



Eni SpA

enimed




000505_DV_EX_TCN_ENI_UMG_5003

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

**ARGO 2
PROGRAMMA DI COMPLETAMENTO**

LOCALITÀ GELA (CL)

Giugno 2022

	Company Document ID		Sheet of Sheets 2 / 3	
	000505_DV_EX_TCN_ENI_UMG_5003		Validity Status	Revision Number
			EX-DE	00


CONCESSIONE DI COLTIVAZIONE IDROCARBURI G.C1.AG

PROGETTO CASSIOPEA

000505_DV_EX_TCN_ENI_UMG_5000


ARGO 2

PROGRAMMA DI COMPLETAMENTO

EX-DE	00	06/2022	EMMISSIONE 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_5003 Job N.					
Facility and Sub Facility Name 0821-00 GENERAL		Project name CASSIOPEA		Scale -	Sheet of Sheets -			
Document Title ARGO 2 PROGRAMMA DI COMPLETAMENTO			Supersedes N. Superseded by N. <table border="1" style="width: 100%;"> <tr> <td>Plant Area n.a.</td> <td>Plant Unit n.a.</td> </tr> </table>				Plant Area n.a.	Plant Unit n.a.
Plant Area n.a.	Plant Unit n.a.							

Software: Microsoft Word

File Name:000505_DV_EX_TCN_ENI_UMG_5003.docx

	Company Document ID 000505_DV_EX_TCN_ENI_UMG_5003	Sheet of Sheets 3 / 3	
		Validity Status	Revision Number
		EX-DE	00

INDICE DELLE SEZIONI

SEZIONE 1: INFORMAZIONI GENERALI

SEZIONE 2: PROGRAMMA GEOLOGICO

SEZIONE 3: PROGRAMMA DI COMPLETAMENTO



eni Natural Resources - Upstream

**PROGRAMMA DI COMPLETAMENTO
POZZO: ARGO 2**

SEZ. 1 INFORMAZIONI GENERALI

PAG. 1

DI 11

**PROGRAMMA DI COMPLETAMENTO
POZZO ARGO 2
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
Il Responsabile
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: ARGO 2**

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	ELENCO PRINCIPALI CONTRATTISTE	9
1.5	CONTATTI IN CASO DI EMERGENZA	10
1.6	REQUISITI HSE	10
1.7	MANUALI DI RIFERIMENTO	10
1.8	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: ARGO 2**

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: ARGO 2****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	ARGO 2
Commessa Drilling – Acc. Min.	334A15 – 334A16
Classificazione iniziale	OUT / DPT
Profondita' finale	1835 m VD e MD PTR / -1814 m s.l.m.
Concessione	G.R13.AG
Operatore	ENI Spa Div. E & P
Quote di titolarità	ENI 60% – EDISON 40%
Capitaneria di porto	PORTO EMPEDOCLE
Distanza base operativa	22 Km (Licata)
Zona (pozzi off shore)	"G"
Distanza dalla Costa (pozzi off shore)	21 Km
Fondale (pozzi off shore)	- m 548 s.l.m.
OBIETTIVI	
Linea sismica di riferimento	I.L. 1926 – X.L.2170 del 3D "PANDA"
Litologia obiettivo principale	Sabbie - Strati da Sottili a metrici
Formazione obiettivo principale	RIBERA (Membro NARBONE)
Profondità obiettivo principale	m 1310 s.l.m.
RIFERIMENTI TOPOGRAFICI	
Latitudine di partenza (geografica) N	36° 55' 33.814 N
Longitudine di partenza (geografica) E Gr	13° 48' 19.576 E
Latitudine di partenza (metriche) N	4087402.94 N
Longitudine di partenza (metriche) E Gr	2413602.83 E
Latitudine a TD (geografica) N	36° 55' 34.149" N
Longitudine a TD (geografica) E Gr	13° 48' 19.429" E
Latitudine a TD (metrica) N	4087413.32 N
Longitudine a TD (metrica) E	2413599.32 E
Tipo di proiezione	GAUSS-BOAGA ELLISSOIDE NTERN.LE
Semiassse maggiore	6378388
Eccentricità al quadrato (1/F)	0.00672267 (297)
Central meridian	15 E
Falso Est	2520000
Falso Nord	0
Scale Factor	0.9996
Declinazione Magnetica	2.02° E

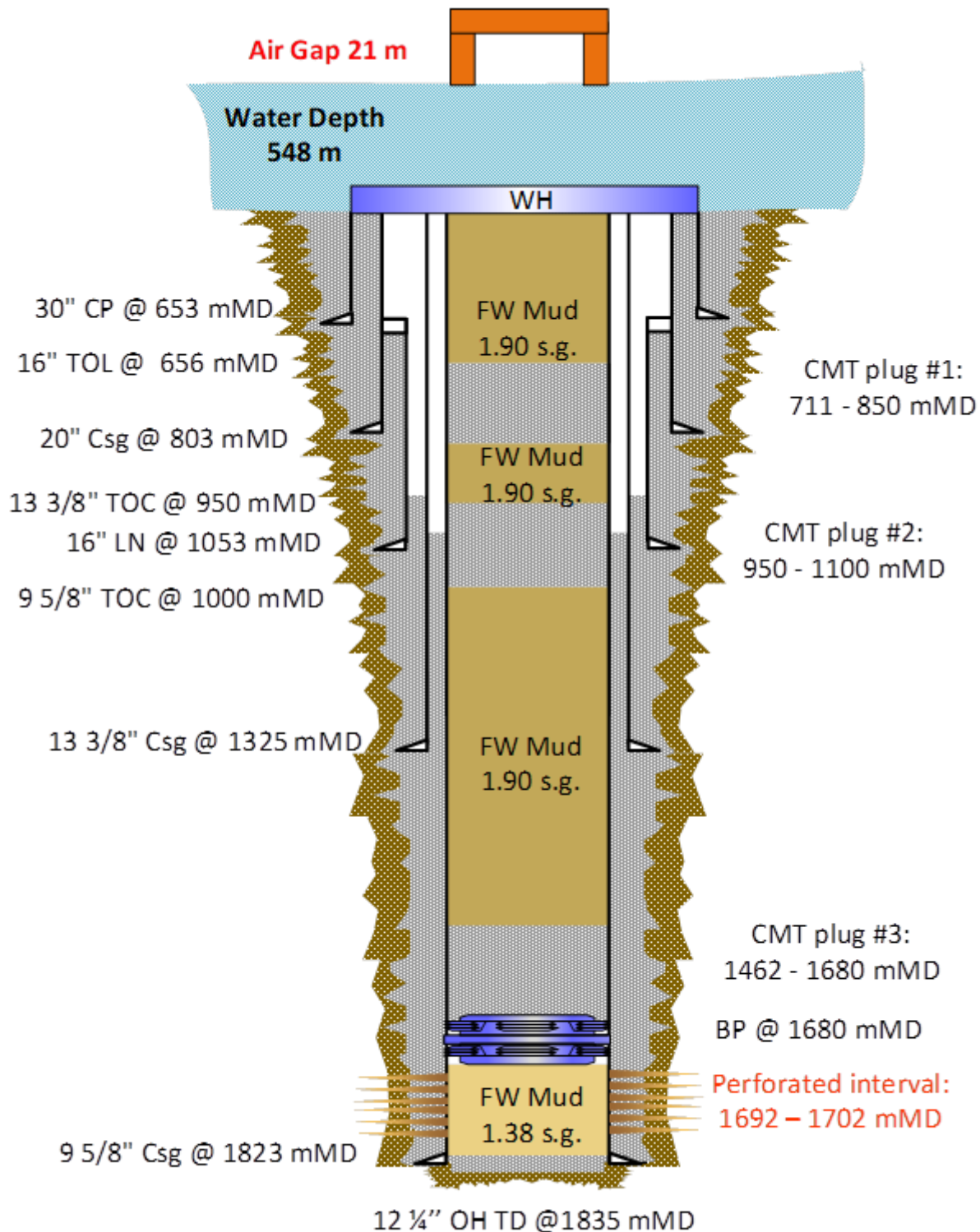


PROGRAMMA DI COMPLETAMENTO POZZO: ARGO 2

SEZ. 1 INFORMAZIONI GENERALI

1.1.2 STATO DEL POZZO DOPO L'ABBANDONO TEMPORANEO

Si riporta qui di seguito lo stato del pozzo Argo 2 successivamente all'abbandono temporaneo.





**PROGRAMMA DI COMPLETAMENTO
POZZO: ARGO 2**

PAG. **7**

DI **11**

SEZ. 1 INFORMAZIONI GENERALI

eni Natural Resources - Upstream

1.1.3 PROFILO DI DEVIAZIONE

La tabella sottostante mostra il profilo di deviazione del pozzo Argo 2.

Survey Finali pozzo: ARGO 2 (07980 foro 1)

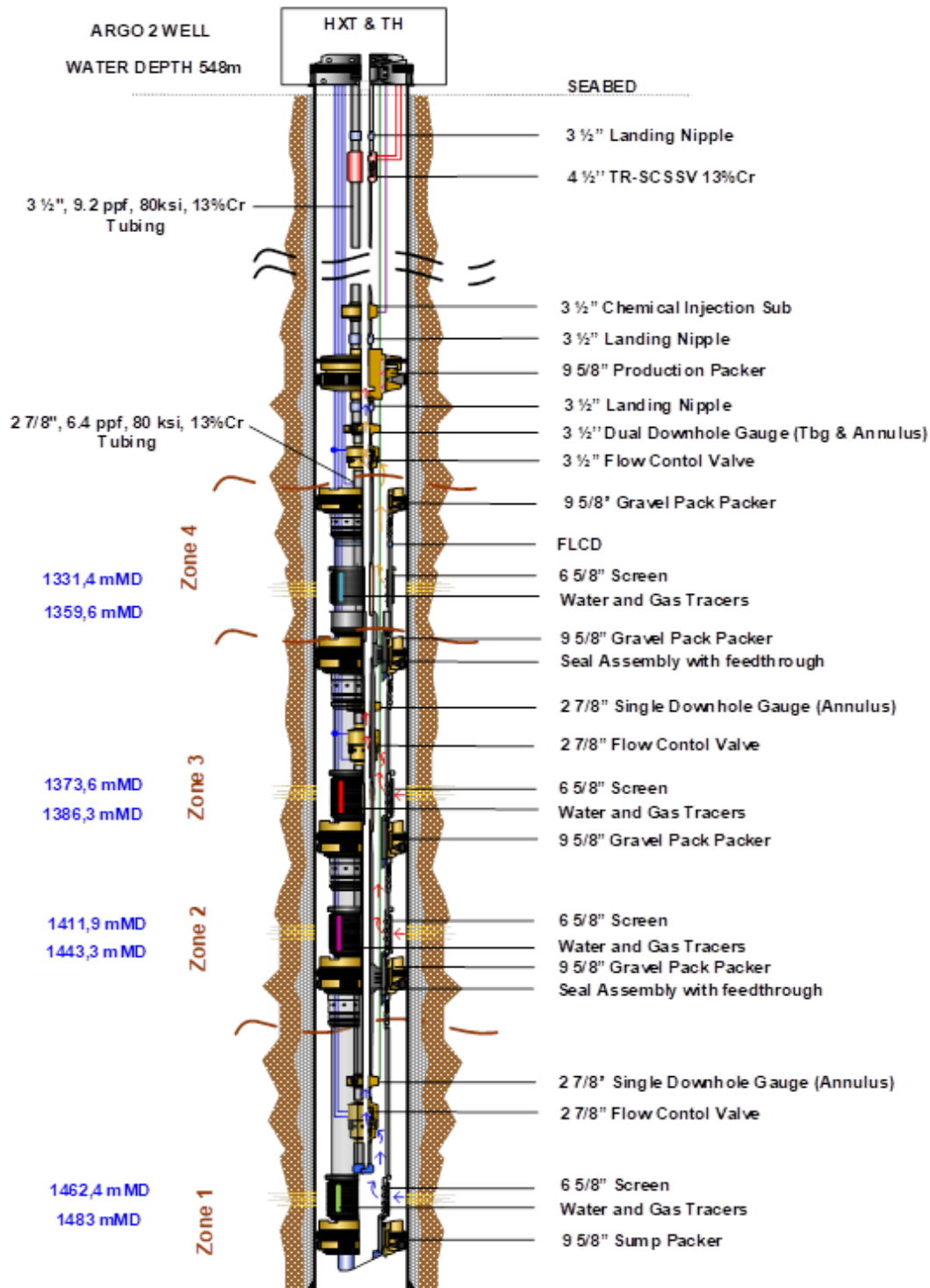
D	INCL	AZIMUTH	TVD	TVDSS	N(+) S(-)	E(+) W (-)	VS	DL/30m	UTM X	UTM Y	Latitude	Longitude
0	0	0	0	-21	0	0	0	0	2413602.826	4087402.939	36° 55' 33.814 N	13° 48' 19.5
569	0	0	569	548	0	0	0	0	2413602.826	4087402.939	36° 55' 33.814 N	13° 48' 19.5
662	0.25	0	662	641	0	0	0	0.08	2413602.826	4087402.939	36° 55' 33.814 N	13° 48' 19.5
803	0.73	0	802.99	781.99	0	0	0	0.10	2413602.826	4087402.939	36° 55' 33.814 N	13° 48' 19.5
1058	0.88	343.14	1057.97	1036.97	3.49	-0.57	3.48	0.03	2413602.302	4087406.435	36° 55' 33.927 N	13° 48' 19.5
1087	0.79	342.79	1086.97	1065.97	3.89	-0.69	3.90	0.09	2413602.183	4087406.841	36° 55' 33.940 N	13° 48' 19.5
1115	0.88	345.87	1114.96	1093.96	4.29	-0.80	4.31	0.11	2413602.079	4087407.235	36° 55' 33.953 N	13° 48' 19.5
1144	0.79	350.35	1143.96	1122.96	4.70	-0.89	4.73	0.11	2413601.996	4087407.649	36° 55' 33.966 N	13° 48' 19.5
1173	0.88	349.91	1172.96	1151.96	5.12	-0.96	5.15	0.09	2413601.929	4087408.066	36° 55' 33.980 N	13° 48' 19.5
1202	0.79	346.92	1201.95	1180.95	5.53	-1.05	5.57	0.10	2413601.850	4087408.481	36° 55' 33.993 N	13° 48' 19.5
1232	0.70	337.43	1231.95	1210.95	5.90	-1.16	5.95	0.15	2413601.737	4087408.853	36° 55' 34.005 N	13° 48' 19.5
1261	0.79	336.55	1260.95	1239.95	6.25	-1.31	6.33	0.09	2413601.594	4087409.202	36° 55' 34.017 N	13° 48' 19.5
1287	0.62	336.46	1286.95	1265.95	6.54	-1.44	6.65	0.20	2413601.470	4087409.496	36° 55' 34.026 N	13° 48' 19.5
1304	0.70	337.08	1303.95	1282.95	6.72	-1.52	6.84	0.14	2413601.395	4087409.677	36° 55' 34.032 N	13° 48' 19.5
1314	0.44	309.31	1313.95	1292.95	6.80	-1.57	6.94	1.12	2413601.343	4087409.759	36° 55' 34.035 N	13° 48' 19.5
1374	0.62	340.60	1373.94	1352.94	7.25	-1.85	7.46	0.17	2413601.062	4087410.214	36° 55' 34.049 N	13° 48' 19.5
1387	0.62	332.24	1386.94	1365.94	7.38	-1.91	7.60	0.21	2413601.008	4087410.343	36° 55' 34.053 N	13° 48' 19.4
1402	0.62	328.20	1401.94	1380.94	7.52	-1.99	7.76	0.09	2413600.929	4087410.485	36° 55' 34.058 N	13° 48' 19.4
1431	0.53	331.72	1430.94	1409.94	7.78	-2.14	8.04	0.10	2413600.786	4087410.738	36° 55' 34.066 N	13° 48' 19.4
1459	0.44	337.17	1458.94	1437.94	7.99	-2.24	8.28	0.11	2413600.686	4087410.953	36° 55' 34.073 N	13° 48' 19.4
1488	0.53	330.84	1487.94	1466.94	8.21	-2.35	8.52	0.11	2413600.580	4087411.174	36° 55' 34.080 N	13° 48' 19.4
1516	0.44	338.31	1515.94	1494.94	8.42	-2.45	8.76	0.12	2413600.480	4087411.388	36° 55' 34.087 N	13° 48' 19.4
1545	0.44	343.76	1544.94	1523.94	8.63	-2.52	8.98	0.04	2413600.410	4087411.599	36° 55' 34.094 N	13° 48' 19.4
1574	0.44	340.77	1573.94	1552.94	8.84	-2.59	9.20	0.02	2413600.345	4087411.812	36° 55' 34.101 N	13° 48' 19.4
1603	0.53	334.35	1602.93	1581.93	9.07	-2.69	9.45	0.11	2413600.253	4087412.039	36° 55' 34.108 N	13° 48' 19.4
1631	0.35	317.04	1630.93	1609.93	9.25	-2.80	9.66	0.24	2413600.141	4087412.220	36° 55' 34.114 N	13° 48' 19.4
1659	0.44	330.14	1658.93	1637.93	9.40	-2.91	9.84	0.14	2413600.031	4087412.377	36° 55' 34.119 N	13° 48' 19.4
1688	0.35	328.03	1687.93	1666.93	9.58	-3.02	10.03	0.09	2413599.931	4087412.550	36° 55' 34.125 N	13° 48' 19.4
1717	0.44	323.98	1716.93	1695.93	9.74	-3.13	10.23	0.10	2413599.821	4087412.716	36° 55' 34.130 N	13° 48' 19.4
1745	0.44	317.13	1744.93	1723.93	9.91	-3.26	10.43	0.06	2413599.687	4087412.884	36° 55' 34.135 N	13° 48' 19.4
1774	0.35	326.27	1773.93	1752.93	10.06	-3.39	10.62	0.11	2413599.564	4087413.041	36° 55' 34.140 N	13° 48' 19.4
1804	0.35	314.49	1803.93	1782.93	10.20	-3.51	10.79	0.07	2413599.449	4087413.182	36° 55' 34.145 N	13° 48' 19.4
1835	0.35	314.49	1834.93	1813.93	10.34	-3.64	10.96	0	2413599.316	4087413.317	36° 55' 34.149 N	13° 48' 19.4



SEZ. 1 INFORMAZIONI GENERALI

1.1.4 SCHEMA DI COMPLETAMENTO

La figura sottostante mostra lo schema di completamento previsto per il pozzo Argo 2.



**PROGRAMMA DI COMPLETAMENTO
POZZO: ARGO 2****SEZ. 1 INFORMAZIONI GENERALI****1.2 OBIETTIVO MINERARIO**

Per il pozzo Argo 2, è prevista la messa in produzione di tutta la serie superficiale della sequenza S2A (shallow levels, A4).

La tabella sottostante riporta coordinate e profondità dei livelli target del pozzo Argo 2.

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

WELL	SURFACE	X	Y	TVDSS	MD (KB 25m)	
ARGO_02	Topa_top	2413601,2	4087411,3	-1306	1331	ZONE 1
ARGO_02	TOPf_bot	2413601,1	4087411,3	-1317	1342	
ARGO_02	Topl_top	2413601,1	4087411,4	-1323	1348	
ARGO_02	A_4_bot	2413601,1	4087411,5	-1335	1360	
ARGO_02	B_top	2413601,0	4087411,6	-1348	1373	ZONE 2
ARGO_02	B_6_bot	2413600,9	4087411,7	-1361	1386	
ARGO_02	D_top	2413600,8	4087411,9	-1387	1412	ZONE 3
ARGO_02	D_6_bot	2413600,8	4087412,1	-1399	1424	
ARGO_02	E_top	2413600,7	4087412,1	-1410	1435	
ARGO_02	E_7_bot	2413600,7	4087412,2	-1418	1443	ZONE 4
ARGO_02	F_top	2413600,6	4087412,4	-1437	1462	
ARGO_02	F_7_bot	2413600,6	4087412,4	-1445	1470	
ARGO_02	F_12_top	2413600,5	4087412,5	-1451	1476	
ARGO_02	F_18_bot	2413600,5	4087412,5	-1458	1483	

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.

1.4 ELENCO PRINCIPALI CONTRATTISTE

Tutti i vari servizi sono da definire.



eni Natural Resources - Upstream

PROGRAMMA DI COMPLETAMENTO POZZO: ARGO 2

SEZ. 1 INFORMAZIONI GENERALI

PAG. 10

DI 11

1.5 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.

1.6 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)

1.7 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: ARGO 2****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).

1.8 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: Argo 2**



PAG. 1

DI 1

SEZ. 2 PROGRAMMA GEOLOGICO

SEZIONE 2 – PROGRAMMA GEOLOGICO

Emissione: Luglio 2022

		 Roberta Chiarelli (ISEA/D)	Paolo Mengoni (ISEA/D) Firmato digitalmente da Paolo Mengoni Data: 2022.07.04 16:01:34 +02'00'	Afrim Hysi (ISEA/D) ISEA/D Il Responsabile Afrim Hysi 

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: Argo 2**

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 ARGO 2: OBIETTIVO	4



eni e&p – DIME

PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: Argo 2

SEZ. 2 PROGRAMMA GEOLOGICO

PAG. 3

DI 6

2 PROGRAMMA GEOLOGICO

2.1 INTRODUZIONE E UBICAZIONE GEOGRAFICA DEL CAMPO

Il pozzo Argo 2 è stato perforato nell'off-shore del canale di Sicilia all'interno del permesso G.R13.AG (Figura 1).

Il pozzo è stato perforato in verticale.

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

Sul prospect del 2006 era già stato perforato il pozzo ARGO 1, risultato mineralizzato a gas nell'intervallo da 1302 a 1533 m TVDSS. Il reservoir è costituito dai livelli porosi appartenenti alla F.ne Ribera M.bro Narbone appartenente alla sequenza stratigrafica S2A, attraversata in posizione depocentrale dal pozzo Argo 1. Il pozzo ha verificato la presenza di livelli sabbiosi composti da sabbie quarzose da fini a finissime, con spessore da centimetrico a decimetrico, con alcuni livelli isolati di spessore metrico.

I tre intervalli di maggiore interesse minerario dell'accumulo di ARGO sono chiamati intervallo superiore ed intermedio, nei quali la presenza di gas è già stata verificata dal pozzo ARGO 1, e l'intervallo inferiore, che costituisce il target del pozzo ARGO 2.

Tali livelli sono stati testati mediante prova di produzione in DST nell'intervallo da 1692 m a 1702.

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 ARGO 2 sono stati incontrati livelli porosi con una significativa presenza di gas a partire dalla profondità di 1300 m TVDSS, corrispondente al top del reservoir principale (sequenza S2A, livelli A4, target del pozzo).

L'obiettivo intermedio è stato incontrato alla profondità di 1485 m TVDSS, all'interno della sequenza stratigrafica S2A, ed è stato attraversato fino a 1548 m TVDSS.

L'obiettivo inferiore è previsto alla profondità di 1661 m TVDSS, con uno spessore di circa 70 m.



**PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE
POZZO: Argo 2**

PAG. **4**

DI **6**

SEZ. 2 PROGRAMMA GEOLOGICO

eni e&p – DIME

La TD del pozzo è a 1813 m TVDSS.

2.3 RE-ENTRY AL POZZO ARGO 2: OBIETTIVO

Lo sviluppo del campo di Argo è previsto per mezzo del solo pozzo Argo 2. Il pozzo è stato temporaneamente abbandonato e verrà riaperto alla produzione a seguito del re-entry e nuovo completamento.

Il pozzo verrà completato in quattro zone, con lo scopo di aprire alla produzione tutta la serie superficiale della sequenza S2A (shallow levels, A4).

Coordinate e profondità dei livelli target del pozzo Argo 2 sono riportate nella seguente tabella:

WELL	SURFACE	X	Y	TVDSS	MD (KB 25m)	
ARGO_02	Topa_top	2413601,2	4087411,3	-1306	1331	ZONE 1
ARGO_02	TOPf_bot	2413601,1	4087411,3	-1317	1342	
ARGO_02	Topl_top	2413601,1	4087411,4	-1323	1348	
ARGO_02	A_4_bot	2413601,1	4087411,5	-1335	1360	
ARGO_02	B_top	2413601,0	4087411,6	-1348	1373	ZONE 2
ARGO_02	B_6_bot	2413600,9	4087411,7	-1361	1386	
ARGO_02	D_top	2413600,8	4087411,9	-1387	1412	ZONE 3
ARGO_02	D_6_bot	2413600,8	4087412,1	-1399	1424	
ARGO_02	E_top	2413600,7	4087412,1	-1410	1435	
ARGO_02	E_7_bot	2413600,7	4087412,2	-1418	1443	ZONE 4
ARGO_02	F_top	2413600,6	4087412,4	-1437	1462	
ARGO_02	F_7_bot	2413600,6	4087412,4	-1445	1470	
ARGO_02	F_12_top	2413600,5	4087412,5	-1451	1476	
ARGO_02	F_18_bot	2413600,5	4087412,5	-1458	1483	



PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: Argo 2

PAG. 6

DI 6

SEZ. 2 PROGRAMMA GEOLOGICO

eni e&p – DIME

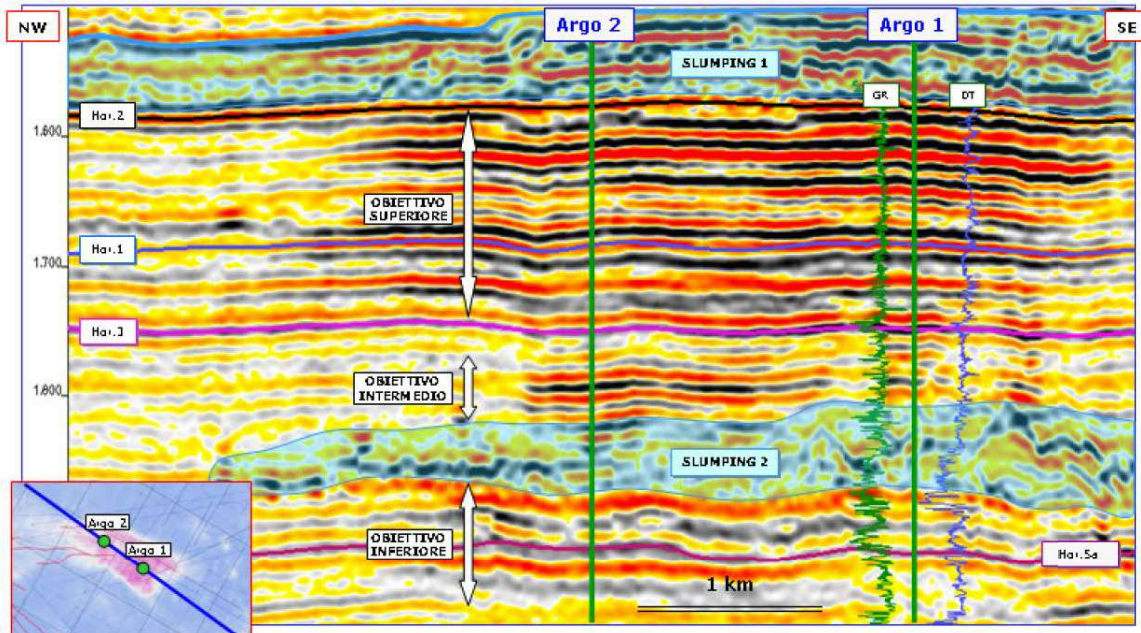


Figura 2: I pozzi Argo 1 e Argo 2 sulla sismica, dettaglio sui target

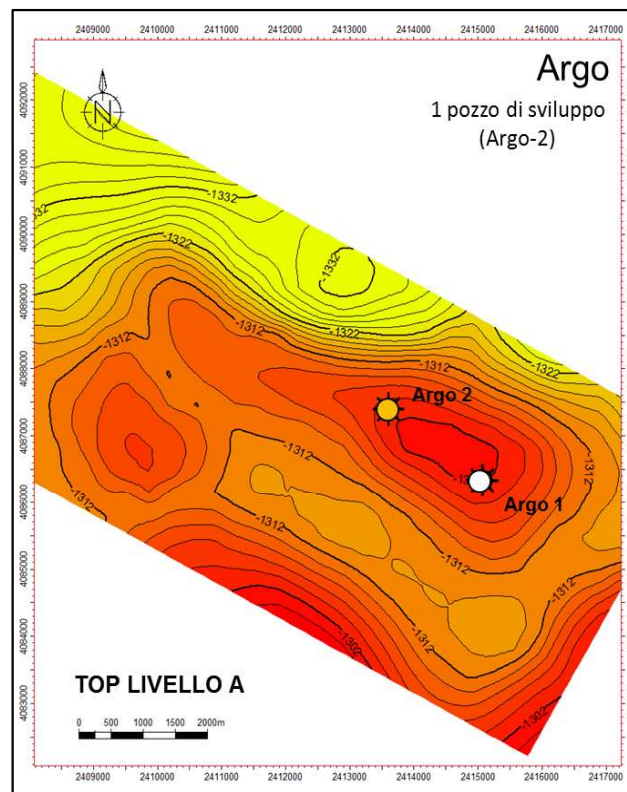


Figura 3: Ubicazione dei pozzi di Argo sulla mappa strutturale Top Livello A (S2A, A4)



eni Natural Resources - Upstream

**PROGRAMMA DI COMPLETAMENTO
POZZO: ARGO 2**

SEZ. 3 PROGRAMMA DI COMPLETAMENTO

**PROGRAMMA DI COMPLETAMENTO
POZZO ARGO 2**

Emissione: Giugno 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

UNITA' ORGANIZZATIVA

ATTIVITA'

PROVENIENZA

TIPO

N. Progr.

PAG. 1

DI 109

TECP

P

1

P

28770

TITOLO

Progetto Cassiopea
Programma di Completamento
Argo 2

LISTA DI DISTRIBUZIONE


COAP-SU
ENIMED

Gruppo di lavoro:

E. Pignotti *Eleonora Pignotti*
G. Ferrari *Giuseppe Ferrari*
C. Repetto AG18534 Firmato digitalmente da Carlo Repetto
DN: cn=Carlo Repetto, o=ENI, ou=TECP, email=carlo.repetto@eni.com, c=IT
A. Troiano *Antonio Troiano*
D. Pellicanò Firmato digitalmente da Dario Pellicanò
DN: cn=Dario Pellicanò, o=ENI, ou=TECP, email=dario.pellicano@eni.com, c=IT
M. Giammancheri *Michele Giammancheri* Firmato digitalmente da
Michele Giammancheri
Data: 2022.06.13
09:25:12 +02'00'


Data di emissione: Giugno 2022

5				
4				
3				
2				
1	Emissione	Gruppo di lavoro	R. Brambilla <i>R. Brambilla</i> G. Carpineta <i>Giuseppe Carpineta</i> S. Borra <i>Simone Borra</i>	S. Luppina <i>S. Luppina</i> S. Baretta <i>S. Baretta</i> S. Baretta <i>S. Baretta</i>
	AGGIORNAMENTI	PREPARAZIONE	CONVALIDA	APPROVAZIONE

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 2 DI 109				
			AGGIORNAMENTI				
		TECP-P-1-P-28770	1				

INDICE


1. ACRONIMI	6
2. INTRODUZIONE.....	7
2.1. DATI DEL CAMPO	8
2.2. TABELLA DELLE CONTRATTISTE	10
2.3. HSE REQUIREMENT	11
2.3.1 PIANI DI CONTROLLO POZZO	11
2.3.2 MINIMA QUANTITÀ DI PRODOTTI DA MANTENERE IN CANTIERE	11
3. ARGO 2 WELL INFO	12
3.1. INFORMAZIONI GENERALI DEL POZZO	12
3.2. PROFILO CASING.....	13
3.3. CASING DESIGN	14
3.4. SCHEMA TESTA POZZO	15
3.4.1 SEAL ASSEMBLY PRESSURE TEST	15
3.4.2 CALCOLO MAWHP	16
3.5. CONFIGURAZIONE BOP	17
3.5.1 SAIPEM 10000 – CONFIGURAZIONE BOP STACK 18 3/4" X 150000 PSI	17
3.5.2 SAIPEM 10000 – INVENTARIO RISER – RUNNING STRING GENERICA	19
3.5.3 SAIPEM 10000 – H4 CONNECTOR.....	19
3.6. PROFILO DI DEVIAZIONE	21
3.7. PROFILI DI PRESSIONE.....	22
3.8. STATO DEL POZZO DOPO L'ABBANDONO TEMPORANEO.....	23
4. DATI DI GIACIMENTO	24
4.1. PARAMETRI PETROFISICI	24
4.2. COMPOSIZIONE FLUIDO DI GIACIMENTO.....	24
4.3. TEMPERATURA DI FONDO POZZO.....	25
5. DESIGN DI COMPLETAMENTO	27
5.1. LOWER COMPLETION	27
5.2. UPPER COMPLETION.....	27
5.3. SCHEMA DI COMPLETAMENTO	29
5.4. COMPLETION E PACKER FLUID	30
6. SOMMARIO DELLE OPERAZIONI	31
6.1. BOP TEST	33
6.2. COMPLETION TIMING	34
7. SEQUENZA DELLE OPERAZIONI	35
7.1. INSTALLAZIONE X-TREE, BOP CON IWOCs SYSTEM	35
7.2. RECUPERO POZZO, FRESAGGIO TAPPI DI CEMENTO	35
7.3. PULIZIA FORO, SPIAZZAMENTO BRINE.....	37
7.4. DISCESA GR/CCL/CBL/VDL/USIT	38
7.5. DISCESA SUMP PACKER CON EWL.....	38
7.5.1 DISCESA GAUGE RING.....	38
7.5.2 DISCESA E SETTAGGIO SUMP PACKER.....	38

