

PROGRAMMA PRELIMINARE DI PERFORAZIONE E COMPLETAMENTO



Indice

1. INFORMAZIONI GENERALI	6
1.1 DATI GENERALI DEI POZZI.....	6
1.2 PROFILO POZZI	8
1.3 PROFILI DI DEVIAZIONE PREVISTI	10
1.4 DIAGRAMMA DI AVANZAMENTO PREVISTO.....	12
1.5 PREVISIONI E PROGRAMMI DI ACQUISIZIONE INFORMAZIONI GEOLOGICHE	14
1.6 OBIETTIVI DEI POZZI.....	16
1.7 RACCOMANDAZIONI GENERALI	16
1.8 CARATTERISTICHE GENERALI IMPIANTO, BOP STACK E DOTAZIONI DI SICUREZZA	18
1.9 ELENCO PRINCIPALI CONTRATTISTE	19
1.10CONTATTI DI EMERGENZA	19
1.11UNITA' DI MISURA E DIMENSIONI DELL'OBBIETTIVO	20
2. PROGRAMMA DI PERFORAZIONE.....	24
2.1 SEQUENZA OPERATIVA E PROBLEMATICHE DI PERFORAZIONE	24
2.2 CHIUSURA MINERARIA	35
2.3 PROGETTAZIONE DEL POZZO	36
2.4 SCHEMA POZZI A FINE PERFORAZIONE.....	69
2.5 PROFILI DI DEVIAZIONE PREVISTI	71
2.6 ANTICOLLISION	79
3. PROGRAMMA DI COMPLETAMENTO	84
3.1 POZZO TEODORICO 1 DIR.....	84
3.2 POZZO TEODORICO 2 DIR.....	94
4. APPENDICI	106

SEZIONE 1

DATI GENERALI

INDICE DEGLI ARGOMENTI

1. INFORMAZIONI GENERALI 6

1.1 DATI GENERALI DEI POZZI 6

1.2 PROFILO POZZI 8

1.3 PROFILI DI DEVIAZIONE PREVISTI 10

1.4 DIAGRAMMA DI AVANZAMENTO PREVISTO 12

1.5 PREVISIONI E PROGRAMMI DI ACQUISIZIONE INFORMAZIONI
GEOLOGICHE 14

1.6 OBIETTIVI DEI POZZI 16

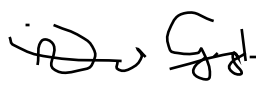

1.7 RACCOMANDAZIONI GENERALI 16

1.8 CARATTERISTICHE GENERALI IMPIANTO, BOP STACK E
DOTAZIONI DI SICUREZZA 18

1.9 ELENCO PRINCIPALI CONTRATTISTE 19

1.10 CONTATTI DI EMERGENZA 19

1.11 UNITA' DI MISURA E DIMENSIONI DELL'OBBIETTIVO 20

AUTORIZZAZIONI			
	Nome / Posizione	Firma	Data
Preparato da:	Valentina Gagliardi Senior Drilling Engineer		08/02/2017
Approvato da:	Chris Collie Wells Team Leader		08/02/2017
DOCUMENT CONTROL			
Documento:	Programma di Perforazione per SIA – Pozzi Teodorico 1 e Teodorico 2– Informazioni Generali		
Posizione:	S:\Projects\XXX		
Lista dei cambiamenti:			
Rev No	Data	Modifiche	Inserite da/controllate da
A	04/02/17	Programma di perforazione per SIA – Informazioni Generali	Gagliardi/Collie

ALL DEPTHS IN THIS REPORT, UNLESS OTHERWISE SPECIFIED, REFER TO MEASURED DEPTH WITH RESPECT TO ORIGINAL ROTARY TABLE

1. INFORMAZIONI GENERALI

1.1 DATI GENERALI DEI POZZI

TEODORICO 1	DESCRIZIONE
ANAGRAFICA	
Nome e sigla del pozzo	Teodorico 1
Profondità finale prevista (Verticale/Misurata p.t.r.)	1723m TVDRT / 1876m MDRT
Concessione	d40 AC PY
Operatore	PoValley Operations Pty Ltd
Quote di titolarità	PoValley Operations Pty Ltd - 100%
Capitaneria di porto	Venezia
Distanza base operativa	~40 km
Zona (pozzi off-shore)	"A"
Distanza dalla costa (pozzi off-shore)	~23 km
Fondale (pozzi off-shore)	32 m
OBIETTIVI	
Linea sismica di riferimento	3D Adria
Litologia obiettivo principale	sabbie
Formazione obiettivo principale	Carola (Pleistocene Inferiore / Medio)
Profondità obiettivo principale (mMDSS)	4 obiettivi at 1449, 1589, 1632, 1704
Profondità obiettivo principale (m TVDSS)	4 obiettivi at 1300, 1439, 1481, 1553
RIFERIMENTI TOPOGRAFICI	
Ellipsoide	Hayford International 1924
Geod. Datum	Roma 40
Latitudine di partenza (geogr) N	44° 44' 49.415 N
Longitudine di partenza (geogr) E Gr	12° 43' 44.906 E
Latitudine di partenza (metriche) N/S (Y)	49 574 53.00 N
Longitudine di partenza (metriche) E/W; Gr (X)	2 340 227.00 E
Latitudine a top obiettivo 1300 m TVD (geogr) N	44° 45' 0.054 N
Longitudine a top obiettivo 1300 m TVD (geogr) E Gr	12° 44' 3.362 E
Latitudine a top obiettivo 1300 m TVD (metric)	4,957,770.00
Longitudine a top obiettivo 1300 m TVD (metric)	2,340,642.00
Latitudine a TD (geogr) N	44° 45' 0.912 N
Longitudine a TD (geogr) E Gr	12° 44' 4.853 E
Latitudine a TD (metrica)	4,957,795.56
Longitudine a TD (metrica)	2,340,675.53
Tipo di proiezione	GAUSS BOAGA
Semiassse maggiore	6378388
Eccentricità al quadrato (1/F)	0.00672267 (297)
Central meridian	15° EST GREENWICH
Falso Est	2 520000
Falso Nord	0
Scale Factor	0.9996
Declinazione magnetica (da confermare prima dello spud)	2.29° (IGRF200510 31/12/2009)

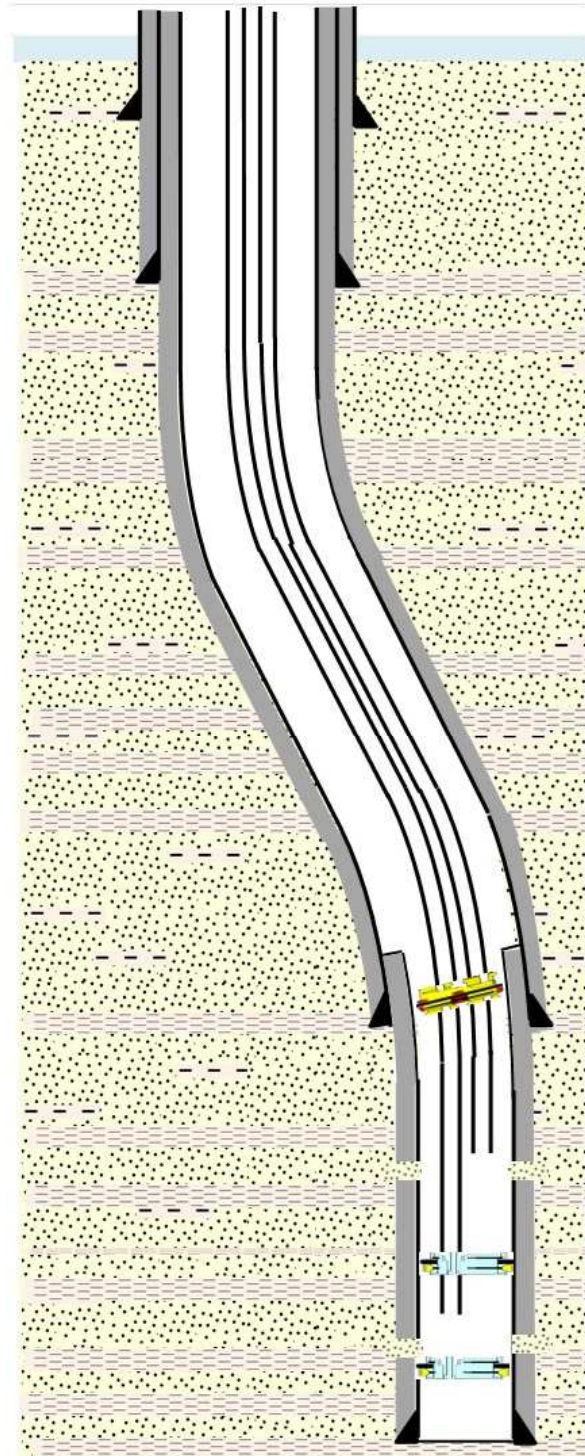
TEODORICO 2	DESCRIZIONE
ANAGRAFICA	
Nome e sigla del pozzo	Teodorico 2
Profondità finale prevista (Verticale/Misurata p.t.r.)	1723m TVDRT / 1896m MDRT
Concessione	d40 AC PY
Operatore	PoValley Operations pty ltd
Quote di titolarità	PoValley Operations pty ltd - 100%
Capitaneria di porto	Venezia
Distanza base operativa	~40 km
Zona (pozzi off-shore)	"A"
Distanza dalla costa (pozzi off-shore)	~23 km
Fondale (pozzi off-shore)	32 m
OBJECTIVES	
Linea sismica di riferimento	3D Adria
Litologia obiettivo principale	sabbie
Formazione obiettivo principale	Carola (Pleistocene Inferiore / Medio)
Profondità obiettivo principale (mMDSS)	4 objectives at 1470, 1608, 1650, 1724
Profondità obiettivo principale (m TVDSS)	4 objectives at 1301, 1438, 1479, 1553
TOPOGRAFICAL REFERENCES	
Ellipsoide	Hayford International 1924
Geod. Datum	Roma 40
Latitudine di partenza (geogr) N	44° 44' 49.415 N
Longitudine di partenza (geogr) E Gr	12° 43' 44.906 E
Latitudine di partenza (metriche) N/S (Y)	49 574 53.00 N
Longitudine di partenza (metriche) E/W; Gr (X)	2 340 227.00 E
Latitudine a top obiettivo 1300 m TVD (geogr) N	44° 44' 54.076 N
Longitudine a top obiettivo 1300 m TVD (geogr) E Gr	12° 43' 20.258 E
Latitudine a top obiettivo 1300 m TVD (metric)	4,957,612.00
Longitudine a top obiettivo 1300 m TVD (metric)	2,339,689.00
Latitudine a TD (geogr) N	44° 44' 54.380 N
Longitudine a TD (geogr) E Gr	12° 43' 18.640 E
Latitudine a TD (metrica)	4,957,622.39
Longitudine a TD (metrica)	2,339,653.70
Tipo di proiezione	GAUSS BOAGA
Semiassse maggiore	6378388
Eccentricità al quadrato (1/F)	0.00672267 (297)
Central meridian	15° EST GREENWICH
Falso Est	2 520000
Falso Nord	0
Scale Factor	0.9996
Declinazione magnetica (da confermare prima dello spud)	2.29° (IGRF200510 31/12/2009)

