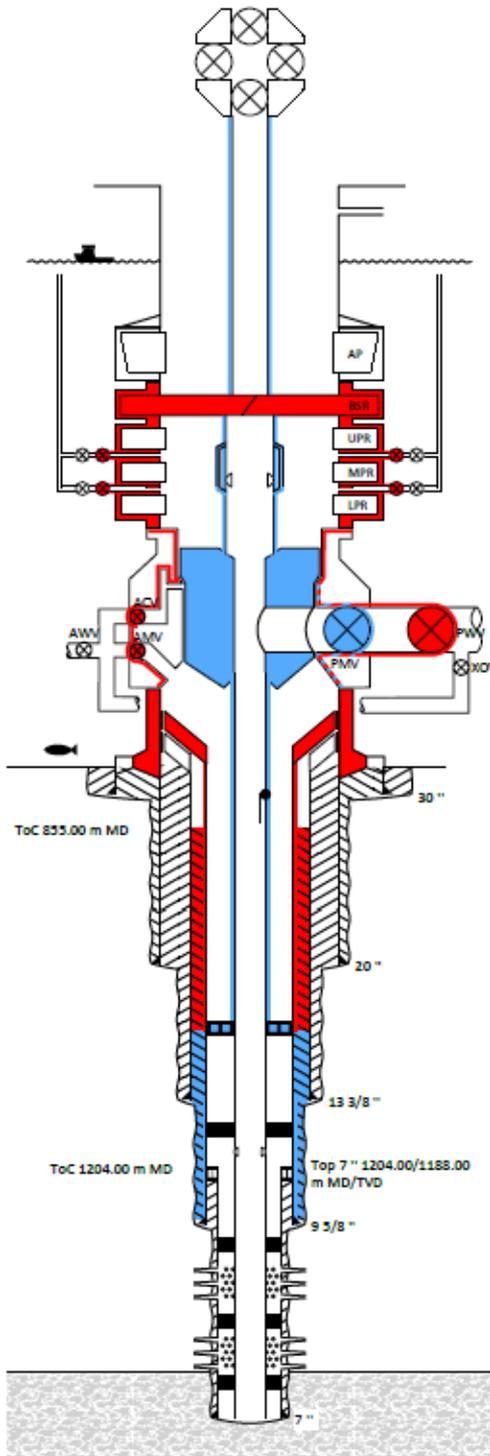


Figura 27 - WBS durante il Well Testing

Il presente documento è RISERVATO ed è proprietà di eni spa.

Esso non deve essere mostrato a terzi né sarà utilizzato per scopi diversi da quelli per i quali è stato emesso

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

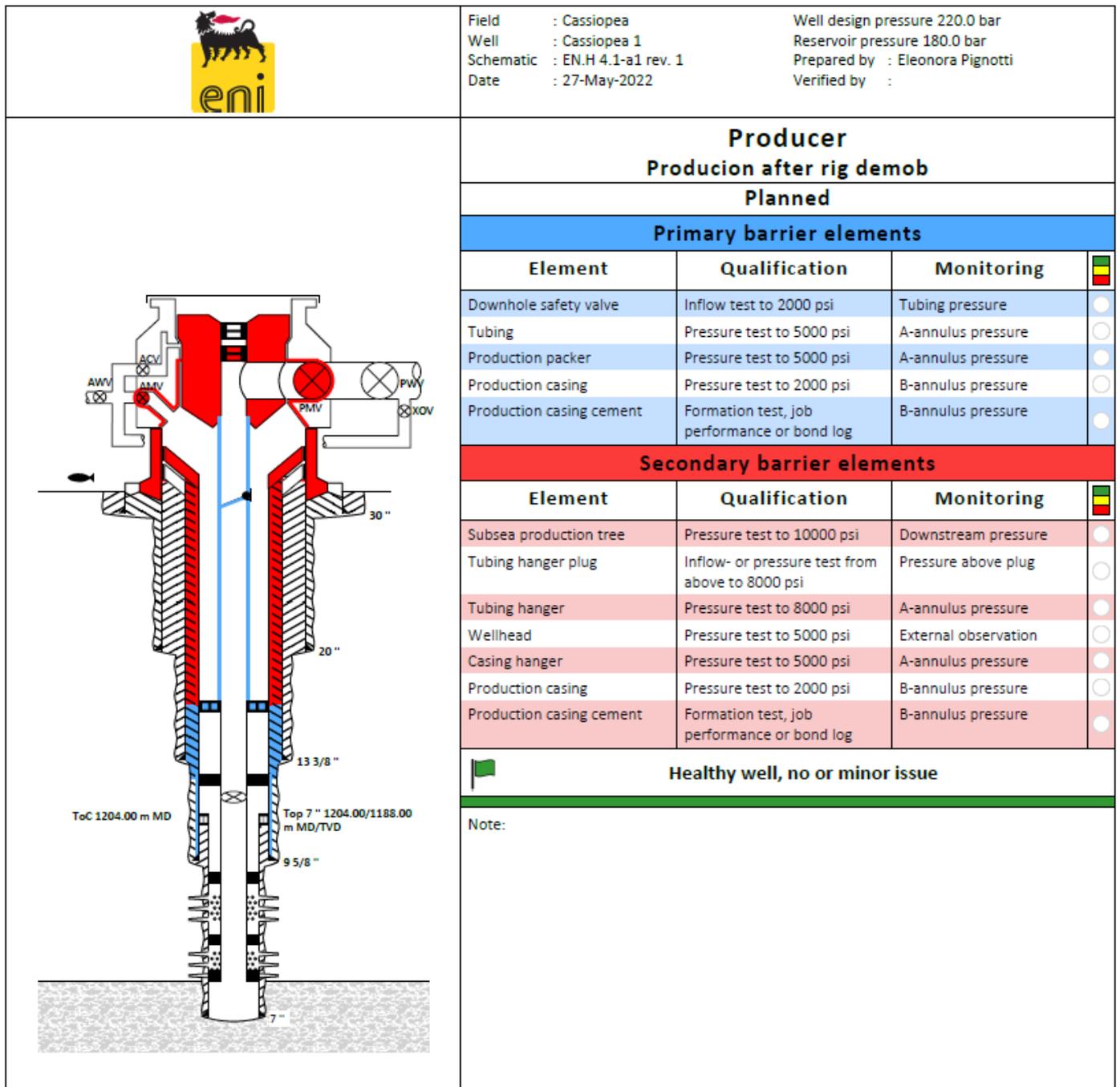


Figura 28 - WBS dopo il rig demob

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

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 74 DI 96			
			AGGIORNAMENTI			
		TECP-P-1-P-28766	1	2		