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 3 DI 109				
			AGGIORNAMENTI				
		TECP-P-1-P-28770	1				


7.6.	SPARI LIVELLO INFERIORE IN TCP E PULIZIA POST-SPARI.....	38
7.6.1	DISCESA FUCILI E SPARI	38
7.6.2	BACKSURGING + DST STRING (SOLO PER HRWP)	40
7.6.3	PULIZIA POST SPARI PER LIVELLO 1	41
7.7.	DISCESA LOWER COMPLETION ED EFFETTUARE ICGP - HRWP PER LIVELLO 1.....	41
7.7.1	SEQUENZA ICGP-HRWP PER LIVELLO 1	42
7.8.	SETTAGGIO PACKER PLUG NEL GP PACKER	43
7.9.	SPARI LIVELLO 2 IN TCP E PULIZIA POST-SPARI	44
7.9.1	DISCESA FUCILI E SPARI	44
7.9.2	BACKSURGING + DST STRING (SOLO PER HRWP)	44
7.9.3	PULIZIA POST SPARI PER LIVELLO 2	46
7.10.	DISCESA LOWER COMPLETION ED EFFETTUARE ICGP - HRWP PER LIVELLO 2.....	46
7.10.1	SEQUENZA ICGP-HRWP PER LIVELLO 2	48
7.11.	SETTAGGIO PACKER PLUG NEL GP PACKER	48
7.12.	SPARI LIVELLO 3 IN TCP E PULIZIA POST-SPARI	49
7.12.1	DISCESA FUCILI E SPARI	49
7.12.2	BACKSURGING + DST STRING (SOLO PER HRWP).....	49
7.12.3	PULIZIA POST SPARI PER LIVELLO 3.....	51
7.13.	DISCESA LOWER COMPLETION ED EFFETTUARE ICGP - HRWP PER LIVELLO 3.....	51
7.13.1	SEQUENZA ICGP-HRWP PER LIVELLO 3	52
7.14.	SETTAGGIO PACKER PLUG NEL GP PACKER	53
7.15.	SPARI LIVELLO 4 IN TCP E PULIZIA POST-SPARI	53
7.15.1	DISCESA FUCILI E SPARI	53
7.15.2	BACKSURGING + DST STRING (SOLO PER HRWP).....	54
7.15.3	PULIZIA POST SPARI PER LIVELLO 4.....	55
7.16.	DISCESA LOWER COMPLETION ED EFFETTUARE ICGP - HRWP PER LIVELLO 4.....	55
7.16.1	SEQUENZA ICGP-HRWP PER LIVELLO 4	56
7.17.	DISCESA UPPER COMPLETION	58
7.17.1	RECUPERO CAMICIA D'USURA DELLA X-TREE E TEST BOP	59
7.17.2	ASSEMBLAGGIO, TEST INTELLIGENT COMPLETION E PACKER DI PRODUZIONE	59
7.17.3	ASSEMBLAGGIO E DISCESA TUBING HANGER.....	61
7.17.4	SPIAZZAMENTO DEL COMPLETAMENTO CON BASE OIL, SETTAGGIO PROD PACKER E INFLOW TEST A SCSSV	63
7.18.	SPURGO.....	65
7.18.1	SEQUENZA DI SPURGO	65
7.18.2	SPURGO E WELL TESTING LIVELLO SUPERIORE.....	65
7.18.3	SPURGO E WELL TESTING DEI LIVELLI INTERMEDI	65
7.18.4	SPURGO E WELL TESTING DEL LIVELLO INFERIORE	65
7.18.5	WELL TESTING LIVELLI IN COMMINGLE	65
7.19.	ABBANDONO DEL POZZO	66
7.19.1	SPIAZZAMENTO LANDING STRING	66
7.19.2	MESSA IN SICUREZZA DEL POZZO	66
7.19.3	PRESSURE TEST CROCE DI PRODUZIONE.....	66
7.19.4	DISCONNESSIONE LANDING STRING.....	67
7.19.5	DISCONNESSIONE IWOCs E BOP	67
8.	APPENDICE	68
8.1.	PERFORMANCE DEL TUBINO E ANALISI EROSIONALE.....	68
8.1.1	DATI DI INPUT.....	69
8.1.2	METODOLOGIA DI CALCOLO DELL'ANALISI EROSIONALE.....	70
8.1.3	RISULTATI DELL'ANALISI EROSIONALE.....	71
8.2.	TUBING STRESS ANALYSIS.....	72
8.2.1	DATI DI INPUT.....	72

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 109						
			AGGIORNAMENTI						
		TECP-P-1-P-28770	1						

8.2.2	RISULTATI	74
8.2.3	CARICHI AI PACKER	79
8.2.4	COMPLETION STRING PRESSURE TEST (DOPO SETTAGGIO DEL PRODUCTION PKR)	80
8.3.	WELL BARRIER SCHEMATICS	82
8.4.	DATI TUBINI	87
8.4.1	CONNESSIONI	87
8.5.	LOWER COMPLETION EQUIPMENT	89
8.5.1	SUMP PACKER	89
8.5.2	GRAVEL PACK PACKER	89
8.5.1	GRAVEL PACK EXTENSION AND PORT CLOSING SLEEVE	89
8.6.	UPPER COMPLETION EQUIPMENT	90
8.6.1	TR-SCSSV	90
8.6.2	PACKER DI PRODUZIONE 9 5/8" X 3 1/2" (CON FEED THROUGH E FITTINGS)	90
8.6.3	INTELLIGENT COMPLETION	91
8.6.4	CHEMICAL INJECTION MANDREL	91
8.7.	HORIZONTAL X-TREE	93
8.8.	TUBING HANGER	98
8.9.	SPECIFICHE IMPIANTO DI PERFORAZIONE	101

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 5 DI 109				
			AGGIORNAMENTI				
		TECP-P-1-P-28770	1				

INDICE DELLE FIGURE

FIGURA 1 - MAPPA DEL CAMPO DI SVILUPPO	8
FIGURA 2 - PROFILO CASING ARGO 2	13
FIGURA 3 - SCHEMA TESTA POZZO ARGO 2	15
FIGURA 4 - SAIPEM 10000 CONFIGURAZIONE BOP STACK	17
FIGURA 5 - SAIPEM 10000 INVENTARIO RISER	19
FIGURA 6 - SAIPEM 10000 - H4 CONNECTOR.....	20
FIGURA 7 - PROFILO DI DEVIAZIONE ARGO 2	21
FIGURA 8 - PROFILI DI PRESSIONE.....	22
FIGURA 9 - STATO DEL POZZO DOPO L'ABBANDONO TEMPORANEO	23
FIGURA 10 - PARAMETRI PETROFISICI CON FLAG DI MINERALIZZAZIONE ARGO 1 E ARGO 2	24
FIGURA 11 - DATI PVT ARGO 2.....	25
FIGURA 12 - ARGO 2 SCHEMA DI COMPLETAMENTO	29
FIGURA 13 - DETTAGLIO DATI PVT	70
FIGURA 14 - SCHEMA DI COMPLETAMENTO PER I CALCOLI DI STRESS ANALYSIS.....	74
FIGURA 15 - GRAFICO DESIGN LIMITS TUBINO 3 1/2"	75
FIGURA 16 - GRAFICO DESIGN LIMITS TUBINO 2 7/8"	75
FIGURA 17 - TRIAXIAL SAFETY FACTOR	76
FIGURA 18 - BURST SAFETY FACTOR	76
FIGURA 19 - COLLAPSE SAFETY FACTOR	77
FIGURA 20 - AXIAL SAFETY FACTOR	77
FIGURA 21 - CARICHI PACKER DI PRODUZIONE	79
FIGURA 22 - CARICHI GP PACKER	79
FIGURA 24 - SCHEMA POZZO PRESSURE TEST TUBINO DOPO SETTAGGIO PKR	80
FIGURA 25 - DESIGN LIMIT LANDING STRING PRESSURE TEST DOPO SETTAGGIO PKR.....	80
FIGURA 26 - DESIGN LIMIT COMPLETION STRING PRESSURE TEST DOPO SETTAGGIO PKR (3 1/2" TBG)	81
FIGURA 27 - DESIGN LIMIT COMPLETION STRING PRESSURE TEST DOPO SETTAGGIO PKR (2 7/8" TBG)	81
FIGURA 28 - WBS DURANTE LA DISCESA DEL TCP PER LE PERFORAZIONI	82
FIGURA 29 - WBS DURANTE LA DISCESA DEL GP PACKER.....	83
FIGURA 30 - WBS DURANTE LA DISCESA UPPER COMPLETION	84
FIGURA 31 - WBS DURANTE IL WELL TESTING	85
FIGURA 32 - WBS DOPO IL RIG DEMOB	86
FIGURA 33 - 3 1/2" TUBING CONNECTION	87
FIGURA 34 - 2 7/8" TUBING CONNECTION	88
FIGURA 35 - RIASSUNTO SPECIFICHE HORIZONTAL XT	93
FIGURA 36 - TABELLA RIASSUNTIVA VALVOLE HXT (1)	94
FIGURA 37 - TABELLA RIASSUNTIVA VALVOLE HXT (2)	95
FIGURA 38 - HORIZONTAL XT SCHEMATIC (1).....	96
FIGURA 39 - HORIZONTAL XT SCHEMATIC (2).....	97
FIGURA 40 - TUBING HANGER SPECIFICHE TECNICHE	98
FIGURA 41 - TUBING HANGER SCHEMATIC (1)	99
FIGURA 42 - TUBING HANGER SCHEMATIC (2)	100

INDICE DELLE TABELLE

TABELLA 1 - ACRONIMI	7
TABELLA 2 - OFFSHORE CASSIOPEA PROJECT PROFONDITÀ DEL MARE	9
TABELLA 3 - TABELLA DELLE CONTRATTISTE.....	10
TABELLA 4 - INFORMAZIONI GENERALI DI POZZO	13
TABELLA 5 - CASING DESIGN	14
TABELLA 6 - TABELLA RIASSUNTIVA CALCOLO MAWHP	16
TABELLA 7 - COMPOSIZIONE FLUIDO DI GIACIMENTO TABELLA RIASSUNTIVA.....	25
TABELLA 8 - TEMPERATURE DI FONDO POZZO	26
TABELLA 9 - PORTATA TOTALE DI ACQUA E GAS SU BASE ANNUALE	69
TABELLA 10 - PRINCIPALI DATI PVT PER ANALISI EROSIONALE.....	69
TABELLA 11 - LIMITI EROSIONALI CASSIOPEA 1DIR	71



 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 6 DI 109				
			AGGIORNAMENTI				
		TECP-P-1-P-28770	1				

TABELLA 13 - REQUISITI MINIMI TR-SCSSV CONTROL LINES.....	90
TABELLA 14 - CARATTERISTICHE CHEMICAL INJECTION LINE	92

1. ACRONIMI

AAV	annulus access valve	
AFIV	anular formation isolation valve	Valvola di isolamento anulare
AMV	annulus master valve	
API	american petroleum Institute	
APT	annulus pressure transmitter	Trasmittitore di pressione anulare
AWV	annulus wing valve	
BHA	bottom hole assembly	
BHT	bottom hole temperature	
BOP	blow out prevent	
BPM	barrels per minute	
CBL	cement bond log	
CCL	casing collar locator	
CBP	Completion bore protector	Camicia d'usura per Croce di produzione
CTLF	coiled tubing lifting frame	
CI	chemical injection	
DHPT	downhole pressure & temperature	Temperatura e pressione di fondo
EFL	electric flying lead	
EWL	electric wire line	
FCV	flow control valve	
FIV	formation isolation valve	Valvola di isolamento radiale
GP	gravel pack	
GR	gamma ray	
HFL	hydraulic flying lead	
HPU	hydraulic power unit	
HWDP	heavy weight drill pipe	
ID	internal diameter	
IWOCS	installation work over control system	
JSA	job safety analysis	
FLBV	fluid losses barrier valve	
LBV	lower ball valve	
LCP	lower crown plug	
LPR	lower pipe rams	Ganasce inferiori
LV	lubricator valve	
M/U	make up	Assemblaggio
MD	measured depth	
NTU	nephelometric turbidity unit	
OD	outer diameter	
P&ID	process and Instrumentation diagram	
P/U	pick/up	
PBR	polished bore receptacle	
PCS	port closure sleeve	
P&A	plug and abandon	
PMV	production master valve	

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 7 DI 109				
			AGGIORNAMENTI				
		TECP-P-1-P-28770	1				

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


Tabella 1 - Acronimi

2. INTRODUZIONE

Cassiopea Project è un progetto che comprende due campi differenti (Argo, Cassiopea) situati nel canale di Sicilia.

I pozzi sono tutti produttori a gas, sottomarini.

*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 109			
			AGGIORNAMENTI			
		TECP-P-1-P-28770	1			

I pozzi esplorativi/sviluppo già perforati nei tre campi sono i seguenti:

- Panda 1 Marzo 2002
- Panda West 1 Febbraio 2003
- Argo 1 Aprile 2006
- Cassiopea 1dir Giugno 2008
- Argo 2 Agosto 2008

L'esecuzione di Cassiopea Project prevede la produzione di gas da 4 pozzi: 2 pozzi già perforati verranno ripresi e altri 2 saranno perforati da nuovi.

- Argo 2 Pozzo esistente
- Cassiopea 1Dir Pozzo esistente
- Cassiopea 2Dir Pozzo nuovo
- Cassiopea 3 Pozzo nuovo

2.1. DATI DEL CAMPO


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



Figura 1 - Mappa del campo di sviluppo

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

*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 9 DI 109						
			AGGIORNAMENTI						
		TECP-P-1-P-28770	1						

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 10 DI 109						
				AGGIORNAMENTI					
			TECP-P-1-P-28770	1					

2.2. TABELLA DELLE CONTRATTISTE

Service	Company and Contact Details (Name/Email/Phone No.)	Service	Company and Contact Details (Name/Email/Phone No.)
Deepwater Drilling Rig Services	Da definire	PSV#1 (for Frack Pack) Services	Da definire
Drilling and Completion Fluids Materials and Services	Da definire	Standby Vessel	Da definire
Supply of Subsea Wellhead, 36” CP, 20” Surface Casing and Services	Da definire	Crew Boat Services	Da definire
Electric Wire Line Logging	Da definire	Shore Base	Da definire
Casing/Tubing Handling Services	Da definire	Fuel Supply and Handling Services	Da definire
ROV Services	Da definire	Independent Marine Inspection Services	Da definire
Cementing & Pumping Services	Da definire	Sub Sea X-Tree and Work over/Landing String Package	Da definire
Rig Positioning & Shallow Hazard	Da definire	Paramedic Services	Da definire
Fishing Tools & Whipstock Services	Da definire	Supply of Drill Bits and Enlarging Tools Services	Da definire
Cementing Head Services & Casing Accessories	Da definire	Telecommunication Link	Da definire
Material Inspection, Maintenance and QA/QC Services	Da definire	Well Bore Clean Out Tools	Da definire
Drilling Rig Inspection Services	Da definire	Well Testing Equipment (Surface, TCP, Slickline, Sampling)	Da definire
AHTS#1 Services	Da definire	Coiled Tubing and Nitrogen Services	Da definire
AHTS#2 Services	Da definire	Integrated Completion Services	Da definire
AHTS #3 Services	Da definire	Downhole Permanent Monitoring System	Da definire

Tabella 3 - Tabella delle contrattiste

*Il presente documento è RISERVATO ed è proprietà di eni spa.
Esso non deve essere mostrato a terzi né sarà utilizzato per scopi diversi da quelli per i quali è stato emesso*

 PERF eni spa	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE TECP-P-1-P-26808	PAG 11 DI 109						
		AGGIORNAMENTI						
		1						

2.3. HSE REQUIREMENT

I requisiti HSE sono in accordo ai seguenti documenti:

1. Strategia per la risposta alle emergenze Enimed (pro-sg-hse-035-enimed_r03)
2. Esercitazione di Emergenza HSE (opi-sg-hse-003-enimed_r03)
3. Piano Generale di Emergenza Eni Mediterranea Idrocarburi (pro-sg-hse-030-enimed_r10)

2.3.1 PIANI DI CONTROLLO POZZO

Nel corso delle operazioni saranno rispettate le procedure di controllo pozzo riportate nella "Well control procedure" (STAP P-1-M-26524 REV2).

2.3.2 MINIMA QUANTITÀ DI PRODOTTI DA MANTENERE IN CANTIERE


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

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

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

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

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

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 12 DI 109					
				AGGIORNAMENTI				
			TECP-P-1-P-26808	1				

3. ARGO 2 WELL INFO

3.1. INFORMAZIONI GENERALI DEL POZZO

VOCE	DESCRIZIONE
ANAGRAFICA	
Distretto geograficamente responsabile	UGIT
Nome e sigla del pozzo	ARGO 2
Commessa Drilling – Acc. Min.	334A15 – 334A16
Classificazione iniziale	OUT / DPT
Profondita' finale	1835 m VD e MD PTR / -1814 m s.l.m.
Concessione	G.R13.AG
Operatore	ENI Spa Div. E & P
Quote di titolarità	ENI 60% – EDISON 40%
Capitaneria di porto	PORTO EMPEDOCLE
Distanza base operativa	22 Km (Licata)
Zona (pozzi off shore)	"G"
Distanza dalla Costa (pozzi off shore)	21 Km
Fondale (pozzi off shore)	- m 548 s.l.m.
OBIETTIVI	
Linea sismica di riferimento	I.L. 1926 – X.L.2170 del 3D "PANDA"
Litologia obiettivo principale	Sabbie - Strati da Sottili a metrici
Formazione obiettivo principale	RIBERA (Membro NARBONE)
Profondità obiettivo principale	m 1310 s.l.m.
RIFERIMENTI TOPOGRAFICI	
Latitudine di partenza (geografica) N	36° 55' 33.814 N
Longitudine di partenza (geografica) E Gr	13° 48' 19.576 E
Latitudine di partenza (metriche) N	4087402.94 N
Longitudine di partenza (metriche) E Gr	2413602.83 E
Latitudine a TD (geografica) N	36° 55' 34.149" N
Longitudine a TD (geografica) E Gr	13° 48' 19.429" E
Latitudine a TD (metrica) N	4087413.32 N
Longitudine a TD (metrica) E	2413599.32 E
Tipo di proiezione	GAUSS-BOAGA ELLISSOIDE NTERN.LE
Semiassse maggiore	6378388
Eccentricità al quadrato (1/F)	0.00672267 (297)
Central meridian	15 E
Falso Est	2520000
Falso Nord	0
Scale Factor	0.9996
Declinazione Magnetica	2.02° E

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 13 DI 109				
			TECP-P-1-P-26808	AGGIORNAMENTI			
				1			

Tabella 4 - Informazioni generali di pozzo

3.2. PROFILO CASING

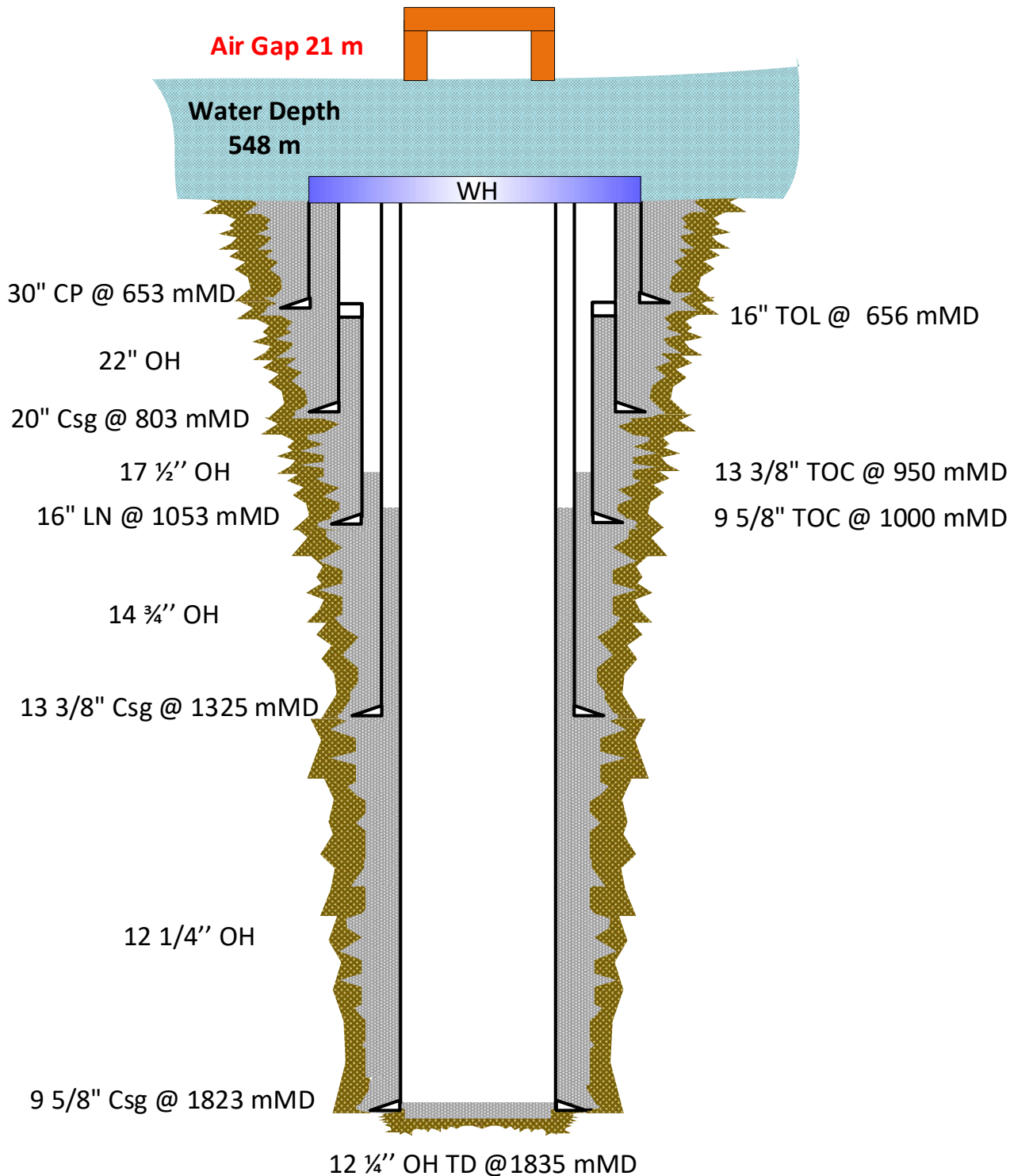


Figura 2 - Profilo casing Argo 2

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

 PERF eni spa	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 14 DI 109						
		AGGIORNAMENTI						
	TECP-P-1-P-26808	1						

3.3. CASING DESIGN

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

Dimensione casing (in)	Peso (lbf)	Grado	Connessione
30" CP	457	X52	RL4S
20"	133	X625	RL4S
16"	84	N-80	Tenaris ER
13 3/8"	72	L-80	S-ST/L
9 5/8"	53.50	L-80	AMS

Tabella 5 - Casing Design

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 15 DI 109						
				AGGIORNAMENTI					
			TECP-P-1-P-26808	1					

3.4. SCHEMA TESTA POZZO

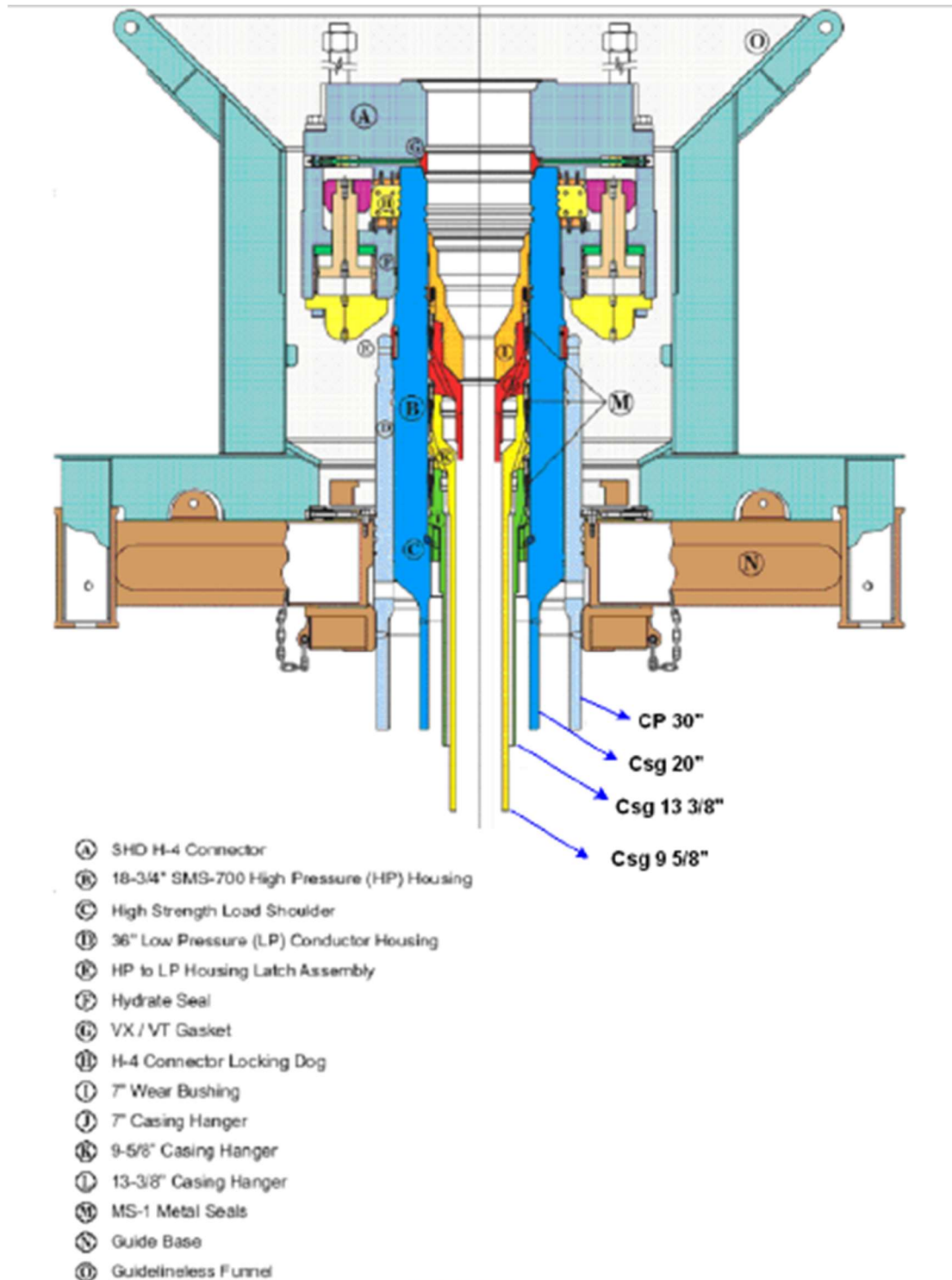


Figura 3 - Schema testa pozzo Argo 2

3.4.1 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.

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

 PERF eni spa	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE TECP-P-1-P-26808	PAG 16 DI 109					
		AGGIORNAMENTI					
		1					


3.4.2 CALCOLO 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]
Argo 2	548	211,90	1665,94	0,5567	150

Tabella 6 - Tabella riassuntiva calcolo MAWHP

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 17 DI 109					
				AGGIORNAMENTI				
			TECP-P-1-P-26808	1				

3.5. CONFIGURAZIONE BOP

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

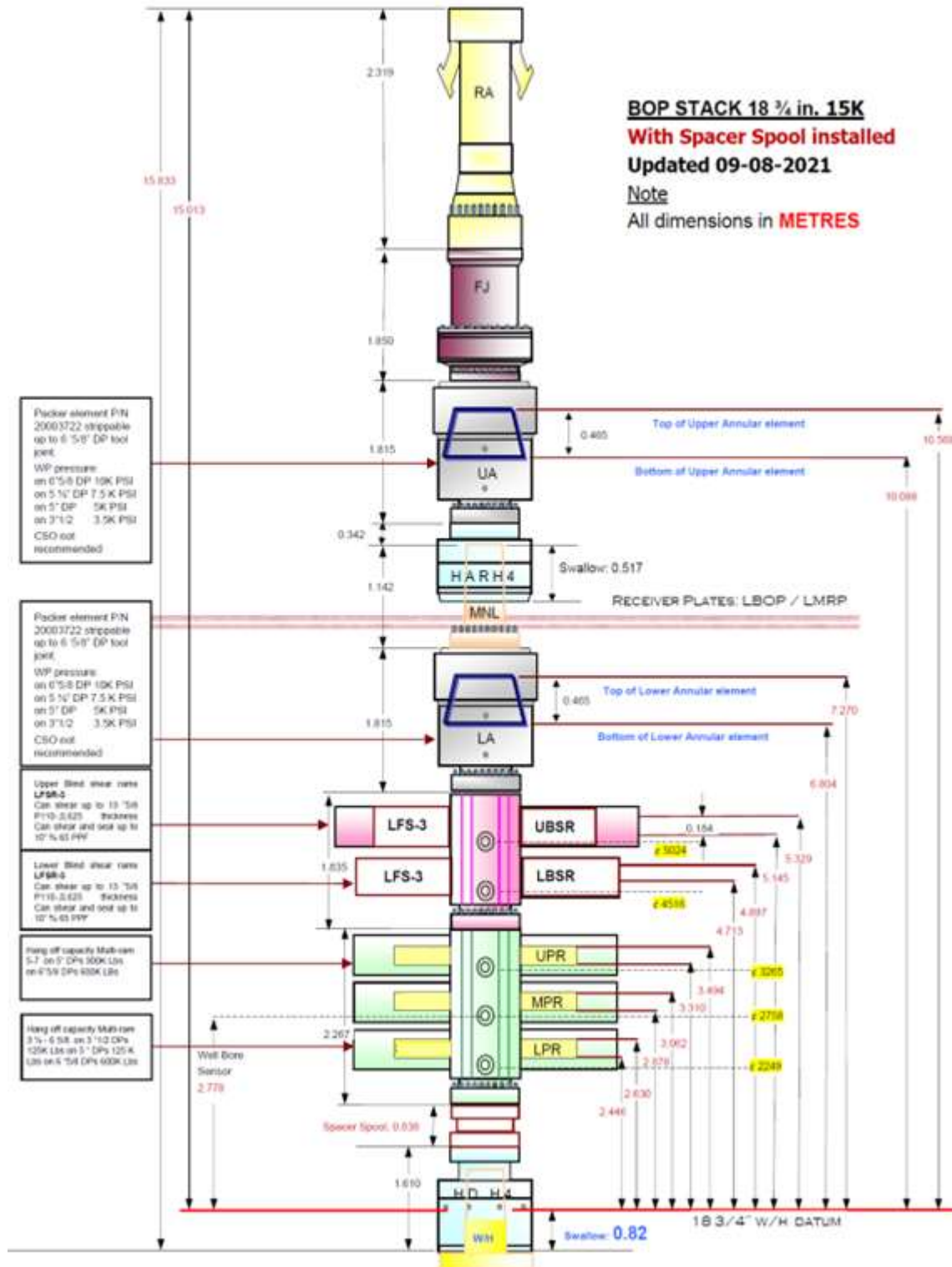


Figura 4 - Saipem 10000 Configurazione BOP stack

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

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

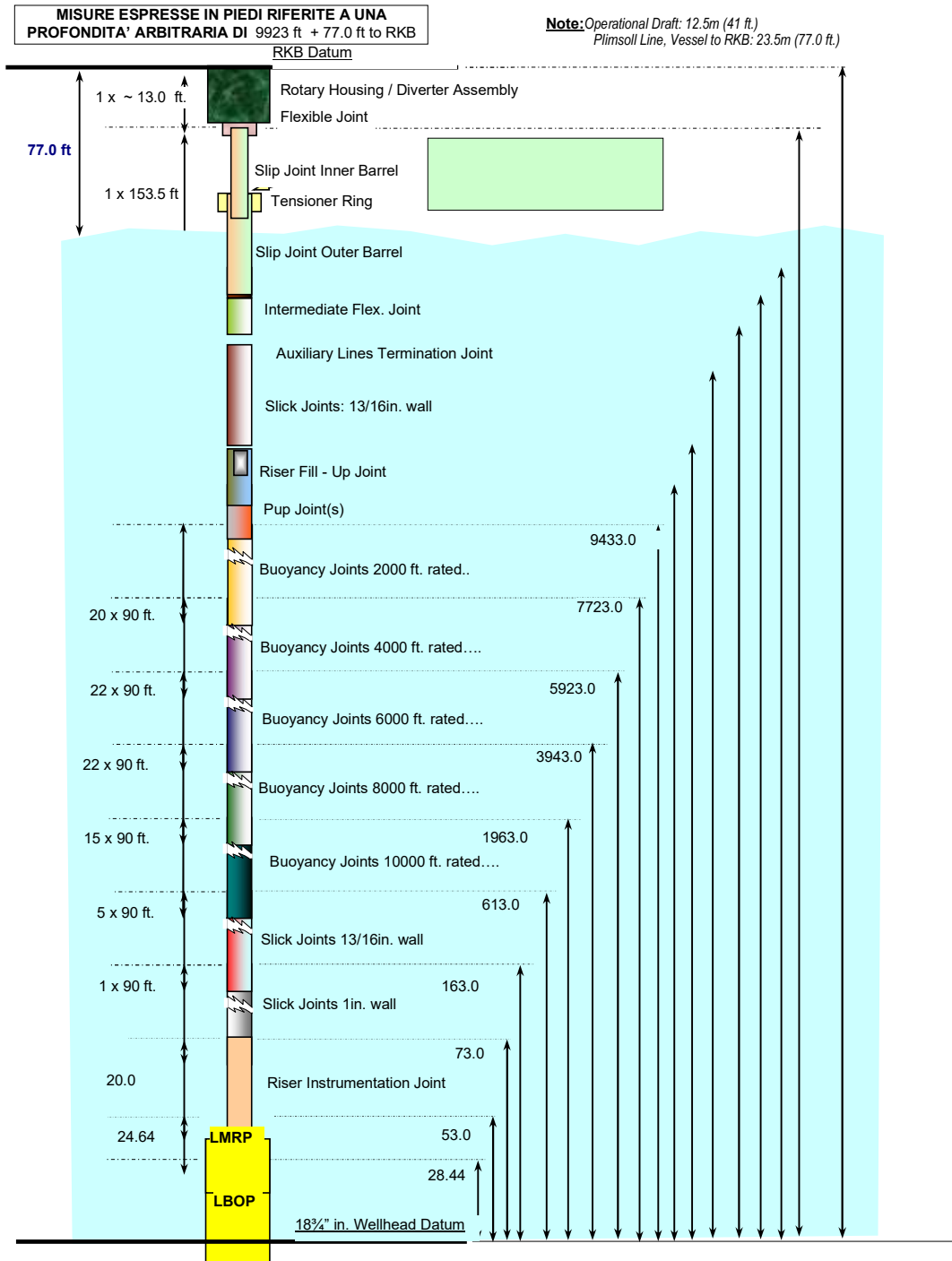
Esso non deve essere mostrato a terzi né sarà utilizzato per scopi diversi da quelli per i quali è stato emesso