1.2 PROFILO POZZI

RT-MSL = 28m

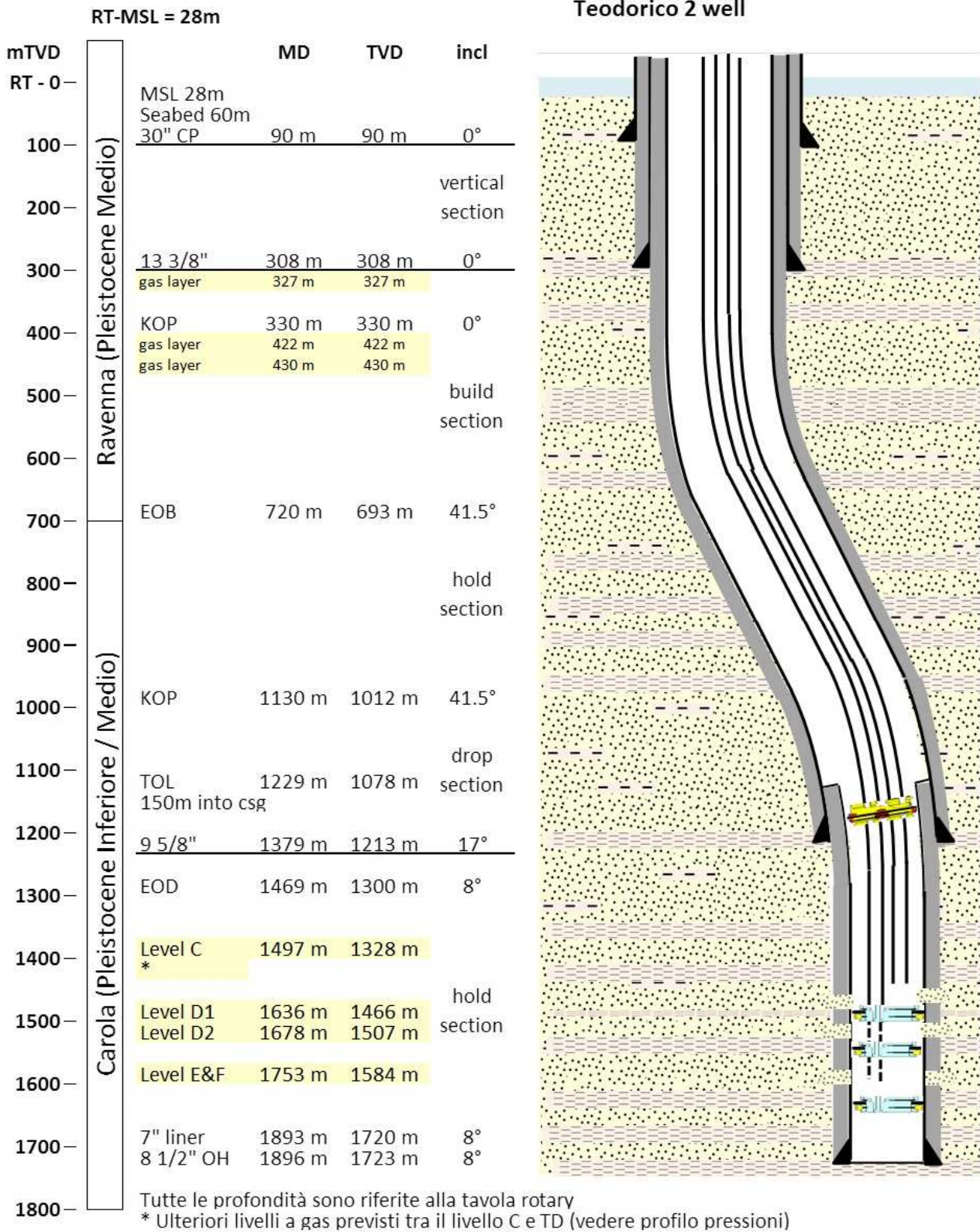
mTVD		MD	TVD	incl
RT - 0	MSL 28m Seabed 60m 30" CP	90 m	90 m	0°
100				vertical section
200				
300	13 3/8" gas layer	308 m 327 m	308 m 327 m	0°
400	KOP gas layer gas layer	330 m 422 m 430 m	330 m 422 m 430 m	0°
500				build section
600				
700	EOB	720 m	693 m	39°
800				hold section
900				
1000	KOP	1130 m	1012 m	39°
1100	TOL 150m into csg	1209 m	1076 m	section
1200	9 5/8"	1359 m	1213 m	17°
1300	EOD	1449 m	1300 m	8°
1400	Level C *	1477 m	1328 m	
1500	Level D1 Level D2	1617 m 1660 m	1467 m 1509 m	hold section
1600	Level E&F	1735 m	1584 m	
1700	7" liner 8 1/2" OH	1873 m 1876 m	1720 m 1723 m	8° 8°
1800				

Teodorico 1 well

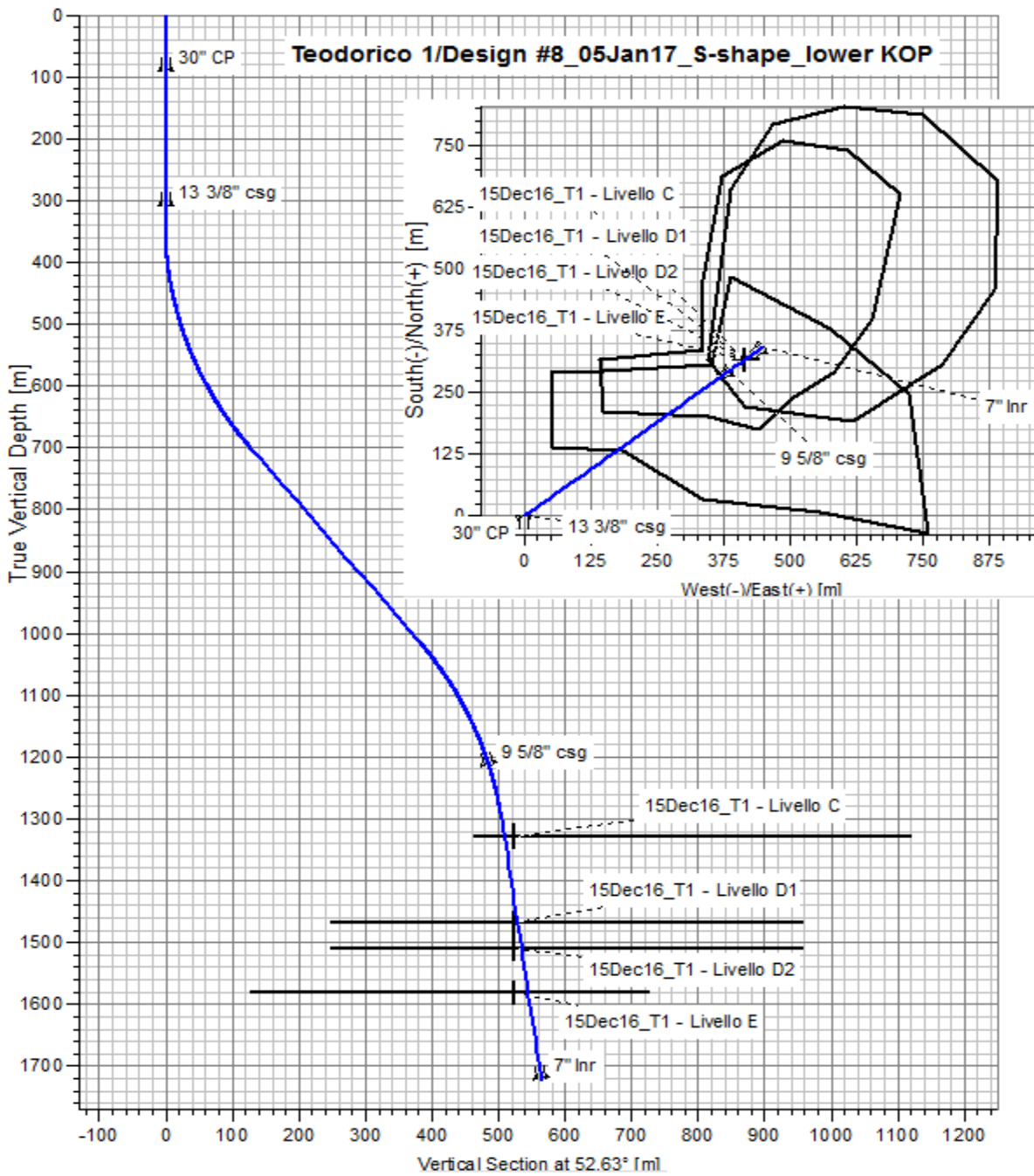


Tutte le profondità sono riferite alla tavola rotary

* Ulteriori livelli a gas previsti tra il livello C e TD (vedere profilo pressioni)

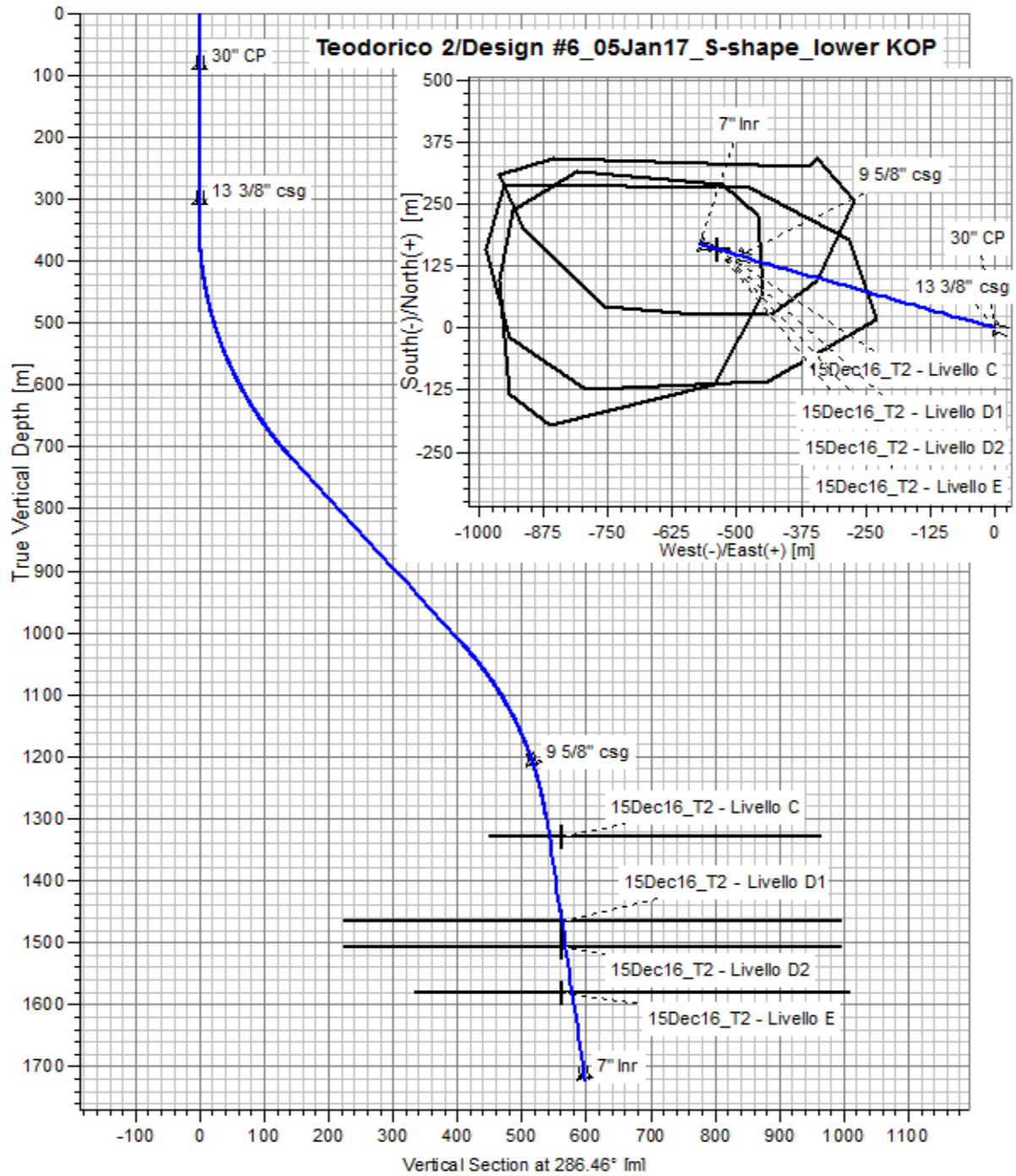


1.3 PROFILI DI DEVIAZIONE PREVISTI



MD (m)	CL (m)	Inc (°)	Azi (°)	TVD (m)	NS (m)	EW (m)	V.Sec (m)	Dogleg (°/30m)	T.Face (°)	Build (°/30m)	Turn (°/30m)
0.00		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	0.00	0.000	0.000
340.00	340.00	0.00	360.00	340.00	0.00	0.00	0.00	0.000	360.00	0.000	0.000
730.00	390.00	39.00	52.63	700.57	77.50	101.48	127.69	3.000	52.63	3.000	0.000
1130.00	400.00	39.00	52.63	1011.43	230.29	301.53	379.41	0.000	0.00	0.000	0.000
1448.54	318.54	8.00	52.63	1300.00	306.45	401.25	504.89	2.920	180.00	-2.920	0.000
1876.00	427.46	8.00	52.63	1723.30	342.55	448.53	564.38	0.000	0.00	0.000	0.000