9.4. DATI TUBINI

9.4.1 CONNESSIONI

Printed on: 05/16/2022

Tennaris

TenarisHydril Blue[®]
Dopeless[®]



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	2.857 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 ^[1]	
Connection OD	3.937 in.	Tension Efficiency	100 %	Minimum	2970 ft-lb
Coupling Length	8.228 in.	Joint Yield Strength	207 x1000 lb	Optimum	3300 ft-lb
Connection ID	2.917 in.	Internal Pressure Capacity	10,160 psi	Maximum	3630 ft-lb
Make-up Loss	3.616 in.	Compression Efficiency	100 %		
Threads per Inch	5	Compression Strength	207 x1000 lb	Shoulder Torques	
Connection OD Option	Regular	Max. Allowable Bending	105 °/100 ft	Minimum	500 ft-lb
		External Pressure Capacity	10,540 psi	Maximum	2810 ft-lb
		Coupling Face Load	83,000 lb		

Figura 29 - 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

Printed on: 05/16/2022

Tennaris

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	2.875 in.	Wall Thickness	0.217 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	2.875 in.	Wall Thickness	0.217 in.	Body Yield Strength	145 x1000 lb
Nominal Weight	6.40 lb/ft	Plain End Weight	6.17 lb/ft	Min. Internal Yield Pressure	10,570 psi
Drift	2.347 in.	OD Tolerance	API	SMYS	80,000 psi
Nominal ID	2.441 in.			Collapse Pressure	11,170 psi

Connection Data

Geometry		Performance		Make-Up Torques	
Connection OD	3.307 in.	Tension Efficiency	100 %	Minimum	2280 ft-lb
Coupling Length	7.205 in.	Joint Yield Strength	145 x1000 lb	Optimum	2530 ft-lb
Connection ID	2.406 in.	Internal Pressure Capacity	10,570 psi	Maximum	2780 ft-lb
Make-up Loss	3.202 in.	Compression Efficiency	100 %		
Threads per inch	5	Compression Strength	145 x1000 lb	Shoulder Torques	
Connection OD Option	Regular	Max. Allowable Bending	128 °/100 ft	Minimum	380 ft-lb
		External Pressure Capacity	11,170 psi	Maximum	2150 ft-lb
		Coupling Face Load	68,000 lb	Operation Limit Torques	
				Operating Torque	2780 ft-lb

Figura 30 - 2 7/8" Tubing connection

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 76 DI 96					
			AGGIORNAMENTI					
		TECP-P-1-P-28766	1	2				

9.5. LOWER E INTERMEDIATE COMPLETION EQUIPMENT

9.5.1 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.

9.5.2 PER LO SCOPO DEL LAVORO SI È SCELTO DI UTILIZZARE, COME SUMP PACKER UN GRAVEL PACK PACKER LE CUI CARATTERISTICHE SONO RIPORTATE NEL PARAGRAFO SUCCESSIVO. GRAVEL PACK PACKER

Il Gravel Pack Packer è la barriera primaria “tubing to casing” durante le operazioni di sand control.

Le sue caratteristiche sono:

- Il settaggio e il test avvengono con il Crossover tool
- Essere removibile (retrievable)
- Design validation grade V3
- Avere la caratteristica “rotational lock”
- Permettere un facile rientro per operazioni through tubing
- Possibilità di circolazione durante il RIH senza rischio di set prematuro o danneggiamento degli elastomeri
- Working pressure (produzione): 7500 psi
- Treating pressure (screen out): 10000 psi

9.5.3 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

9.5.4 ANNULAR FLUID LOSS CONTROL VALVE

L'Annular Fluid Loss control valve ha lo scopo di isolare il flusso annulare proveniente dal livello superiore. Il meccanismo primario di apertura è idraulico con cicli di pressione.

Essa ha le seguenti caratteristiche:

- Body collapse minimum pressure rating: 5000 psi
- Differential Pressure: 5000 psi

9.5.5 TUBING FLUID LOSS CONTROL DEVICE

Il Tubing Fluid Loss Control device ha lo scopo di isolare il flusso proveniente dal livello inferiore. Il meccanismo di apertura primario è idraulico con cicli di pressione.

Esso ha le seguenti caratteristiche:

- Body collapse minimum pressure rating: 5000 psi
- Differential Pressure: 5000 psi

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 77 DI 96					
			AGGIORNAMENTI					
		TECP-P-1-P-28766	1	2				

9.6. UPPER COMPLETION EQUIPMENT

9.6.1 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.

Per tale ragione si è scelto di utilizzare una "Ultra-deep Safety valve" che, per la sua caratteristica di essere "insensitive" alla profondità e alla Tubing pressure, può garantire pressioni operative minori in ogni condizione.

La TR-SCSSV rispetta 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 15000 psi.

TR-SCSSV control lines

Le TR-SCSSV Control Lines saranno conformi alla STAP M-1-SS-20300.

Ogni control line rispetta i requisiti minimi riportati in tabella:

Requisiti minimi TR-SCSSV Control Lines	
OD – Spessore [in]	¼ – 0.049
Materiale	UNS N08825
Tipo (seamless/welded)	Seamless
Encapsulation / Bare	Encapsulated

Tabella 12 - Requisiti minimi TR-SCSSV Control Lines

Le Control Lines sono compatibili con i Tubing Hanger Fittings.

I materiali usati per le "encapsulation" delle Control line saranno compatibili con il completion e packer fluid utilizzati.