 PERF eni spa	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE TECP-P-1-P-26808	PAG 18 DI 109						
		AGGIORNAMENTI						
		1						

Completion Mode

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

3.5.2 SAIPEM 10000 – INVENTARIO RISER – RUNNING STRING GENERICA



3.5.3

Figura 5 - Saipem 10000 Inventario Riser

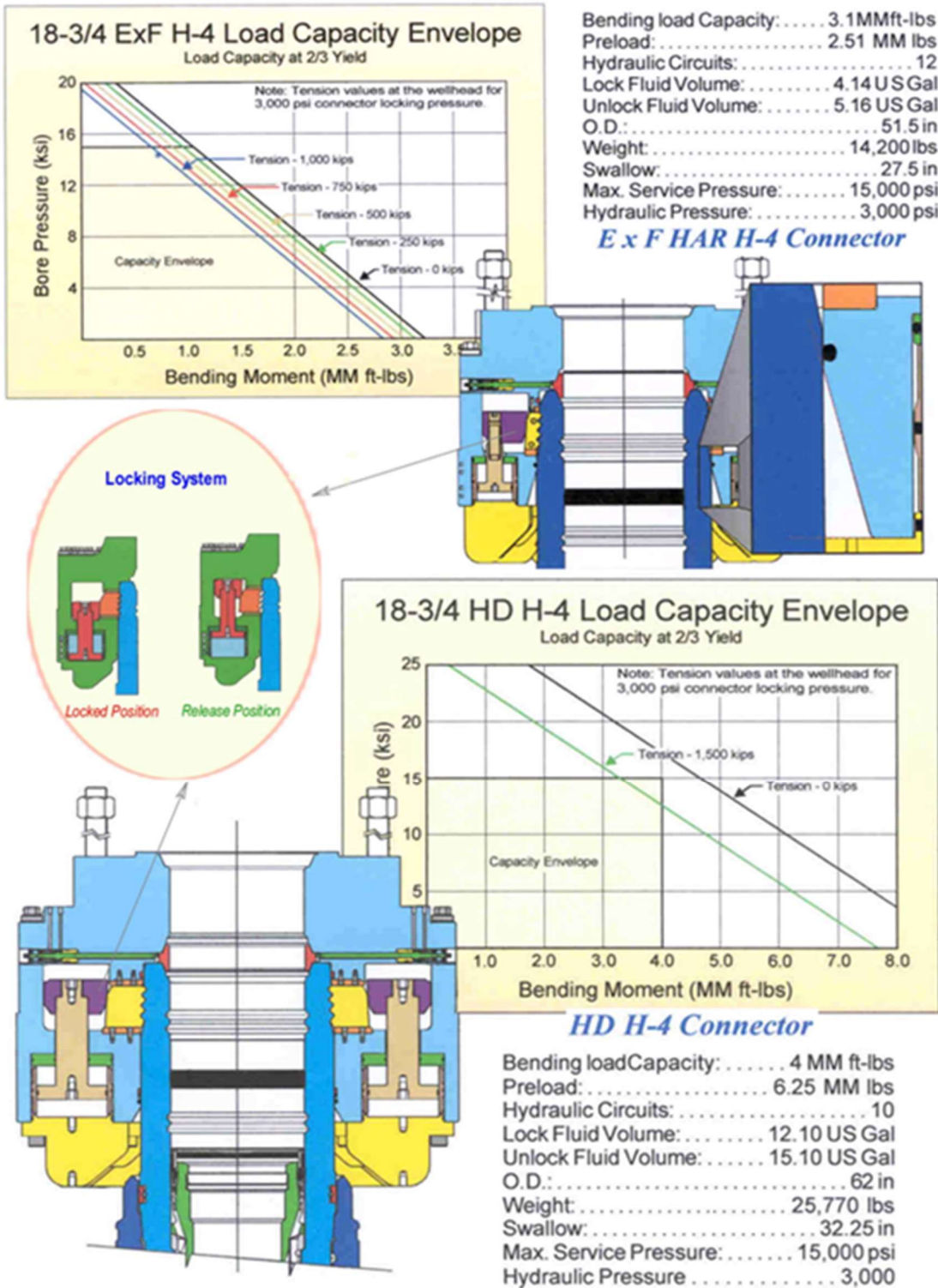


Figura 6 - Saipem 10000 - H4 connector

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 21 DI 109					
			TECP-P-1-P-26808	AGGIORNAMENTI				
				1				

3.6. PROFILO DI DEVIAZIONE

Survey Finali pozzo: ARGO 2 (07980 foro 1)

D	INCL	AZIMUTH	TVD	TVDSS	N(+) S(-)	E(+) W (-)	VS	DL/30m	UTM X	UTM Y	Latitude	Longitude
0	0	0	0	-21	0	0	0	0	2413602.826	4087402.939	36° 55' 33.814 N	13° 48' 19.5
569	0	0	569	548	0	0	0	0	2413602.826	4087402.939	36° 55' 33.814 N	13° 48' 19.5
662	0.25	0	662	641	0	0	0	0.08	2413602.826	4087402.939	36° 55' 33.814 N	13° 48' 19.5
803	0.73	0	802.99	781.99	0	0	0	0.10	2413602.826	4087402.939	36° 55' 33.814 N	13° 48' 19.5
1058	0.88	343.14	1057.97	1036.97	3.49	-0.57	3.48	0.03	2413602.302	4087406.435	36° 55' 33.927 N	13° 48' 19.5
1087	0.79	342.79	1086.97	1065.97	3.89	-0.69	3.90	0.09	2413602.183	4087406.841	36° 55' 33.940 N	13° 48' 19.5
1115	0.88	345.87	1114.96	1093.96	4.29	-0.80	4.31	0.11	2413602.079	4087407.235	36° 55' 33.953 N	13° 48' 19.5
1144	0.79	350.35	1143.96	1122.96	4.70	-0.89	4.73	0.11	2413601.996	4087407.649	36° 55' 33.966 N	13° 48' 19.5
1173	0.88	349.91	1172.96	1151.96	5.12	-0.96	5.15	0.09	2413601.929	4087408.066	36° 55' 33.980 N	13° 48' 19.5
1202	0.79	346.92	1201.95	1180.95	5.53	-1.05	5.57	0.10	2413601.850	4087408.481	36° 55' 33.993 N	13° 48' 19.5
1232	0.70	337.43	1231.95	1210.95	5.90	-1.16	5.95	0.15	2413601.737	4087408.853	36° 55' 34.005 N	13° 48' 19.5
1261	0.79	336.55	1260.95	1239.95	6.25	-1.31	6.33	0.09	2413601.594	4087409.202	36° 55' 34.017 N	13° 48' 19.5
1287	0.62	336.46	1286.95	1265.95	6.54	-1.44	6.65	0.20	2413601.470	4087409.496	36° 55' 34.026 N	13° 48' 19.5
1304	0.70	337.08	1303.95	1282.95	6.72	-1.52	6.84	0.14	2413601.395	4087409.677	36° 55' 34.032 N	13° 48' 19.5
1314	0.44	309.31	1313.95	1292.95	6.80	-1.57	6.94	1.12	2413601.343	4087409.759	36° 55' 34.035 N	13° 48' 19.5
1374	0.62	340.60	1373.94	1352.94	7.25	-1.85	7.46	0.17	2413601.062	4087410.214	36° 55' 34.049 N	13° 48' 19.5
1387	0.62	332.24	1386.94	1365.94	7.38	-1.91	7.60	0.21	2413601.008	4087410.343	36° 55' 34.053 N	13° 48' 19.4
1402	0.62	328.20	1401.94	1380.94	7.52	-1.99	7.76	0.09	2413600.929	4087410.485	36° 55' 34.058 N	13° 48' 19.4
1431	0.53	331.72	1430.94	1409.94	7.78	-2.14	8.04	0.10	2413600.786	4087410.738	36° 55' 34.066 N	13° 48' 19.4
1459	0.44	337.17	1458.94	1437.94	7.99	-2.24	8.28	0.11	2413600.686	4087410.953	36° 55' 34.073 N	13° 48' 19.4
1488	0.53	330.84	1487.94	1466.94	8.21	-2.35	8.52	0.11	2413600.580	4087411.174	36° 55' 34.080 N	13° 48' 19.4
1516	0.44	338.31	1515.94	1494.94	8.42	-2.45	8.76	0.12	2413600.480	4087411.388	36° 55' 34.087 N	13° 48' 19.4
1545	0.44	343.76	1544.94	1523.94	8.63	-2.52	8.98	0.04	2413600.410	4087411.599	36° 55' 34.094 N	13° 48' 19.4
1574	0.44	340.77	1573.94	1552.94	8.84	-2.59	9.20	0.02	2413600.345	4087411.812	36° 55' 34.101 N	13° 48' 19.4
1603	0.53	334.35	1602.93	1581.93	9.07	-2.69	9.45	0.11	2413600.253	4087412.039	36° 55' 34.108 N	13° 48' 19.4
1631	0.35	317.04	1630.93	1609.93	9.25	-2.80	9.66	0.24	2413600.141	4087412.220	36° 55' 34.114 N	13° 48' 19.4
1659	0.44	330.14	1658.93	1637.93	9.40	-2.91	9.84	0.14	2413600.031	4087412.377	36° 55' 34.119 N	13° 48' 19.4
1688	0.35	328.03	1687.93	1666.93	9.58	-3.02	10.03	0.09	2413599.931	4087412.550	36° 55' 34.125 N	13° 48' 19.4
1717	0.44	323.98	1716.93	1695.93	9.74	-3.13	10.23	0.10	2413599.821	4087412.716	36° 55' 34.130 N	13° 48' 19.4
1745	0.44	317.13	1744.93	1723.93	9.91	-3.26	10.43	0.06	2413599.687	4087412.884	36° 55' 34.135 N	13° 48' 19.4
1774	0.35	326.27	1773.93	1752.93	10.06	-3.39	10.62	0.11	2413599.564	4087413.041	36° 55' 34.140 N	13° 48' 19.4
1804	0.35	314.49	1803.93	1782.93	10.20	-3.51	10.79	0.07	2413599.449	4087413.182	36° 55' 34.145 N	13° 48' 19.4
1835	0.35	314.49	1834.93	1813.93	10.34	-3.64	10.96	0	2413599.316	4087413.317	36° 55' 34.149 N	13° 48' 19.4

Figura 7 - Profilo di deviazione Argo 2

3.7. PROFILI DI PRESSIONE

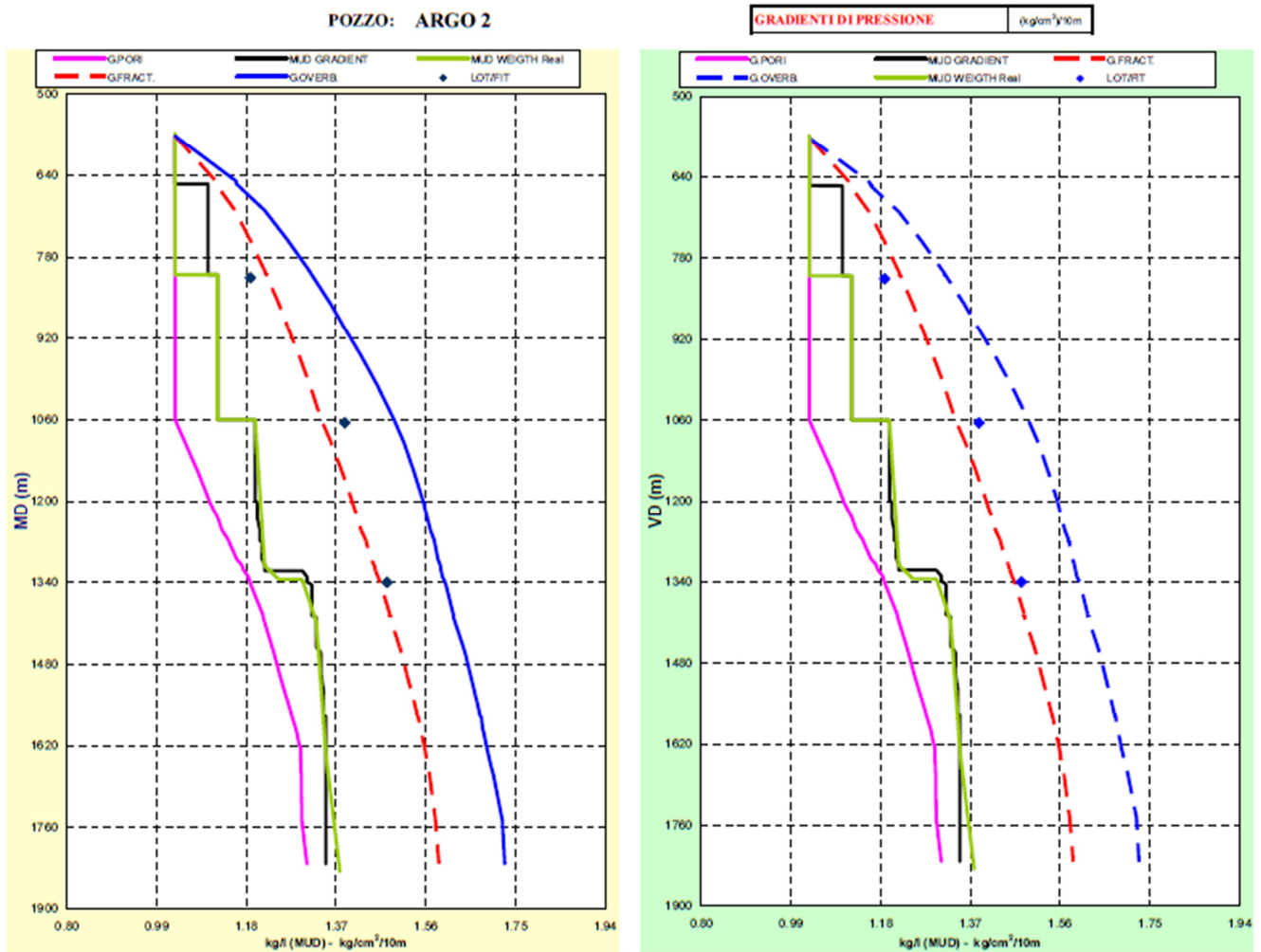



Figura 8 - Profili di pressione

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 23 DI 109			
		TECP-P-1-P-28770	AGGIORNAMENTI			
			1			

3.8. STATO DEL POZZO DOPO L'ABBANDONO TEMPORANEO

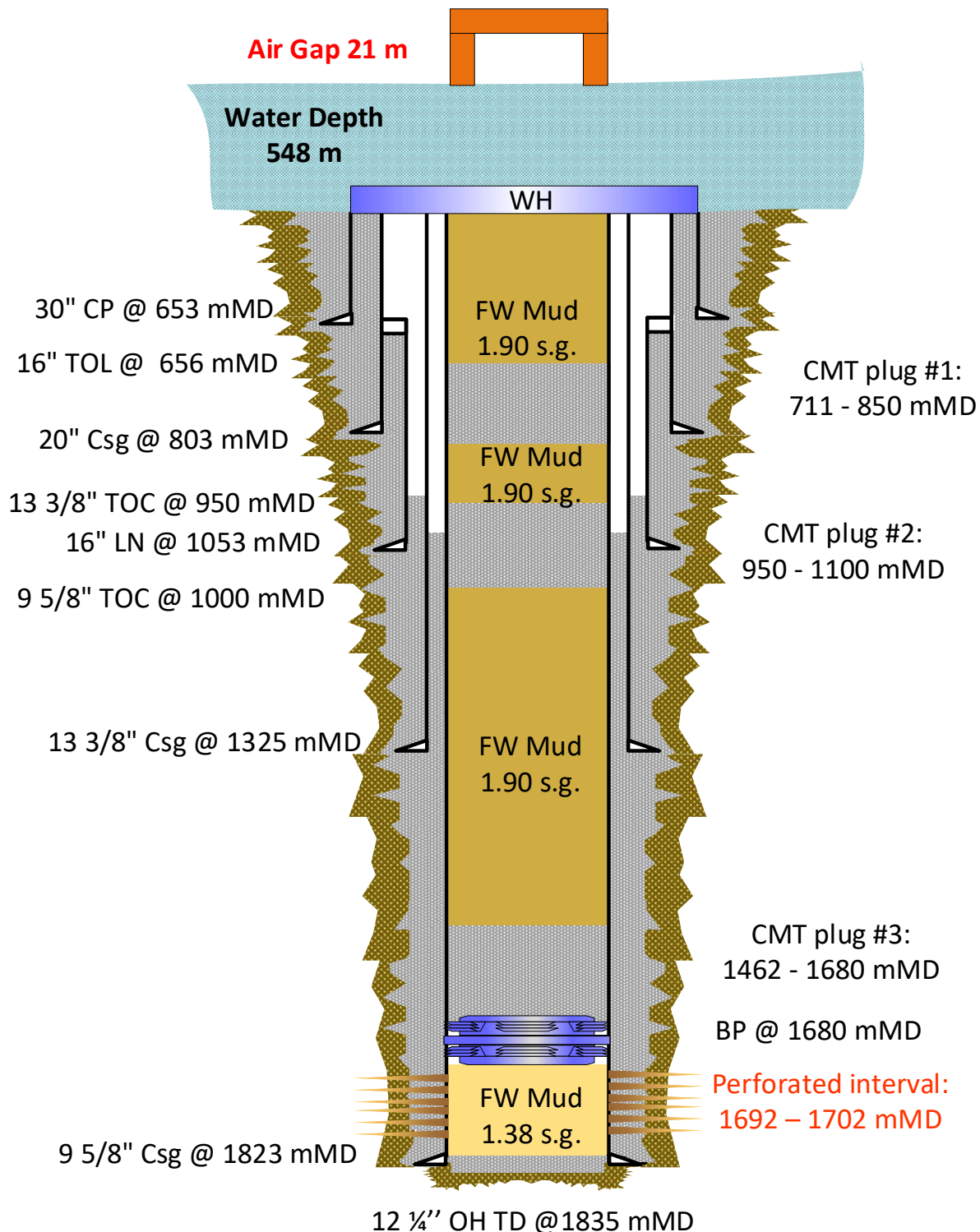


Figura 9 - Stato del pozzo dopo l'abbandono temporaneo

Nota: Le quote riportate nello schema riassuntivo dello 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*

4. DATI DI GIACIMENTO

Il giacimento Argo è caratterizzato da diversi livelli di sabbie con differenti regimi di pressione e diverse saturazioni di acqua.

I dati di giacimento considerati per il design di completamento sono riportati nei documenti “Offshore Ibleo – Premesse di Progetto” (Doc. N° 000196_DV_CS.FAC.00030.000_02 del 10/09/2009) e nel documento “Progetto Cassiopea: revisione modello deterministico 3D e risk analysis per progetto Cassiopea – Assurance Review 2” (Doc. N° GISE-11/17 del Ottobre 2017).

Nella seguente sezione sono riportati i principali dati di giacimento utilizzati per il design di completamento.

4.1. PARAMETRI PETROFISICI

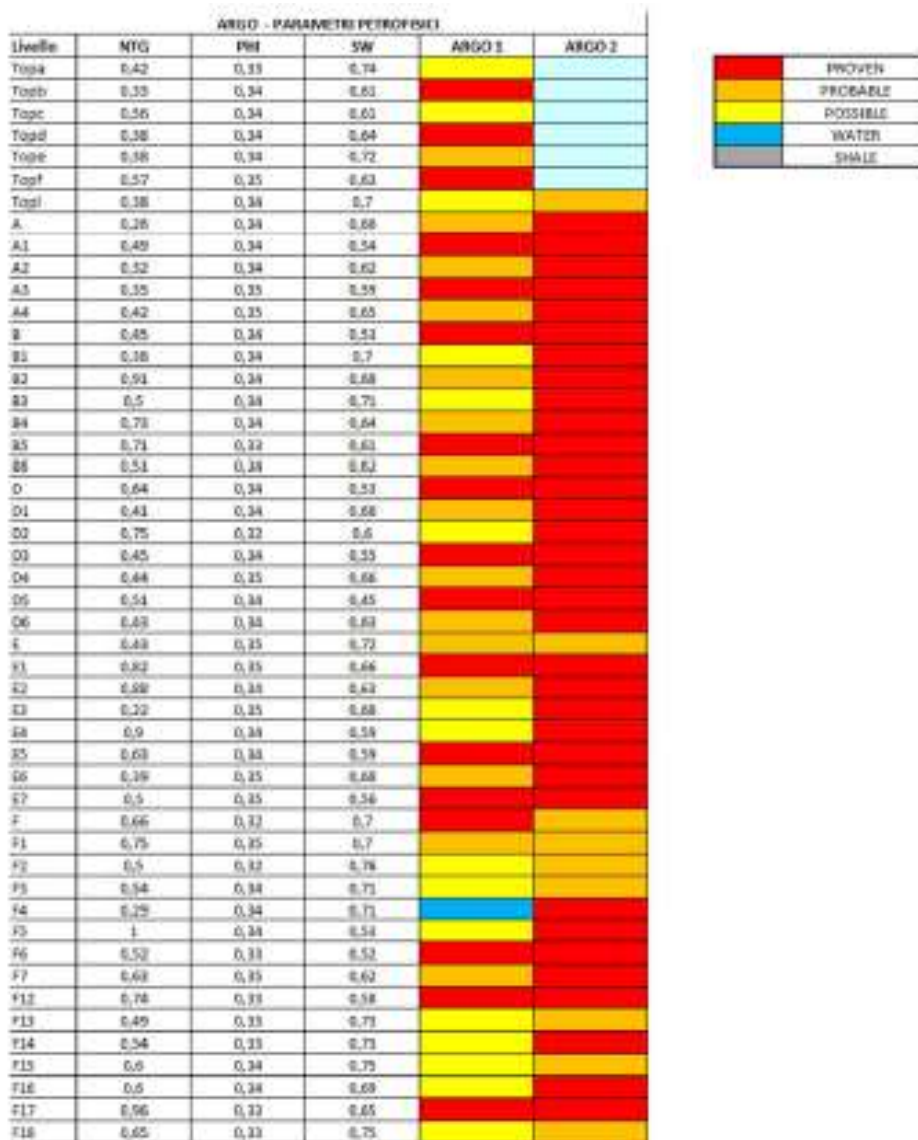



Figura 10 - Parametri petrofisici con flag di mineralizzazione Argo 1 e Argo 2

4.2. COMPOSIZIONE FLUIDO DI GIACIMENTO

Componente	Composizione (molar %)
CO2	0.04
N2	0.26
CH4	99.65

*Il presente documento è RISERVATO ed è proprietà di eni spa.
 Esso non deve essere mostrato a terzi né sarà utilizzato per scopi diversi da quelli per i quali è stato emesso*

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 25 DI 109				
			AGGIORNAMENTI				
		TECP-P-1-P-28770	1				

C2H6	0.02
C3H8	0.02
C4+	0.005

Tabella 7 - Composizione fluido di giacimento tabella riassuntiva

Non è stata riscontrata la presenza di H₂S.

In seguito sono riportate i dati PVT per il pozzo Argo 2 per maggiori dettagli.


Campione di gas proveniente dal pozzo ARGO 2

Dati di campionamento			
Intervallo :	1692-1702 m	Portata:	161384 Sm3/giorno
Punto di prelievo :	Separatore	Press. :	25.4 bar Temp. : 24 ° C
Data di prelievo :	25/08/2008	Data di arrivo :	08/10/2008
Prelevato da :	ENIMED	Bombola n. :	3963
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	0.26	Densita` (aria=1)	0.5567
Anidride carbonica	0.04	Massa Volumica kg/m3	0.6822
Idrogeno solforato	-	Potere calorifico superiore	
Metano	99.65	kcal/m3	9003
Etano	0.02	kJ/m3	37694
Propano	0.02	Potere calorifico inferiore	
I-Butano	0.01	kcal/m3	8105
N-Butano	<0.005	kJ/m3	33934
Neo-pentano	0.00	Indice di Wobbe	
I-Pentano	<0.005	kcal/m3	12066
N-Pentano	<0.005	kJ/m3	50518
Esani	<0.005		
Eptani	<0.005		
Ottani +	<0.005		

Figura 11 - dati PVT Argo 2


4.3. TEMPERATURA DI FONDO POZZO

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

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 26 DI 109				
			AGGIORNAMENTI				
		TECP-P-1-P-28770	1				

Information	Field	Well	Bottom Hole Temperature °C
Eclipse Model	Arqo	Arqo	33.7
Eclipse Model	Panda	Panda_VV2	37.7
Mbal Model for ESB* Informazione temporanea aspettando il modello dinamico.	Cassiopea	Cassiopea_1	43.2
		Cassiopea_2	43.2
		Cassiopea_3	43.2

Tabella 8 - Temperature di fondo pozzo

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 27 DI 109				
			AGGIORNAMENTI				
		TECP-P-1-P-28770	1				

5. DESIGN DI COMPLETAMENTO

Il design del Completamento è stato preparato in conformità al manuale Eni “Completion Design Procedure” (STAP-P-1-M-26543-REV02) e per essere in grado di garantire:

- Capacità di produrre gas alle portate desiderate per tutta la vita del pozzo
- Sicurezza delle operazioni
- Evitare ulteriori interventi nei pozzi una volta terminate le operazioni con il Rig
- Riduzione dei tempi operativi per gli alti costi giornalieri dell’impianto per applicazioni in acque profonde
- Semplicità del design con tecnologie standard
- Riduzione dei costi delle attrezzature e dei tempi operativi attraverso standardizzazione
- Capacità di far fronte alle peggiori condizioni operative e climatiche
- In conformità con gli Standard internazionali

Lo schema generale del Completamento è stato concepito per essere il più semplice possibile con l’intenzione di avere efficacia a livello di tempi&costi e nel rispetto dei vincoli di produttività e ottimizzazione del giacimento.

5.1. LOWER COMPLETION

Il Lower Completion per i pozzi del Cassiopea Project è stato selezionato in conformità al manuale Eni “Sand Control Manual” (STAP P1M26558 Rev.2).

Per Argo 2 il Sand Control consiste di:

- ICGP – HRWP, livello 1, F_top-F18_bot, 1462,4 a 1483 mMD (intervalli di perforazione: F_top-F7_bot, 1462,4-1474 mMD, e F12_top-F18_bot, 1476,1-1483, mMD)
- ICGP – HRWP, livello 2; D_top-E7_bot, 1411,9 a 1443,3 mMD (intervalli di perforazione: D_top-D6_bot 1411,9-1423,9 mMD e E_top-E7_bot, 1434,6-1443,3 mMD)
- ICGP – HRWP, livello 3; B_top-B6_bot, 1373,6 -1386,3 mMD
(Il livello2 e il livello 3 produrranno in commingle)
- ICGP – HRWP, livello 4; Top_A_top-A4_bot, 1331,4 a 1359,6 mMD (intervalli di perforazione: Top_A_top-Top_f_bot, 1331,4-1342 m MD e Topl_top-A4_bot, 1348,3-1359,6 mMd)

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


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

5.2. UPPER COMPLETION

Le caratteristiche riguardo l’Upper Completion sono le seguenti:

1. Tubino: 3-1/2” 9.2# 80ksi 13%Cr con connessioni Tenaris Blue sopra il production packer e 2-7/8” 6.4# 80ksi 13%Cr con connessioni Tenaris Blue sotto il production packer.
2. Tre flow control valve saranno discese e installate:
 - Lower annular FCV selettiva per il livello 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*

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 28 DI 109						
				AGGIORNAMENTI					
			TECP-P-1-P-28770	1					

- Middle annular FCV selettiva per il livello 2 e 3 (commingle)
- Upper annular FCV selettiva per il livello 4

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 quattro control lines.


3. Il monitoraggio di fondo pozzo è reso possibile da misuratori di temperatura/pressione installati nel completamento al di sopra delle FCV selettive per i corrispondenti livelli

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

4. Valvola di sicurezza:

- La valvola deve essere di tipologia” tubing retrievable, flapper type valve”, non self equalizing, rod piston, con dispositivo di apertura permanente.