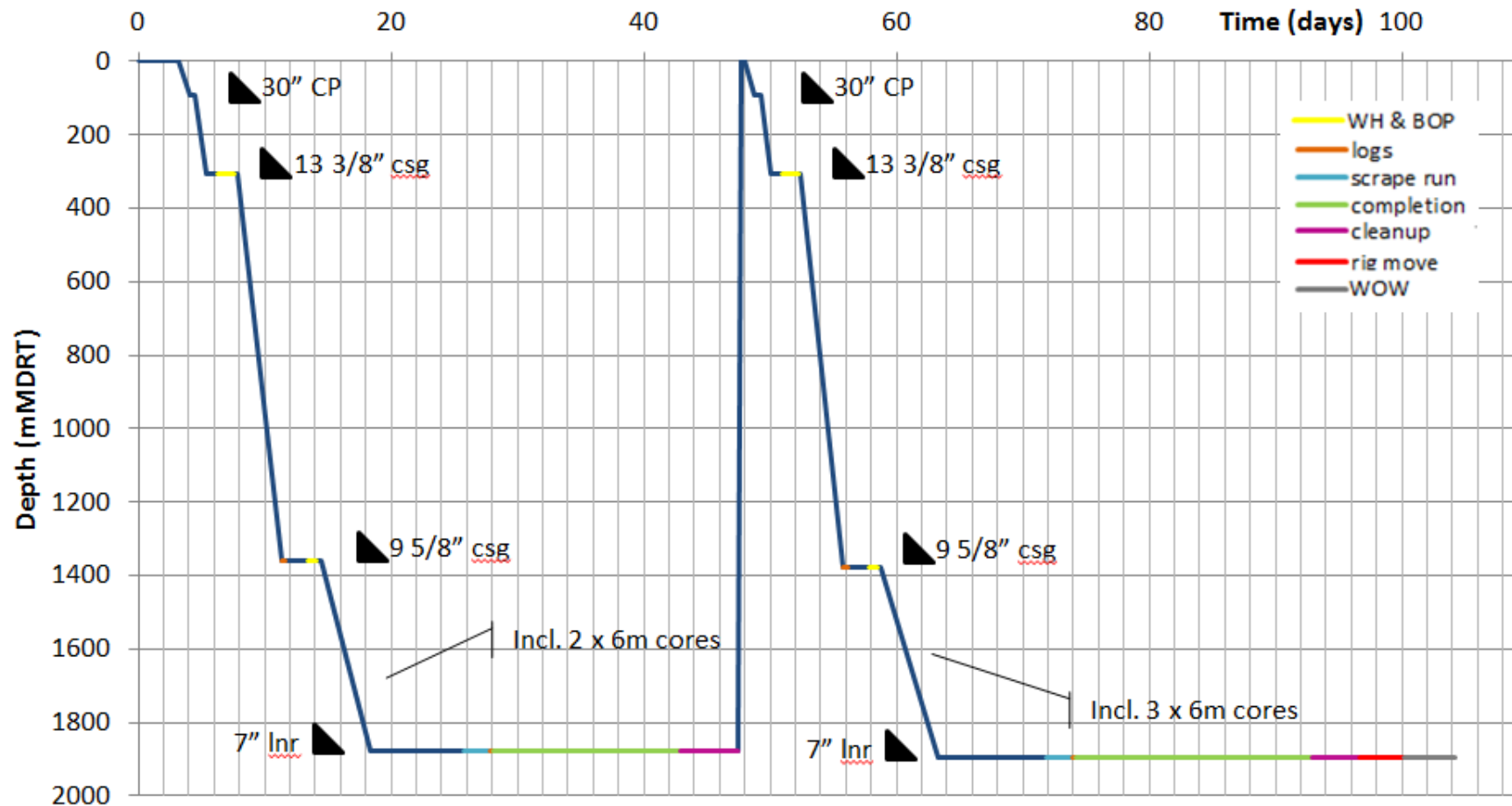
Depth reference: Rotary Table at 28m above MSL



MD (m)	CL (m)	Inc (°)	Azi (°)	TVD (m)	NS (m)	EW (m)	V.Sec (m)	Dogleg (°/30m)	T.Face (°)	Build (°/30m)	Turn (°/30m)
0.00		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	0.00	0.000	0.000
340.00	340.00	0.00	286.46	340.00	0.00	0.00	0.00	0.000	286.46	0.000	0.000
755.00	415.00	41.50	286.46	719.65	40.76	-137.94	143.84	3.000	286.46	3.000	0.000
1155.00	400.00	41.50	286.46	1019.24	115.86	-392.13	408.89	0.000	0.00	0.000	0.000
1468.61	313.61	8.00	286.46	1300.00	152.53	-516.26	538.32	3.205	180.00	-3.205	0.000
1896.00	427.39	8.00	286.46	1723.23	169.38	-573.30	597.80	0.000	0.00	0.000	0.000

Depth reference: Rotary Table at 28m above MSL

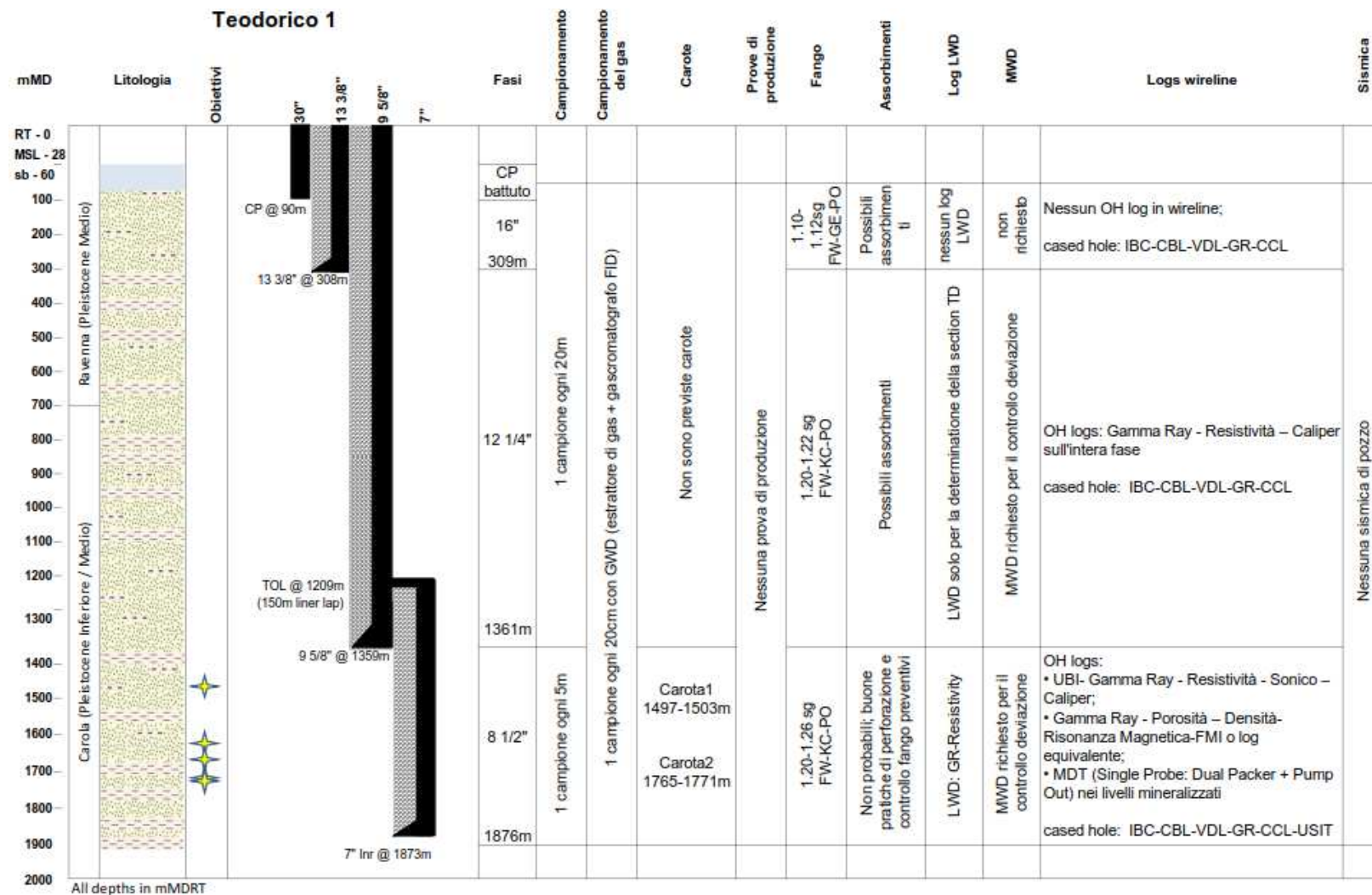
1.4 DIAGRAMMA DI AVANZAMENTO PREVISTO

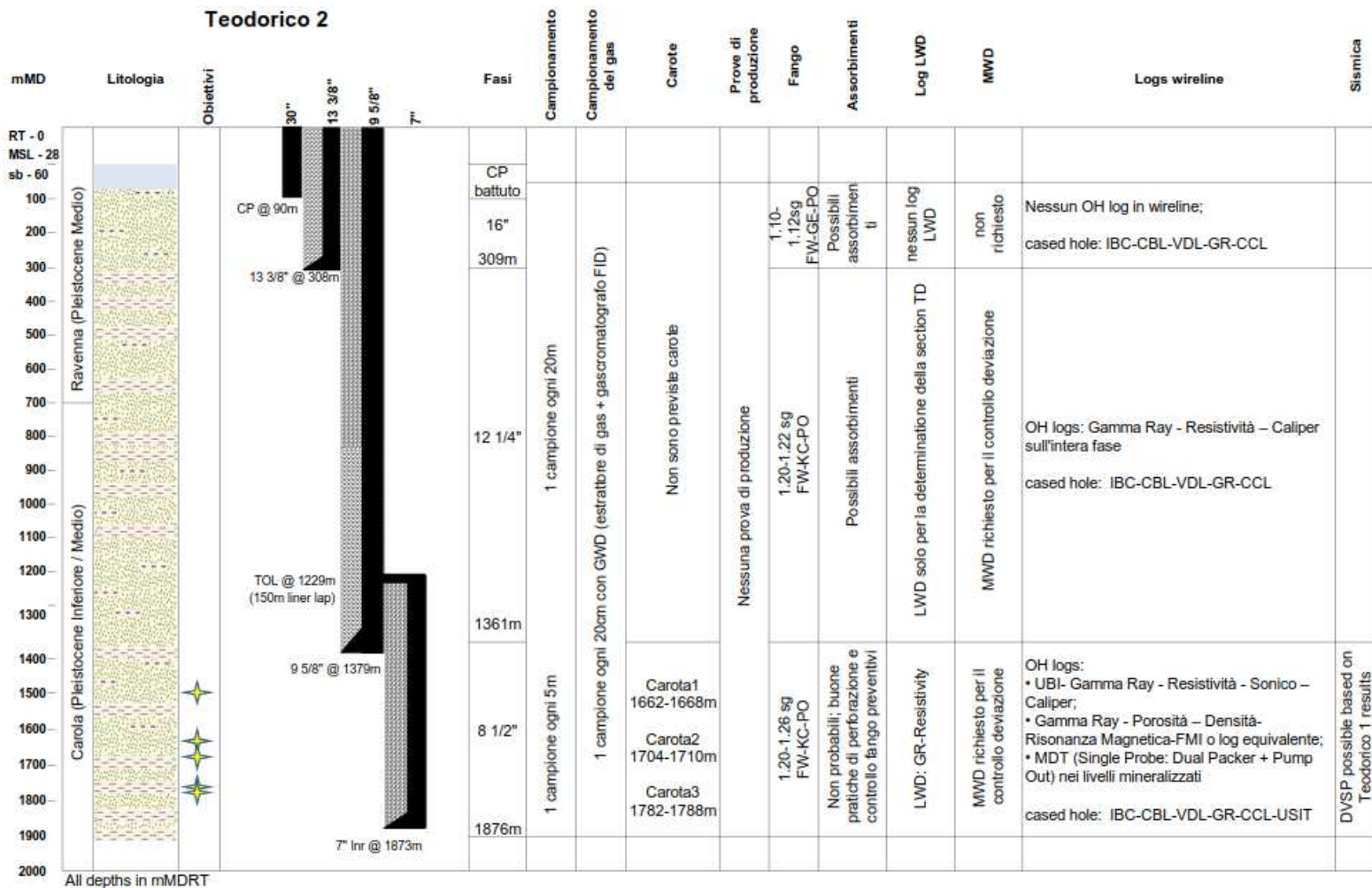


Il dettaglio tempi è previsto come segue:

Operations	Depth (mMDRT)	Time (days)	Cumulative time (days)	Time (days)	
T1: 0 - Start	0	0.0	0.0	Preparations	3.2
T1: 1 - Rig jack up	0	2.5	2.5		
T1: 2 - Rig preparations	0	0.7	3.2		
T1: 3 - Conductor pipe	90	0.9	4.0	CP	1.1
T1: 4 - Wash conductor pipe	90	0.2	4.2		
T1: 5 - Diverter	90	0.3	4.5	Drilling, coring and logging T1	23.9
T1: 6 - 16in hole	308	0.9	5.4		
T1: 7 - 13 3/8in csg	308	0.3	5.7		
T1: 8 - 13 3/8in cement	308	0.7	6.3		
T1: 9 - Wellhead 13 3/8	308	0.4	6.8		
T1: 10 - BOP after 13 3/8in csg	308	0.8	7.6		
T1: 11 - 13 3/8in cased hole logging	308	0.2	7.8		
T1: 12 - 12 1/4in hole	1359	3.5	11.3		
T1: 13 - 12 1/4in logging	1359	0.3	11.7		
T1: 14 - 9 5/8in csg	1359	1.2	12.8		
T1: 15 - 9 5/8in cement	1359	0.7	13.5		
T1: 16 - Wellhead 9 5/8	1359	0.4	13.9		
T1: 17 - BOP after 9 5/8in csg	1359	0.2	14.1		
T1: 18 - 9 5/8in cased hole logging	1359	0.3	14.4		
T1: 19 - 8 1/2in hole	1876	3.9	18.3		
T1: 20 - 8 1/2in coring	1876	2.9	21.2		
T1: 21 - 8 1/2in logging	1876	2.2	23.5		
T1: 22 - 7in liner	1876	1.9	25.4		
T1: 23 - 7in cement	1876	0.4	25.7		
T1: 24 - 6in scrape run	1876	2.1	27.8		
T1: 25 - 7in cased hole logging	1876	0.3	28.1		
T1: 26 - Completion preparation	1876	2.0	30.1	Completion & clean up T1	19.3
T1: 27 - Sand control zone 1	1876	4.1	34.2		
T1: 28 - Run completion 1	1876	0.9	35.1		
T1: 29 - Sand control zone 2	1876	4.1	39.2		
T1: 30 - Run completion 2	1876	3.7	42.9		
T1: 31 - Cleanup	1876	4.5	47.4	Skidding	0.5
T2: 1 - Skid from T1 to T2	0	0.3	47.7		
T2: 2 - Rig preparations	0	0.3	48.0	CP	1.0
T2: 3 - Conductor pipe	90	0.8	48.8		
T2: 4 - Wash conductor pipe	90	0.2	49.0	Drilling, coring and logging T1	25.2
T2: 5 - Diverter	90	0.3	49.3		
T2: 6 - 16in hole	308	0.8	50.1		
T2: 7 - 13 3/8in csg	308	0.2	50.4		
T2: 8 - 13 3/8in cement	308	0.7	51.0		
T2: 9 - Wellhead 13 3/8	308	0.4	51.4		
T2: 10 - BOP after 13 3/8in csg	308	0.8	52.2		
T2: 11 - 13 3/8in cased hole logging	308	0.2	52.4		
T2: 12 - 12 1/4in hole	1379	3.4	55.8		
T2: 13 - 12 1/4in logging	1379	0.3	56.1		
T2: 14 - 9 5/8in csg	1379	1.1	57.2		
T2: 15 - 9 5/8in cement	1379	0.6	57.9		
T2: 16 - Wellhead 9 5/8	1379	0.4	58.2		
T2: 17 - BOP after 9 5/8in csg	1379	0.2	58.5		
T2: 18 - 9 5/8in cased hole logging	1379	0.3	58.8		
T2: 19 - 8 1/2in hole	1896	4.5	63.3		
T2: 20 - 8 1/2in coring	1896	4.3	67.6		
T2: 21 - 8 1/2in logging	1896	2.1	69.7		
T2: 22 - 7in liner	1896	1.9	71.6		
T2: 23 - 7in cement	1896	0.3	71.9		
T2: 24 - 6in scrape run	1896	2.0	73.9		
T2: 25 - 7in cased hole logging	1896	0.3	74.2		
T2: 26 - Completion preparation	1896	2.0	76.2	Completion & clean up T2	22.5
T2: 27 - Sand control zone 1	1896	4.3	80.5		
T2: 28 - Run completion 1	1896	4.3	84.8		
T2: 29 - Sand control zone 2	1896	4.2	89.0		
T2: 30 - Run completion 2	1896	3.9	92.9		
T2: 31 - Cleanup	1896	3.8	96.7	Rig move	3.5
T2: 32 - Rig move	1896	3.5	100.2		
WOW on the whole project	1896	4.0	104.2	WOW	4.0

1.5 PREVISIONI E PROGRAMMI DI ACQUISIZIONE INFORMAZIONI GEOLOGICHE





1.6 OBIETTIVI DEI POZZI

L'obiettivo primario dei due pozzi Teodorico 1 e 2 è quello della messa in produzione dei livelli pleistocenici della Formazione Carola rinvenuti a gas e testati nei pozzi perforati da ENI di Irma 1 (1988) e Carola 1 (1986). La sequenza stratigrafica dei livelli dall'alto verso il basso è la seguente: PLQ-C, PLQ-D1, PLQ-D2 e PLQ-E2+F.

La trappola che costituisce il giacimento corrisponde a una blanda anticlinale allungata in direzione NE-SO. Il giacimento, ubicato a profondità comprese tra 1300 e 1600 m TVDss, è costituito da sedimenti clastici interpretati come depositi di facies lobo torbiditiche, d'ambiente da prossimale a distale. Litologicamente i livelli mineralizzati sono costituiti da sabbie e silt intercalati a sottili livelli di argille e argille siltose.

L'obiettivo secondario è quello di caratterizzare dal punto di vista petrofisico i livelli, tramite prelievo di carote e registrazione log, al fine di poter fornire le necessarie informazioni utili per il completamento in sand control.

I pozzi di riferimento sono a distanza ridotta dalla location di Teodorico, e più precisamente:

Offset well	Distanza in superficie dalla location di Teodorico
Carola-1	3.46 Km
Carola-2	3.34 Km
Irma-1	0.99 Km
Irma-2dir	2.42 Km

1.7 RACCOMANDAZIONI GENERALI

- Prima dell'inizio della perforazione, alla presenza di tutti i contrattisti, sarà tenuto un incontro (Safety meeting) per trattare i seguenti argomenti:
 - Ruoli e competenze in caso di emergenza;
 - Salute, sicurezza e altri argomenti specifici del sito;
 - Punti sensibili per quanto riguarda le questione ambientali;
 - Verifica e discussione dettagliata del programma;
 - Sensibilizzazione sulle procedure da adottare in caso di Shallow ga.

- Uno dei principali rischi identificati è la perforazione della prima sezione (foro da 16" fino a 309m) senza il BOP, attraverso sabbie. Nel pozzo Irma-2dir, si è rilevato background gas durante la perforazione della sezione 140m-302m; prima dell'inizio del progetto, saranno acquisiti shallow seismics per assicurarsi che non sia previsto shallow gas nella location selezionata. La pianificazione del fluido di perforazione ha tenuto conto di questo fattore, in modo da mantenere l'overbalance sulla formazione da perforare, da avere la possibilità di usare fango appesantito (kill fluid) compatibile con il fango di perforazione se necessario, e di curare eventuali assorbimenti con cuscinetti LCM compatibili. Un Diverter sarà installato e testato sul pozzo dopo la battitura del conductor, e le procedure da utilizzare nel caso di shallow gas saranno spiegate a tutto il personale. Nel caso di shallow gas, reagire prontamente con le procedure shallow gas è di massima importanza.
- Come da **D.D. 22/03/2011, art. 28, co. 9, lett. e.**, Po Valley adotterà un Sistema per la registrazione dei dati di perforazione e del fluido di perforazione; questo sistema sarà inalterabile e capace di proteggere i dati in ogni condizione.

1.8 CARATTERISTICHE GENERALI IMPIANTO, BOP STACK E DOTAZIONI DI SICUREZZA

(Nota: queste sono indicative dato che il rig potrebbe cambiare, dipendentemente dalla sua disponibilità al momento della fase di design di dettaglio).

VOCE	DESCRIZIONE
Rig owner	Shelf Drilling
Name	Key Manhattan
Type	Jack-up – 3 gambe
Bed space	101 persone
Maximum water depth	350ft / 106m
Maximum variable load	7620 m (25.000 ft)
Power	6 600 Hp
Drawworks	National 1625 DE
Derrick height	48.7 m
Top drive system	Varco TDS-3H
Top drive system maximum pull	500 short ton (446 MT)
RT diameter	37"1/2
Type of mud pumps	National 12-P-160, 1,600 HP triplex pumps
Numero di pompe fango	3
Total mud system volume	311 mc
Number of shakers	4
Industrial water capacity	1694 mc
Diesel capacity	496 mc
Cement capacity	121 mc

Elenco delle principali attrezzature (BOP) di controllo pozzo:

VOCE	DESCRIZIONE
Diverter (type, size & working pressure)	Hydril MSP 500 psi, 29-1/2 in., with 16 in. discharge lines and two 16 in. hydraulically operated ball valves
B.O.P. (type, size and working pressure)	<p>One Hydril Type MSP 21-1/4 in. 2,000 psi annular preventer and two (2) Cameron Type U 21-1/4 in 2,000 psi single ram preventers</p> <p>One Hydril GK 13-5/8 in., 5,000 psi annular preventer, two (2) Cameron Type U 13-5/8 in. 10,000 psi double ram preventer</p>

Il sistema di BOP verrà provato (test di pressione e funzionamento) nelle seguenti situazioni:

- Dopo l'installazione della testa pozzo e del sistema BOP (oppure sullo stump, con la flangia testata la momento dell'installazione), dopo la discesa del casing prima di perforare fuori scarpa;
- Ogni 21 giorni (massimo);
- Prima di perforare in zone in cui ci si attende presenza di idrocarburi e di sovrapressioni;
- Prima delle prove di produzione in cui i BOP restano in posizione sopra la testa pozzo;
- In qualsiasi momento in cui si valuta possibile una compromissione dell'integrità dello stack (es. a seguito di riparazioni, ecc)

1.9 ELENCO PRINCIPALI CONTRATTISTE

Tutti servizi sono da definire.

1.10 CONTATTI DI EMERGENZA

Una lista dei contatti di emergenza sarà resa disponibile prima dell'inizio delle operazioni.