9.6.2 PACKER DI PRODUZIONE 9 5/8" X 3 1/2" (CON FEED THROUGH S E FITTINGS)

Il Packer di produzione è conforme alla STAP M-1-SS-14495

Il packer di produzione avrà le seguenti caratteristiche:

- V0 Design Validation Grade
- Essere recuperabile attraverso il taglio del mandrino interno (retrievable cut to release)
- meccanismo di settaggio idraulico
- Working pressure 5000 psi e pressione differenziale di 5000 psi
- Massima pressione di settaggio prevista 4000 psi.

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 78 DI 96						
			AGGIORNAMENTI						
		TECP-P-1-P-28766	1	2					

- Avere minimo 5 feedthroughs per le line idrauliche delle flow control valves ed elettriche dei downhole gauges
- Sopra e sotto il production packer verranno installati dei landing nipple.

9.6.3 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 del sistema Sand Control,

Come già presentato nella sezione dedicata al Design di completamento, il pozzo Cassiopea 1 Dir presenta due FCV con le seguenti caratteristiche:

Upper Annular Flow Control Valve

- Size 3 ½"
- Valvola di tipo Multistep
- Sistema di controllo interamente idraulico.

Lower shrouded Flow Control Valve

- Size 3 ½"
- Valvola di tipo Multistep
- Shroud inclusa
- Sistema di controllo interamente idraulico.

FCVs hydraulic control lines

Le control lines idrauliche per le FCVs hanno le stesse caratteristiche di quelle già presentate per la TR-SCSSV. Si rimanda pertanto a tale sezione.

9.6.4 CHEMICAL INJECTION MANDREL

Un chemical injection mandrel è presente sopra il production packer per proteggere la stringa di completamento dalla formazione di scale. Esso presenta le seguenti caratteristiche:

- Working Pressure: 5000 psi
- Opening pressure 1000-2000 psi
- Presenza di un pressure test device (rupture disc o similari)
- Presenza di una double check valve

Chemical injection line

La chemical injection line presenta le caratteristiche riportate nella seguente tabella:

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 79 DI 96						
			AGGIORNAMENTI						
		TECP-P-1-P-28766	1	2					

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

Tabella 13 - Caratteristiche Chemical Injection Line

Le Control Lines sono compatibili con i Tubing Hanger Fittings.

I materiali usati per le "encapsulation" delle Control line saranno compatibili con il completion e packer fluid utilizzati.

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 80 DI 96					
			AGGIORNAMENTI					
		TECP-P-1-P-28766	1	2				

9.7. 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 CITY for MEG injection 1x Single core CITY 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 31 - Riassunto specifiche Horizontal XT

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 81 DI 96					
			AGGIORNAMENTI					
		TECP-P-1-P-28766	1	2				

Table 6: Tree Valves Specification

Label	Specification	Actuation	Material Class	Comment
PMV	TechnipFMC AH-700 Actuated Gate Valve, 5 1/8" - 10K	Hydraulic FSC with Linear Override	HH Trim	Integral to CVB
PWV	TechnipFMC AH-700 Actuated Gate Valve, 5 1/8" - 10K	Hydraulic FSC with Linear Override	HH Trim	Integral to PWB
FIV	TechnipFMC M132 Manual Gate Valve, 5 1/8" - 10K	Rotary, Multi-turn	HH Trim	Integral to PSDV Block
XOV	TechnipFMC AH-700 Actuated Gate Valve, 2 1/8" - 10K	Hydraulic FSC with Linear Override	HH Trim	Integral to CVB
AMV	TechnipFMC AH-700 Actuated Gate Valve, 2 1/8" - 10K	Hydraulic FSC with Linear Override	HH Trim	Integral to CVB
AAV	TechnipFMC AH-700 Actuated Gate Valve, 2 1/8" - 10K	Hydraulic FSC with Linear Override	HH Trim	Integral to CVB
AWV	TechnipFMC AH-700 Actuated Gate Valve, 2 1/8" - 10K	Hydraulic FSC with Linear Override	HH Trim	Integral to AWB
AVV	TechnipFMC SVA500 Actuated Gate Valve, 1" - 10K	Hydraulic FSC with Linear Override	HH Trim	Block mounted
CIT1 (MEG)	TechnipFMC SVA500 Actuated Gate Valve, 1/2" - 10K	Hydraulic FSC with Linear Override	HH Trim	Block mounted
CIT2 (MEG)	TechnipFMC SVA500 Actuated Gate Valve, 1/2" - 10K	Hydraulic FSC with Linear Override	HH Trim	Block mounted
CID1 (SI)	TechnipFMC SVA500 Actuated Gate Valve, 1/2" - 10K	Hydraulic FSC with Linear Override	HH Trim	Panel mounted
CIIV (MEG)	TechnipFMC SVA500 Actuated Gate Valve, 1/2" - 10K	Hydraulic FSC with Linear Override	HH Trim	Panel mounted
CISV	TechnipFMC SVA500 Actuated Gate Valve, 1/2" - 10K	Hydraulic FSC with Linear Override	HH Trim	Panel mounted
THD	LB Bentley Manual Rotary Gate Valve, 1/2" - 10K	Rotary, 1/4 turn	HH Trim	Block mounted
TCT	Oliver Needle Valve, Manual, 1/2" - 15K	Rotary, Multi-turn	25% Cr Body	Block mounted

Figura 32 - Tabella riassuntiva valvole HXT (1)

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 82 DI 96					
			AGGIORNAMENTI					
		TECP-P-1-P-28766	1	2				

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 33 - Tabella riassuntiva valvole HXT (2)