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

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 29 DI 109			
			AGGIORNAMENTI			
		TECP-P-1-P-28770	1			

5.3. SCHEMA DI COMPLETAMENTO

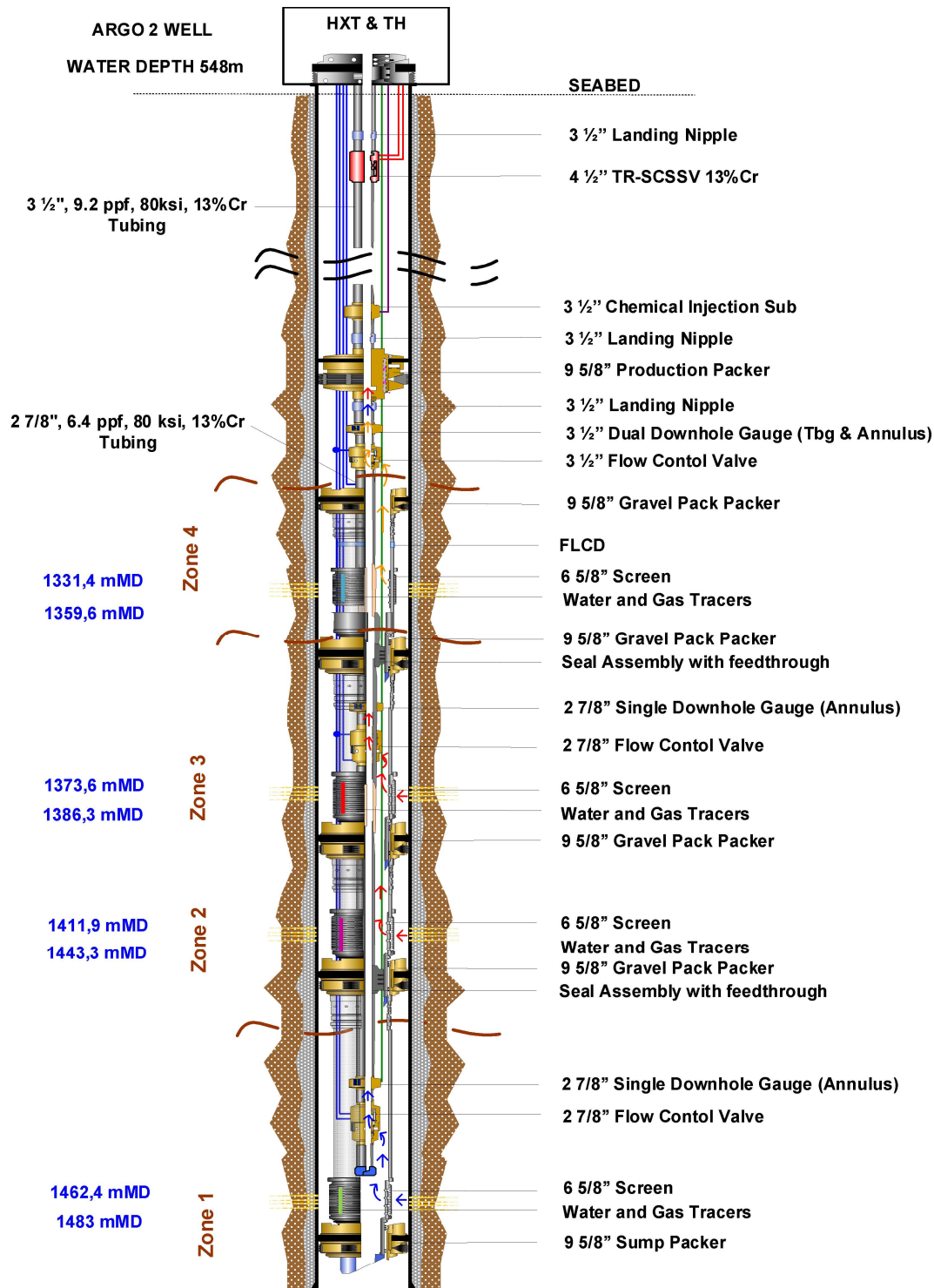



Figura 12 - Argo 2 Schema di Completamento

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 109						
				AGGIORNAMENTI					
		TECP-P-1-P-28770	1						

5.4. 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 Argo 2 sarà un brine filtrato le seguenti caratteristiche:

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


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

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


 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 31 DI 109					
			AGGIORNAMENTI					
		TECP-P-1-P-28770	1					

6. SOMMARIO DELLE OPERAZIONI

1. Moving impianto su Argo2 e posizionamento
2. Discesa BOP e landing su XT.
3. Rientro e fresaggio tappi di cemento
4. Esecuzione production casing seal assembly inflow test.
5. Discesa con batteria di pulizia per casing di produzione. Recupero batteria di pulizia. 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 ed eseguire pulizia del pozzo e spiazzamento con brine filtrato. Estrazione batteria di pulizia
6. Discesa EWL per esecuzione log ed estrazione
7. Discesa e settaggio Sump Packer con EWL
8. Discesa TCP, spezzonamento ed esecuzione spari zona inferiore (1). Estrazione TCP.
9. Discesa batteria di back-surgin + batteria DST per pulizia zona danneggiata tunnel spari. Estrazione
10. Discesa batteria di pulizia e pescaggio detriti cariche spari, circolazione. Estrazione batteria.
11. Assemblaggio e discesa Lower Completion (Stack Pack) gravel pack assembly per livello inferiore (1)
12. Settaggio e test del GP Packer. Assemblaggio testina di iniezione e linee di superficie
13. Esecuzione ICGP-HRWP del livello inferiore
14. Discesa e fissaggio GP packer plug, esecuzione tappo di sabbia
15. Discesa TCP, spezzonamento ed esecuzione spari livello (2). Estrazione TCP.
16. Discesa batteria di back-surgin + batteria DST per pulizia zona danneggiata tunnel spari. Estrazione
17. Discesa batteria di pulizia e pescaggio detriti cariche spari, circolazione. Estrazione batteria.
18. Assemblaggio e discesa Lower Completion (Stack Pack) gravel pack assembly per livello (2)
19. Settaggio e test del GP Packer. Assemblaggio testina di iniezione e linee di superficie
20. Esecuzione ICGP-HRWP del livello (2)
21. Discesa e fissaggio GP packer plug, esecuzione tappo di sabbia
22. Discesa TCP, spezzonamento ed esecuzione spari livello (3). Estrazione TCP.
23. Discesa batteria di back-surgin + batteria DST per pulizia zona danneggiata tunnel spari. Estrazione
24. Discesa batteria di pulizia e pescaggio detriti cariche spari, circolazione. Estrazione batteria.
25. Assemblaggio e discesa Lower Completion (Stack Pack) gravel pack assembly per livello (3)
26. Settaggio e test del GP Packer. Assemblaggio testina di iniezione e linee di superficie
27. Esecuzione ICGP-HRWP del livello (3)
28. Discesa e fissaggio GP packer plug, esecuzione tappo di sabbia
29. Discesa TCP, spezzonamento ed esecuzione spari livello (4). Estrazione TCP.
30. Discesa batteria di back-surgin + batteria DST per pulizia zona danneggiata tunnel spari. Estrazione
31. Discesa batteria di pulizia e pescaggio detriti cariche spari, circolazione. Estrazione batteria.
32. Assemblaggio e discesa Lower Completion (Stack Pack) gravel pack assembly per livello (4)

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 32 DI 109						
			AGGIORNAMENTI						
		TECP-P-1-P-28770	1						

33. Settaggio e test del GP Packer. Assemblaggio testina di iniezione e linee di superficie
34. Esecuzione ICGP-HRWP del livello (4)
35. Discesa Upper Completion: packer di produzione, una FCV e un misuratore di pressione/temperatura
36. Assemblaggio tubing hanger, terminazione delle linee elettriche/idrauliche e test.
37. Discesa TH con THRT, SSTT e landing string
38. Discesa, fissaggio e test tubing hanger
39. Spiazzamento pozzo a base oil. Settaggio packer di produzione ed effettuare inflow test a valvola di sicurezza.
40. Apertura delle valvole di isolamento. Apertura delle FCV e spurgo selettivo delle zone.
41. Bullheading con base oil (o acqua + MEG), TR-SCSSV inflow test.
42. Discesa settaggio e test TH plugs (upper and lower crown plugs) per messa in sicurezza pozzo
43. Disconnessione THRT. Estrazione e disassemblaggio SSTT e landing string
44. Disconnessione IWOCS/ BOP e spostamento impianto in area di sicurezza
45. Installazione Tree Caps con ROV
46. Spostamento impianto sul pozzo successivo.

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 33 DI 109				
			AGGIORNAMENTI				
		TECP-P-1-P-28770	1				

6.1. BOP Test

Il BOP stack sarà fornito in dotazione con l'impianto di perforazione.

Avrà una RWP di 15.000 psi per la ganasce cieche, sagomate e trancianti e una RWP di 10.000 psi per il Bag preventer.

Se il BOP stack viene assemblato sul Test Stump, eseguire i pressure test come da procedura STAP P-1-MG-26524 rev.2 "Well Control Procedures", ciascuno di 10 min, con acqua e come di seguito indicato:


- Bag Preventer a 300 - 7.000 psi
- Ganasce Sagomate a 300 - 15.000 psi
- Ganasce trancianti a 300 – 15.000 psi
- Linee di Superficie, Rubinetti Top Drive e Choke Manifold a 300 -15.000 psi

Nelle fasi di completamento, con il BOP stack assemblato sulla testa pozzo o sulla croce, eseguire i pressure test come da procedura STAP P-1-MG-26524 rev.2 "Well Control Procedures", ciascuno di 10 min, con acqua e come di seguito indicato:

- Bag Preventer a 300 - 3500 psi
- Ganasce Sagomate a 300 - 3500 psi
- Ganasce trancianti 300 - 3500 psi (dopo il primo pressure test si eseguiranno solo function test)
- Linee di Superficie, Rubinetti Top Drive e Choke Manifold a 300 - 3500 psi

Nota: Nelle fasi di completamento che prevedano l'utilizzo della subsea test tree, con il BOP stack assemblato sulla croce, la 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 109					
			AGGIORNAMENTI					
		TECP-P-1-P-28770	1					

6.2. COMPLETION TIMING


Nota: I tempi nella seguente tabella sono stati stimati ipotizzando di svolgere le attività di completamento con un impianto DP Dual activity.

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	1320	1822	6,8	7,4	8,4	7,3	8,0	9,3
RUN COMPLETION 1	1822	1822	20,9	22,9	28,0	28,2	30,9	37,3
RUN COMPLETION 2	1822	1822	6,6	7,5	10,2	34,8	38,4	47,5
CLEAN UP 1	1822	1822	2,0	2,3	3,0	36,8	40,7	50,5
WELL ABANDON 2	1822	1822	1,6	1,8	2,5	38,4	42,5	53,0
MOVE OUT	1822	1822	0,9	0,9	1,1	39,3	43,5	54,1

Table 1: Argo 2 Stima tempi

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 109				
			AGGIORNAMENTI				
		TECP-P-1-P-28770	1				

7. SEQUENZA DELLE OPERAZIONI

7.1. **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


Operazioni offline:

Esecuzione BOP pressure test in superficie

1. Sollevare BOP e posizionarlo sul BOP trolley. Muovere moon pool trolley verso centro pozzo.
2. Attivare motion compensator e discesa BOP. Installare BOP sopra XT cercando allineamento attraverso assistenza ROV.
Scaricare peso come da procedura.
3. Connettere BOP alla XT, Scaricare 50 kips prima di azionare connettore, osservando con ROV il corretto posizionamento attraverso il visual indicator. Azionare connettore.
4. Test connessione con 50 kips sovrattiro.
5. Azionare le ganasce cieche/trancianti del BOP e test connessione BOP-XT a 500 psi per 5 min, 2500 psi per 15 min
6. Testare le connessioni delle line di choke, kill e booster a 300 psi per 5 min e 5000 psi per 5 min.
7. Con ROV controllare inclinazione flex joint, BOP e XT.
8. Una volta ultimata la connessione BOP con XT attivare riser tensioners e estendere slip/telescopic joint.
9. Assemblaggio e test diverter.
10. Preparativi per installazione WOUTA attraverso work wire winch
11. Discendere WOUTA e agganciarla su LMRP king post, connettere EH jumpers attraverso ROV per aver pieno controllo sulla XT.
12. Discesa batteria dedicata per il test del BOP (BOP test tool o WBRRT + test mandrel). Esecuzione pressure test del BOP chiudendo sul test mandrel.

7.2. **RECUPERO POZZO, FRESAGGIO TAPPI DI CEMENTO**

- Argo2 è stato abbandonato temporaneamente attraverso una serie di tappi di cemento (3 in serie nel casing da 9-5/8); **vedere schema "Stato del pozzo dopo abbandono temporaneo" come riferimento quote tappi di cemento e BPs**
- **Confezionare fango FW-GE a densità 1.40 sg per le operazioni di Re-Entry.**

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 36 DI 109				
			AGGIORNAMENTI				
		TECP-P-1-P-28770	1				

Caratteristiche fango FW-GE @1.40 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	1.40 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.
13. Discesa con 8"1/2 bit + 6"1/2 DC + 5"1/2 HWDP + 5"1/2 DP.
 14. 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.
 15. Intestare primo tappo di cemento (top cemento previsto a 715 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
 16. Ultimato il fresaggio del primo tappo, recuperare cuscino di fondo pompando cuscini viscosi per condizionare fango in pozzo. Continuare discesa fino al secondo tappo di cemento.
 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 fango e cuscini viscosi. Procedere con il fresaggio del secondo tappo di cemento pompando cuscini viscosi per pulizia del pozzo
 19. Recuperare cuscino di fondo pompando cuscini viscosi per condizionare fango in pozzo. Continuare discesa fino al terzo tappo di cemento. Verificare presenza settling barite. Se necessario, procedere al lavaggio della zona interessata come sopra riportato.
 20. Intestare terzo tappo di cemento (top previsto a 1466 mMD) e spiazzare al fondo cuscini viscosi. Procedere con il fresaggio parziale del terzo tappo di cemento pompando fango e cuscini viscosi per pulizia del pozzo (fresare il tappo di cemento nel 9"5/8 casing della profondità necessaria fino ad avere

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 37 DI 109				
			AGGIORNAMENTI				
		TECP-P-1-P-28770	1				


sufficiente rat hole per la discesa e settaggio del sump packer). Ultimato il fresaggio del tappo di cemento più profondo fino alla quota necessaria per discesa sump packer, circolare fino a condizionamento completo del fango in pozzo.

21. Estrazione 8"1/2" bit BHA e disassemblaggio.

7.3. PULIZIA FORO, SPIAZZAMENTO BRINE

Sequenza delle Operazioni:

22. Eseguire inflow test 9 5/8" CSG hanger seal assy chiudendo BOP Blind/Shear e spiazzando kill line a base oil.
23. Assemblaggio e discesa 8"1/2" bit + 9 5/8" cleaning tool assy. La batteria sarà composta:
 - 8"1/2 bit + near bit
 - 3-1/2" valvola di circolazione
 - 3-1/2" DP
 - 9-5/8" Casing Scraper, magneti e spazzole
 - 5-1/2" DP
24. Discesa con 5 1/2" DP
25. Reciprocare string 4 volte, 20m sopra, sotto e attraverso intervalli quote di settaggio dei seguenti packers:
 - Packer di produzione
 - Gravel Packer Packers
 - Sump Packer
26. 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
27. Settaggio packer e spiazzamento stringa a Base Oil. Eseguire inflow test Bridge Plug e tappo di cemento.
28. Discesa batteria fino al fondo. Spiazzare pozzo ad acqua di mare, pompando in testa cuscini viscosi.
29. 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.
30. Chiudere jetting sub e circolare alla massima portata raggiungibile con booster pump azionata.
31. Effettuare pulizia delle linee kill, choke and booster
32. Spiazzare pozzo con brine di Completamento filtrato (20NTU) CaCl₂ o CaCl₂/CaBr₂ a 1,35-1,40 S.G. seguendo programma di pulizia foro
33. Ultimato spiazzamento, fermare le pompe ed effettuare controllo statico.
34. Estrazione batteria di pulizia.

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 38 DI 109				
			AGGIORNAMENTI				
		TECP-P-1-P-28770	1				

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

35. Montaggio unità di wire line e assemblaggio GR/CCL/CBL/VDL/USIT batteria di log:
36. Discesa e acquisizione log nella sezione da 9"5/8.
37. Correlare con GR e confrontare con open hole log confermando quota intervalli da sparare.
38. Estrazione e disassemblaggio wire line.

7.5. DISCESA SUMP PACKER CON EWL

Offline operations:

Set up wire line unit e preparare GR/CCL per la correlazione del sump packer.

Prepararsi TCP guns sul deck e assemblare firing head calcolando numero di shear pins correttamente.

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

7.5.1 DISCESA GAUGE RING

40. R/U E-Line e surface equipment. RIH con Gauge Ring /Junk Basket/Gamma Ray/CCL per 9"5/8 casing.
41. 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.
42. Log e correlazione con GR/CCL.
43. Estrazione e disassemblaggio Gauge Ring/Junk Basket/Gamma Ray/CCL.

7.5.2 DISCESA E SETTAGGIO SUMP PACKER


44. Discesa Sump Packer assembly (con E-Line):
45. Discesa a quota settaggio con una velocità di circa 150ft/min (45m/min).
46. Correlare quota Sump Packer riferendosi al cased hole log/LWD.
47. Settaggio Sump Packer.
48. Estrazione e disassemblaggio setting tool e unità Wire line.
49. Controllare setting tool e riportare eventuali anomalie nel tool.

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


7.6.1 DISCESA FUCILI E SPARI

50. Portare attrezzatura TCP sul piano sonda, assemblaggio come per schema e inizio discesa
51. Discendere lentamente evitando manovre brusche durante le connessioni di ogni lunghezza.
52. Discendere fino a 30m sopra Sump Packer. Rilevare pick up e slack off weight
53. Continuare discesa lentamente ed effettuare tag del sump packer. Rilevare PU e SO weight

*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 39 DI 109						
				AGGIORNAMENTI					
		TECP-P-1-P-28770	1						

54. Installare e discendere EWL. Correlare da interno TCP riferendosi al radioactive marker sub (contingency):
 55. Spezzonare string e prendere quota spari attraverso Index Line.
 56. Assemblare e connettere testina di circolazione a Rig standpipe. Pressure test linee di superficie a 5,000 psi
 57. Chiudere ganasce nel BOP.
 58. Pressurizzare string internamente e azionare firing head. Sparare livello 1, F_top-F7_bot, 1462,4-1474 mMD, e F12_top-F18_bot, 1476,1-1483, mMD)
 59. 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.
- Se gli assorbimenti superano i 10 bbls/h, pompare LCM/viscous pill tarati sulle caratteristiche di permeabilità della formazione

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 40 DI 109				
			AGGIORNAMENTI				
		TECP-P-1-P-28770	1				

7.6.2 BACKSURGING + DST STRING (SOLO PER HRWP)

Per rimuovere la zona danneggiata 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)

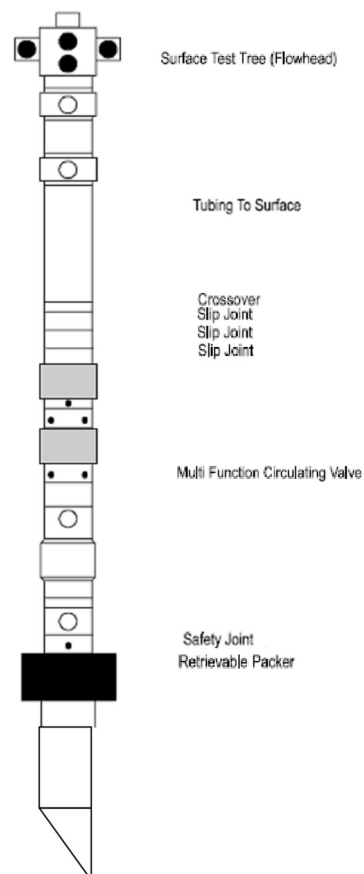
Il flusso turbolento immediatamente prodotto, si suppone abbia energia sufficiente a rompere la zona spari danneggiata e a pulire il tunnel spari, garantendo un ottimale riempimento dello stesso con gravel, nella successiva operazione di gravel pack.


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),

Le procedure operative per il backsurging sono le seguenti:

- Discesa DST string;
- settaggio mechanical pkr;
- Ciclare Multi Function Circulating valve 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 fluxare 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.

DST configuration




 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 41 DI 109				
			AGGIORNAMENTI				
		TECP-P-1-P-28770	1				

7.6.3 PULIZIA POST SPARI PER LIVELLO 1

60. Assemblaggio batteria di pulizia come da schema e inizio discesa.
61. Durante discesa, fare prove di circolazione ogni 10-15 lunghezze per confermare corretta funzionalità dei tool di pulizia.
62. 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.
63. Attivare il compensator.
64. Iniziare a circolare gradualmente e aumentare la portata di circolazione fino a 4 - 6 bbl/min.
65. Verificare eventuali cambiamenti delle perdite di fluido. Rilevare PU e SO weight con e senza circolazione.
66. Proseguire discesa pulendo zona spari.
67. Una volta arrivati a circa 15 m sopra quota Sump Packer, continuare a ruotare a 20-30 rpm e diminuire la portata di circolazione.
68. Continuare discesa e procedere con lavaggio seguendo istruzioni tool-man.
69. Discesa e tag sump packer con fluted no go mantenendo circolazione, (non appoggiare peso al sump packer).
70. Estrarre batteria di pulizia continuando a circolare.
71. Con batteria in superficie, disassemblaggio attrezzature di pulizia pozzo e verificare le quantità di detriti collezionati.

7.7. DISCESA LOWER COMPLETION ED EFFETTUARE ICGP - HRWP PER LIVELLO 1

72. Installazione screen table e chiavi per manovrare Lower Completions assembly.
73. Sollevare e assemblare Lower Completion assemblies: screen/blanck pipe, packer extension, GP pkr
74. Discesa con Drill pipes.
 - a) Massima velocità di discesa: 2min / 90ft (stand).
 - b) Durante le connessioni mettere e togliere i cunei lentamente, evitando fenomeni di jarring e improvvise interruzioni durante la discesa del Lower Completion.
 - c) Registrare pick up/slack off weight ogni 10 lunghezze. La massima perdita di peso durante la discesa non deve superare 15Klbs.
 - d) Spezzonare string attraverso I seguenti criteri:
 - Assicurarsi di avere una connessione in superficie in modo da rompere la Flow Head con service tool in reverse position, evitando condizioni di perdite di fluido
 - Assicurarsi che la flow head possa essere disconnessa in caso che il service tool sia bloccato in circulating position.
 - Evitare di avere il tool joint dell aste nel BOP stack durante i diversi movimenti del service tool.
75. 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).
76. Confermare nuovamente work string space out.
77. Discendere lentamente ed effettuare tag top Sump Packer.


 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 42 DI 109				
			AGGIORNAMENTI				
		TECP-P-1-P-28770	1				

78. Snap in/out Sump Packer confermando con S/O e O/P weight. Segnare quota settaggio su DP utilizzando Index line (se necessario, effettuare nuovamente space out).
79. Monitorare trip tank e valutare perdite livello inferiore
80. Snap back into Sump Packer e sollevare lower completion string ristabilendo il peso neutro.
81. Installare testina di circolazione e segnare nuovamente quota su DP come posizione **RIH** (riferendosi come al solito a index line).
82. Settaggio GP packer seguendo istruzione tool-man ed effettuare test di tenuta meccanica e idraulica all'anulare.
83. Seguendo istruzioni tool man effettuare release service Tool e blow ball seat.
84. Effettuare "ricerca posizioni" del Service tool marcando ogni posizione sulla DP.

7.7.1 SEQUENZA ICGP-HRWP PER LIVELLO 1

Note generali:

- a) Assicurarsi di effettuare un reverse out drill prima di iniziare le operazioni di pompaggio.
 - b) La Flow head deve essere installata con service tool in reverse position in modo da non avere perdite.
 - c) Assicurarsi che tutte le line di superficie siano flussate e libere di proppant o detriti. Ispezionare le linee di alta e bassa pressione visivamente; Nelle linee di superficie deve essere installata una spring pop-off valve lato anulare
85. Assicurarsi che la pressione all'annulus sia nulla e BOP aperto.
 86. Con batteria sui cunei e service tool in reverse position, connettere flow head e coflex hoses.
 87. Installare linee di pompaggio ed effettuare pressure test a bassa pressione a 500 psi e alta pressione a 10,000 psi.
 88. 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.
 89. Effettuare friction test in reverse e circulating position con annular BOP in closed/open position.
 90. Solo nel caso sia stato pompato un cuscinio intasante dopo gli spari, effettuare una stimolazione acida come per pumping schedule:
 - Pompare acid pill come da programma pompaggio e spiazzare al fondo. Chiudere ritorno e iniettare acido in formazione sovra-spiazzando con brine (base case).
 91. Effettuare ICGP-HRWP per livello 1, F_top-F18_bot, 1462,4 a 1483 mMD seguendo pumping schedule.
 92. 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 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)
 93. Terminato il reverse out e con ritorno libero da proppant, sollevare service tool in dump seal position in modo tale da chiudere XO ports.
 94. Monitorare trip tank e valutare eventuali losses. Se losses > 10 bbl/h pompare viscous pill (no solid) all'interno degli screens (volume screens + 10%)

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 43 DI 109					
				AGGIORNAMENTI				
		TECP-P-1-P-28770	1					

95. Disconnettere Flow head e POOH service tool Ultimare estrazione service tool e contemporaneamente smontare linee di pompaggio.

7.8. SETTAGGIO PACKER PLUG NEL GP PACKER

Il 9"5/8 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.


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

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

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

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

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

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 44 DI 109				
			AGGIORNAMENTI				
		TECP-P-1-P-28770	1				

7.9. SPARI LIVELLO 2 IN TCP E PULIZIA POST-SPARI

7.9.1 DISCESA FUCILI E SPARI

101. Sollevare e assemblare batteria TCP come per schema. Inizio discesa
102. Discendere lentamente evitando manovre brusche durante le connessioni di ogni lunghezza.
103. Discendere fino a 30m sopra GP Packer. Rilevare pick up e slack off weight
104. Discendere lentamente ed effettuare tag del GP Packer. Rilevare PU e SO weight
105. Installare, discendere EWL e correlare da interno TCP riferendosi al radioactive marker sub (contingency):
106. Spezzonare string e prendere quota spari attraverso Index Line.
107. Assemblare e connettere testina di circolazione a Rig standpipe. Effettuare pressure test delle linee a 5,000 psi
108. Chiudere ganasce del BOP.
109. Pressurizzare string internamente e azionare firing head. Sparare livello 2, D_top-E7_bot, 1411,9-1443,3 mMD (intervalli di perforazione: D_top-D6_bot 1411,9-1423,9 mMD e E_top-E7_bot,1434,6-1443,3 mMD)
110. 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.
111. Se gli assorbimenti superano i 10 bbls/h pompare LCM/viscous pills tarati sulle caratteristiche di permeabilità della formazione

7.9.2 BACKSURGING + DST STRING (SOLO PER HRWP)

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

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


Dove:

ΔP è la minima underbalance pressure (psi)

K è la permeabilità della formazione (mD)

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

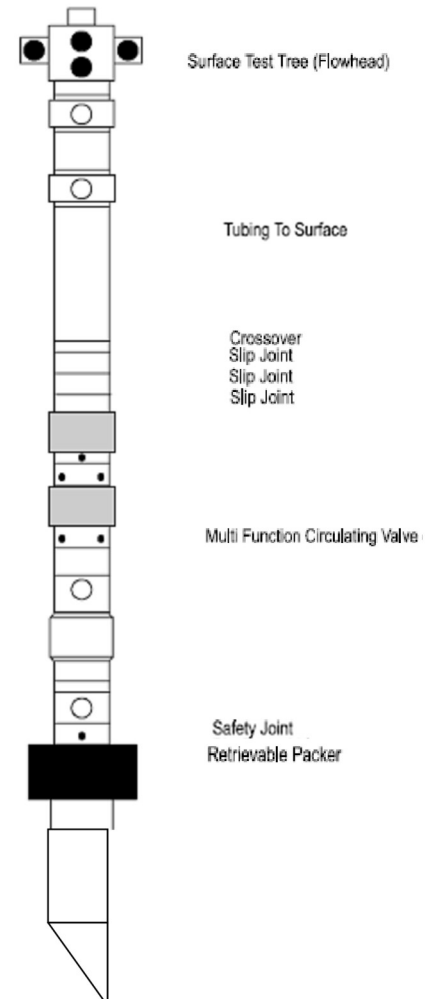
L'underbalance viene creata spiazzando il brine nelle DP con un fluido più leggero (attraverso la Multi Function Circulating valve); l'altezza del volume del cuscino di spiazzamento deve essere calcolata per ottenere l'underbalance richiesta. (Nella figura sotto la configurazione suggerita della batteria di DST),


 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 45 DI 109			
			AGGIORNAMENTI			
		TECP-P-1-P-28770	1			

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 46 DI 109				
			AGGIORNAMENTI				
		TECP-P-1-P-28770	1				

7.9.3 PULIZIA POST SPARI PER LIVELLO 2


112. Assemblaggio batteria come da schema.
113. Discesa batteria di pulizia facendo prova di circolazione ogni 10-15 lunghezze per confermare corretta funzionalità dei tool.
114. Proseguire discesa string fino a circa 30 meters (1 lunghezza) sopra top delle perforazioni. Continuare a monitorare le perdite durante tutta la discesa.
115. Attivare il compensator.
116. Iniziare a circolare lentamente e aumentare la portata di circolazione fino a 4 - 6 bbl/min.
117. Verificare eventuali cambiamenti delle perdite. Rilevare PU e SO weight con e senza circolazione.
118. Proseguire discesa pulendo zona spari.
119. Una volta arrivati a circa 15 m sopra quota GP Packer (livello 1), continuare a ruotare a 20-30 rpm e diminuire la portata di circolazione.
120. Continuare discesa e procedura di lavaggio seguendo istruzione tool-man.
121. 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.
122. Continuare discesa e tag top Pkr plug. Recuperare Pkr plug attraverso retrieving tool montato al bottom BHA.
123. Estrazione batteria lentamente per evitare swabbing (2 - 3 minutes per stand).
124. Con batteria in superficie, disassemblaggio tools di pulizia pozzo e verificare la quantità dei detriti collezionati

7.10. DISCESA LOWER COMPLETION ED EFFETTUARE ICGP - HRWP PER LIVELLO 2

125. Installazione screen table e chiavi per manovrare Lower Completions assembly.
126. Sollevare e assemblare Lower Completion assemblies: screen/blanck pipe, packer extension, GP pkr
127. Discesa con Drill pipes.
 - a) Massima velocità di discesa: 2min / 90ft (stand).
 - b) Durante le connessioni mettere e togliere i cunei lentamente, evitando fenomeni di jarring e improvvise interruzioni durante la discesa del Lower Completion.
 - c) Registrare pick up/slack off weight ogni 10 lunghezze. La massima perdita di peso durante la discesa non deve superare 15Klbs.
 - d) Spezzonare string attraverso I seguenti criteri:
 - Assicurarsi di avere una connessione in superficie in modo da rompere la Flow Head con service tool in reverse position, evitando condizioni di perdite di fluido
 - Assicurarsi che la flow head possa essere disconnessa in caso che il service tool sia bloccato in circulating position.
 - Evitare di avere il tool joint dell aste nel BOP stack durante i diversi movimenti del service tool.
128. 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).

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 47 DI 109						
			AGGIORNAMENTI						
		TECP-P-1-P-28770	1						

129. Confermare nuovamente work string space out.
130. Discendere lentamente ed effettuare tag top GP Packer del livello 1.
131. 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).
132. Monitorare trip tank e valutare eventuali assorbimenti nel livello inferiore
133. Snap back into GP Packer e sollevare lower completion string ristabilendo il peso neutro.
134. Installare testina di circolazione e segnare nuovamente quota su DP come posizione **RIH** (riferendosi come al solito a index line).
135. Settaggio GP packer seguendo istruzione tool-man ed effettuare test di tenuta meccanica e idraulica all'anulare.
136. Seguendo istruzioni tool man effettuare release service Tool e blow ball seat.
137. Effettuare "ricerca posizioni" del Service tool marcando ogni posizione sulla DP.

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 48 DI 109				
			AGGIORNAMENTI				
		TECP-P-1-P-28770	1				


7.10.1 SEQUENZA ICGP-HRWP PER LIVELLO 2

Note generali:

- a) Assicurarsi di effettuare un reverse out drill prima di iniziare le operazioni di pompaggio.
 - b) La Flow head deve essere installata con service tool in reverse position in modo da non avere perdite.
 - c) Assicurarsi che tutte le line di superficie siano flussate e libere di proppant o detriti. Ispezionare le linee di alta e bassa pressione visivamente; Nelle linee di superficie deve essere installata una spring pop-off valve lato anulare
138. Assicurarsi che la pressione all'annulus sia nulla e BOP aperto.
 139. Con batteria sui cunei e service tool in reverse position, connettere flow head e coflex hoses.
 140. Installare linee di pompaggio ed effettuare pressure test a bassa pressione a 500 psi e alta pressione a 10,000 psi.
 141. 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.
 142. Effettuare friction test in reverse e circulating position con annular BOP in closed/open position.
 143. Solo nel caso sia stato pompato un cuscinio intasante dopo gli spari, effettuare una stimolazione acida come per pumping schedule:
 - Pompare acid pill come da programma pompaggio e spiazzare al fondo. Chiudere ritorno e iniettare acido in formazione sovra-spiazzando con brine (base case).
 144. Effettuare ICGP-HRWP per livello 2, D_top-E7_bot, 1411,9-1443,3 mMD) seguendo pumping schedule.
 145. 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 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)
 146. Terminato il reverse out e con ritorno libero da proppant, sollevare service tool in dump seal position in modo tale da chiudere XO ports.
 147. Monitorare trip tank e valutare eventuali losses; se losses >10bbl/h pompare viscous pill (no solid) all'interno degli screens (volume screen+10%).
 148. Disconnettere Flow head e POOH service tool
 149. Ultimare estrazione service tool e contemporaneamente smontare linee di pompaggio.

7.11. SETTAGGIO PACKER PLUG NEL GP PACKER

Il 9"5/8 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.

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 49 DI 109				
			AGGIORNAMENTI				
		TECP-P-1-P-28770	1				

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

7.12. SPARI LIVELLO 3 IN TCP E PULIZIA POST-SPARI

7.12.1 DISCESA FUCILI E SPARI

155. Sollevare e assemblare batteria TCP come per schema. Inizio discesa
156. Discendere lentamente evitando manovre brusche durante le connessioni di ogni lunghezza.
157. Discendere fino a 30m sopra GP Packer. Rilevare pick up e slack off weight
158. Discendere lentamente ed effettuare tag del GP Packer. Rilevare PU e SO weight
159. Installare, discendere EWL e correlare da interno TCP riferendosi al radioactive marker sub (contingency):
160. Spezzonare string e prendere quota spari attraverso Index Line.
161. Assemblare e connettere testina di circolazione a Rig standpipe. Effettuare pressure test delle linee a 5,000 psi
162. Chiudere ganasce del BOP.
163. Pressurizzare string internamente e azionare firing head. Sparare livello 3, B_top-B6_bot, 1373,6 - 1386,3 mMD
164. 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.
165. Se gli assorbimenti superano i 10 bbls/h pompate LCM/viscous pill tarati sulle caratteristiche di permeabilità della formazione.