1.11 UNITA' DI MISURA E DIMENSIONI DELL'OBBIETTIVO



GRANDEZZA	UNITA' DI MISURA
PROFONDITA'	m (M)
PRESSIONI	bar
GRADIENTI DI PRESSIONE	bar/10m
TEMPERATURE	°C
PESI SPECIFICI	kg/lt oppure g/l - sg
LUNGHEZZE	m
PESI	Metric tons (MT)
VOLUMI	m ³ (mc) oppure lt
DIAMETRI BIT & CASING	Inches (in) oppure "
PESO MATERIALE TUBOLARE	lb/ft oppure Kg/m
VOLUME DI GAS	Nmc
PLASTIC VISCOSITY	Centipoise
YELD & GEL	g/100cm ²
SALINITA'	ppm oppure g/l di NaCl Equivalente

SEZIONE 2

PROGRAMMA DI PERFORAZIONE

INDICE DEGLI ARGOMENTI

2. PROGRAMMA DI PERFORAZIONE	24
2.1 SEQUENZA OPERATIVA E PROBLEMATICHE DI PERFORAZIONE	24
2.2 CHIUSURA MINERARIA	35
2.3 PROGETTAZIONE DEL POZZO	36
2.4 SCHEMA POZZI A FINE PERFORAZIONE	69
2.5 PROFILI DI DEVIAZIONE PREVISTI	71
2.6 ANTICOLLISION	79

AUTORIZZAZIONI			
	Nome / Posizione	Firma	Data
Preparato da:	Valentina Gagliardi Senior Drilling Engineer		08/02/2017
Approvato da:	Chris Collie Wells Team Leader		08/02/2017
DOCUMENT CONTROL			
Documento:	Programma di Perforazione per SIA – Pozzi Teodorico 1 e Teodorico 2 - Perforazione		
Posizione:			
Lista dei cambiamenti:			
Rev No	Data	Modifiche	Inserite da/controllate da
A	04/02/17	Programma di perforazione per SIA - Perforazione	Gagliardi/Collie

TUTTE LE PROFONDITA', SE NON ALTRIMENTI SPECIFICATO, SONO PROFONDITA' MISURATE RISPETTO ALLA TAVOLA ROTARY

2. PROGRAMMA DI PERFORAZIONE

2.1 SEQUENZA OPERATIVA E PROBLEMATICHE DI PERFORAZIONE

2.1.1 INFORMAZIONI PRELIMINARI

Lo scopo dei pozzi di sviluppo Teodorico 1 e Teodorico 2 è di andare a produrre dai Livelli C e E (pozzo Teodorico 1) e dai Livelli D1 e D2 (pozzo Teodorico 2) in gravel pack. Ogni pozzo avrà un doppio completamento per produrre ogni livello singolarmente.

Il pozzo dovrà inoltre fornire informazioni sulle caratteristiche della formazione nel foro da 8 ½" e per questo verranno raccolte due carote in Teodorico 1 e tre carote in Teodorico 2, oltre che a log a foro aperto come descritto nel programma di geologia operativa.

I due pozzi verranno perforati in sequenza ma, se durante le fasi di progettazione più avanzate una perforazione in batch dovesse mostrare un avanzamento operativo più veloce, le stesse operazioni descritte in questa sequenza operativa potrebbero avvenire in batch.

Tutte le profondità, se non diversamente specificato, saranno riferite alla rotary table (piano rotary), indicata con "RT". "MD" indica "measured depth" e cioè profondità misurata, mentre "TVD" indica profondità verticale.

La sequenza operativa prevista per la perforazione dei due pozzi in sequenza è la seguente:

TEODORICO 1dir.

- Posizionamento impianto
- Battitura del Conductor Pipe (CP) 30" da fondo mare (~60 m) a circa 90 m MDRT.
- Installazione Diverter 29 ½".
- Pulizia del Conductor Pipe (CP) fino a 90m con uno scalpello da 26"
- Perforazione fase 16" fino a 309 m circa.
- Discesa e cementazione casing superficiale 13 3/8"
- Rimozione Diverter , installazione testa pozzo e BOP stack 13 5/8"
- Perforazione fase 12 ¼" a circa 1359 m, con incremento inclinazione fino a 39° e ridiscesa a 17° a fine sezione
- Registrazione Logs elettrici
- Discesa e cementazione casing di produzione 9 5/8"

- Installazione spool e test BOP
- Perforazione fase 8 ½ " tornando da 17° a 8° di inclinazione (EOB 1449m), fino a circa 1876 m, incluso prelievo di 2 carote
- Registrazione Logs elettrici.
- Discesa e cementazione liner di produzione 7"
- Pulizia del casing da 7"
- Registrazione log nel liner da 7"
- Registrazione Logs elettrici
- Preparazione per la fase di completamento
- Fase di Completamento (vedere Programma di Completamento)

TEODORICO 2 dir.

- Skidding sul pozzo Teodorico 2 e preparazione per le operazioni di drilling
- Battitura del Conductor Pipe (CP) 30" da fondo mare (~60 m) a circa 90 m MDRT.
- Installazione Diverter 29 ½".
- Pulizia del Conductor Pipe (CP) fino a 90m con uno scalpello da 26"
- Perforazione fase 16" fino a 309 m circa.
- Discesa e cementazione casing superficiale 13 3/8"
- Rimozione Diverter , installazione testa pozzo e BOP stack 13 5/8"
- Perforazione fase 12 ¼" a circa 1379m, con incremento inclinazione fino a 41.5° e ridiscesa a 17° a fine sezione
- Registrazione Logs elettrici
- Discesa e cementazione casing di produzione 9 5/8"
- Installazione spool e test BOP
- Perforazione fase 8 ½ " tornando da 17° a 8° di inclinazione, fino a circa 1896 m, incluso prelievo di 3 carote
- Registrazione Logs elettrici.
- Discesa e cementazione liner di produzione 7"
- Pulizia del casing da 7"

- Registrazione log nel liner da 7"
- Registrazione Logs elettrici
- Preparazione per la fase di completamento
- Fase di Completamento (vedere Programma di Completamento)
- Preparazione e rig move fino a 500m dalla posizione dei pozzi

Raccomandazioni generali

- Assicurarsi che una valvola di sicurezza per ogni tipo di filetto da discendere nel foro sia disponibile, in ogni momento, sull'impianto di perforazione.
- Controllare fisicamente con anticipo che tutte le attrezzature da utilizzare siano presenti in loco, in buone condizioni e perfettamente funzionanti;
- Misurare e registrare le dimensioni dei casing, controllare con anticipo che i casing presenti in loco siano sufficienti per la fase, anche considerando eventuali scarti e la depth uncertainty;
- Pulire ed effettuare il controllo visivo di tutti i filetti. Tutto il casing deve essere liberato da detriti interni, calibrato, controllato per verificare eventuali danni strutturali e numerato. Le misurazioni devono essere controllate in modo indipendente ed un tally inserito nel rapporto di fine operazioni;
- I primi giunti di casing fino al di sopra della shoetrack saranno bloccati utilizzando un composto tipo Thread-lock sui filetti prima del serraggio;
- Assicurarsi che in loco siano disponibili quantità sufficienti di cemento e di additivi per cemento, anche nel caso in cui si dovessero rendere necessari eventuali remedial job. Inoltre, in base al Zenith Wells Management System, deve essere presente in cantiere una quantità di cemento e relativi componenti ed additivi chimici per poter pompare un tappo di cemento di almeno 150m nel foro che si sta perforando
- Essere pronti a preparare cuscini ad alta viscosità (Hi-Vis Pill) per aiutare nella pulizia del foro; i componenti chimici per tali cuscini devono essere a bordo prima dell'inizio delle operazioni
- Essere pronti a pompare miscele intasanti (LCM) se si verificano perdite; i componenti chimici per tali cuscini devono essere a bordo prima dell'inizio delle operazioni
- Per la perforazione del foro da 16", avere pronto un kill mud del peso di 1.50 sg.

- Assicurarsi che in loco vi sia una quantità di barite adeguata per poter aumentare il peso del fango ed in particolar modo (Zenith Management System) per poterlo aumentare di 0.18sg in ogni sezione.
- Assicurarsi che il sistema di monitoraggio del gas e del flusso del fango siano perfettamente funzionanti. Il personale del trattista di Mud Logging dovrà controllare tali sensori, ogni ora durante la perforazione.
- La legge italiana (DPR 9 Aprile 1959 n. 128 articolo 81) prevede che in cantiere debbano essere predisposte riserve di fango in quantità pari almeno al 50 per cento di quella contenuta nel pozzo, e che devono altresì essere disponibili acqua e materiali in modo da assicurare l'eventuale sostituzione completa del fango in circolazione.
- Assicurarsi che le operazioni siano pianificate ed i materiali organizzati nel pieno rispetto delle leggi vigenti.

2.1.2 POSIZIONAMENTO JACK-UP

Posizionare l'impianto; il posizionamento del Jack-Up è subordinato al seabed survey registrato precedentemente per avere la conoscenza di :

- esatta profondità d'acqua
- natura del terreno per la penetrazione delle gambe
- eventuale presenza di materiale sul fondo mare
- presenza di sacche di gas superficiali che possono causare blow-out se non identificate.

Abbassare le gambe fino a toccare il fondale, sollevare lo scafo al giusto air gap, annotare la penetrazione delle gambe nel fondale marino prima ed eseguire le operazioni di precarica.

Skiddare l'impianto sullo slot di Teodorico 1.

2.1.3 BATTITURA CONDUCTOR PIPE 30" A CIRCA 90 m.

Prima di iniziare le operazioni confezionare il fango a 1.1-1.12 sg ed una vasca di kill-mud a 1.5 sg.

Montare il battipalo e discendere Conductor Pipe (CP) fino a fondo mare; rilasciare quindi il peso e registrare infissione spontanea. Con il battipalo, eseguire la battitura del CP da 30" fino ad un rifiuto finale di 1-2 mm/colpo ed almeno fino alla profondità di circa 90 m RT. (Infissione circa 30 m). Assicurarsi che il CP venga battuto in verticale e compilare l'apposito rapporto di battitura

Tagliare il CP, saldare la flangia temporanea 29 ½" (Sqrunch Joint ALT-2) ed installare il Diverter Spool con scarichi laterali 16", il Diverter 29 ½" x 500 psi, nonché tubo pipa e flow line.

Eseguire il collaudo del Diverter con acqua di mare; il tempo massimo di chiusura su DP 5" è di 45 secondi.

Eseguire un test delle linee di superficie a 350 bar con acqua per 15'.

Eseguire la registrazione del Gyro per meglio definire le eventuali inclinazione e direzione del CP già battuto.

2.1.4 FASE 16" PER CASING SUPERFICIALE 13 3/8" a 308 m MDRT

Fango previsto FW-GE a 1.1–1.12 sg. Gradiente dei pori max= 1.03 bar/10m. Vasca di kill-mud a 1.5 sg.

Controllare la lunghezza e tipo di filetti dei casing per la Landing String per i casing da 13 3/8" e da 9 5/8".

Assemblare le HWDP e DP 5" necessarie per le fasi di perforazione 16" e 12 ¼" fino a 1400m circa.

Rilevazioni di shallow seismics verranno eseguite prima del progetto definitivo per assicurarsi che non vi sia la presenza di gas superficiale; in ogni caso, durante la perforazione della fase da 16" adottare tutte le precauzioni per shallow gas ed attenersi alle procedure specifiche di perforazione con possibile shallow gas. Anche se è stato installato il Diverter, il mezzo antagonista migliore a disposizione è il Kill mud. Predisporre quindi il sistema fango di riserva (kill mud) compatibile col sistema attivo in modo da essere pronti a pompare fango pesante (kill mud a 1.5 sg) nel più breve tempo possibile. Il fattore tempo in queste circostanze è assolutamente determinante.

Assemblare e discendere BHA a fondo mare, eseguire un accurato lavaggio del CP con lo scalpello da 26", circolando fino a completa pulizia, senza uscire dalla scarpa del CP.

Iniziare quindi la perforazione con bit da 16" a parametri ridotti (~1000 l/m per i primi 50m) per evitare scavamenti sotto il CP; quindi, avanzare fino a 309m MDRT.