1	2						
---	---	--	--	--	--	--	--

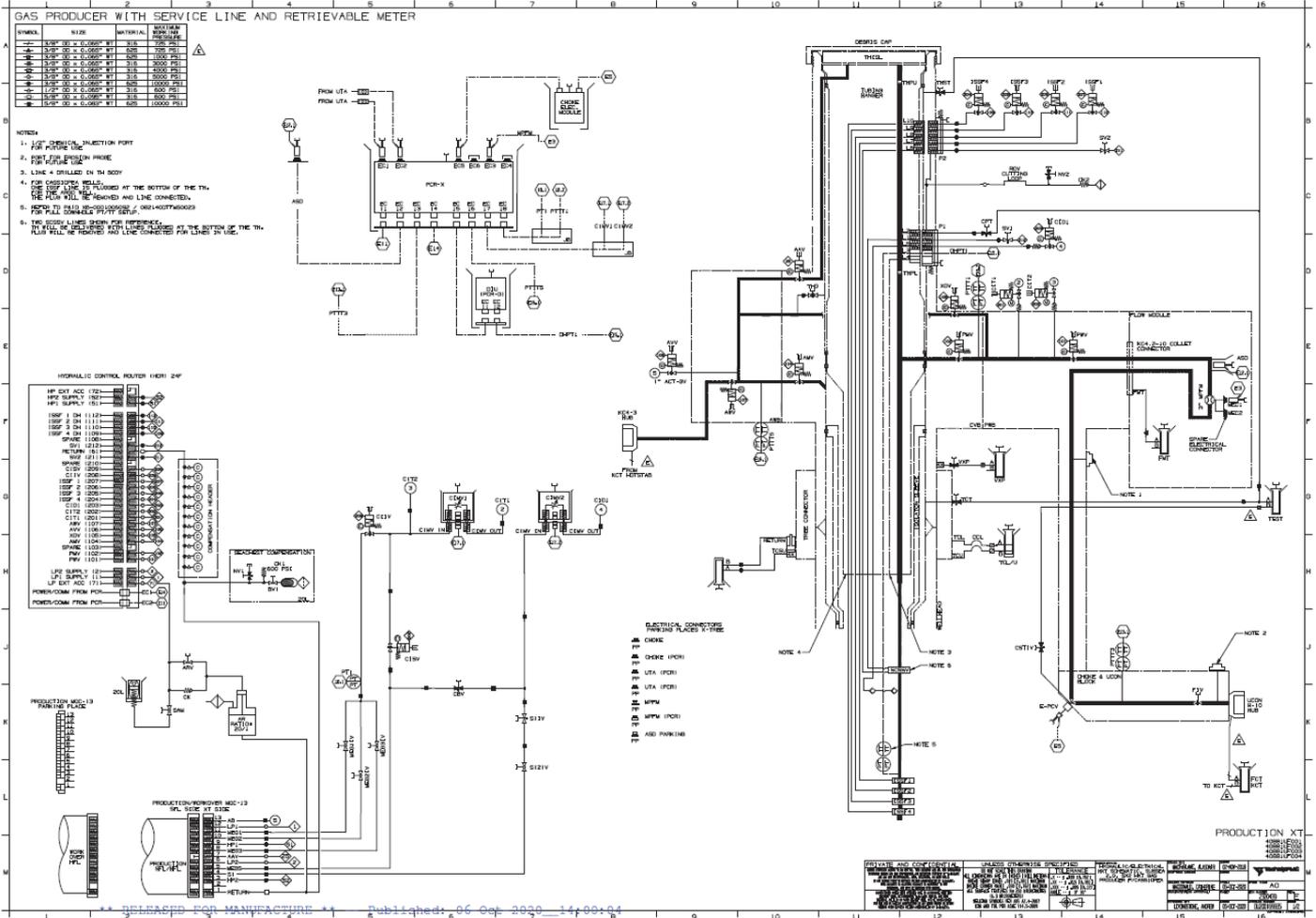


Figura 34 - Horizontal XT schematic (1)