7.12.2 BACKSURGING + DST STRING (SOLO PER HRWP)


Per rimuovere la zona danneggiata 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)

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 50 DI 109				
			AGGIORNAMENTI				
		TECP-P-1-P-28770	1				

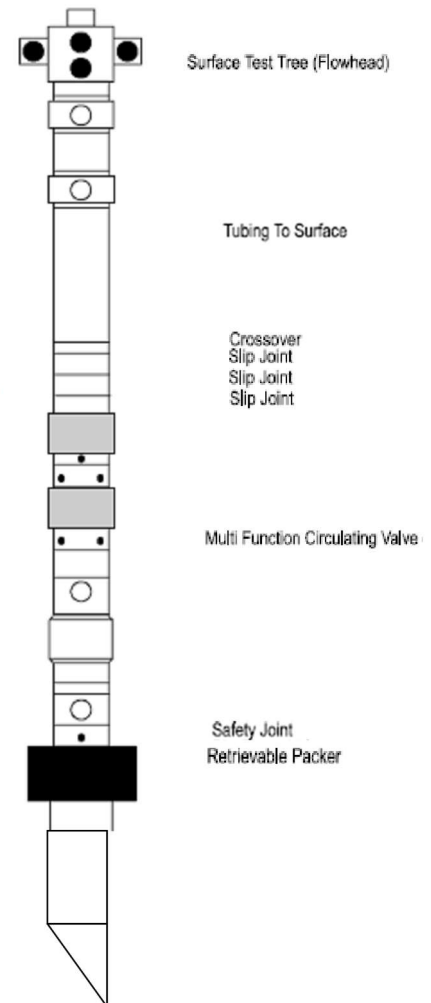
Il flusso turbolento immediatamente prodotto, si suppone abbia energia sufficiente a rompere la zona spari danneggiata e a pulire il tunnel spari, garantendo un ottimale riempimento dello stesso con gravel, nella successiva operazione di gravel pack.


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 cuscinii LCM;
- Estrazione DST string.




 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 51 DI 109				
			AGGIORNAMENTI				
		TECP-P-1-P-28770	1				

7.12.3 PULIZIA POST SPARI PER LIVELLO 3

166. Assemblaggio batteria come da schema.
167. Discesa batteria di pulizia facendo prova di circolazione ogni 10-15 lunghezze per confermare corretta funzionalità dei tool.
168. Proseguire discesa string fino a circa 30 meters (1 lunghezza) sopra top delle perforazioni. Continuare a monitorare le perdite durante tutta la discesa.
169. Attivare il compensator.
170. Iniziare a circolare lentamente e aumentare la portata di circolazione fino a 4 - 6 bbl/min.
171. Verificare eventuali cambiamenti delle perdite. Rilevare PU e SO weight con e senza circolazione.
172. Proseguire discesa pulendo zona spari.
173. Una volta arrivati a circa 15 m sopra quota GP Packer (livello 2), continuare a ruotare a 20-30 rpm e diminuire la portata di circolazione.
174. Continuare discesa e procedura di lavaggio seguendo istruzione tool-man.
175. 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.
176. Continuare discesa e tag top Pkr plug. Recuperare Pkr plug attraverso retrieving tool montato al bottom BHA.
177. Estrazione batteria lentamente per evitare swabbing (2 - 3 minutes per stand).
178. Con batteria in superficie, disassemblaggio tools di pulizia pozzo e verificare la quantità dei detriti collezionati

7.13. DISCESA LOWER COMPLETION ED EFFETTUARE ICGP - HRWP PER LIVELLO 3

179. Installazione screen table e chiavi per manovrare Lower Completions assembly.
180. Sollevare e assemblare Lower Completion assemblies: screen/blanck pipe, packer extension, GP pkr
181. Discesa con Drill pipes.
 - a) Massima velocità di discesa: 2min / 90ft (stand).
 - b) Durante le connessioni mettere e togliere i cunei lentamente, evitando fenomeni di jarring e improvvise interruzioni durante la discesa del Lower Completion.
 - c) Registrare pick up/slack off weight ogni 10 lunghezze. La massima perdita di peso durante la discesa non deve superare 15Klbs.
 - d) Spezzonare string attraverso I seguenti criteri:
 - Assicurarsi di avere una connessione in superficie in modo da rompere la Flow Head con service tool in reverse position, evitando condizioni di perdite di fluido
 - Assicurarsi che la flow head possa essere disconnessa in caso che il service tool sia bloccato in circulating position.
 - Evitare di avere il tool joint dell aste nel BOP stack durante i diversi movimenti del service tool.
182. 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).
183. Confermare nuovamente work string space out.
184. Discendere lentamente ed effettuare tag top GP Packer del livello 2.


 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 52 DI 109				
			AGGIORNAMENTI				
		TECP-P-1-P-28770	1				

185. 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).
186. Monitorare trip tank e valutare eventuali assorbimenti nel livello inferiore
187. Snap back into GP Packer e sollevare lower completion string ristabilendo il peso neutro.
188. Installare testina di circolazione e segnare nuovamente quota su DP come posizione **RIH** (riferendosi come al solito a index line).
189. Settaggio GP packer seguendo istruzione tool-man ed effettuare test di tenuta meccanica e idraulica all'anulare.
190. Seguendo istruzioni tool man effettuare release service Tool e blow ball seat.
191. Effettuare "ricerca posizioni" del Service tool marcando ogni posizione sulla DP.

7.13.1 SEQUENZA ICGP-HRWP PER LIVELLO 3

Note generali:

- a) Assicurarsi di effettuare un reverse out drill prima di iniziare le operazioni di pompaggio.
- b) La Flow head deve essere installata con service tool in reverse position in modo da non avere perdite.
- c) Assicurarsi che tutte le line di superficie siano flussate e libere di proppant o detriti. Ispezionare le linee di alta e bassa pressione visivamente; Nelle linee di superficie deve essere installata una spring pop-off valve lato anulare
192. Assicurarsi che la pressione all'annulus sia nulla e BOP aperto.
193. Con batteria sui cunei e service tool in reverse position, connettere flow head e coflex hoses.
194. Installare linee di pompaggio ed effettuare pressure test a bassa pressione a 500 psi e alta pressione a 10,000 psi.
195. 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.
196. Effettuare friction test in reverse e circulating position con annular BOP in closed/open position.
197. 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).
198. Effettuare ICGP-HRWP per livello 3, B_top-B6_bot, 1373,6 -1386,3 mMD seguendo pumping schedule.
199. 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 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)
200. Terminato il reverse out e con ritorno libero da proppant, sollevare service tool in dump seal position in modo tale da chiudere XO ports.

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 53 DI 109				
			AGGIORNAMENTI				
		TECP-P-1-P-28770	1				

201. Monitorare trip tank e valutare eventuali losses. Se losses > 10 bbl/h pompare viscous pill (no solid)
202. Disconnettere Flow head e POOH service tool.
203. Ultimare estrazione service tool e contemporaneamente smontare linee di pompaggio.

7.14. SETTAGGIO PACKER PLUG NEL GP PACKER


Il 9"5/8 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.

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

7.15. SPARI LIVELLO 4 IN TCP E PULIZIA POST-SPARI

7.15.1 DISCESA FUCILI E SPARI

209. Sollevare e assemblare batteria TCP come per schema. Inizio discesa
210. Discendere lentamente evitando manovre brusche durante le connessioni di ogni lunghezza.
211. Discendere fino a 30m sopra GP Packer. Rilevare pick up e slack off weight
212. Discendere lentamente ed effettuare tag del GP Packer. Rilevare PU e SO weight
213. Installare, discendere EWL e correlare da interno TCP riferendosi al radioactive marker sub (contingency):
214. Spezzonare string e prendere quota spari attraverso Index Line.
215. Assemblare e connettere testina di circolazione a Rig standpipe. Effettuare pressure test delle linee a 5,000 psi
216. Chiudere ganasce del BOP.
217. Pressurizzare string internamente e azionare firing head. Sparare livello 4, Top_A_top-A4_bot, 1331,4 a 1359,6 mMD (intervalli di perforazione: Top_A_top-Top_f_bot, 1331,4-1342 m MD e TopI_top-A4_bot, 1348,3-1359,6 mMD)
218. 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.
219. Se gli assorbimenti superano i 10 bbls/h pompare LCM/viscous pills, tarati sulle caratteristiche di permeabilità della formazione.

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 54 DI 109				
			AGGIORNAMENTI				
		TECP-P-1-P-28770	1				

7.15.2 BACKSURGING + DST STRING (SOLO PER HRWP)

Per rimuovere la zona danneggiata 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)

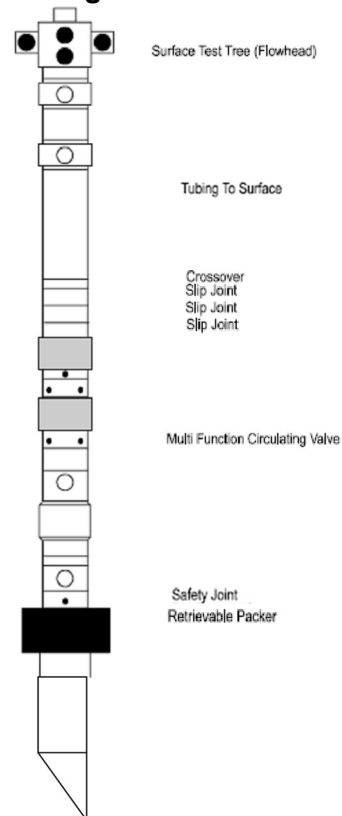
Il flusso turbolento immediatamente prodotto, si suppone abbia energia sufficiente a rompere la zona spari danneggiata e a pulire il tunnel spari, garantendo un ottimale riempimento dello stesso con gravel, nella successiva operazione di gravel pack.


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),

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.

DST configuration




 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE TECP-P-1-P-28770	PAG 55 DI 109				
			AGGIORNAMENTI				
	1						

7.15.3 PULIZIA POST SPARI PER LIVELLO 4

220. Assemblaggio batteria come da schema.
221. Discesa batteria di pulizia facendo prova di circolazione ogni 10-15 lunghezze per confermare corretta funzionalità dei tool.
222. Proseguire discesa string fino a circa 30 meters (1 lunghezza) sopra top delle perforazioni. Continuare a monitorare le perdite durante tutta la discesa.
223. Attivare il compensator.
224. Iniziare a circolare lentamente e aumentare la portata di circolazione fino a 4 - 6 bbl/min.
225. Verificare eventuali cambiamenti delle perdite. Rilevare PU e SO weight con e senza circolazione.
226. Proseguire discesa pulendo zona spari.
227. Una volta arrivati a circa 15 m sopra quota GP Packer (livello 3), continuare a ruotare a 20-30 rpm e diminuire la portata di circolazione.
228. Continuare discesa e procedura di lavaggio seguendo istruzione tool-man.
229. 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.
230. Continuare discesa e tag top Pkr plug. Recuperare Pkr plug attraverso retrieving tool montato al bottom BHA.
231. Estrazione batteria lentamente per evitare swabbing (2 - 3 minutes per stand).
232. Con batteria in superficie, disassemblaggio tools di pulizia pozzo e verificare la quantità dei detriti collezionati

7.16. DISCESA LOWER COMPLETION ED EFFETTUARE ICGP - HRWP PER LIVELLO 4

233. Installazione screen table e chiavi per manovrare Lower Completions assembly.
234. Sollevare e assemblare Lower Completion assemblies: screen/blanck pipe, packer extension, GP pkr
235. Discesa con Drill pipes.
 - a) Massima velocità di discesa: 2min / 90ft (stand).
 - b) Durante le connessioni mettere e togliere i cunei lentamente, evitando fenomeni di jarring e improvvise interruzioni durante la discesa del Lower Completion.
 - c) Registrare pick up/slack off weight ogni 10 lunghezze. La massima perdita di peso durante la discesa non deve superare 15Klbs.
 - d) Spezzonare string attraverso I seguenti criteri:
 - Assicurarsi di avere una connessione in superficie in modo da rompere la Flow Head con service tool in reverse position, evitando condizioni di perdite di fluido
 - Assicurarsi che la flow head possa essere disconnessa in caso che il service tool sia bloccato in circulating position.
 - Evitare di avere il tool joint dell aste nel BOP stack durante i diversi movimenti del service tool.
236. 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).
237. Confermare nuovamente work string space out.
238. Discendere lentamente ed effettuare tag top GP Packer del livello 3.


 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 56 DI 109				
			AGGIORNAMENTI				
		TECP-P-1-P-28770	1				

239. 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).
240. Monitorare trip tank e valutare eventuali assorbimenti nel livello inferiore
241. Snap back into GP Packer e sollevare lower completion string ristabilendo il peso neutro.
242. Installare testina di circolazione e segnare nuovamente quota su DP come posizione **RIH** (riferendosi come al solito a index line).
243. Settaggio GP packer seguendo istruzione tool-man ed effettuare test di tenuta meccanica e idraulica all'anulare.
244. Seguendo istruzioni tool man effettuare release service Tool e blow ball seat.
245. Effettuare "ricerca posizioni" del Service tool marcando ogni posizione sulla DP.


7.16.1 SEQUENZA ICGP-HRWP PER LIVELLO 4

Note generali:

- a) Assicurarsi di effettuare un reverse out drill prima di iniziare le operazioni di pompaggio.
 - b) La Flow head deve essere installata con service tool in reverse position in modo da non avere perdite.
 - c) Assicurarsi che tutte le 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
246. Assicurarsi che la pressione all'annulus sia nulla e BOP aperto.
247. Con batteria sui cunei e service tool in reverse position, connettere flow head e coflex hoses.
248. Installare linee di pompaggio ed effettuare pressure test a bassa pressione a 500 psi e alta pressione a 10,000 psi.
249. 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.
250. Effettuare friction test in reverse e circulating position con annular BOP in closed/open position.
251. 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).
252. Effettuare ICGP-HRWP per livello 4 Top_A_top-A4_bot, 1331,4 a 1359,6 mMD seguendo pumping schedule.
253. 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 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)

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 57 DI 109						
			AGGIORNAMENTI						
		TECP-P-1-P-28770	1						

254. Terminato il reverse out e con ritorno libero da proppant, sollevare service tool in dump seal position in modo tale da chiudere XO ports.
255. Monitorare trip tank e valutare eventuali losses.
256. Disconnettere Flow head e POOH service tool 2-3 stand ; in questo modo si andrà a chiudere la FLCD se presente nel Lower Completion evitando perdite in formazione. Nel caso non sia installata una FLCD, e nel caso di assorbimenti >10 bbl/h, un viscous pill (no solidi) verrà pompato all'interno degli screens (volume screens+10%)
257. Ultimare estrazione service tool e contemporaneamente smontare linee di pompaggio.

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 58 DI 109				
			AGGIORNAMENTI				
		TECP-P-1-P-28770	1				


7.17. 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 accavallamenti 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 (4-off per FCVs, 2-off for SCSSV) devono essere testati idraulicamente come da procedura SPS
- b) Il passaggio della linea elettrica al Tubing deve essere testato e deve essere verificata la continuità/isolamento elettrico attraverso il recettore del DH gauge
- c) Completare TH Deck testing secondo procedura contrattista SPS.
- d) Le linee delle FCV devono essere collegate e testate idraulicamente alla massima pressione possibile (15,000psi per 15min)
- e) Testare SCSSV come da procedura. Effettuare function test e verificare effettivo movimento del cassetto. Registrare inoltre il trend di pressione e la massima working pressure.
- f) Posizionare le carrucole delle control line e del cavo elettrico sul piano sonda.
- g) Misurare tutte le attrezzature pre-assemblate annotando tutte le lunghezze, Part Number, Serial Number e dimensioni nominali (ID, OD, drift)
- h) Assicurarsi che tutti i fittings necessari siano a disposizione
- i) Assicurarsi che tutti le attrezzature di pescaggio necessari in caso di contingency siano presenti a bordo.
- j) Installazione di tutte le linee e attrezzature di Well testing, effettuare flussaggio e pressure test.

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 59 DI 109				
			AGGIORNAMENTI				
		TECP-P-1-P-28770	1				

7.17.1 RECUPERO CAMICIA D'USURA DELLA X-TREE E TEST BOP

Lo scopo è di compiere con un'unica singola discesa le seguenti operazioni:

- Pulizia del profilo interno della X-Tree
- Recupero della camicia d'usura
- Dummy run del TH
- Test del BOP prima della discesa del Upper Completion

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

259. Discesa BHA con DP.

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

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

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

263. 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).

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

265. Estrazione e disassemblaggio BHA.

7.17.2 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.

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

267. Discesa primo assembly di completamento con plug, production blast joint e tubing come da schema di completamento.

Rispettare i valori di Make Up torque forniti.


268. Sollevare e connettere alla string 2"7/8 FCV (selettiva per il livello 1). Assicurarsi che la valvola sia nella posizione specifica di parziale apertura e che le control line idraulica siano state collegate correttamente

269. Effettuare pressure test delle linee (apertura e chiusura) registrando tutti i valori di pressione, il numero dei cicli e la posizione della FCV.

270. Assemblaggio e discesa single gauge mandrel e concentric seal. Installare single gauge nel mandrino e connettere cavo elettrico. Effettuare e registrare test di funzionalità e pressione alla connessione elettrica.

271. Discendere Intelligent Completion string con tubini da 3"1/2 seguendo tally di Completamento

272. Sollevare e connettere alla string 2"7/8 FCV (selettiva per il livello 2 e 3). Assicurarsi che la valvola sia nella posizione specifica di parziale apertura e che le control line idrauliche siano state collegate correttamente

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 60 DI 109			
			AGGIORNAMENTI			
		TECP-P-1-P-28770	1			

273. Effettuare pressure test delle linee (apertura e chiusura) registrando tutti i valori di pressione, il numero dei cicli e la posizione della FCV.
274. Assemblaggio e discesa dual gauge mandrel e concentric seal. Installare dual gauge nel mandrino e connettere cavo elettrico. Effettuare e registrare test di funzionalità e pressione alla connessione elettrica.
275. Discendere Intelligent Completion string con tubini da 3"1/2 seguendo schema di Completamento ed utilizzare clampe di protezione per le linee elettriche/idrauliche.
276. Sollevare e connettere alla string 2"7/8 FCV (selettiva per livello 4). Assicurarsi che la valvola sia nella posizione specifica di parziale apertura e che le control line idrauliche siano state collegate correttamente
277. Effettuare pressure test delle linee (apertura e chiusura) registrando tutti i valori di pressione, il numero dei cicli e la posizione della FCV.
278. Assemblaggio e discesa dual gauge mandrel.
279. Sollevare production Packer Assembly e lasciarlo sospeso al Top Drive.
280. Collegare cavo elettrico superiore al dual gauge passando attraverso feed-trough port del packer.
281. Posizionare e assicurare il dual gauge nel rispettivo mandrino.
282. Prendere misure e tagliare i due cavi elettrici sottostanti ed collegare alla parte inferiore del dual gauge.
283. Effettuare test di funzionalità e continuità elettrica al single gauge e ai due dual gauge installati.

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.

284. Ciclare le FCV in posizione di chiusura ed effettuare integrity pressure test.
285. Una volta confermata l'integrità, scaricare pressione e disconnettere la testina di circolazione. Rimuovere i test pins/screws dal Prod. Packer e ciclare le FCVs in posizione di parziale apertura
286. Installare protettori per le linee elettriche/idrauliche come da tally di Completamento
287. Prendere misure alle control line idrauliche e tagliarle come da procedura contrattista.
288. Rimuovere l'incapsulamento delle control line ed eseguire il feed-trou delle linee attraverso il Production Packer come da procedura contrattista.
289. Discendere Completamento come da schema. Flussare i reel delle diverse control lines e prepararsi ad effettuare lo splice delle linee disponendo tutto i fittings necessari nel piano sonda.
290. Effettuare lo Splice delle linee idrauliche come da procedura contrattista ed effettuare pressure test delle linee. Registrare il ciclaggio e la posizione delle diverse FCV annular.
291. Installare il test tool nel Packer ed effettuare external Pressure test alle connessioni delle linee idrauliche.
292. Discesa 3-1/2" tubing seguendo la 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


 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 61 DI 109				
			AGGIORNAMENTI				
		TECP-P-1-P-28770	1				

293. Assemblaggio SCSSV. Effettuare presssure e function test della valvola secondo procedura contrattista e sotto supervisione ENI Completion Engineer.
294. Mantenere SV control line in pressione durante la discesa per mantenere la flapper aperta.
295. Continuare la discesa con 3-1/2 tbg's fino alla connessione del TH.

7.17.3 ASSEMBLAGGIO E DISCESA TUBING HANGER

Operazioni Offline:


- a) Connettere pup joint al tubing hanger (se non già installato).
 - b) Installare camicia d'usura al TH (se non già installata).
 - c) Misurare e registrare distanza tra isolation sleeve e top del TH lock mandrel.
 - d) Finalizzare test di funzionalità alla landing string subsea test tree e pressure test alle linee idrauliche.
 - e) Finalizzare test di funzionalità al tubing hanger running tool (THRT) e pressure test alle linee idrauliche. Registrare i volume di attivazione delle diverse funzioni.
 - f) Effettuare lubricator valve pressure test.
 - g) Set up well testing equipment.
296. Assemblare tubing hanger alla string di Completamento come da procedura contrattista.
- A questo punto deve essere testata la continuità idraulica della connessione del TH e della sezione di tubing fino al production packer effettuando, il 2° Integrity String pressure test.**
297. Montaggio unità Slick Line.
 298. Recupero isolation sleeve e installazione Bore Protector (camicia di usura) nel Tubing Hanger
 299. Discesa standing valve. Settaggio standing valve nel Landing nipple sopra il Prod. Packer. Estrazione slick line.
 300. Recupero camicia d'usura e installazione Isolation sleeve
 301. Connettere testina e line di circolazione al THHT.
 302. Pressure test string di Completamento.
 303. Recupero isolation sleeve e installazione Bore Protector
 304. Discesa retrieving tool e recupero standing valve
 305. Recuperare camicia di usura e installare di nuovo isolation sleeve nel TH.
 306. Smontaggio unità Slick Line.
 307. Se necessario, rimuovere orientation sleeve dal TH per consentire le terminazioni delle linee downhole.
 308. Prepararsi alla terminazione del cavo elettrico. Effettuare test d'isolamento e continuità elettrica al Wet Mate Connector.
 309. Effettuare taglio del cavo elettrico e connettere al TH con Dry mate Connector. External Pressure test al connettore come da procedura contrattista
 310. 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.

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 62 DI 109				
			AGGIORNAMENTI				
		TECP-P-1-P-28770	1				

311. Prima di procedere con la terminazione delle linee idrauliche, effettuare test di funzionalità delle FCVs registrando volumi e posizioni della valvole.
312. Scaricare pressioni delle FCV control line, prendere misure e tagliare cavo.
313. Connettere control lines al TH ed effettuare external pressure test come da procedura contrattista.
314. Installare charging-tool al TH per permettere function/pressure test delle line downhole
315. Internal pressure test control lines attraverso charging-tool e registrare cambiamento delle posizioni delle FCVs.
316. Ultimati i pressure test alle tre control line, ciclare Upper FCV in closed position e lower FCV in open position
317. Terminare le control line della SCSSV sul TH come da procedura contrattista ed effettuare external pressure test. Scaricare pressione.
318. Eseguire internal pressure test TR-SCSSV control lines attraverso charging-tool.
319. Eseguire function test della flapper almeno tre volte osservando il trend di pressione per verificare l'effettivo movimento della flapper.
320. Concludere tutte le terminazioni, se necessario, installare orientation sleeve e orientare il TH in maniera appropriata considerando l'orientamento del Rig e della XT.
321. Preparare Rig floor prima di procedere con l'assemblaggio della landing string; rimuovere tutte le carrucole dell'intelligent completion.
322. Sollevare SSTT/THRT/adaptor e verificare visivamente che il THRT non sia danneggiato (verificare condizioni delle production stub seal, lock ring OD, collect finger)
323. Effettuare i seguenti test di funzionalità della Landing String/THRT prima di procedere con la connessione al TH:
- Tubing Hanger running tool / Hanger Lock tests and verification tests.
 - Tubing Hanger / Wellhead lock tests and verification tests.
 - Tubing Hanger / Wellhead unlock tests.
 - Tubing Hanger running tool / Hanger unlock test.
324. Effettuare connessione SSTT/THRT con TH come da procedura SPS
325. Discesa landing string effettuando i seguenti pressure test intermedi:
- 1° Pressure Test: 2 giunti sopra SSTT, tenendo chiusa la Lower ball valve (LBV)
 - 2° Pressure Test: test prima della connessione della Lubricator valve, tenendo chiusa LBV
 - 3° Pressure test: circolazione a portata ridotta dopo il landing del TH, tenendo chiusa lubricator valve (LV)
326. Arrivati a quota lubricator valve, sollevare LV ed effettuare test di funzionalità e pressione dell'ombelicale.

Nota: Monitorare con molta attenzione la discesa della string di Upper Completion all'interno del Lower Completion.


327. Sollevare CTLF, short bails / elevator, e posizionarlo a centro pozzo.
328. Sollevare SFT con kill side e production side coflexes, landing joint, Swivel, Riser Sealing Mandrel (RSM) e connettere elevatore al SFT Landing joint.
329. Prima di passare al landing del TH, assicurarsi con ROV che la configurazione delle valvole della X-Tree sia come da procedura SPS.

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 63 DI 109				
			AGGIORNAMENTI				
		TECP-P-1-P-28770	1				


330. Discendere Completamento/Landing string entrando con i diversi concentric seals dentro le PBR nel Lower Completion separando i diversi livelli del Giacimento selettivamente.
331. Continuare la discesa completando il landing del TH nella X-Tree.
332. Effettuare le prove di circolazione a portata ridotta per verificare l'effettiva tenuta delle seal unit all'interno del Lower Completion.
333. Proseguire con il settaggio del TH come da procedura contrattista SPS.
334. Eseguire test TH (bore and seal test) come da procedura contrattista SPS.
335. 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
336. Ciclare le FCVs in modo da avere FCV annular (selettiva per livello 1 e quella selettiva per livello 2 e 3) in posizione di chiusura e FCV annular (selettiva per livello 4) in posizione di apertura totale.
337. Prima di procedere con lo step successivo, verificare che lo status delle valvole della X-Tree sia appropriato e che la SCSSV sia mantenuta aperta applicando e mantenendo pressione alla control line.

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

338. Chiudere ganasce inferiori del BOP sul ported slick joint.
 339. Spiazzare tutto il pozzo con packer fluid pompando all'interno della string dalla cementatrice
 340. Spiazzare l'interno della string con base oil (arrivando a circa 5-10m sopra la FCV annular selettiva del livello 4) pompando all'interno della string dalla cementatrice, via Coflex Kill line – SFH e ritorno attraverso FCV annular – AMV -AAV.
 341. Configurare le valvole XT/LS e procedere al settaggio Production Packer.
 342. Ciclare FCV annular in posizione di chiusura. Assicurarsi che anche le altre FCV annular siano in chiusura.
 343. Pressurizzare interno string attraverso base oil e proseguire con sequenza settaggio production packer e pressure come da procedura contrattista.
 344. Effettuare pressure test del tubino di completamento.
 345. 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.
346. Scaricare pressione all'annulus.
 347. Scaricare pressione alle control line della SCSSV e chiudere flapper.
 348. Scaricare pressione al tubing attraverso surface welltesting choke manifold ed effettuare inflow test alla safety valve.
 349. Ultimato il test, equalizzare la pressione alla SCSSV pompando al tubing ed aprire flapper.
 350. Chiudere lubricator valve, scaricare pressione al tubing dal welltesting surface choke manifold ed effettuare inflow test alla lubricator valve.
 351. Ultimato il test, equalizzare la pressione downhole ed aprire LV. Scaricare completamente la pressione alla string attraverso welltesting choke manifold.

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 64 DI 109						
			AGGIORNAMENTI						
		TECP-P-1-P-28770	1						

352. 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.
353. 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.

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 65 DI 109				
			AGGIORNAMENTI				
		TECP-P-1-P-28770	1				

7.18. SPURGO

7.18.1 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 (livello 4)
- B. Spurgo e well testing dei livelli intermedi (livelli 2 e 3)
- C. Spurgo e well testing del livello inferiore (livello 1)
- D. Well testing livelli in commingle

7.18.2 SPURGO E WELL TESTING LIVELLO SUPERIORE

354. Verificare di avere FCV annular (selettiva per il livello 4) in posizione di apertura mentre le altre FCV annular in posizione di chiusura.
355. Con la FCV 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

356. 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.
357. Chiudere Surface kill valve, aprire surface wing valve e procedere secondo programma well testing per livello superiore.


7.18.3 SPURGO E WELL TESTING DEI LIVELLI INTERMEDI

358. Chiudere FCV annular (del livello 4) una volta ultimato il well testing. Registrare il build up con chiusura al fondo attraverso il Dual DH gauge.
359. Aprire FCV annular (selettiva per i livelli 2 e 3) e procedere secondo il programma well testing per i livelli intermedi.
360. Ultimato l'ultimo step del main flow, ciclare FCV in posizione di chiusura e registrare il build up con chiusura al fondo per i livelli intermedi.

7.18.4 SPURGO E WELL TESTING DEL LIVELLO INFERIORE

361. Aprire FCV annular (selettiva per il livello 1) e procedere secondo il programma well testing per il livello inferiore.
362. Ultimato l'ultimo step del main flow, ciclare FCV in posizione di chiusura e registrare il build up con chiusura al fondo per il livello inferiore.

7.18.5 WELL TESTING LIVELLI IN COMMINGLE

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 66 DI 109				
			AGGIORNAMENTI				
		TECP-P-1-P-28770	1				

363. Aprire tutte le FCV annular in posizioni di parziale apertura in modo da non riscontrare cross flow.
364. Procedere con il well testing dei livelli in commingle secondo programma giacimenti.
365. Chiudere le tre FCV e valutare il build up per tutti i livelli
366. 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.

7.19. ABBANDONO DEL POZZO

7.19.1 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 + MEG) in formazione (in questo caso SCSSV aperta, FCV annular aperta).
- 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 annulare in posizione di chiusura.

7.19.2 MESSA IN SICUREZZA DEL POZZO

367. Montaggio unità di Slick line e pressure test.
368. Discesa con Nipple protector retrieving tool. Recupero e estrazione
369. Configurare le valvole subsea della XT prima di procedere con il settaggio dei crown plugs
370. Discesa con il lower crown plug. Settaggio e pressure test seguendo procedura contrattista SPS
371. Assemblaggio e discesa con upper crown plug. Settaggio e pressure test seguendo procedura contrattista SPS
372. 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
373. Smontaggio attrezzatura slickline.

7.19.3 PRESSURE TEST CROCE DI PRODUZIONE

374. Configurare le linee per effettuare il test di pressione.
375. Effettuare il test di pressione di tutte le valvole della croce come da procedura del contrattista utilizzando base oil.

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 67 DI 109				
			AGGIORNAMENTI				
		TECP-P-1-P-28770	1				


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

7.19.4 DISCONNESSIONE LANDING STRING

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

7.19.5 DISCONNESSIONE IWOCS E BOP

383. Disconnettere IWOCS /WO-UTA 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
384. Disconnettere BOP, muovere rig in safe zone in modo da permettere a ROV di installare il corrosion tree cap sulla XT.
- Recuperare BOP, riser con WO-UTA/umbilical system.
 - Verificare che ROV sia equipaggiato di tutte le attrezzature necessarie per le operazioni di installazione tree cup.
 - Assicurarsi che non ci sia alcun VX gasket nel top della XT e che il profilo del non sia danneggiato
385. Installare con ROV tree cap come da procedura contrattista SPS.

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 68 DI 109						
				AGGIORNAMENTI					
		TECP-P-1-P-28770	1						

8. APPENDICE


8.1. PERFORMANCE DEL TUBINO E ANALISI EROSIONALE

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

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

A tale scopo è stato utilizzato il software Prosper.

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

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE TECP-P-1-P-28770	PAG 69 DI 109				
			AGGIORNAMENTI				
			1				

8.1.1 DATI DI INPUT

In questa sezione sono riportati i dati di input utilizzati per le analisi condotte.

Profili di Produzione

I profili di produzione impiegati per l'analisi sono quelli forniti dal dipartimento di Giacimenti. Di seguito vengono riportate solamente le tabelle relative alla portata totale di gas e di acqua, su base annuale.