Durante la perforazione della fase, verificare la verticalità del foro a circa 175m; in caso di inizio di deviazione spontanea, adottare tutte le misure per riportare il pozzo in verticale.

E' molto importante ottenere un gradiente di fratturazione alla scarpa il più alto possibile; è stato quindi stabilito di mettere la scarpa del casing superficiale nello strato di argille previsto da 306m a 310m MDRT; lo strato verrà perforato per 3m e la scarpa scesa a 2m all'interno di questo strato. Dato che questo strato è molto sottile, la section TD deve essere stabilita basandosi su near-bit GR (se disponibile) e sui parametri di perforazione. Correlazione con i pozzi di riferimento deve essere fatta in tempo reale dal wellsite geologist. Assumendo un BHA da 8" della lunghezza di 100m, ed una DP da 5", il volume anulare a 300m è di 33m³; ad una portata prevista di 3300 lpm, i bottoms up si hanno dopo 10 minuti. Sarebbe quindi utile diminuire l'ROP a 10 m/hr all'approssimarsi della profondità prevista dello strato di argille, per avere un riscontro nei cuttings.

NOTA: Il primo livello mineralizzato a gas è previsto a 327m MDRT con una uncertainty di +/-5m. Questo significa che, per avere un certo margine ulteriore di sicurezza, anche se il livello di argille non viene identificato, la perforazione può procedere solo fino a 312m (questo fornisce un margine

ulteriore di sicurezza di 10m). In NESSUNA circostanza la section TD può essere aumentata al di sotto di 312m MDRT.

Giunti alla profondità scarpa, circolare bottoms up verificando che non ci siano assorbimenti ed estrarre con circolazione (pump out of hole), stando attenti allo swabbing. In estrazione calibrare le lunghezze di DP/HWDP da 5" sufficienti a discendere lo stinger per la cementazione della colonna da 13 3/8".

Valutare se eseguire un controllo foro con la stessa batteria di perforazione.

Eseguire la registrazione Gyro per definire l'inclinazione.

Preparare le attrezzature per la discesa del casing da 13 3/8". Preparare la testina di circolazione, assicurarsi che la sua filettatura sia adeguata al casing da 13 3/8" e tenerla sul piano sonda pronta ad essere utilizzata nel caso si debba circolare il pozzo.

Discendere il Casing 13 3/8" utilizzando PDC drillable floating equipment al fondo. Il collare dovrà essere di tipo adatto a ricevere lo stinger (verificarne la compatibilità prima della discesa). Utilizzare un composto Thread-lock per bloccare i primi due giunti al di sopra della scarpa e la scarpa stessa, necessario per prevenire potenziali svitature durante il successivo fresaggio della scarpa. Riempire il casing ogni giunto.

Al fondo, montare la testina di circolazione e circolare tutto il volume dell'intercapedine. Smontare la testina di circolazione.

Montare lo stinger, discenderlo con aste da 5", introdurlo nel collare e provarne la tenuta circolando con il casing colmatato.

Cementare colonna a giorno. Pompate cemento fino ad avere ritorno di malta di buona qualità a giorno. In caso di mancato arrivo della malta a giorno, scendere nell'intercapedine 30" – 13 3/8" con string di tbg da 2 7/8", taggare il cemento e ricementare fino a giorno.

Estrarre lo stinger.

W.O.C., da calcolare in funzione del tipo di cemento usato (verificare i campioni in superficie), con Diverter chiuso e con leggera contropressione (~50 – 60 psi).

Scollegare il diverter, il riser e lo squinch joint; sollevando il diverter, eseguire un taglio temporaneo sul casing da 13 3/8", tagliare il CP da 30" e procedere con taglio definitivo del casing superficiale. Installare la testa pozzo (si assume una compact wellhead) come da programma del manufacturer.

Eseguire test idraulico di tenuta della flangia (tale valore deve essere inferiore all' 80% della collapse pressure del casing superficiale da 13 3/8"-68# L80 = 156 bar).

Terminare l'installazione della testa pozzo con il montaggio delle valvole laterali ed installare il BOP Stack da 13 5/8" - 5000 psi.

Eeguire i test BOP di prima installazione come da procedure del manufacturer e valori del Programma di Perforazione finale.

2.1.5 FASE 12 1/4" PER CASING DI PRODUZIONE 9 5/8" a 1359 m MDRT (TEODORICO 1dir) e 1379 m MDRT (Teodorico 2 dir)

**Fango previsto FW-KC-PO a 1.20-1.22 sg. Gradiente dei pori max= 1.05 bar/10m.
Gradiente fratturazione sotto scarpa precedente = 1.47 bar/10m (teorico).**

Nota: nella fase da 12 1/4", estrarre la batteria sempre in modalità di pump out of hole, con circolazione, (non POOH), ed attenersi alle pratiche di prevenzione swabbing (vedere sezione sulla kick tolerance)

Assemblare il BHA da 12 1/4", eseguire il test di superficie e discendere fino a taggare il collare. Fresare quindi il collare ed il cemento. Prima di fresare la scarpa, effettuare il test del casing da 13 3/8" a 74 bar per 15 minuti.

Fresare la scarpa, pulire il rat-hole, perforare 3 o 4 m ed eseguire un limit test a 1.50sg EMW.

Proseguire la perforazione del foro da 12 1/4" a parametri ridotti (1000 l/m per i primi 50m) per evitare scavamenti sotto il casing da 13 3/8".

Perforare fino alla TD programmata, assicurandosi di seguire il programma di deviazione, come da istruzioni della service company. Rilevare l'inclinazione (MWD) massimo ogni 30 metri. In questa fase è prevista l'acquisizione di Logs While Drilling (LWD) come da programma geologico.

E' molto importante ottenere un gradiente di fratturazione alla scarpa il più alto possibile; è stato quindi stabilito di mettere la scarpa del casing superficiale nello strato di argille previsto da 1355m a 1361m MDRT (Teodorico 1) e da 1375 a 1381m MDRT (Teodorico 2); lo strato verrà perforato per 5m e la scarpa scesa a 4m all'interno di questo strato. Dato che questo strato è molto sottile, la section TD deve essere stabilita basandosi su near-bit GR (se disponibile) e sui parametri di perforazione. Considerare, se necessario, la circolazione B/U (ca 25 minuti) per assicurarsi di essere nello strato di argille prima di stabilire la section TD.

La section TD potrebbe però essere stabilita ad una profondità minore in base a considerazioni di kick tolerance durante la perforazione (vedere sezione sulla kick tolerance).

Al fondo, circolare fino a completa pulizia foro e condizionare il fango in previsione del tubaggio; valutare se necessario eseguire una manovra di controllo foro. Estrarre circolando (pump out of hole).

Effettuare la registrazione dei log elettrici in OH sul foro da 12 1/4" ed in cased hole sul casing da 13 3/8", come da programma geologico. Recuperare il wearbushing.

Preparare le attrezzature per la discesa del casing da 9 5/8". Controllare che una testa di circolazione sia disponibile sul piano sonda e pronta all'uso nel caso in cui sia necessario circolare durante la discesa del casing.

Discendere il Casing da 9 5/8" utilizzando PDC drillable floating equipment al fondo. Utilizzare un composto Thread-lock per bloccare i giunti della scarpa ed i primi due giunti al di sopra di essa. Eseguire una circolazione iniziale dopo 6 giunti con portate crescenti per verificare il funzionamento e le perdite di carico dovute a scarpa e collare, ed una circolazione dell'intero volume del casing all'interno della scarpa da 13 3/8". Assicursi di riempire il casing ogni giunto e controllare il trip sheet. Montare sull'ultimo giunto il Casing Hanger 9 5/8", il Running Tool e la Landing String ed eseguire il landing del Casing Hanger nella compact wellhead. Energizzare il metal seal ed attraverso il test-Port effettuare il test (80% della pressione di schiacciamento del casing 9 5/8" 43.5# L80 436*80%=348bar) aprendo le saracinesche laterali interessate.

Al fondo, montare la testina di circolazione e circolare fino a pulizia foro, o almeno tutto il volume foro più intercapedine. Ripetere le prove di circolazione alle portate precedenti e calcolare le perdite di carico dovute all'intercapedine, che graveranno sulla formazione durante lo spiazzamento, tenendo conto del gradiente di fatturazione.

Smontare la testina di circolazione e montare la testa di cementazione.

Cementare la colonna con risalita cemento a giorno secondo il paragrafo specifico come da programma cementazione. Il TOC (di cemento buono e con buona adesione) deve essere non più profondo di 150m al di sopra dello strato a gas più superficiale, e cioè 327-150=177m.

Effettuare il contatto tappi a circa 500 psi in più della pressione differenziale a fine piazzamento. Effettuare un test del casing da 9 5/8" al contatto tappi, al valore di 316 bar (assicurarsi che il valore di test pressure non superi la massima pressione differenziale dei tappi con il manufacturer). WOC con le valvole della testa pozzo chiuse (backpressure).

Svincolare il 9 5/8" casing running tool e recuperare la landing string; montare il jetting tool ed aprire le uscite laterali della testa pozzo; discendere il jetting tool ed eseguire il lavaggio con acqua di top housing, BOP Stack e della testa pozzo stessa. Richiudere le uscite laterali. Testare la testa pozzo come da indicazioni del manufacturer.

Eseguire i test BOP come da procedure del manufacturer.

2.1.6 FASE 8"1/2 PER LINER di produzione 7" a 1876 m MDRT (TEODORICO 1dir) e 1896 m MDRT (TEODORICO 2)

Fango previsto FW-KC-PO a 1.20-1.26 sg. Gradiente dei pori max= 1.05 bar/10m. Gradiente di fratturazione sotto scarpa da 9"5/8 = 1.71 bar/10m (teorico).

Questa fase prevede l'ulteriore diminuzione de inclinazione da 17° fino a 8°; la traiettoria è stata progettata in modo da poter lasciare che il pozzo torni in verticale se il BHA mostra questa tendenza, ed andare comunque ad intercettare tutti gli obiettivi; ogni deviazione dalla traiettoria deve però essere controllata con la compagnia di servizi direzionale per accertarsi che i target siano comunque ancora intercettati.

Assemblare le DP 5" necessarie per la fase. Assemblare il BHA da 8 ½", eseguire il test di superficie e discendere fino a taggare il collare. Fresare quindi il collare ed il cemento. Eseguire un limit test a 1.52sg EMW.

Proseguire la perforazione del foro da 8 ½". Rilevare l'inclinazione (MWD) massimo ogni 30 metri. In questa fase è' prevista l'acquisizione di Logs While Drilling (LWD) come da programma geologico.

In Teodorico 1 è prevista l'acquisizione di due carote, ed in Teodorico 2 di 3 carote nel foro da 8 ½". Una volta raggiunto il top della sezione da carotare, estrarre il BHA circolando fino alla scarpa precedente. Una volta raccolta la carota, la sezione carotata sarà riperforata prima di proseguire col foro.

Perforare il foro da 8 ½" fino a TD (1876m MDRT in Teodorico 1 e 1896m MDRT in Teodorico 2). Al fondo, eseguire una manovra di controllo foro se necessaria, circolare fino a completa pulizia foro e condizionare il fango in previsione del tubaggio.

Registrare Logs elettrici come da programma geologico. Registrare il CBL-VDL-CCL-GR della colonna precedente (9 5/8"). Vi sono in programma 4 run di logs, quindi è possibile la necessità di una check trip dopo i primi due run.

Valutare se necessario eseguire un controllo foro con la stessa BHA di perforazione.

Recuperare il wearbushing.

Assemblare il Liner Assembly e posizionarlo sulla rastrelliera.

Discendere la scarpa del liner da 7". Controllare il float equipment per verificare l'efficienza delle valvole.

Continuare la discesa del Liner fino all'ultimo giunto sul quale avvitare il Liner Assembly con ZXP packer e circolare almeno il volume interno del Liner (Max. pressione di circolazione 80 % della pressione di fissaggio del Liner).