eni spa

PERF

SIGLA DI IDENTIFICAZIONE

PAG 84 DI 96

AGGIORNAMENTI

TECP-P-1-P-28766

1

2

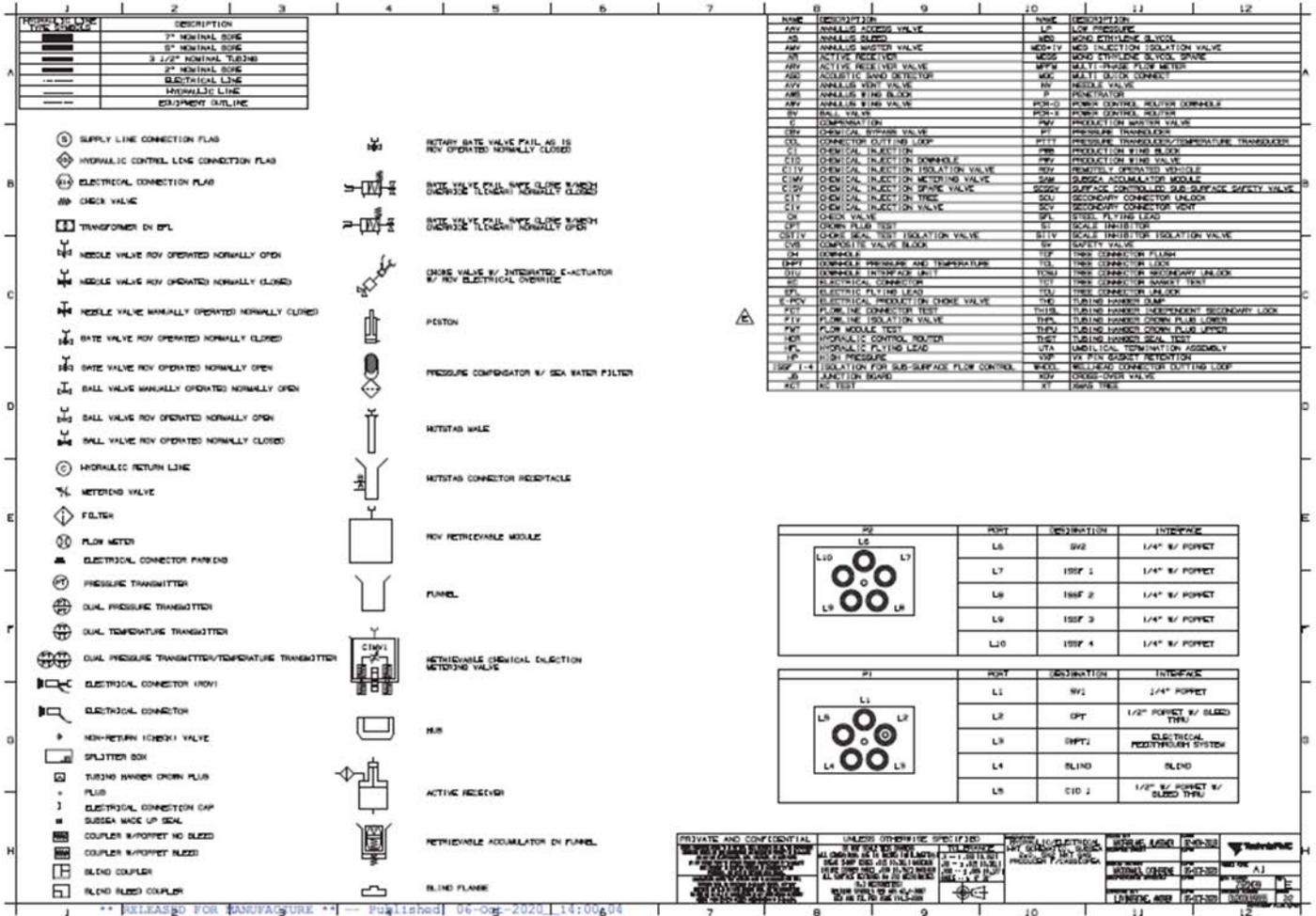


Figura 35 - Horizontal XT schematic (2)

La documentazione completa a supporto delle specifiche tecniche dell' HXT sarà resa disponibile in versione finale durante le operazioni.

Il presente documento è RISERVATO ed è proprietà di eni spa.

Esso non deve essere mostrato a terzi né sarà utilizzato per scopi diversi da quelli per i quali è stato emesso

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 85 DI 96				
			AGGIORNAMENTI				
		TECP-P-1-P-28766	1	2			

9.8. TUBING HANGER

Il tubing hanger verrà fornito insieme alla HXT come parte del contratto SPS (Subsea Production System) gestito dal Development Dept.

Il Tubing Hanger sarà già preassemblato con un pup joint al di sotto con le stesse caratteristiche del tubino di produzione.

Le seguenti figure riassumono le specifiche tecniche del Tubing Hanger.

Subsea 2.0™ EHXT Tubing Hanger



Subsea EHXT Tubing Hanger



Standard Features Overview

<ul style="list-style-type: none"> Production Bore Working Pressure: 10,000 psi Downhole Lines Working Pressure: 12,500 psi Primary Barrier Seals: Metal-to-Metal with elastomeric secondary seal. Penetrator Gallery Seals (second barrier to prod.): dual elastomeric seals or Metal-to-Metal with elastomeric secondary seal. Dual Crown Plug arrangement, each with Primary Metal-to-Metal Seals with non-metallic secondary sealing. Test porting between plugs to verify barrier integrity. Product Specification Level for Core TH Assembly: PSL3G Testing: API Standard Hold Durations. Hydrostatic tests: 3 & 15 mins. Gas tests: 15 mins 	<ul style="list-style-type: none"> Full-bore completion system: 18.565" nominal OD. Containment Capacity: 1.5 X Working Pressure below Tubing Hanger Torque Capacity: 35,000 ft-lbs (2.0 EHXT); 20,500 ft-lbs (EHXT) Annulus flow-by: 1.50" nominal bore equivalent Capacity for 2 Premium Thread recuts Design Life: up to 25 years Designed and manufactured to API 17D 2nd Edition Service Class: H₂S, NACE MR0175 / ISO 15156 HHxFF TH Secondary lockdown via THISL THRT Interface tensile capacity: 1,000,000 lbs
---	--

Installation

<ul style="list-style-type: none"> Tooling Interface: Subsea 2.0™ EHXT TH utilizes legacy Vertical System tooling (EVDI Full Bore) whilst EHXT TH utilizes legacy Horizontal System tooling (EHXT). During installation, the THRT provides indication at the surface of the environmental barrier integrity and verification of the lock mandrel location. Hydraulic THRT operates at 4,000psi but can withstand operating pressures up to 6,000 psi. TH can be pulled with THRT or with THMRT. 	<ul style="list-style-type: none"> TH passively orientates within the horizontal subsea Tree. The Fine Alignment Key provides final alignment and rotational resistance. TH is hydraulically set and rigidly locked down into tree spool body Downhole lines configured and locked in/isolated at surface prior to run in hole Tubing string can be pulled and workovers can be performed without removal of the tree
---	---