	Yearly rate gas production (kSm3d) (considered on 365 days)						Yearly rate water production (Sm3d) (considered on 365 days)					
	Cassiopea1	Cassiopea2	Cassiopea3	Cassiopea	Argo	Totale	Cassiopea1	Cassiopea2	Cassiopea3	Cassiopea	Argo	Totale
2022	509	524	582	1615	465	2080	0	0	0	0	0	0
2023	1037	1024	1122	3183	943	4126	0	0	0	0	0	0
2024	927	951	1058	2936	899	3834	0	0	0	0	0	0
2025	757	881	995	2634	845	3478	0	0	0	0	0	0
2026	605	809	929	2344	751	3094	0	0	0	0	7	7
2027	537	742	868	2146	605	2752	0	0	0	0	18	18
2028	482	675	803	1961	206	2166	0	0	0	0	28	28
2029	298	493	678	1470	24	1493	0	0	0	0	26	26
2030	278	523	650	1451	0	1451	0	0	0	0	0	0
2031	174	504	603	1281	0	1281	0	0	6	6	0	6
2032	93	431	520	1044	0	1044	0	0	13	13	0	13
2033	52	320	280	652	0	652	2	0	19	21	0	21

Tabella 9 - Portata totale di acqua e gas su base annuale


Dati PVT

La tabella sottostante riassume i principali dati PVT utilizzati nell'analisi erosionale

Dato	Valore
Gas gravity (sp. Gravity)	0.56
Condensate Gravity (API)	45

Tabella 10 - Principali dati PVT per analisi erosionale

La seguente figura mostra in dettaglio i dati PVT.

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 70 DI 109				
			AGGIORNAMENTI				
		TECP-P-1-P-28770	1				

Campione di gas proveniente dal pozzo ARGO 2

Dati di campionamento			
Intervallo :	1692-1702 m	Portata:	161384 Sm ³ /giorno
Punto di prelievo :	Separatore	Press. :	25.4 bar Temp. : 24 ° C
Data di prelievo :	25/08/2008	Data di arrivo :	08/10/2008
Prelevato da :	ENIMED	Bombola n. :	3963
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	0.26	Densita` (aria=1)	0.5567
Anidride carbonica	0.04	Massa Volumica kg/m ³	0.6822
Idrogeno solforato	-	Potere calorifico superiore	
Metano	99.65	kcal/m ³	9003
Etano	0.02	kJ/m ³	37694
Propano	0.02	Potere calorifico inferiore	
I-Butano	0.01	kcal/m ³	8105
N-Butano	<0.005	kJ/m ³	33934
Neo-pentano	0.00	Indice di Wobbe	
I-Pentano	<0.005	kcal/m ³	12066
N-Pentano	<0.005	kJ/m ³	50518
Esani	<0.005		
Eptani	<0.005		
Ottani +	<0.005		

Figura 13 - Dettaglio dati PVT

Profilo di deviazione

La curva VLP è stata generata considerando il profilo di deviazione riportato nella sezione "Profilo di deviazione" nel presente documento.


Dettagli del completamento

Le analisi erosionali sono state condotte considerando il design di completamento riportato nelle precedenti sezioni.

8.1.2 METODOLOGIA DI CALCOLO DELL'ANALISI EROSIONALE

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

*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 71 DI 109				
			AGGIORNAMENTI				
		TECP-P-1-P-28770	1				

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

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.

8.1.3 RISULTATI DELL'ANALISI EROSIONALE


Il design di completamento è stato verificato con successo sulla base dei dati di input ricevuti e in accordo ai parametri riportati nella seguente tabella.

I risultati delle analisi mostrano che il design di completamento selezionato non presenta alcuna limitazione alla produzione di fluidi in accordo agli attuali profili di produzione.

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

ARGO 2		
THP	Limite erosionale	WGR
[bar]	[Ksm³/d]	(sm³/sm³)
30	445	0,002495
40	460	0,002495
50	885	0,000398
60	1180	5,74E-05
70	1230	4,29E-05
80	1300	1,44E-05
90	1340	5,37E-06
100	1350	3,66E-08
Condizioni: C factor limit: 300; CGR = 0 sm ³ /sm ³		

Tabella 11 - Limiti Erosionali Cassiopea 1Dir

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 72 DI 109				
			AGGIORNAMENTI				
		TECP-P-1-P-28770	1				

8.2. TUBING STRESS ANALYSIS

I risultati ottenuti dalla tubing stress analysis evidenziano che la stringa di completamento selezionata (3 1/2", 9.2#, 80ksi e 2 7/8", 6.7# 80ksi) risulta completamente adeguata a sostenere tutti i carichi previsti, con alti valori di coefficienti di sicurezza.

8.2.1 DATI DI INPUT

Dati di Giacimento

Tipologia di idrocarburo: CH4

Temperatura statica di testa pozzo STHT: 5 °C

Temperatura statica di fondo pozzo SBHT: 33.7 °C

Pressione statica di fondo pozzo: 211 kg/cm2 @ 1665 mMD

Profondità: 1450 m (lunghezza UC)

Profondità d'acqua: 548 m

Dati di completamento

Tubino: 3 1/2" 9.2# 13Cr 80 ksi, e 2-7/8" 6.4# 13Cr 80ksi sotto il Packer di produzione

Densità Packer Fluid: 1.03 kg/l

Pressione iniziale di settaggio Production Packer: 1500 psi

GP 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: 211 kg/cm2 @ 1665 mMD

Tempo: 2 giorni.

2. Produzione a regime

Portata: 1.200.000 Sm3/d

Pressione statica di fondo pozzo: 211 kg/cm2 @ 1665 mMD

Tempo: 1 anno.

3. Chiusura calda

Pressione statica di fondo pozzo: 211 kg/cm2 @ 1665 mMD


Tempo: 1 minuto.

4. Chiusura fredda

Pressione statica di fondo pozzo: 211 kg/cm2 @ 1665 mMD

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

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

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 73 DI 109						
			AGGIORNAMENTI						
		TECP-P-1-P-28770	1						

Tempo: 1 giorno

5. Stimolazione acida (acid job)

Portata di iniezione: 10 bpm

Volume: 50 m³

Pressione dinamica fondo pozzo 230 kg/cm² @ 1665 mMDInlet temperature: 15 °C

Tipo di acido: HCl 15%

Densità acido: 1.03 kg/l

6. Killing del pozzo (bullheading)

Portata di iniezione: 5 bpm

Volume: 40 m³

Inlet temperature: 15 °C

Densità killing fluid: 1.40 kg/l

7. Perdita dal tubino (Tubing leak)

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

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

8. Tubing evacuation

È stata analizzata la condizione di svuotamento del tubino.

9. Overpull

Overpull: 40 t

Coefficienti di design ENI

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


Scoppio (Burst): 1.3

Collasso: 1.125

Tensione assiale: 1.4

Compressione assiale: 1.4

Triassiale: 1.25

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 74 DI 109				
			AGGIORNAMENTI				
		TECP-P-1-P-28770	1				

8.2.2 RISULTATI

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

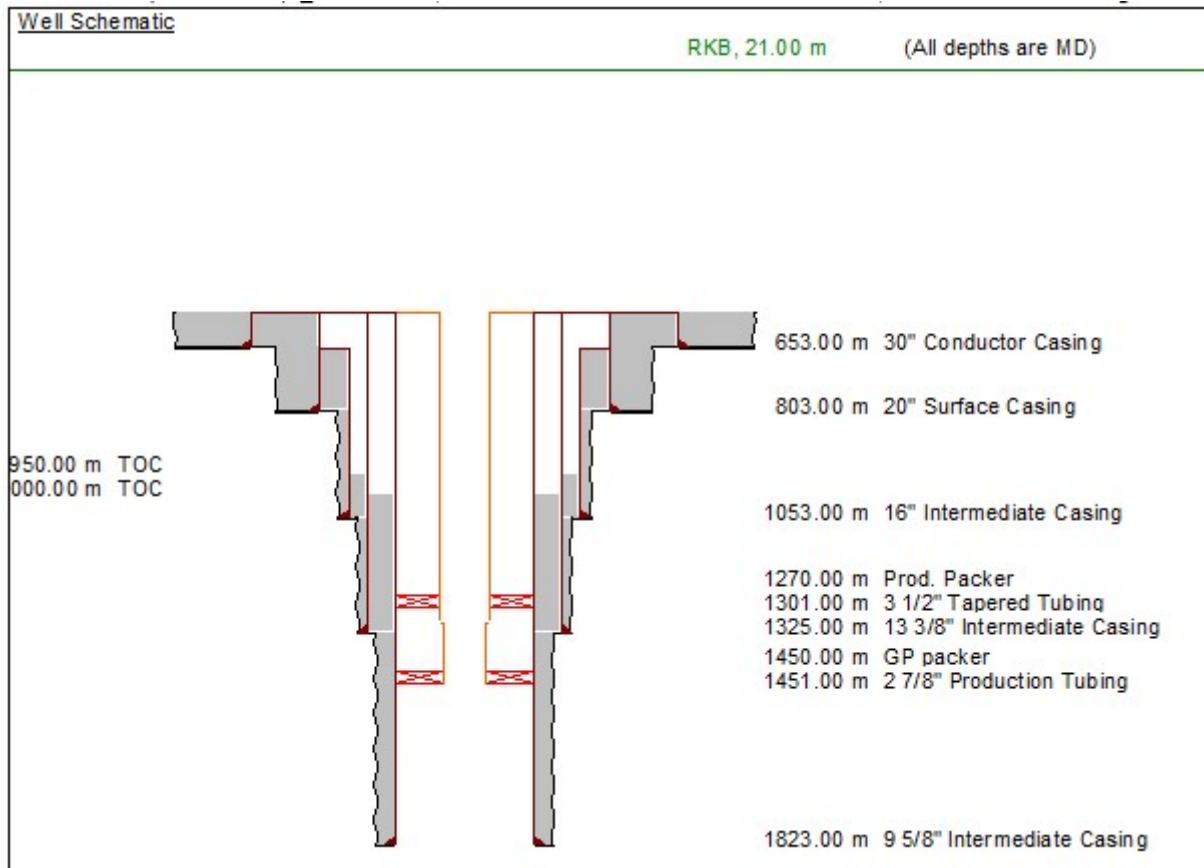


Figura 14 - Schema di completamento per i calcoli di stress analysis

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

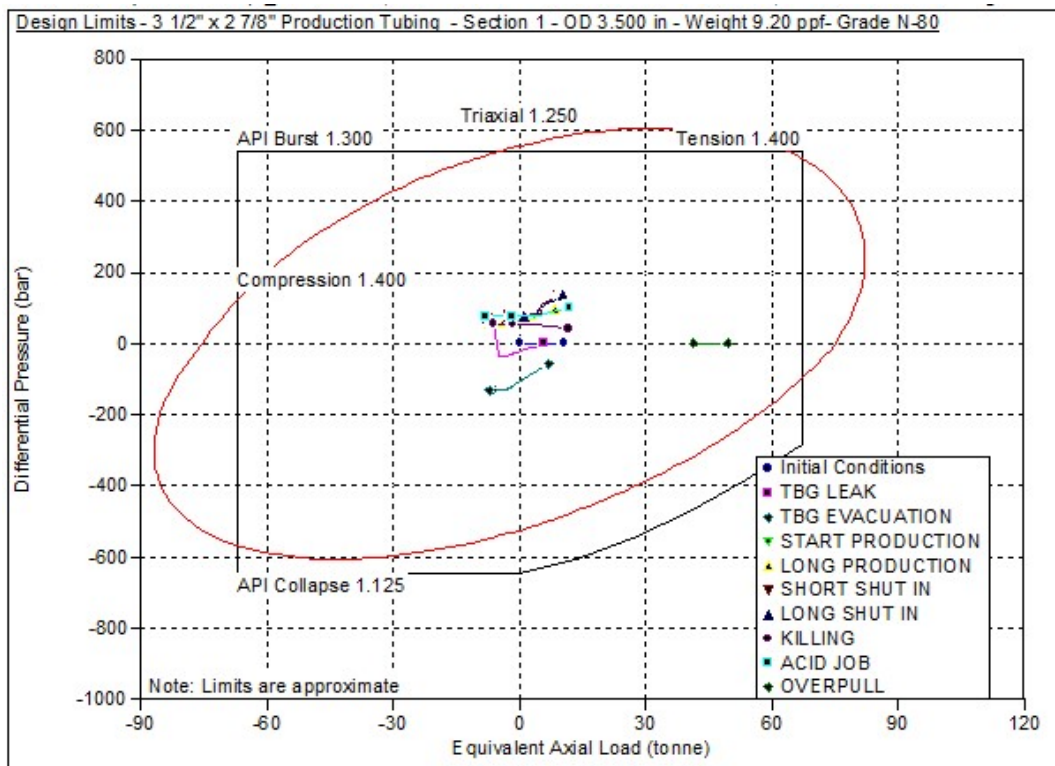


Figura 15 - Grafico design limits tubino 3 1/2"

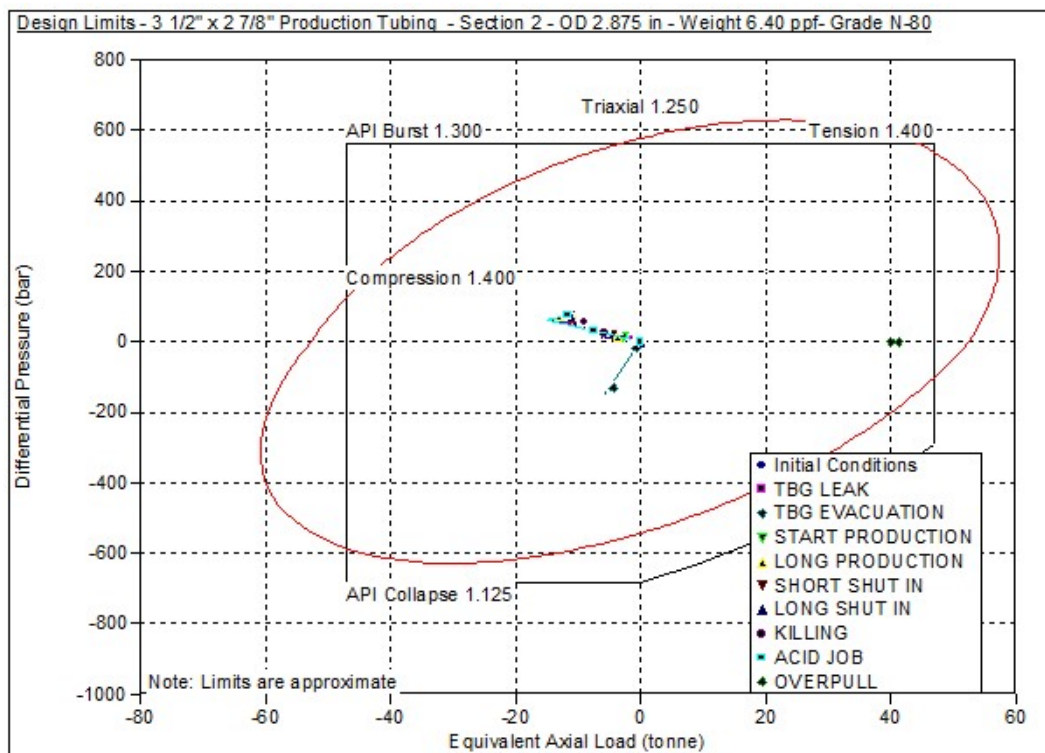


Figura 16 - Grafico design limits tubino 2 7/8"

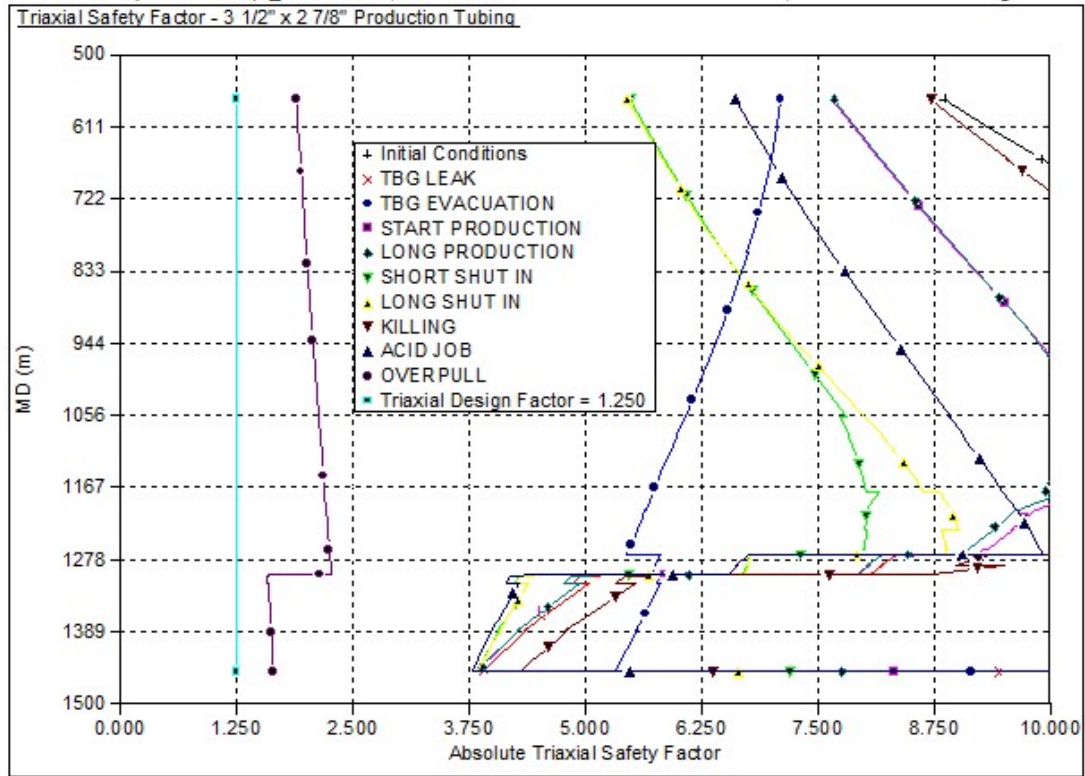


Figura 17 - Triaxial Safety Factor

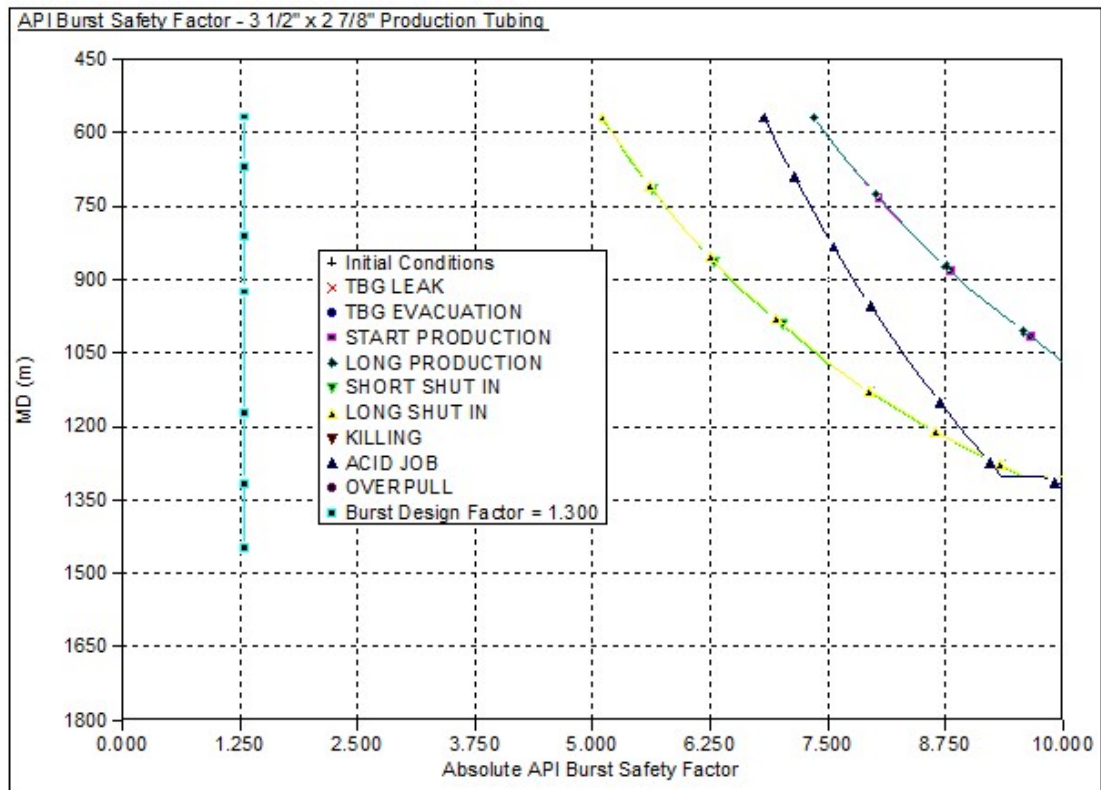


Figura 18 - Burst Safety Factor

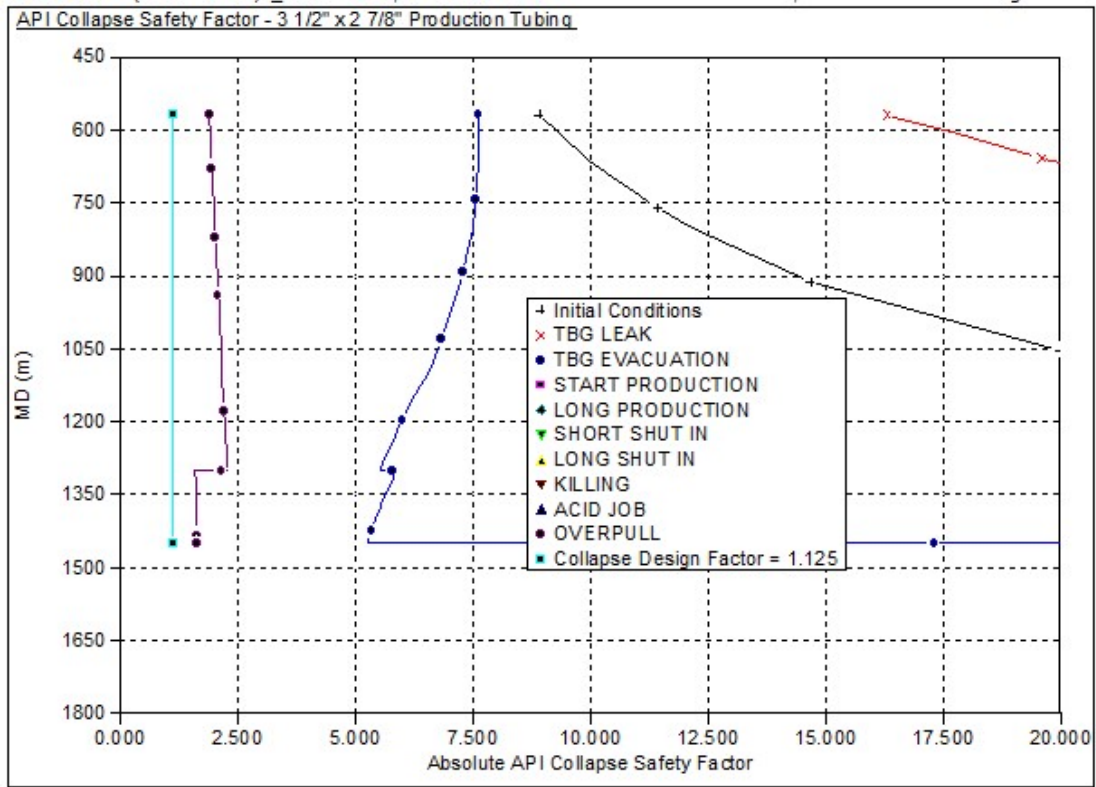


Figura 19 - Collapse Safety Factor

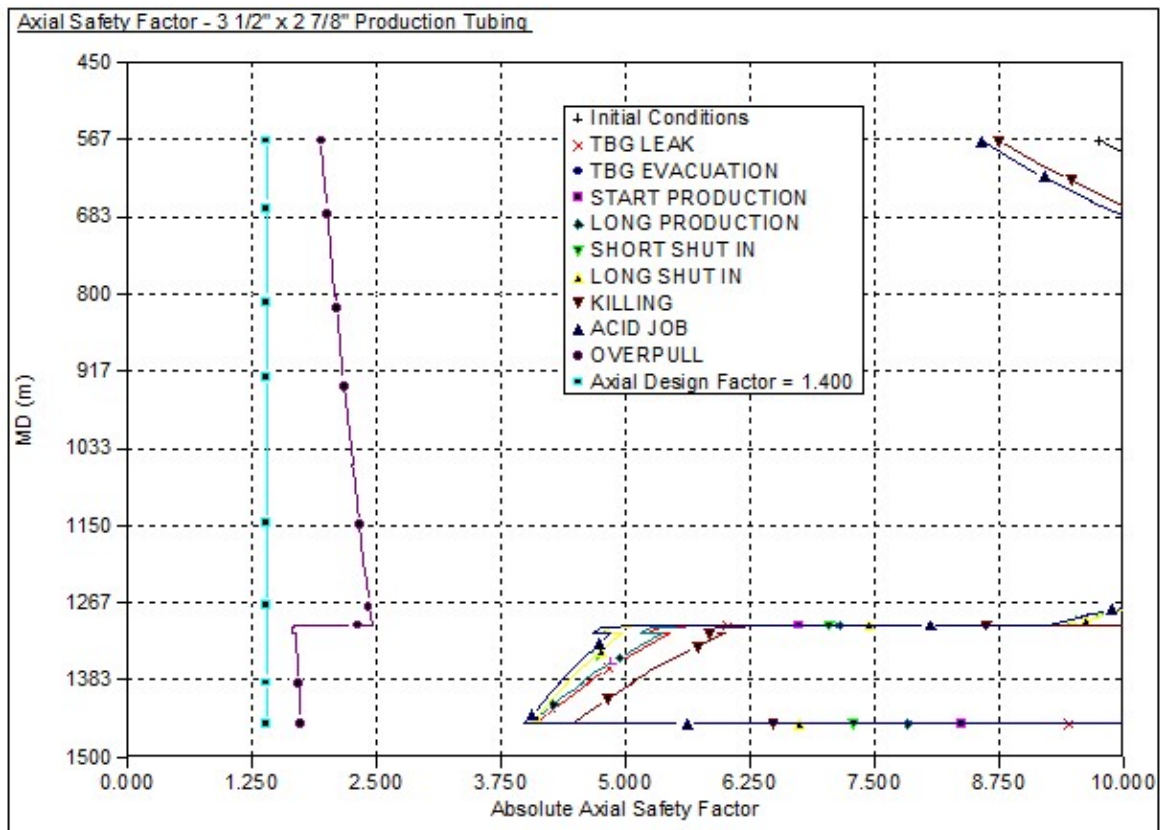



Figura 20 - Axial Safety Factor

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 78 DI 109							
				AGGIORNAMENTI						
			TECP-P-1-P-28770	1						

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

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

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

8.2.3 CARICHI AI PACKER

Le figure sottostanti mostrano i carichi a cui sono sottoposti il Packer di produzione e il GP Packer.