Riprendere la discesa con DP 5" fino a raggiungere la quota di tubaggio prevista, con Tol 150m all'interno della scarpa del casing da 9 5/8" (Teodorico 1: 1873m MDRT with TOL at 1209m MDRT; Teodorico 2: 1893m MDRT with TOL at 1229m MDRT).

Circolare almeno un Bottoms UP, fissare il Liner Hanger e svincolare il Setting Tool.

Eseguire la cementazione come previsto dal programma di cementazione. Effettuare il test del liner a 311 per 15 minuti bar con fango da 1.26sg al contatto tappi. A fine cementazione, eseguire il fissaggio del packer. Sollevare il Setting Tool e circolare inversamente per pulire la testa Liner; estrarre quindi il Setting Tool.

Eseguire i test BOP come da procedure del manufacturer.

2.1.7 PULIZIA DEL LINER DA 7" E SPIAZZAMENTO A BRINE

Assemblare le DP 3 1/2" necessarie per la fase. Assemblare e discendere il BHA con dressing mill da 6" e DP da 3 1/2 e 5", fino al top liner. Pulire il PBR e pulire l'interno del Liner da 7". Non fresare nè collare nè cemento.

Eseguire i log in cased hole nel liner da 7".

Proseguire allo spiazzamento del pozzo a CaCl₂ brine da 1.22sg (vedere Programma di Completamento per dettagli di questa fase).

POZZO PRONTO PER LA FASE DI COMPLETAMENTO.

2.2 CHIUSURA MINERARIA

I pozzi sono stati progettati in modo da poter essere chiusi, una volta terminata la produzione, in base alle direttive del documento ISO_DIS_16530-1 sulla Well Integrity.

2.3 PROGETTAZIONE DEL POZZO

NOTA: Casing design, kick tolerance e simulazioni idrauliche sono state preparate per il pozzo Teodorico 1, dato che i dati su pore pressure e gradiente di fratturazione per questo pozzo si sono resi disponibili per primi; il design per Teodorico 2 (20m più lungo e 2.5° più inclinato), data la similarità dei due pozzi e la depth uncertainty, non presenta differenze sostanziali.

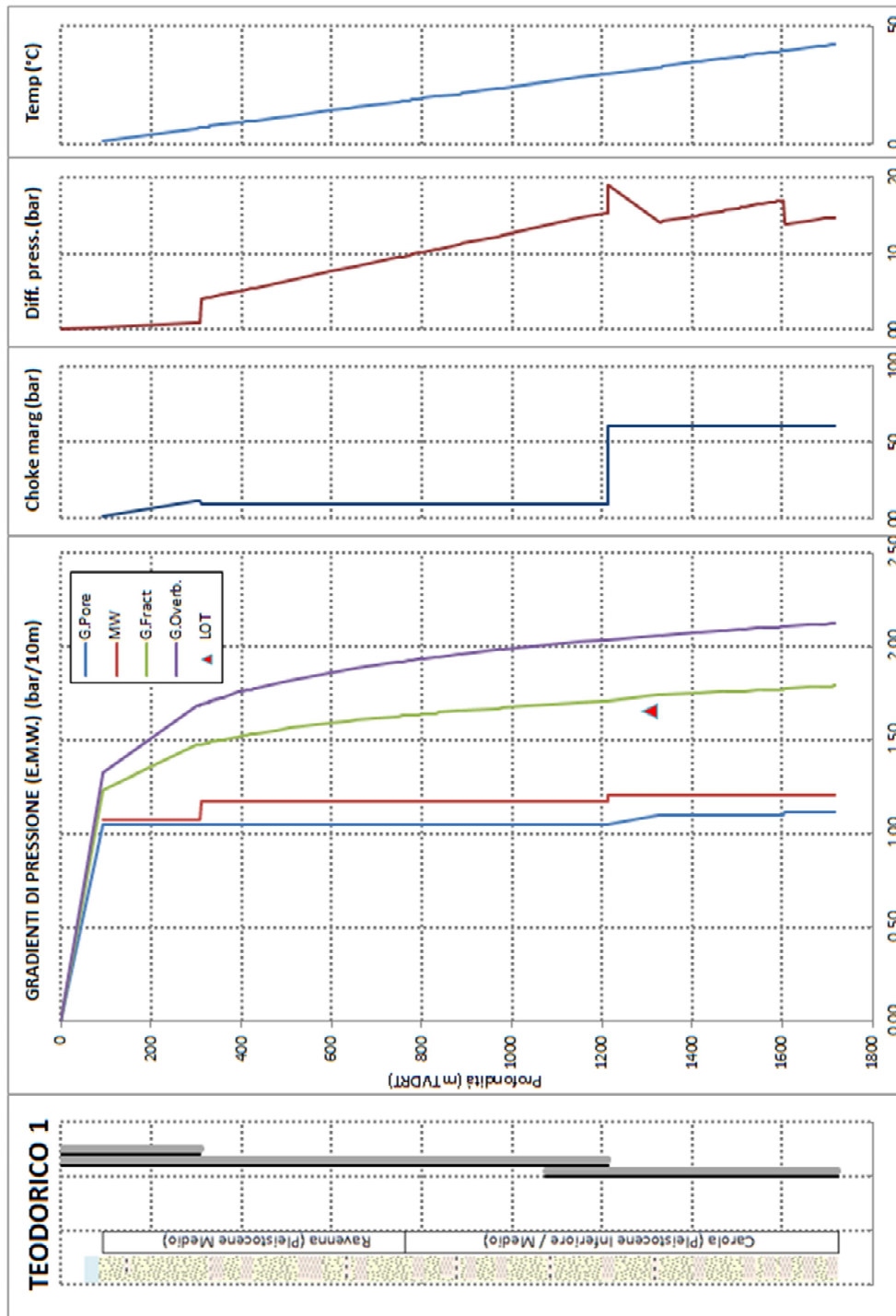
2.3.1 *PRESSIONI*

Per la spiegazione della derivazione dei gradienti interstiziali, di overburden, di fratturazione e di temperatura si rimanda al Programma Geologico.

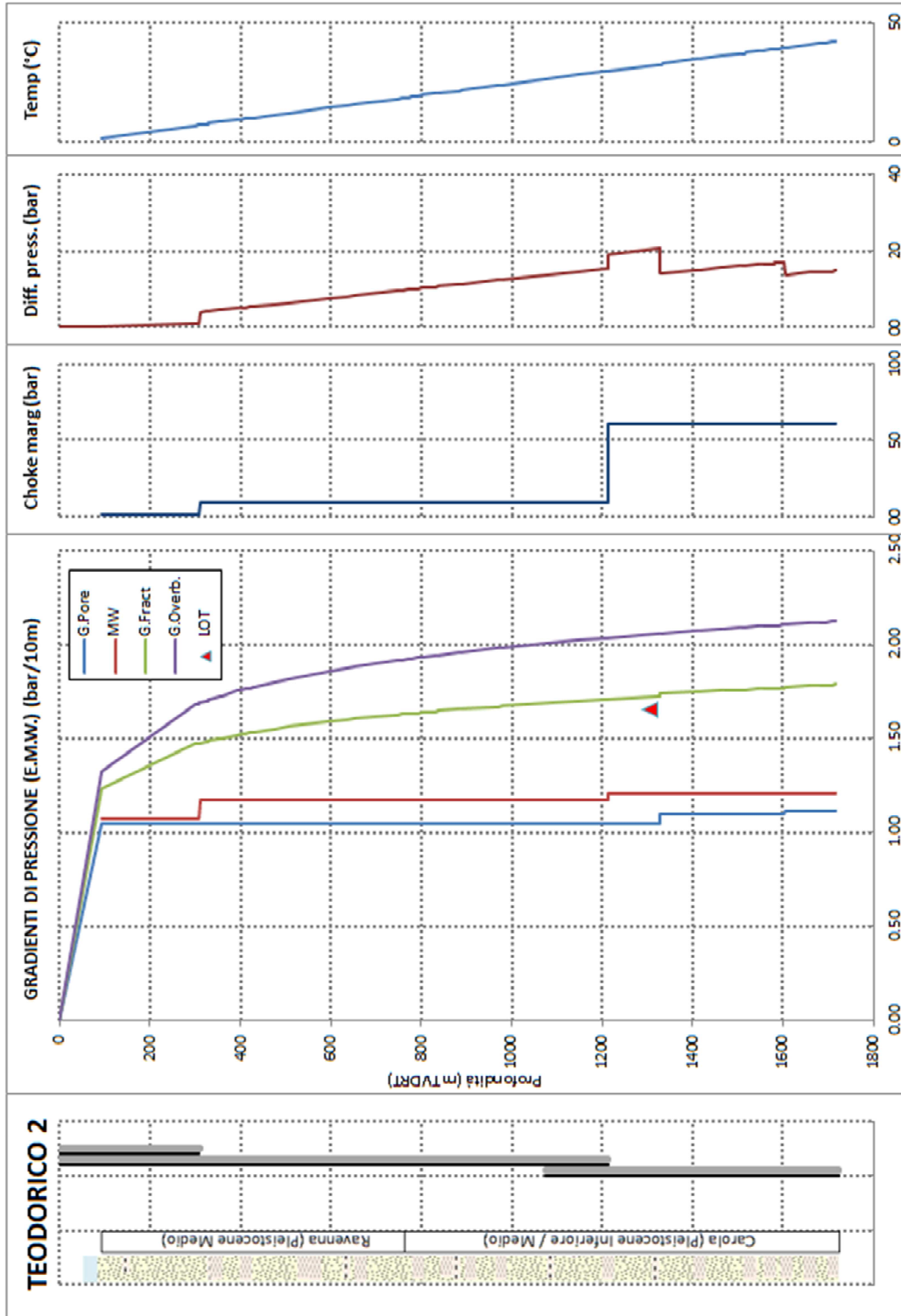
Dai seguenti grafici, si può notare che:

- Il trip margin nel foro da 16" è molto basso, ma questo è tipico dei surface holes, in cui il peso del fluido di perforazione non può essere aumentato troppo dato che questo causerebbe assorbimenti. Le linee guida per la perforazione in potenziale shallow gas devono essere seguite.
- Il trip margin nel foro da 12 ¼" scende fino a 4 bar, e di nuovo questo è causato dalla poca profondità; viene sempre mantenuto overbalance sulla formazione, e bisogna assicurarsi di prevenire lo swabbing con procedure di perforazione specifiche. Vedere anche il paragrafo sulla kick tolerance.