Figura 36 - Tubing hanger specifiche tecniche



eni spa

PERF

SIGLA DI IDENTIFICAZIONE

PAG 86 DI 96

AGGIORNAMENTI

TECP-P-1-P-28766

1	2						
---	---	--	--	--	--	--	--

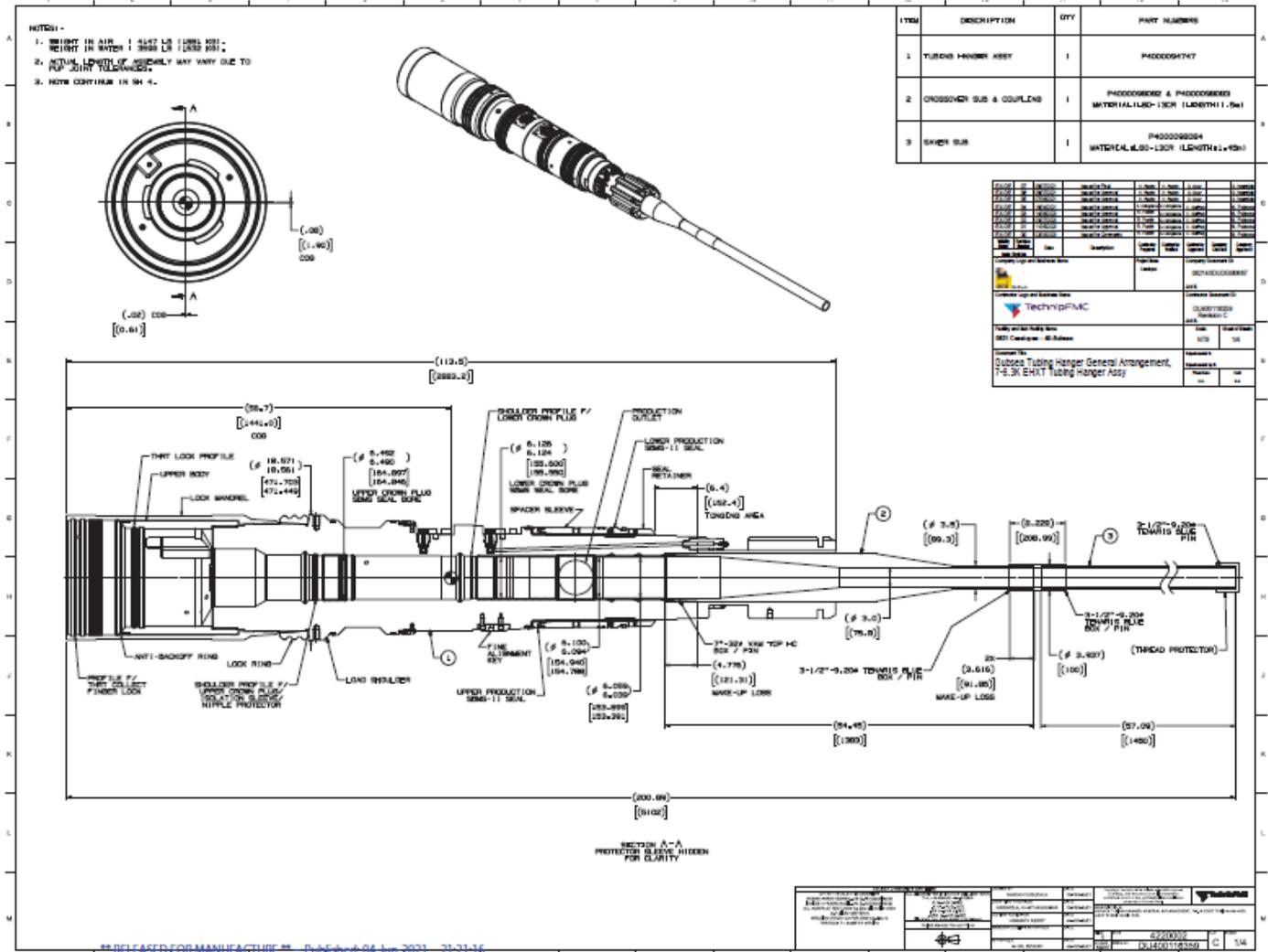


Figura 37 - Tubing Hanger schematic (1)

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

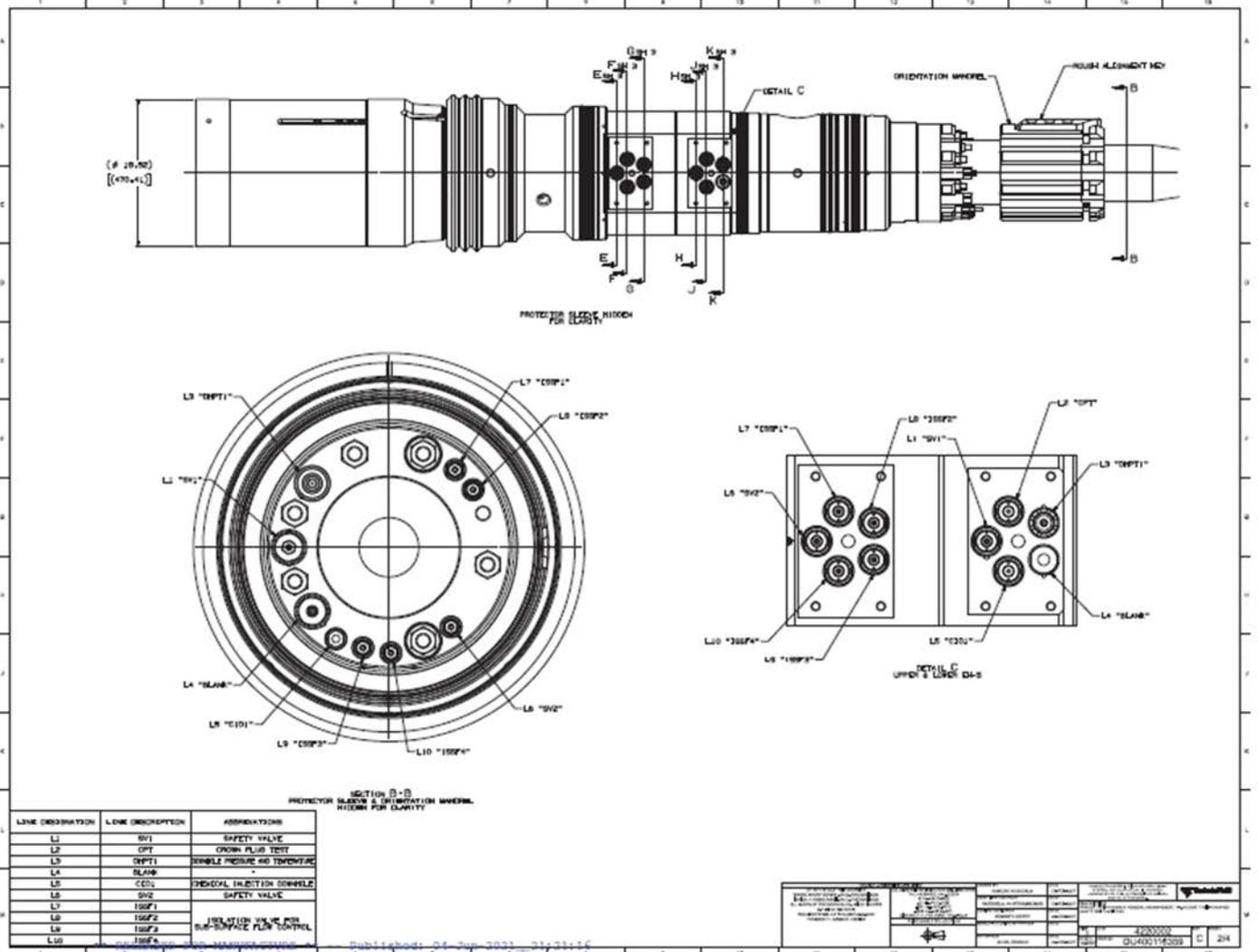


Figura 38 - Tubing Hanger schematic (2)