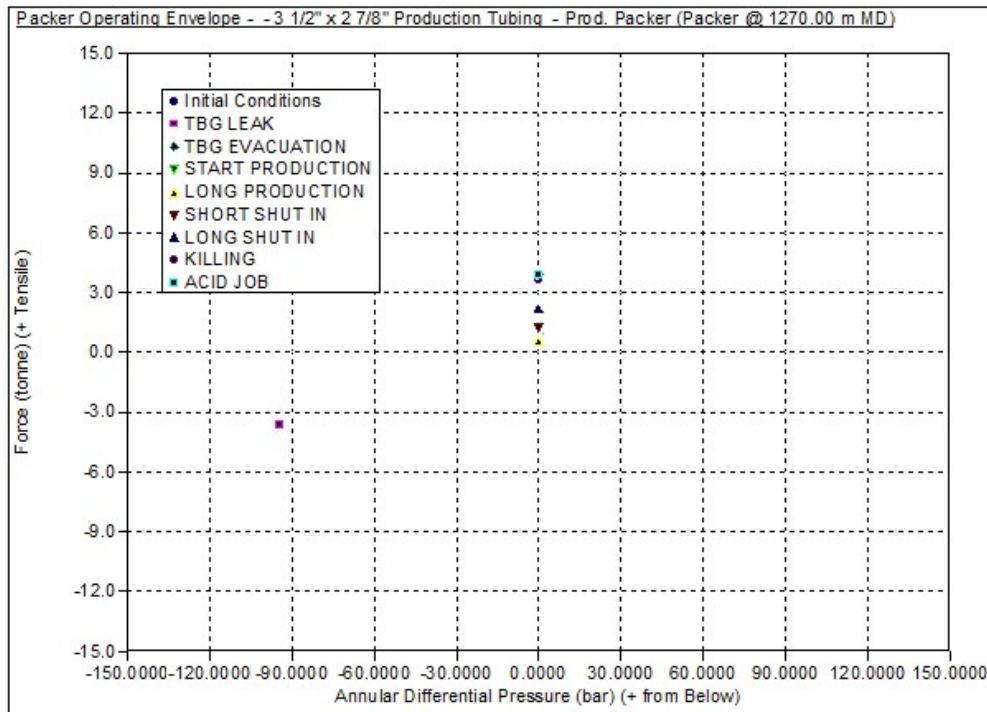


Figura 21 - Carichi Packer di produzione

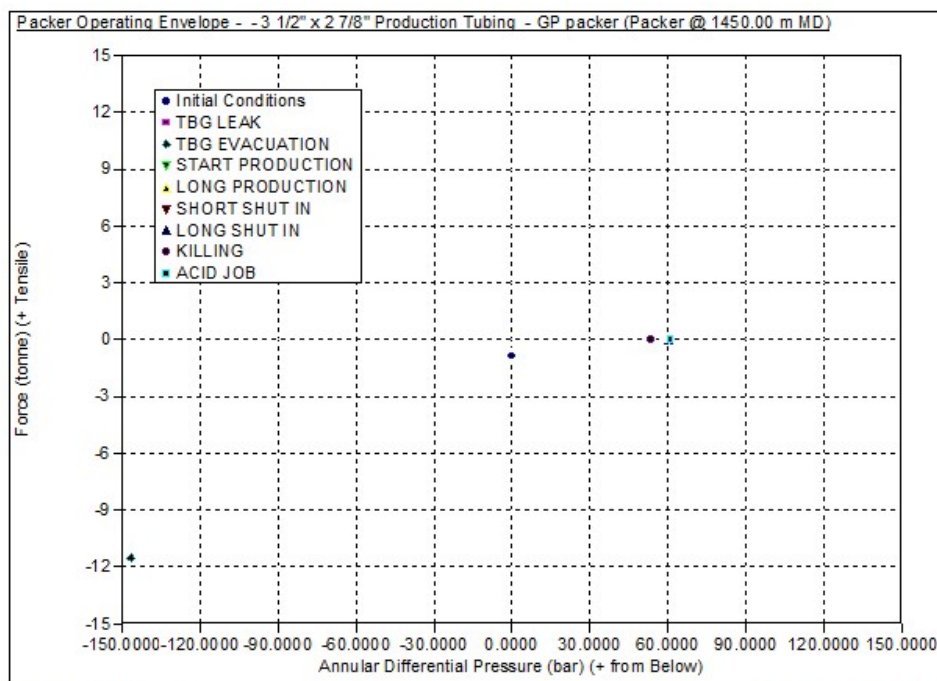


Figura 22 - Carichi GP Packer

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

8.2.4 COMPLETION STRING PRESSURE TEST (DOPO SETTAGGIO DEL PRODUCTION PKR)

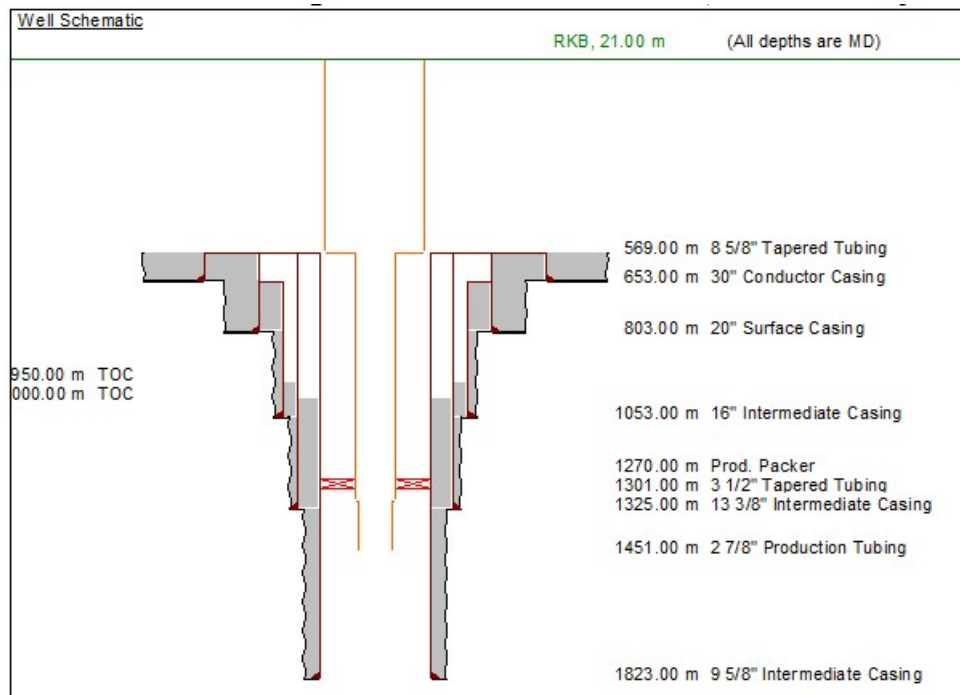


Figura 23 - Schema pozzo pressure test tubino dopo settaggio PKR

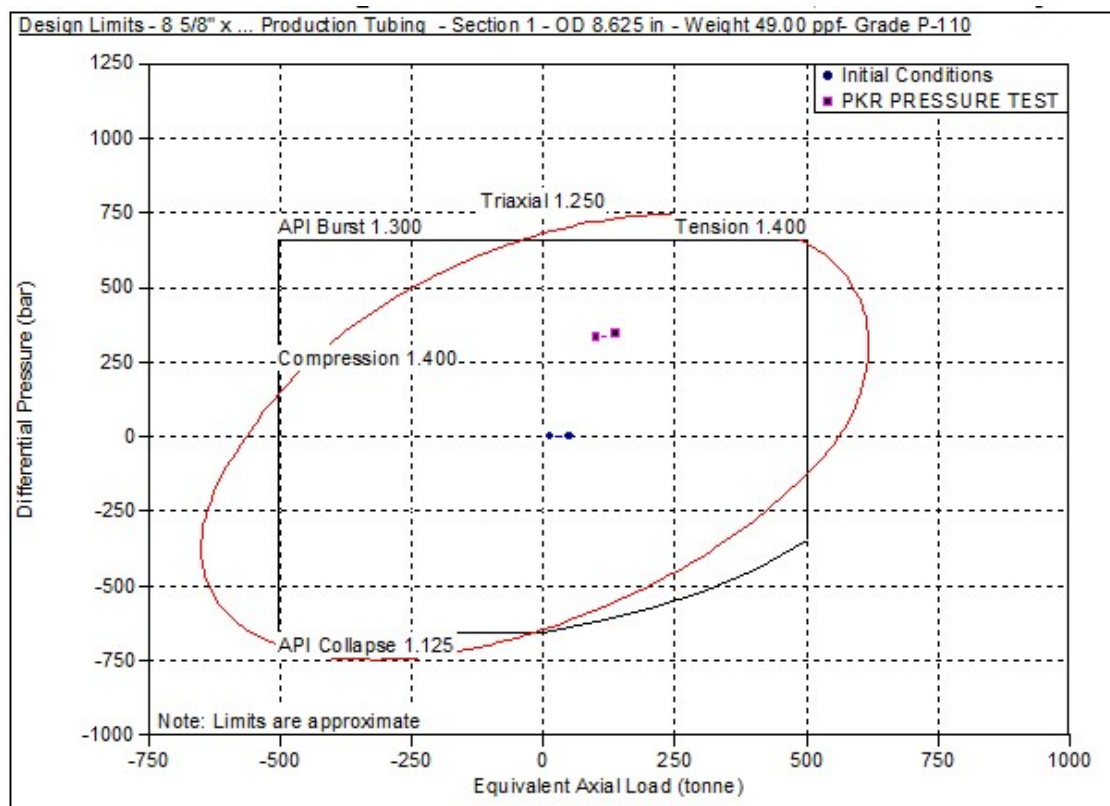


Figura 24 - Design Limit Landing String pressure test dopo settaggio PKR

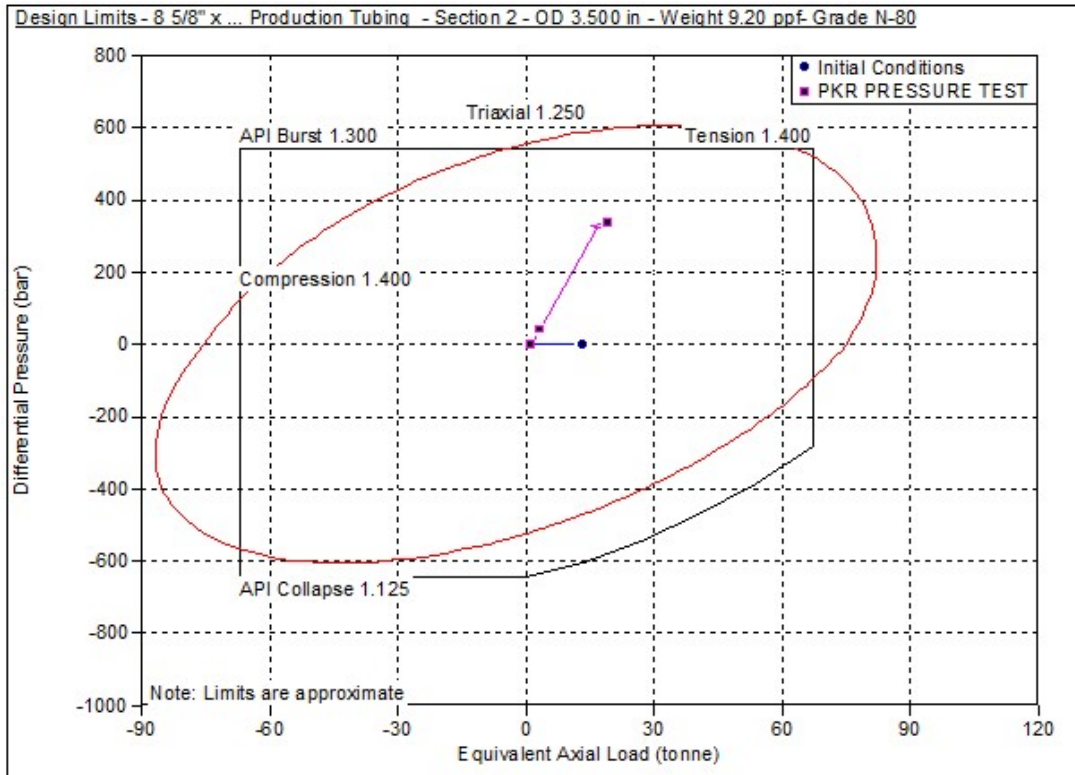


Figura 25 - Design Limit Completion String pressure test dopo settaggio PKR (3 1/2" TBG)

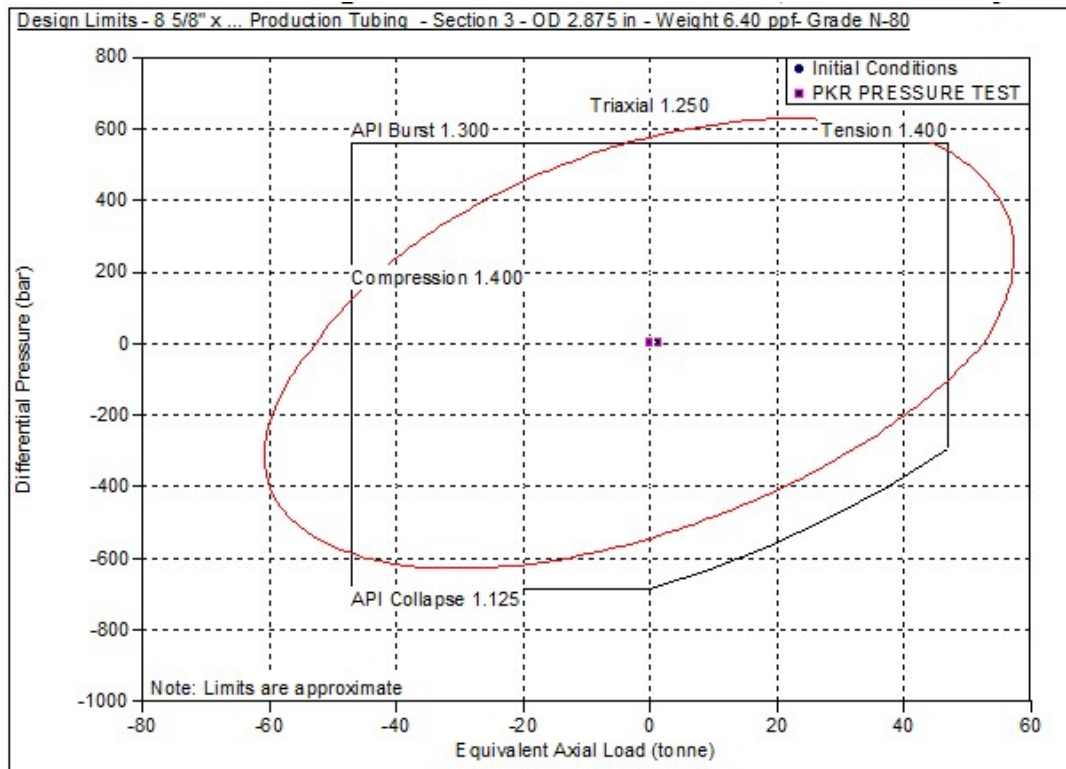


Figura 26 - Design Limit Completion String pressure test dopo settaggio PKR (2 7/8" TBG)

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

8.3. WELL BARRIER SCHEMATICS

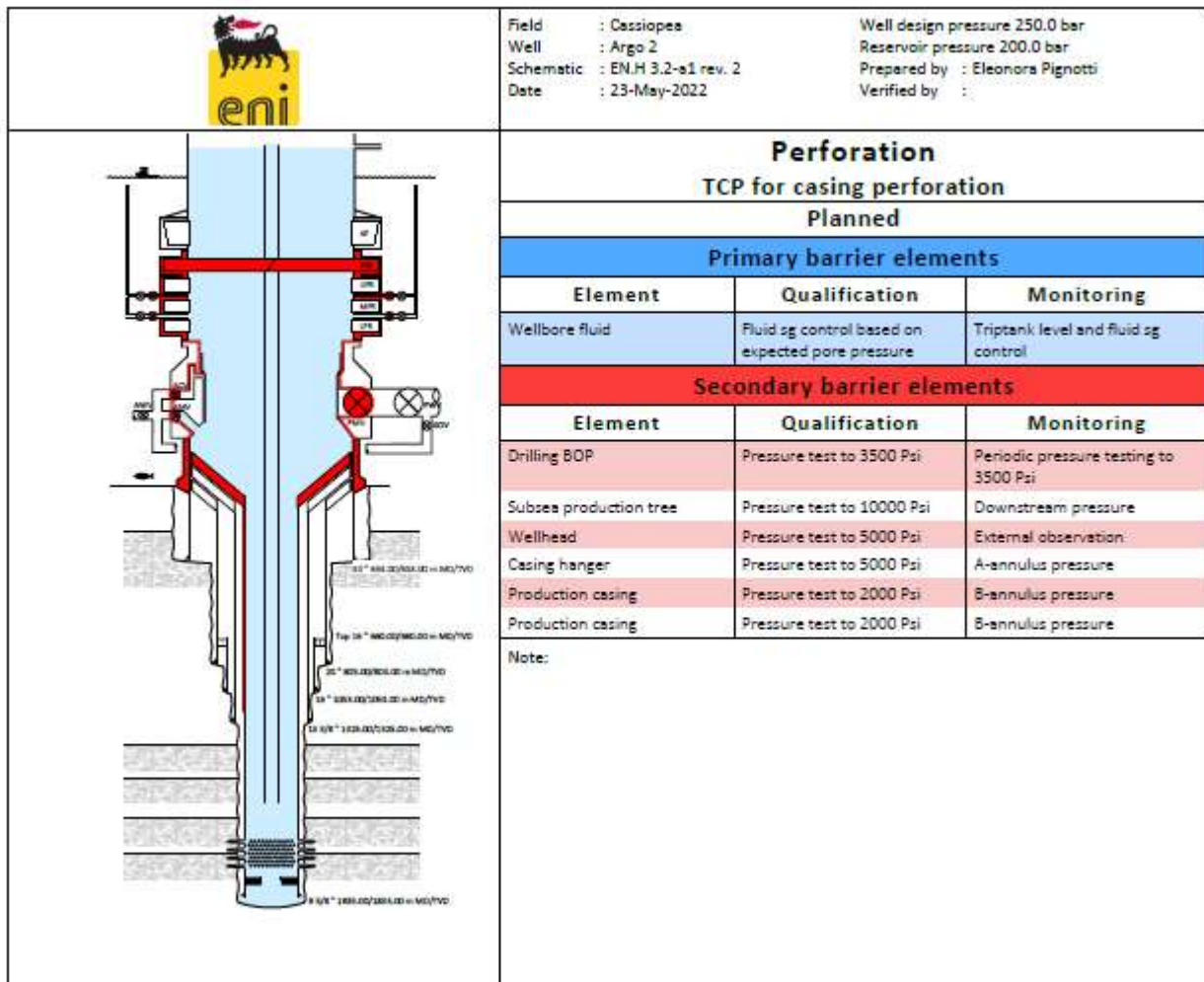


Figura 27 - WBS durante la discesa del TCP per le perforazioni

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

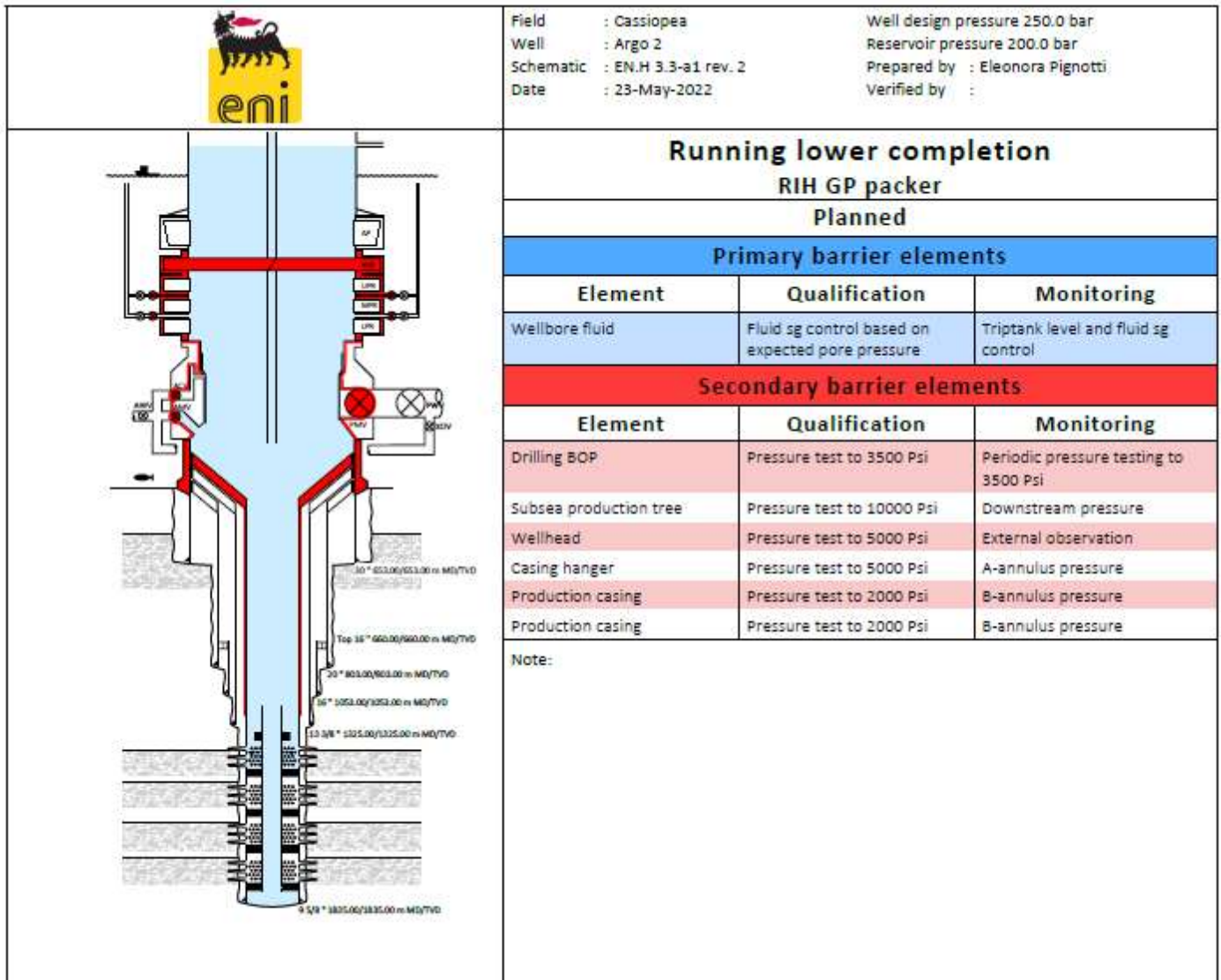


Figura 28 - WBS durante la discesa del GP Packer

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

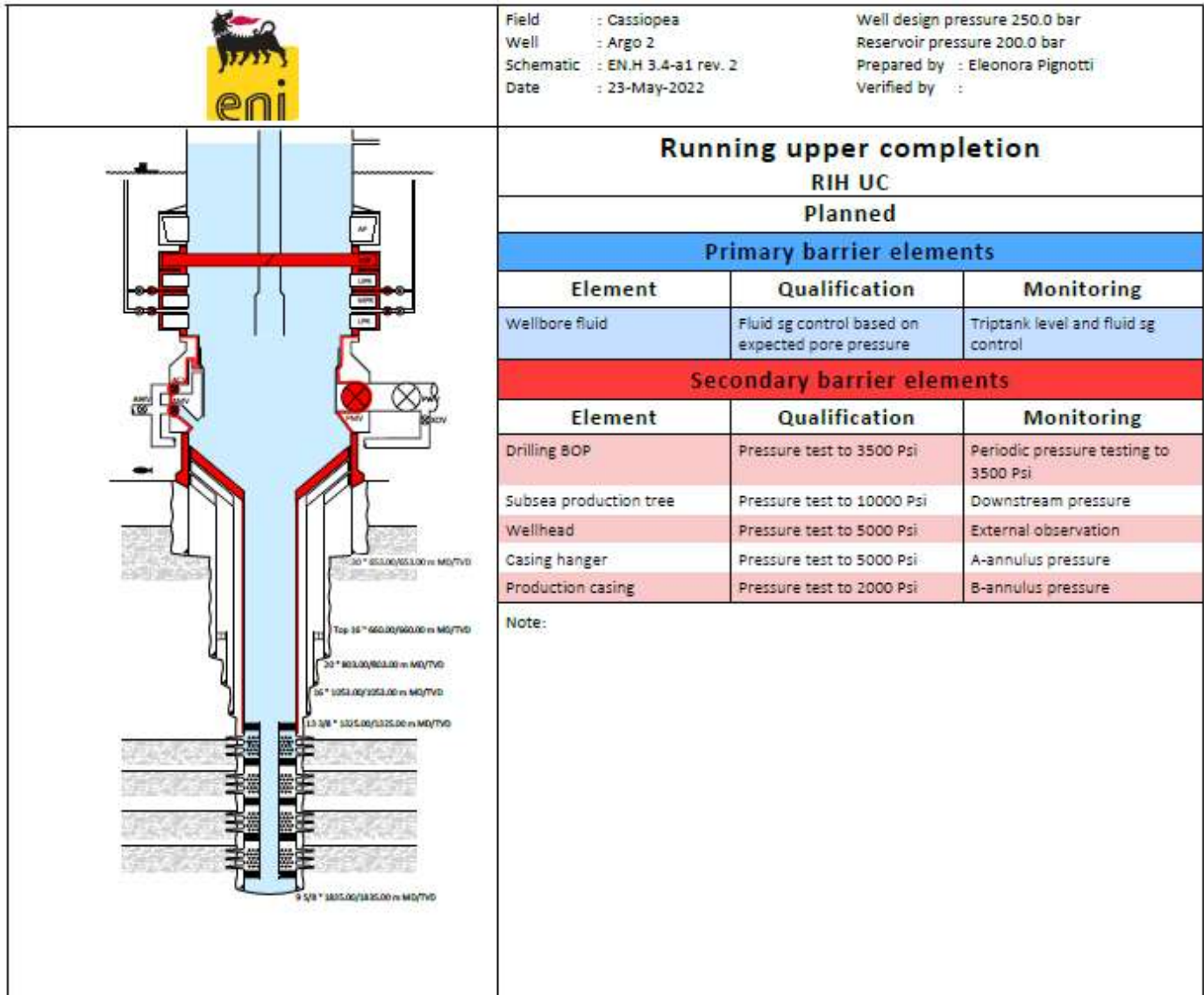


Figura 29 - WBS durante la discesa Upper Completion

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

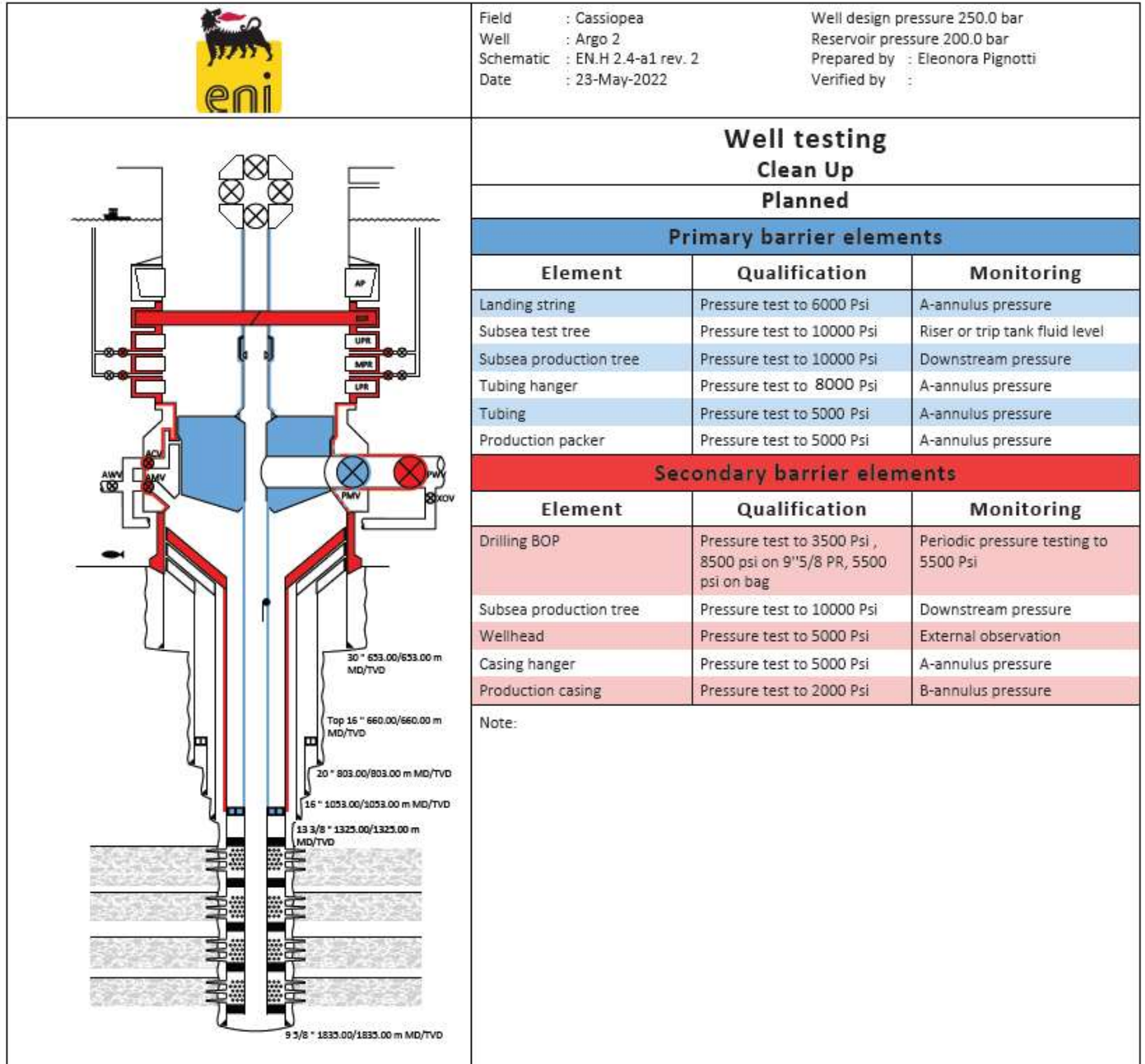



Figura 30 - WBS durante il well testing

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

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 86 DI 109			
			AGGIORNAMENTI			
		TECP-P-1-P-28770	1			

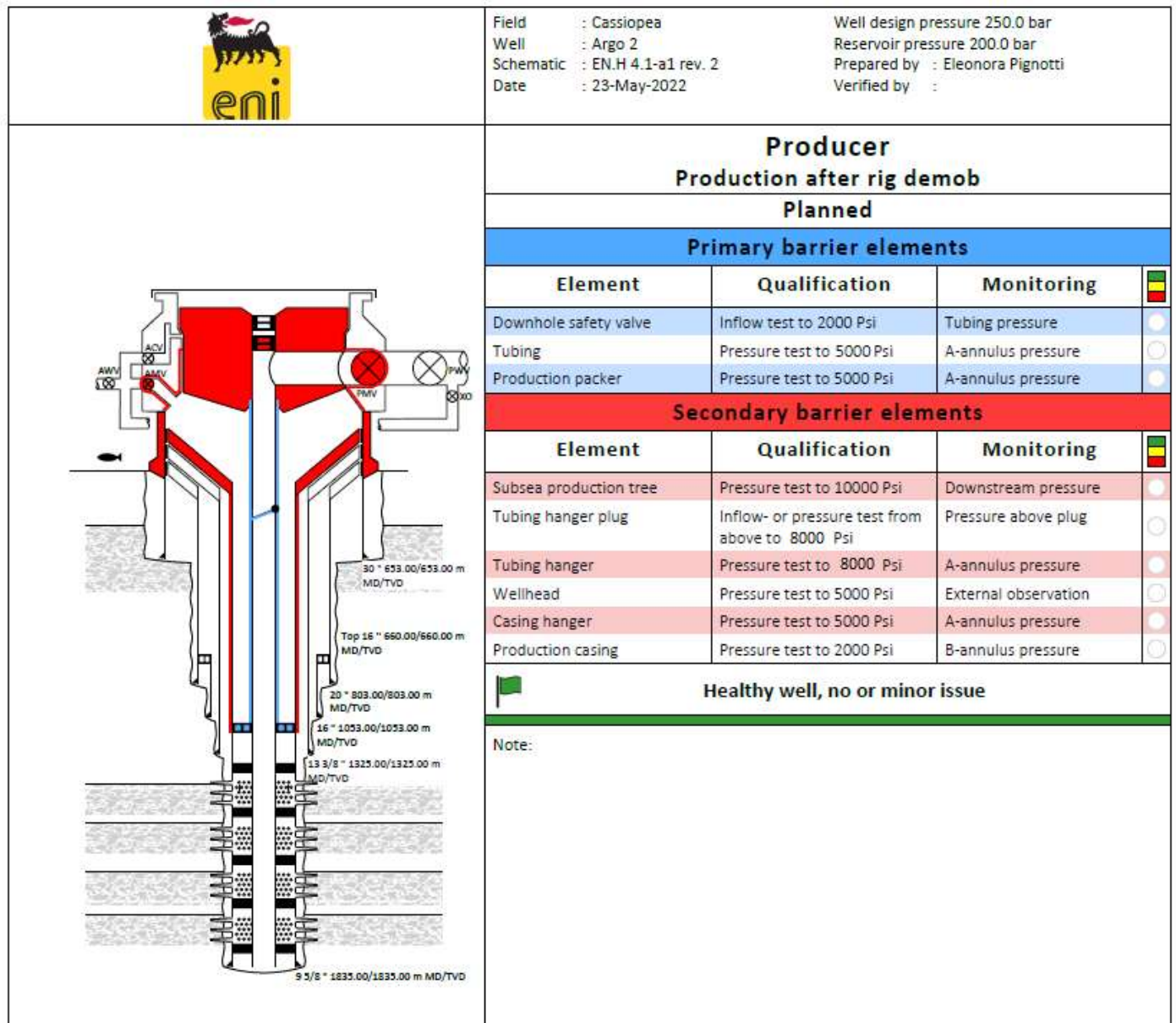



Figura 31 - WBS dopo il rig demob

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

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 87 DI 109				
			AGGIORNAMENTI				
		TECP-P-1-P-28770	1				

8.4. DATI TUBINI

8.4.1 CONNESSIONI

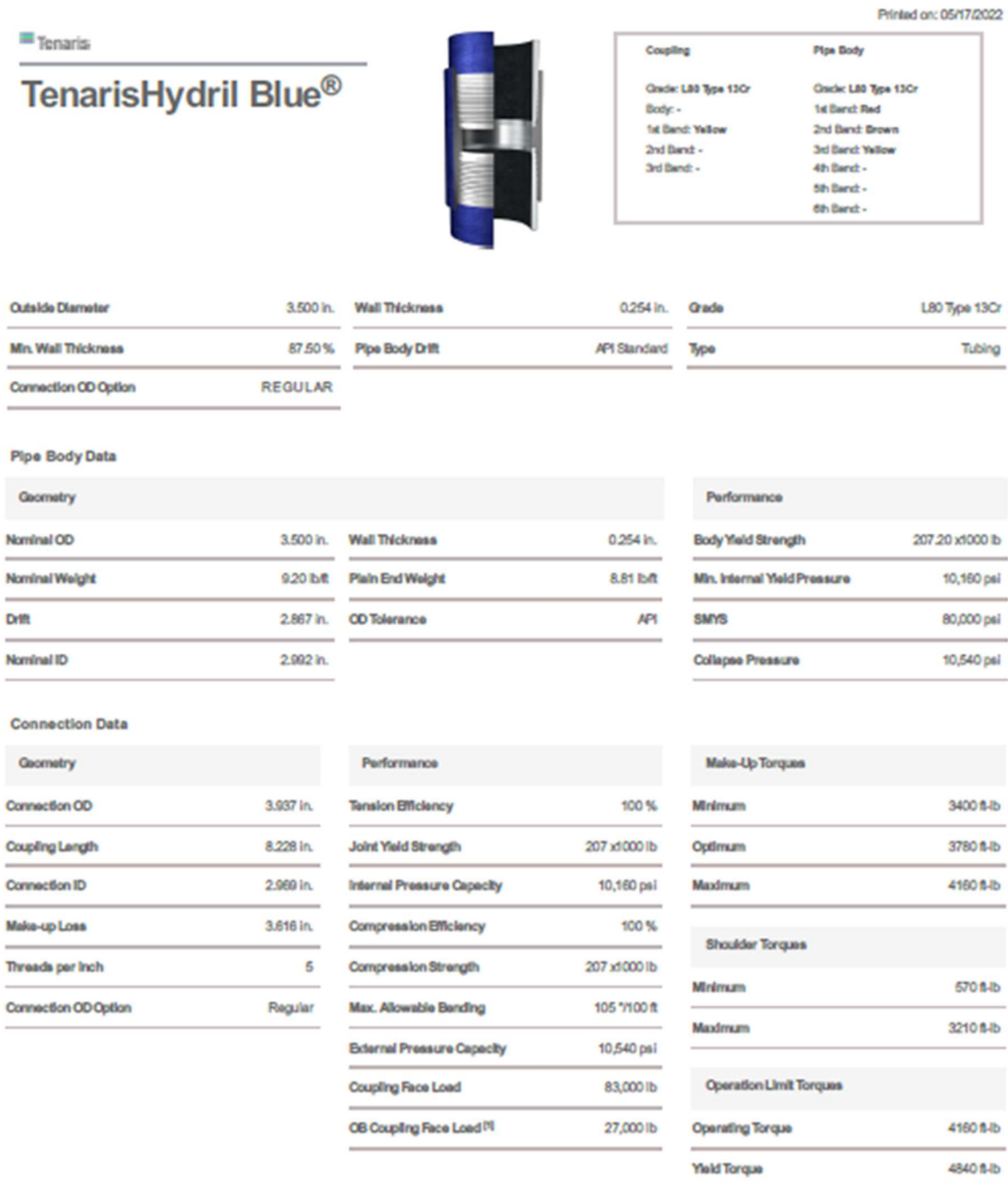



Figura 32 - 3 1/2" Tubing connection

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 88 DI 109				
		TECP-P-1-P-28770	AGGIORNAMENTI				
			1				

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 Torque	
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	2.405 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 Torque	
Connection OD Option	Regular	Max. Allowable Bending	125 °/100 ft	Minimum	380 ft-lb
		External Pressure Capacity	11,170 psi	Maximum	2150 ft-lb
		Coupling Face Load	69,000 lb	Operation Limit Torque	
				Operating Torque	2780 ft-lb

Figura 33 - 2 7/8" 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*

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 89 DI 109						
			AGGIORNAMENTI						
		TECP-P-1-P-28770	1						

8.5. LOWER COMPLETION EQUIPMENT

8.5.1 SUMP PACKER

Il Sump Packer permette un riferimento/correlazione dei fucili, un riferimento per la lower completion e di effettuare i lavori GIF e Cased Hole Gravel Pack. Esso rispetta le seguenti condizioni:

- Meccanismo di settaggio: Electric Line (meccanismo primario), Idraulico (contingency)
- Design Validation grade: V3
- Working pressure (produzione): 7500 psi
- Treating pressure (screen out): 10000 psi

8.5.2 GRAVEL PACK PACKER

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

Le sue caratteristiche sono:


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

8.5.1 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

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 90 DI 109				
			AGGIORNAMENTI				
		TECP-P-1-P-28770	1				

8.6. UPPER COMPLETION EQUIPMENT

8.6.1 TR-SCSSV

La profondità di settaggio della TR-SCSSV è stata valutata considerando la profondità d'acqua e la zona di formazione degli idrati. Per tutti i pozzi del Cassiopea Project è stata considerata una profondità di settaggio di circa 400 m sotto la Mudline.