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

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 88 DI 96					
			AGGIORNAMENTI					
		TECP-P-1-P-28766	1	2				

9.9. SPECIFICHE IMPIANTO DI PERFORAZIONE

Saipem 10000 – Main features

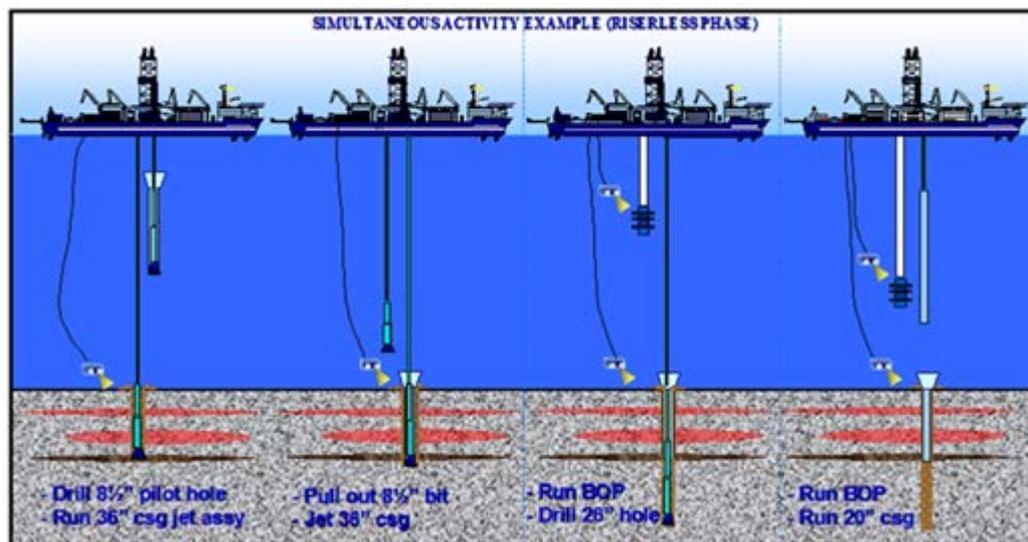
SIMULTANEOUS ACTIVITY DERRICK

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

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 89 DI 96					
		TECP-P-1-P-28766	AGGIORNAMENTI					
			1	2				

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

DP AND RISER MANAGEMENT SYSTEMS.

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

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

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

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE TECP-P-1-P-28766	PAG 90 DI 96					
			AGGIORNAMENTI					
			1	2				

Main drilling unit specifications.

A. DRILLING UNIT GENERAL DATA

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

B. DRILLING UNIT MAIN DIMENSIONS

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

C. STORAGE CAPACITIES.

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

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

D. UNIT OPERATIONAL CAPABILITIES.

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

Unit Variable Load

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

E. DYNAMICALLY POSITION SYSTEM.

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

F. POWER SUPPLY.

- Diesel engines** : 6 Wartsila Nsd Co. 18V32LNE (9,910 HP Cont. Power each)
- AC Generators** : 6 ABB, Model HSG900XU10 (8,750 kW / 60 Hz / 11,000 V).
- Emergency Power Generator System** :
 - Diesel engine** : One HAEIN/CATERPILLAR, model CAT 3516 DITA, 1350 HP.
 - AC Generator** : One HAEIN/CATERPILLAR, SR 4 (1,687KVA, 450 V, 2165 A).

G. DERRICK AND SUBSTRUCTURE

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

Il presente documento è RISERVATO ed è proprietà di eni spa.

Esso non deve essere mostrato a terzi né sarà utilizzato per scopi diversi da quelli per i quali è stato emesso

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 91 DI 96				
			AGGIORNAMENTI				
		TECP-P-1-P-28766	1	2			

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

Racking capacities:

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

- 4. Casing stabbing board** : No. 2, HYDRALIFT, Hydraulic telescopic arm type. Adjustable 16m. above drill floor level.
- 5. Substructure / Rig Floor** : SAMSUNG, Girders and beams type.
 - Primary Rig Setback Capacity : 1,200 MT
 - Secondary Rig Setback Capacity : 1,200 MT
 - Primary Rig Rotary Capacity : 907 MT
 - Secondary Rig Rotary Capacity : 907 MT
 - Riser Tension Capacity : 1,450 MT
 - Total Substructure Capacity : 2,500 MT
 - Rig Floor Dimensions (Width x Length) : 29.5 x 29 m.
 - Clear height below RT Beams to X-Mass Tree Trolley : 12 m.
- 6. Derrick Mounted Vert. Pipe Handling System** : No. 2, HYDRALIFT, Vertical Column type.
 - Pipe Handling Range : 3 1/2" to 13 3/8" with capability to M/U – L/D stands.
- H. DRAWWORKS** : No. 2, WIRTH, GH4500EG type, AC driven
 - Rated input power : 4,200 HP
 - Main Drum (Type/OD x Length/Rated Pull) : LEBUS / 48" x 114" / 86 MT
 - Number and Type of motors for each drawworks : No. 3 - Gen. Electric, AC GEB22A1, 1160/1420 (Intermittent) HP
 - Brake mechanism : Dynamic by AC motors+BAYLOR 7838+Emerg. disc brake
 - Auxiliary brake : BAYLOR 7838 equipped with emergency fail safe disk brake
- I. HOISTING SYSTEM**
 - 1. Crown Block** : No. 2, HYDRALIFT
 - Sheaves number and O.D. wire lines : 7 / 2"
 - Rated Capacity : 907 MT
 - 2. Travelling block** : No. 2, HYDRALIFT.
 - Rated Capacity (12 lines) : 907 MT
 - Sheaves number and O.D. wire line : 7 / 2"
 - 3. Hook** : Integral with Travelling Block
 - 4. Swivel Head** : Integral with Top Drive
 - 5. Drilling line** : No. 2, 6 x 19 type, 2" diameter. 167 MT breaking strength.
 - 6. Anchor dead line** : No. 2, DRECO, HA 200 TSG type, 200,000 lbs rated capac.
 - 7. Motion compensator** : No. 2, HYDRALIFT crown mounted
 - ⇒ Rated Compensated Capacity: : 450 MT
 - ⇒ Rated Capacity Locked : 907 MT
 - ⇒ Stroke : 25 ft.
 - 8. Active Heave Compensator** : No. 2, HYDRALIFT.
- J. ROTATION SYSTEM**
 - 1. Rotary table** : No. 2, WIRTH, RTSS 60 1/2" hydraulic type.
 - Rated Capacity / Maximum Opening : 907 MT / 60 1/2"
 - R.T. driven : Hydraulic motor, 240 kW continuous – 600 kW intermittent
 - Gear Box : Dual Speed.
 - 2. Top Drive System** : No.2, HYDRALIFT, HPS 750 2E type. Static Load Cap. 680 MT.
 - Wash Pipe Working pressure / Min. ID : 7,500 PSI / 3 1/16 Inch
 - Driven motor : GENERAL ELECTRIC, Type GE AC Air cooled
 - Rated torque : 122,000 ft.lb at 0.0 RPM / 32,000 lb.ft at 300 RPM