Per tale profondità possono essere utilizzate sia una "heavy spring safety valve" sia una "ultra-deep safety valve". Tuttavia, per la "heavy spring safety valve", durante le operazioni di settaggio del production Packer le pressioni in gioco sono oltre il rating dei sistemi di controllo ed occorrerebbe usare ad una "hold open sleeve" per tenerla aperta.

La "ultra-deep safety valve", invece, per la sua caratteristica di essere "insensitive" alla profondità e alla Tubing pressure, può garantire pressioni operative minori in ogni condizione.

Independentemente dal tipo di valvola, la TR-SCSSV deve rispettare le seguenti condizioni:

- "non-self equalizing" per evitare problemi di formazioni di idrati, erosione o perdite attraverso il sistema di equalizzazione quando la flapper è chiusa
- Dimensione maggiore o uguale a 3 ½" per non rappresentare restrizioni al flusso.
- Working pressure/pressione differenziale 5000 psi.

TR-SCSSV control lines

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

Ogni control line rispetta 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.

8.6.2 PACKER DI PRODUZIONE 9 5/8" X 3 ½" (CON FEED THROUGH S E FITTINGS)


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

Il packer di produzione avrà le seguenti caratteristiche:

- V0 Design Validation Grade
- Essere recuperabile attraverso il taglio del mandrino interno (retrievable cut to release)
- meccanismo di settaggio idraulico
- Working pressure 5000 psi e pressione differenziale di 5000 psi
- Massima pressione di settaggio prevista 4000 psi.
- Avere minimo 5 feedtroughs per le line idrauliche delle flow control valves ed elettriche dei downhole gauges

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 109						
			AGGIORNAMENTI						
		TECP-P-1-P-28770	1						

- Sopra e sotto il production packer verranno installati dei landing nipple.

8.6.3 INTELLIGENT COMPLETION

La selezione della configurazione ottimale per il sistema di completamento intelligente è stata effettuata considerando:

- Le caratteristiche di giacimento: layer di sabbia con differenti regimi di pressione e saturazioni d'acqua.
- Il limite sul numero di Production PKR feedthroughs per il passaggio di control line.
- Presenza di diversi sistemi di Sand control.
- Limite sulle diametrie dovute agli screen del sistema Sand Control,

Come già presentato nella sezione dedicata al Design di completamento, il pozzo Cassiopea 2 presenta due FCV con le seguenti caratteristiche:

Upper Annular Flow Control Valve

- Size 3 1/2"
- Valvola di tipo Multistep
- Sistema di controllo interamente idraulico.

Lower shrouded Flow Control Valve

- Size 3 1/2"
- Valvola di tipo Multistep
- Shroud inclusa
- Sistema di controllo interamente idraulico.

FCVs hydraulic control lines

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


8.6.4 CHEMICAL INJECTION MANDREL

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

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

Chemical injection line

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


 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 92 DI 109						
			AGGIORNAMENTI						
		TECP-P-1-P-28770	1						

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

Tabella 13 - Caratteristiche Chemical Injection Line

Le Control Lines sono compatibili con i Tubing Hanger Fittings.

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

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 93 DI 109				
			AGGIORNAMENTI				
		TECP-P-1-P-28770	1				

8.7. HORIZONTAL X-TREE

Le croci di produzione saranno di tipo orizzontale e verranno fornite come parte del contratto SPS (Subsea Production System) gestito dal Development Dept.

Le seguenti figure riassumono le specifiche tecniche della Horizontal XT.

Table 4: EHXT Specification

Bore Sizes	Production bore - 5 1/8" API nominal Annulus bore - 2 1/16" API nominal
Pressure Rating	10,000 psi
Design Life	20 years
Water Depth Rating	3000 m
API PSL	API 6A / 17D PSL 3G
Design Temperature	-18°C to 121°C (See Section 3.9) -29°C to 121°C downstream of choke
API Material Class	Production bore - HH trim Annulus bore - EE trim (up to XOV)
Installation Mode	Guideline-less (GLL) with drill pipe or wireline 2 degree max relative tilt to Wellhead Maximum Landing speed 0.5m/s
Top Connection	18 3/4" H4 Mandrel with VX / FX-II gasket profile
Bottom Connection	18 3/4" 10K Titus VI Connector with VX gasket profile
Flowline Connection	UCON-H-10 (KC4-10) ID6 Hub (Horizontal)
Downhole Lines	2x Surface Controlled Subsurface Safety Valve (SV1 and SV2) 1x Scale Inhibitor line (CID1) 4x Smart Well Control (ISSF1, ISSF2, ISSF3 and ISSF4) 1x Downhole Pressure / Temperature Transducer (DHPTT) 1x Spare - Plugged at the XT Penetrator
XT Chemical Injection Lines	2x MEG line between PMV and PWV
XT mounted Controls	1x Production Dual Pressure / Temperature Sensor between PMV and PWV 1x Production Dual Pressure / Temperature Sensor between Choke and FIV 1x Annulus Dual Pressure / Temperature Sensor between AMV, AWV and AAV 1x MEG Injection Dual Pressure Sensor upstream CIIV
	1x ASD upstream of choke 1x Single core CITV for MEG injection 1x Single core CITV for downhole Scale Inhibitor injection
XT Valves	Refer to Section 3.3.8
Weight	≤ 40 MT (Total Shipping configuration)
Footprint	Approx. 5.4m x 3.9m (with FM)

Figura 34 - Riassunto specifiche Horizontal XT



 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 94 DI 109				
			AGGIORNAMENTI				
			1				
TECP-P-1-P-28770							

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 35 - Tabella riassuntiva valvole HXT (1)

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 95 DI 109				
			AGGIORNAMENTI				
			1				
TECP-P-1-P-28770							

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 36 - Tabella riassuntiva valvole HXT (2)



1													
---	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

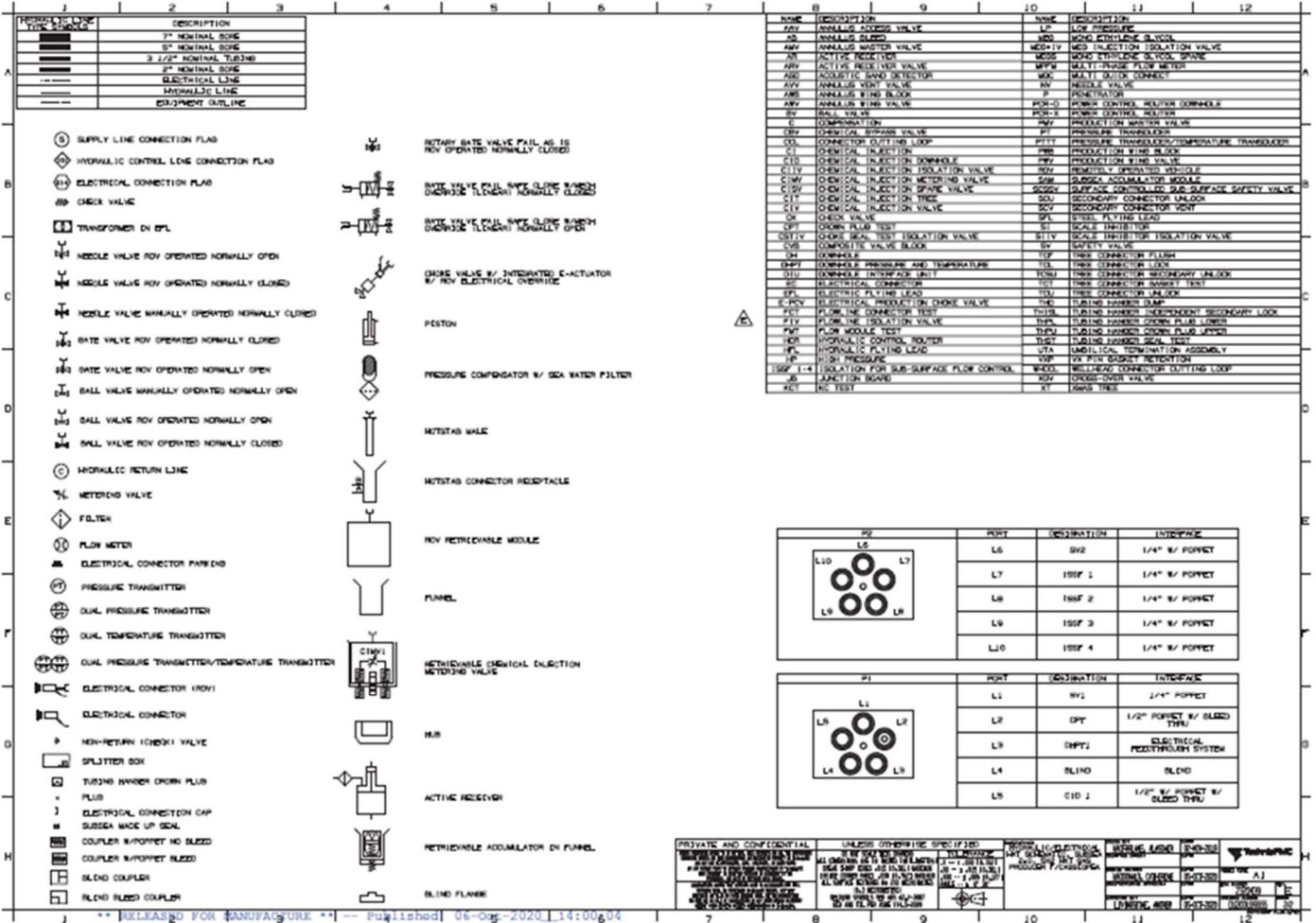



Figura 38 - Horizontal XT schematic (2)

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

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 98 DI 109			
			AGGIORNAMENTI			
		TECP-P-1-P-28770	1			


8.8. TUBING HANGER

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

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

Le seguenti figure riassumono le specifiche tecniche del Tubing Hanger.

Subsea 2.0™ EHXT Tubing Hanger



Subsea EHXT Tubing Hanger



Standard Features Overview

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

Installation

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

Figura 39 - Tubing hanger specifiche tecniche



eni spa

PERF

SIGLA DI IDENTIFICAZIONE

PAG 99 DI 109

AGGIORNAMENTI

TECP-P-1-P-28770

1

ITEM	DESCRIPTION	QTY	PART NUMBER
1	TUBING HANGER ASSEMBLY	1	P400004747
2	CROSSOVER SUB & COUPLERS	1	P400000682 & P400000683 MATERIAL SPEC 13CR (LENGTH 1.5m)
3	SHOWER SUB	1	P400000004 MATERIAL SPEC 13CR (LENGTH 1.5m)

DATE	BY	DESCRIPTION	REVISION
15/04/2021	1
15/04/2021	2
15/04/2021	3
15/04/2021	4
15/04/2021	5
15/04/2021	6
15/04/2021	7
15/04/2021	8
15/04/2021	9
15/04/2021	10
15/04/2021	11
15/04/2021	12
15/04/2021	13
15/04/2021	14
15/04/2021	15
15/04/2021	16
15/04/2021	17
15/04/2021	18
15/04/2021	19
15/04/2021	20
15/04/2021	21
15/04/2021	22
15/04/2021	23
15/04/2021	24
15/04/2021	25
15/04/2021	26
15/04/2021	27
15/04/2021	28
15/04/2021	29
15/04/2021	30
15/04/2021	31
15/04/2021	32
15/04/2021	33
15/04/2021	34
15/04/2021	35
15/04/2021	36
15/04/2021	37
15/04/2021	38
15/04/2021	39
15/04/2021	40
15/04/2021	41
15/04/2021	42
15/04/2021	43
15/04/2021	44
15/04/2021	45
15/04/2021	46
15/04/2021	47
15/04/2021	48
15/04/2021	49
15/04/2021	50
15/04/2021	51
15/04/2021	52
15/04/2021	53
15/04/2021	54
15/04/2021	55
15/04/2021	56
15/04/2021	57
15/04/2021	58
15/04/2021	59
15/04/2021	60
15/04/2021	61
15/04/2021	62
15/04/2021	63
15/04/2021	64
15/04/2021	65
15/04/2021	66
15/04/2021	67
15/04/2021	68
15/04/2021	69
15/04/2021	70
15/04/2021	71
15/04/2021	72
15/04/2021	73
15/04/2021	74
15/04/2021	75
15/04/2021	76
15/04/2021	77
15/04/2021	78
15/04/2021	79
15/04/2021	80
15/04/2021	81
15/04/2021	82
15/04/2021	83
15/04/2021	84
15/04/2021	85
15/04/2021	86
15/04/2021	87
15/04/2021	88
15/04/2021	89
15/04/2021	90
15/04/2021	91
15/04/2021	92
15/04/2021	93
15/04/2021	94
15/04/2021	95
15/04/2021	96
15/04/2021	97
15/04/2021	98
15/04/2021	99
15/04/2021	100

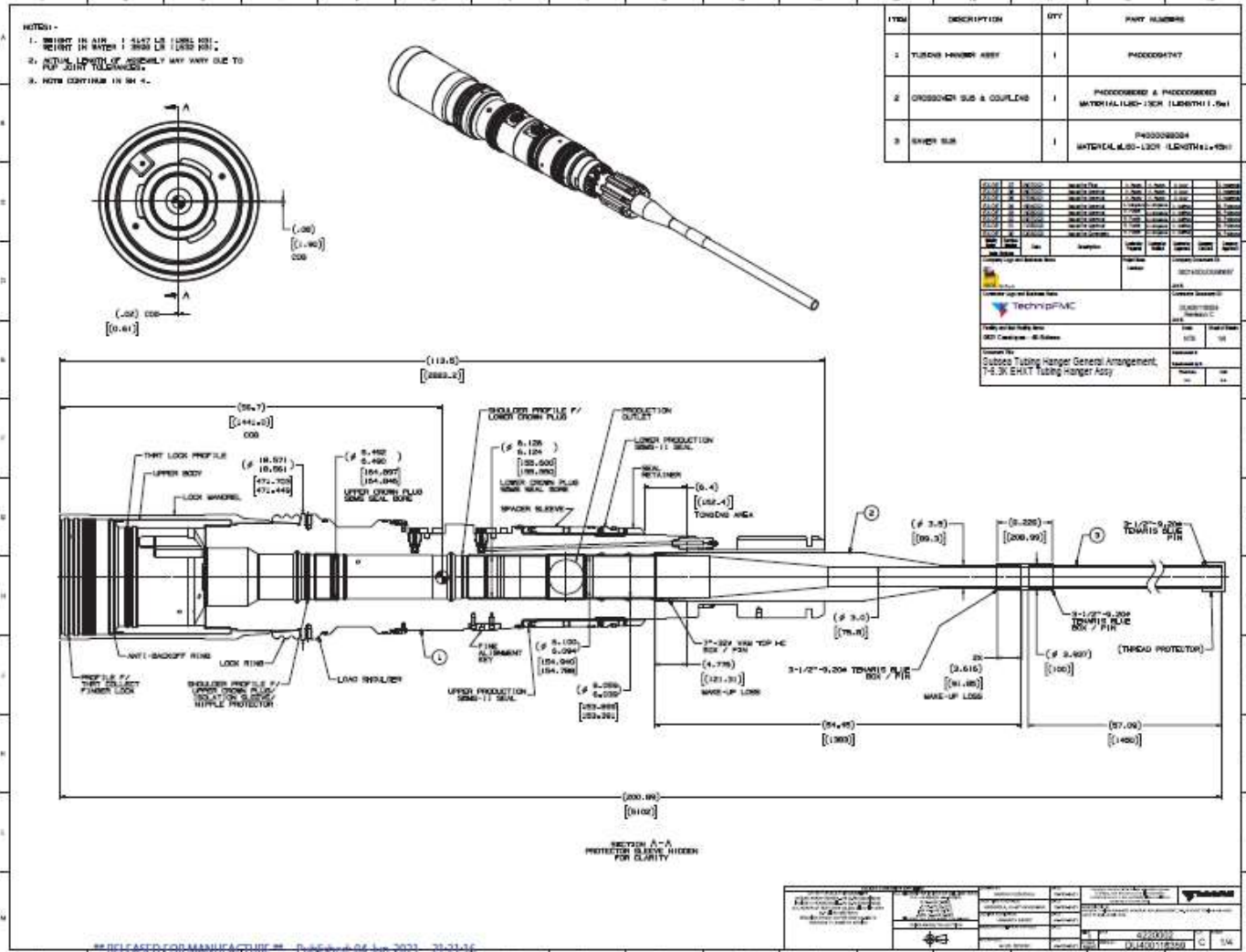


Figura 40 - Tubing Hanger schematic (1)

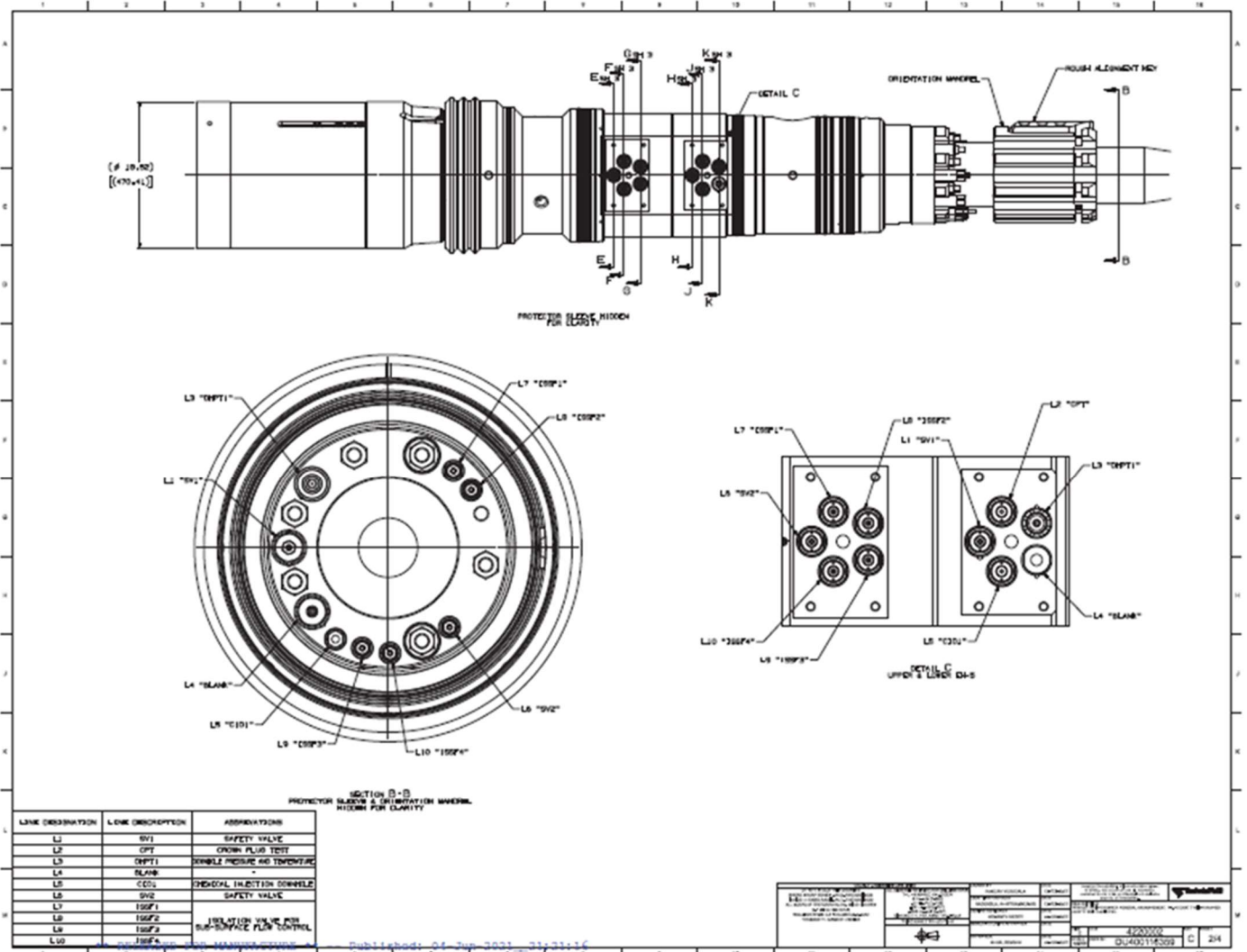



Figura 41 - Tubing Hanger schematic (2)

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 101 DI 109			
			AGGIORNAMENTI			
		TECP-P-1-P-28770	1			

8.9. SPECIFICHE IMPIANTO DI PERFORAZIONE

Saipem 10000 – Main features

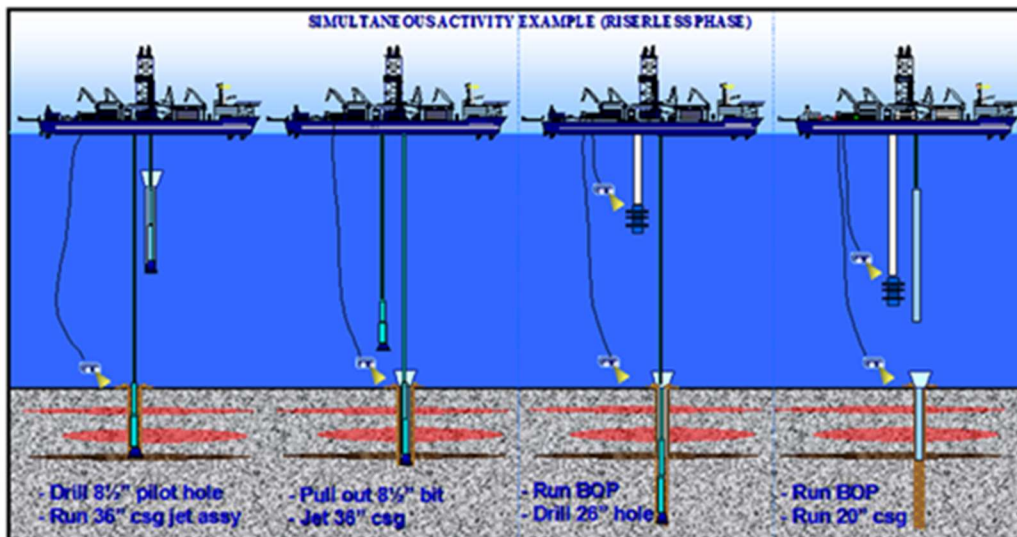
SIMULTANEOUS ACTIVITY DERRICK

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

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


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

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



DECKLOAD AND STORAGE CAPACITY.

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

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 102 DI 109				
			AGGIORNAMENTI				
		TECP-P-1-P-28770	1				

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

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

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

ROV.


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

DP AND RISER MANAGEMENT SYSTEMS.

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

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

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

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE TECP-P-1-P-28770	PAG 103 DI 109				
			AGGIORNAMENTI				
			1				

Main drilling unit specifications.

A. DRILLING UNIT GENERAL DATA

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

B. DRILLING UNIT MAIN DIMENSIONS

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

C. STORAGE CAPACITIES.

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

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

D. UNIT OPERATIONAL CAPABILITIES.

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

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

E. DYNAMICALLY POSITION SYSTEM.

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

F. POWER SUPPLY.


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

G. DERRICK AND SUBSTRUCTURE

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

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

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

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 104 DI 109				
			AGGIORNAMENTI				
		TECP-P-1-P-28770	1				

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


Racking capacities:

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

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

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

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

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 105 DI 109				
			AGGIORNAMENTI				
		TECP-P-1-P-28770	1				

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

K. HIGH PRESSURE MUD SYSTEM

1. Mud Pumps.

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

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

L. LOW PRESSURE MUD SYSTEM

1. Mud Tanks

: 16 tanks located in Mud Pit Room.

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

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

- 2. Trip Tank** : No.1, 60 bbls capacity, 17.54 gal/inch linear capacity.
- 3. Strip Tank** : No.1, 9.5 bbls capacity, 11.3 gal/inch linear capacity.
- K. MUD MIXING SYSTEM**
- Automated Mud Mixing System : No. 2 (1 for barite and 1 for bentonite) high mixing rate type
 - Barite mixing rate : 60 MT/hr minimum
 - Manual mud mixing System : No. 1

L. MUD TREATMENT SYSTEM


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

M. BULK TRANSFER AND BULK MUD STORAGE AND TRANSFER SYSTEM

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

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

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

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE TECP-P-1-P-28770	PAG 106 DI 109				
			AGGIORNAMENTI				
			1				

N. CEMENTING UNIT

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

O. BLOW OUT PREVENTION EQUIPMENT

1. BOP Stack (from bottom to top)

18 3/4" BOP stack, 10,000 PSI WP guidelineless (from top to Bottom):
Riser Adopter : No. 1 ABB Vetco Gray, HMF-H top connection.
Flex Joint : No. 1, OILSTATES, 10 deg. Max deflection, 2,000,000 lbs max applicable tension load.
Upper Annular Preventer : No. 1, SHAFER, 18 3/4" x 10,000 PSI
Upper Hydraulic Connector : No. 1, ABB Vetco Gray, HD-HAR type, 18 3/4" x 10,000 PSI
Lower Annular Preventer : No. 1, SHAFER suitable for 3,000 m. WD, 18 3/4" x 10,000 PSI
Ram type preventer : No. 1, SHAFER NXT type, Double, 18 3/4" x 15,000 PSI
Ram Type preventer : No. 1, SHAFER NXT type, Triple, 18 3/4" x 15,000 PSI
Pipe Rams Available:
Variable rams : 2 sets, 3 1/2" – 5" Multiram 2 sets, 5" – 7" Multiram
Fixed pipe rams : 1 set 5"
Shear rams : 1 set 13 3/8" casing
Shear/Blind rams : 1 set 6 3/8" x 34.01 lb/ft type "V"
Lower Hydraulic Connector (WH Connector) : No. 1, ABB Vetco Gray, HD-H4, 18 3/4" x 15,000 PSI, 4M ft-lbs
BOP Stack Valves : 3 1/16" x 15,000 PSI SHAFFER, HB-Double-Block-Hydraulic Fail close actuator suitable for 3,000 m. WD.

Quantity	4	2	1	1 + 1
Used as	Kill and Choke	Test Valv LMRP	Gas Bleed Off	1 Dual block BOP 1 LMRP mounted

Kill and Choke Lines : No. 2, 3 1/16" x 15,000 PSI, Flex Loop type.

2. BOP CONTROL SYSTEM

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

a. Surface BOP Control System:

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

b. BOP Control System – Subsea equipment.

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

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

3. CHOKE MANIFOLD SYSTEM

a. Choke and Kill Lines


	<i>Flexible Section</i>	<i>Rigid Section</i>
⇒ Lines from Riser to Choke Manifold	No. 2, PB Pipetech make	No. 2, SHI make
⇒ ID and working pressure	3" – 15,000 PSI	3 1/16" – 15,000 PSI

b. Choke Manifold

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

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

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

 eni spa	PERF	SIGLA DI IDENTIFICAZIONE	PAG 107 DI 109					
			AGGIORNAMENTI					
		TECP-P-1-P-28770	1					

- c. Power Chokes** : No. 2, VARCO/BEST Positive type, 3 1/16" – 15,000 PSI.
- d. Manual Adjustable Chokes** : No. 2, SHAFFER, Drilling Choke Type, 3 1/16" – 15,000 PSI.
- e. Valve Upstream Each Choke** :
- | | <i>Manual Operated</i> | <i>Hydraulic Operated</i> |
|---|--|--|
| No. 2, SHAFFER, "T-BD" type, 3 1/16" – 15,000 PSI | No. 2, SHAFFER, "T-B" type, 3 1/16" – 15,000 PSI | No. 2, SHAFFER, "T-B" type, 3 1/16" – 15,000 PSI |
- f. Valve Downstream Each Choke** : No. 3, Manual Op., SHAFFER, "T-B" type, 4 1/16" x 10,000 PSI
- g. Choke Manifold connected to** : Mud Gas Separator and Gas Flare
- h. Power Choke Remote Control Panel** : Located at Driller house. SHAFFER make.
- 4. RISER SYSTEM.**
- Riser Pipes** :
- | | 10 joints | 92 joints | 12 joints |
|---------------------------|--|------------|----------------|
| Outside / Inside Diameter | 21½" / 19½" | 21" x 19½" | 21¼" x 19 5/8" |
| Riser Pipe Steel Grade | X - 80 | X - 80 | X - 80 |
| Riser joints connector | : ABB Vetco Gray, HMF class H, 3,000,000 lbs tension capacity. | | |
- Riser Kill/Choke Lines** : No. 2, 6 5/8" OD x 4½" ID, 15,000 PSI WP
- Riser Booster Lines** : No. 1, 5½" OD x 4½" ID, 5,000 PSI WP
- Riser BOP Control Rigid Conduit** : No. 2, 2 7/8" OD x 2¼" ID, 15,000 PSI WP
- Riser Glycol Injection Line** : No. 1, 3" OD x 2" ID, 15,000 PSI WP
- Riser Pup Joints** :
- | | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
|--------------|----|----|----|----|----|
| Length (ft): | 40 | 25 | 20 | 15 | 10 |
- Riser fill-up valve** : 1 Vetco Gray, Suitable to work in automatic and manual mode
- Riser Instrumented Joint** : 1 ABB Vetco Gray. Parameters measured:
Riser Tension/Compression
Riser Angle/Direction
Riser Inside Pressure/Temperature
- Riser telescopic joint** : No.1 (+ 1spare joint). ABB Vetco Gray. Max. stroke 75 ft.
- Riser Upper Flex Joint** : No. 1, OIL STATES
- Maximum deflection : +/- 15 deg.
- Maximum tension load : 2,000,000 lbs
- Riser Intermediate Flex Joint** : No. 1, OIL STATES
- Maximum deflection : +/- 20 deg.
- Maximum tension load : 3,000,000 lbs
- Riser Diverter System** : No. 1, ABB Vetco Gray 60½" bore size, KFDS-CSO model
- Diverter lines valves : No.2, 18" – ANSI 300 valves remote operated.
- Diverter lines : No. 2, 18" OD running to Portside and STBD side.
- 5. RISER TENSIONING SYSTEM.**
- Riser Support/Rotating Ring** : No. 1 ABB Vetco Gray, Custom made, 3,200,000 lbs capacity with 16 (max.) wire lines attached.
- Riser Tensioners** : No. 16, HYDRALIFT, 65' line travel.
- Wire Lines capacity : 200,000 lbs each (3,200,000 lbs total)
- Air pressure vessel : No. 32, 1.6 m³ each, 3000 PSI WP.
- Riser Anti-Recoil System** : HYDRALIFT, R.A.R.S. type
- Riser Handling Tool** : No. 2 Hydraulic and No. 1 manual, Square shoulder stem profile.
- Riser Spider** : No. 1, ABB Vetco Gray, 60½" RT type.

P. DOWNHOLE TUBULAR MATERIAL

1. DRILL PIPES.

		6 5/8"	6 5/8"	5	3½"
Nominal OD (inch)	:	6 5/8"	6 5/8"	5	3½"
Steel Grade	:	S-135	S-135	S-135	S-135
Range	:	III	III	III	III
Nominal Weight (lb/ft)	:	34.01	27.7	19.5	15.5
Pipe ID	:	5,521	5,901"	4,276"	2,602"
Tool Joint OD (inch)	:	8½	8½	6 5/8"	4 3/4"
Tool Joint ID (inch)	:	4 3/4"	4 3/4"	2 3/4"	2 9/16"
Tool Joint API Connection	:	6 5/8 FH	6 5/8 FH	NC-50	NC-38
Total Length (ft) / Quantity	:	8,000	16,000	16,000	8,000

2. DRILL PIPES PUP JOINTS.

		5				6 5/8"			
Nominal OD (inch)	:								
Steel Grade	:	S-135	S-135	S-135	S-135	S-135	S-135	S-135	S-135

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

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



eni spa

PERF

SIGLA DI IDENTIFICAZIONE

PAG 108 DI 109

AGGIORNAMENTI

TECP-P-1-P-28770

1

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

3. HEAVY WALL DRILL PIPES.

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

4. DRILL COLLARS.

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

5. SHORT DRILL COLLARS.

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

6. HOLE OPENERS.

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

Q. R.O.V. SERVICE**1. Vehicle Data.**

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

2. Standard Operations.

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

3. Navigation Sensors.

Heading sensor : Fiber Optics. Accuracy +/- 0.7
 Depth Sensor : Digiquart. Accuracy +/- 0.1 m.
 Altitude Sensor : 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 109 DI 109						
			AGGIORNAMENTI						
			TECP-P-1-P-28770	1					

9. Scanning Sonar

Data Telemetry System
Emergency System
Tether Management

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

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

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