Il presente documento è RISERVATO ed è proprietà di eni spa.

Esso non deve essere mostrato a terzi né sarà utilizzato per scopi diversi da quelli per i quali è stato emesso

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 92 DI 96							
			AGGIORNAMENTI							
		TECP-P-1-P-28766	1	2						

- 3. Top Drive Handler System** : HYDRALIFT.
Maximum Break-Out Torque : 100,000 lb.ft
Link elevators for drilling string load capacity : 350 – 500 Short Ton
Link elevators for running casing capacity : 750 Short Ton
- 4. Remote Operated Inside BOP** : Suitable for all DP's size changing only the saver sub
Quantity, make and type : 1 for each top drive, HYDRALIFT, Hydril type.
OD / ID / Max. Working Pressure : 8 5/8" – 3 1/16" – 15,000 PSI
- 5. Manual Operated Inside BOP** : No. 1, HYDRALIFT, Hydril type.
OD / ID / Max. Working Pressure : 8 5/8" – 3 1/16" – 15,000 PSI

K. HIGH PRESSURE MUD SYSTEM

1. Mud Pumps.

Total installed : Four (4)	:	Mud Pump #1	Mud Pump #2	Mud Pump #3	Mud Pump #4
Make	:	WIRTH	WIRTH	WIRTH	WIRTH
Type	:	TPK 7 1/2" x14 / 2200	TPK 7 1/2" x14 / 2200	TPK 7 1/2" x14 / 2200	TPK 7 1/2" x14 / 2200
Power rating (HP)	:	2,200	2,200	2,200	2,200
Working Pressure (PSI)	:	7,500	7,500	7,500	7,500
Size of Liners available	:	5 1/2" – 6" – 6 1/2" – 7" – 7 1/2"			
Mud Pump Driving motor	:	2 for each pump, G.E., AC GEB 22A1 type, 1160 HP each			

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

L. LOW PRESSURE MUD SYSTEM

1. Mud Tanks

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

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

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

K. MUD MIXING SYSTEM

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

L. MUD TREATMENT SYSTEM

- Shale shakers** : No. 6 – WSM 300
- Mud Cleaner System** : No. 2 installed on top of two shale shakers.
- Desander Unit : HALCO, 3 x 500 GPM Cyclones.
 - Desilter Unit : HALCO, 16 x 8 cyclones.
 - Degasser Unit : No. 1, BURGESS, Magnavac 1500 type.
 - Mud-Gas Separator : No. 1, PROCON/SMEDWIG, Poorboy type.

M. BULK TRANSFER AND BULK MUD STORAGE AND TRANSFER SYSTEM

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

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 95 DI 96					
			AGGIORNAMENTI					
		TECP-P-1-P-28766	1	2				

Length (ft)	:	7-8	10	15	20	7-8	10	15	20
Nominal Weight (lb/ft)	:	19.5	19.5	19.5	19.5	34.1	34.1	34.1	34.1
Quantity (Joints)	:	2	2	2	2	2	2	2	2

3. HEAVY WALL DRILL PIPES.

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

4. DRILL COLLARS.

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

5. SHORT DRILL COLLARS.

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

6. HOLE OPENERS.

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

Q. R.O.V. SERVICE

1. Vehicle Data.

Quantity and Make / Max. working depth : No. 2 SONSUB Innovator - 150 Shaft HP vehicles / 3,500 m.
Speed (Forward/Reverse/Lateral/Vertical) : 3 / 3 / 2 / 2 knots
Thrusters (Forward/Reverse/Lateral/Vertical) : 1000 / 1000 / 1000 / 600 kg

2. Standard Operations.

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

3. Navigation Sensors.

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

3. Manipulators.

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

4. Hydraulic Power Plant

: No.1 - 78 GPM / 3300 PSI.

5. Colour TV Camera

: No. 2 Orion Zoom - Aurora type

6. B & W TV Camera

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

7. Light

: No. 10, 250 watt each

8. Pan & Tilt

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

Il presente documento è RISERVATO ed è proprietà di eni spa.

Esso non deve essere mostrato a terzi né sarà utilizzato per scopi diversi da quelli per i quali è stato emesso

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE						PAG 96 DI 96					
		TECP-P-1-P-28766						AGGIORNAMENTI					
								1	2				

9. Scanning Sonar

- | | |
|--|--|
| <ul style="list-style-type: none"> ⇒ Data Telemetry System ⇒ Emergency System ⇒ Tether Management | <ul style="list-style-type: none"> : No. 1, Range 300 m. Scan Range 20 Deg./Sec. Var. sector select. to 360. : Fibre Optic : DATASONIC c/w Acoustic Pinger life 30 days, Flasher Life 30 days. : TOP HAT, 10 HP, Transportable loads 2000 kg. Tether length 540 m. |
|--|--|