TEODORICO 1	TVD RT	G.Pore	G.Mud	G.Mud	G.Overb	G.Fractur e	Chocke Margin	Diff. Press.	Temp.	TVD ssl
Section	m	bar/10m	kg/l	bar/10m	bar/10m	bar/10m	bar	bar	°C	m
	0	0.00			0.00	0.00		0.0		
16" hole	91	1.05	1.10	1.08	1.33	1.24	1.4	0.3	1.575	63
16" hole	302	1.05	1.10	1.08	1.68	1.47	11.9	0.9	7	274
16" hole	306	1.05	1.10	1.08	1.69	1.47	11.9	0.9	7	278
16" hole	308	1.05	1.10	1.08	1.69	1.48	11.9	0.9	7	280
12 1/4" hole	310	1.05	1.20	1.18	1.69	1.48	9.3	3.9	7	282
12 1/4" hole	325	1.05	1.20	1.18	1.70	1.48	9.3	4.1	7	297
12 1/4" hole	327	1.05	1.20	1.18	1.70	1.49	9.3	4.1	7	299
12 1/4" hole	330	1.05	1.20	1.18	1.71	1.49	9.3	4.2	8	302
12 1/4" hole	331	1.05	1.20	1.18	1.71	1.49	9.3	4.2	8	303
12 1/4" hole	356	1.05	1.20	1.18	1.73	1.50	9.3	4.5	8	328
12 1/4" hole	359	1.05	1.20	1.18	1.73	1.50	9.3	4.5	8	331
12 1/4" hole	396	1.05	1.20	1.18	1.75	1.52	9.3	5.0	9	368
12 1/4" hole	400	1.05	1.20	1.18	1.76	1.52	9.3	5.1	9	372
12 1/4" hole	413	1.05	1.20	1.18	1.77	1.53	9.3	5.2	10	385
12 1/4" hole	422	1.05	1.20	1.18	1.77	1.53	9.3	5.3	10	394
12 1/4" hole	428	1.05	1.20	1.18	1.77	1.53	9.3	5.4	10	400
12 1/4" hole	430	1.05	1.20	1.18	1.78	1.53	9.3	5.4	10	402
12 1/4" hole	431	1.05	1.20	1.18	1.78	1.53	9.3	5.5	10	403
12 1/4" hole	476	1.05	1.20	1.18	1.80	1.55	9.3	6.0	11	448
12 1/4" hole	510	1.05	1.20	1.18	1.82	1.56	9.3	6.4	12	482
12 1/4" hole	599	1.05	1.20	1.18	1.86	1.59	9.3	7.6	14	571
12 1/4" hole	639	1.05	1.20	1.18	1.88	1.60	9.3	8.1	15	611
12 1/4" hole	656	1.05	1.20	1.18	1.88	1.61	9.3	8.3	16	628
12 1/4" hole	749	1.05	1.20	1.18	1.92	1.63	9.3	9.5	18	721
12 1/4" hole	758	1.05	1.20	1.18	1.92	1.63	9.3	9.6	18	730
12 1/4" hole	771	1.05	1.20	1.18	1.92	1.63	9.3	9.8	19	743
12 1/4" hole	779	1.05	1.20	1.18	1.93	1.63	9.3	9.9	19	751
12 1/4" hole	793	1.05	1.20	1.18	1.93	1.64	9.3	10.0	19	765
12 1/4" hole	804	1.05	1.20	1.18	1.93	1.64	9.3	10.2	19	776
12 1/4" hole	833	1.05	1.20	1.18	1.94	1.65	9.3	10.5	20	805
12 1/4" hole	837	1.05	1.20	1.18	1.94	1.65	9.3	10.6	20	809
12 1/4" hole	883	1.05	1.20	1.18	1.96	1.66	9.3	11.2	21	855
12 1/4" hole	890	1.05	1.20	1.18	1.96	1.66	9.3	11.3	22	862
12 1/4" hole	969	1.05	1.20	1.18	1.98	1.67	9.3	12.3	24	941
12 1/4" hole	982	1.05	1.20	1.18	1.98	1.67	9.3	12.4	24	954
12 1/4" hole	1151	1.05	1.20	1.18	2.02	1.70	9.3	14.6	28	1123
12 1/4" hole	1209	1.05	1.20	1.18	2.04	1.71	9.3	15.3	30	1181
12 1/4" hole	1213	1.05	1.20	1.18	2.04	1.71	9.3	15.3	30	1185
8 1/2" hole	1215	1.05	1.23	1.21	2.04	1.71	61.0	18.9	30	1187
8 1/2" hole	1328	1.10	1.23	1.21	2.06	1.74	61.0	14.1	33	1300
8 1/2" hole	1330	1.10	1.23	1.21	2.06	1.74	61.0	14.1	33	1302
8 1/2" hole	1334	1.10	1.23	1.21	2.06	1.74	61.0	14.1	33	1306
8 1/2" hole	1335	1.10	1.23	1.21	2.06	1.74	61.0	14.1	33	1307
8 1/2" hole	1411	1.10	1.23	1.21	2.07	1.75	61.0	14.9	35	1383
8 1/2" hole	1419	1.10	1.23	1.21	2.08	1.75	61.0	15.0	35	1391
8 1/2" hole	1467	1.10	1.23	1.21	2.08	1.76	61.0	15.5	36	1439
8 1/2" hole	1472	1.10	1.23	1.21	2.08	1.76	61.0	15.6	36	1444
8 1/2" hole	1506	1.10	1.23	1.21	2.09	1.76	61.0	15.9	37	1478
8 1/2" hole	1509	1.10	1.23	1.21	2.09	1.76	61.0	16.0	37	1481
8 1/2" hole	1510	1.10	1.23	1.21	2.09	1.76	61.0	16.0	37	1482
8 1/2" hole	1512	1.10	1.23	1.21	2.09	1.76	61.0	16.0	37	1484
8 1/2" hole	1515	1.10	1.23	1.21	2.09	1.76	61.0	16.0	37	1487
8 1/2" hole	1518	1.10	1.23	1.21	2.09	1.76	61.0	16.1	37	1490
8 1/2" hole	1548	1.10	1.23	1.21	2.10	1.76	61.0	16.4	38	1520
8 1/2" hole	1556	1.10	1.23	1.21	2.10	1.77	61.0	16.5	38	1528
8 1/2" hole	1573	1.10	1.23	1.21	2.10	1.77	61.0	16.7	39	1545
8 1/2" hole	1580	1.10	1.23	1.21	2.10	1.77	61.0	16.7	39	1552
8 1/2" hole	1581	1.10	1.23	1.21	2.10	1.77	61.0	16.7	39	1553
8 1/2" hole	1582	1.10	1.23	1.21	2.10	1.77	61.0	16.8	39	1554
8 1/2" hole	1584	1.10	1.23	1.21	2.10	1.77	61.0	16.8	39	1556
8 1/2" hole	1588	1.10	1.23	1.21	2.10	1.77	61.0	16.8	39	1560
8 1/2" hole	1593	1.10	1.23	1.21	2.10	1.77	61.0	16.9	39	1565
8 1/2" hole	1601	1.10	1.23	1.21	2.11	1.77	61.0	17.0	39	1573
8 1/2" hole	1602	1.10	1.23	1.21	2.11	1.77	61.0	17.0	39	1574
8 1/2" hole	1603	1.10	1.23	1.21	2.11	1.77	61.0	17.0	39	1575
8 1/2" hole	1606	1.12	1.23	1.21	2.11	1.78	61.0	13.8	39	1578
8 1/2" hole	1611	1.12	1.23	1.21	2.11	1.78	61.0	13.8	40	1583
8 1/2" hole	1662	1.12	1.23	1.21	2.11	1.78	61.0	14.3	41	1634
8 1/2" hole	1681	1.12	1.23	1.21	2.12	1.78	61.0	14.4	41	1653
8 1/2" hole	1696	1.12	1.23	1.21	2.12	1.79	61.0	14.6	42	1668
8 1/2" hole	1709	1.12	1.23	1.21	2.12	1.79	61.0	14.7	42	1681
8 1/2" hole	1716	1.12	1.23	1.21	2.12	1.79	61.0	14.7	42	1688



TEODORICO 2	TVD RT	G.Pore	G.Mud	G.Mud	G.Overb	G.Fractur e	Chocke Margin	Diff. Press.	Temp.	TVD ssl
Section	m	bar/10m	kg/l	bar/10m	bar/10m	bar/10m	bar	bar	°C	m
	0	0.00			0.00	0.00		0.0		
16" hole	91	1.05	1.10	1.08	1.33	1.24	1.4	0.3	1.575	63
16" hole	302	1.05	1.10	1.08	1.68	1.47	1.4	0.9	7	274
16" hole	306	1.05	1.10	1.08	1.69	1.47	1.4	0.9	7	278
16" hole	308	1.05	1.10	1.08	1.69	1.48	1.4	0.9	7	280
12 1/4" hole	310	1.05	1.20	1.18	1.69	1.48	9.3	3.9	7	282
12 1/4" hole	325	1.05	1.20	1.18	1.70	1.48	9.3	4.1	7	297
12 1/4" hole	327	1.05	1.20	1.18	1.70	1.49	9.3	4.1	7	299
12 1/4" hole	330	1.05	1.20	1.18	1.71	1.49	9.3	4.2	8	302
12 1/4" hole	331	1.05	1.20	1.18	1.71	1.49	9.3	4.2	8	303
12 1/4" hole	356	1.05	1.20	1.18	1.73	1.50	9.3	4.5	8	328
12 1/4" hole	359	1.05	1.20	1.18	1.73	1.50	9.3	4.5	8	331
12 1/4" hole	396	1.05	1.20	1.18	1.75	1.52	9.3	5.0	9	368
12 1/4" hole	400	1.05	1.20	1.18	1.76	1.52	9.3	5.1	9	372
12 1/4" hole	413	1.05	1.20	1.18	1.77	1.53	9.3	5.2	10	385
12 1/4" hole	422	1.05	1.20	1.18	1.77	1.53	9.3	5.3	10	394
12 1/4" hole	428	1.05	1.20	1.18	1.77	1.53	9.3	5.4	10	400
12 1/4" hole	430	1.05	1.20	1.18	1.78	1.53	9.3	5.4	10	402
12 1/4" hole	431	1.05	1.20	1.18	1.78	1.53	9.3	5.5	10	403
12 1/4" hole	476	1.05	1.20	1.18	1.80	1.55	9.3	6.0	11	448
12 1/4" hole	510	1.05	1.20	1.18	1.82	1.56	9.3	6.4	12	482
12 1/4" hole	599	1.05	1.20	1.18	1.86	1.59	9.3	7.6	14	571
12 1/4" hole	639	1.05	1.20	1.18	1.88	1.60	9.3	8.1	15	611
12 1/4" hole	656	1.05	1.20	1.18	1.88	1.61	9.3	8.3	16	628
12 1/4" hole	749	1.05	1.20	1.18	1.92	1.63	9.3	9.5	18	721
12 1/4" hole	758	1.05	1.20	1.18	1.92	1.63	9.3	9.6	18	730
12 1/4" hole	771	1.05	1.20	1.18	1.92	1.63	9.3	9.8	19	743
12 1/4" hole	779	1.05	1.20	1.18	1.93	1.63	9.3	9.9	19	751
12 1/4" hole	793	1.05	1.20	1.18	1.93	1.64	9.3	10.0	19	765
12 1/4" hole	804	1.05	1.20	1.18	1.93	1.64	9.3	10.2	19	776
12 1/4" hole	833	1.05	1.20	1.18	1.94	1.65	9.3	10.5	20	805
12 1/4" hole	837	1.05	1.20	1.18	1.94	1.65	9.3	10.6	20	809
12 1/4" hole	883	1.05	1.20	1.18	1.96	1.66	9.3	11.2	21	855
12 1/4" hole	890	1.05	1.20	1.18	1.96	1.66	9.3	11.3	22	862
12 1/4" hole	969	1.05	1.20	1.18	1.98	1.67	9.3	12.3	24	941
12 1/4" hole	982	1.05	1.20	1.18	1.98	1.67	9.3	12.4	24	954
12 1/4" hole	1151	1.05	1.20	1.18	2.02	1.70	9.3	14.6	28	1123
12 1/4" hole	1209	1.05	1.20	1.18	2.04	1.71	9.3	15.3	30	1181
12 1/4" hole	1213	1.05	1.20	1.18	2.04	1.71	9.3	15.3	30	1185
8 1/2" hole	1215	1.05	1.23	1.21	2.04	1.71	61.0	18.9	30	1187
8 1/2" hole	1328	1.05	1.23	1.21	2.06	1.72	61.0	20.7	33	1300
8 1/2" hole	1329	1.10	1.23	1.21	2.06	1.74	61.0	14.1	33	1301
8 1/2" hole	1331	1.10	1.23	1.21	2.06	1.74	61.0	14.1	33	1303
8 1/2" hole	1334	1.10	1.23	1.21	2.06	1.74	61.0	14.1	33	1306
8 1/2" hole	1335	1.10	1.23	1.21	2.06	1.74	61.0	14.1	33	1307
8 1/2" hole	1411	1.10	1.23	1.21	2.07	1.75	61.0	14.9	35	1383
8 1/2" hole	1419	1.10	1.23	1.21	2.08	1.75	61.0	15.0	35	1391
8 1/2" hole	1466	1.10	1.23	1.21	2.08	1.76	61.0	15.5	36	1438
8 1/2" hole	1471	1.10	1.23	1.21	2.08	1.76	61.0	15.6	36	1443
8 1/2" hole	1506	1.10	1.23	1.21	2.09	1.76	61.0	15.9	37	1478
8 1/2" hole	1507	1.10	1.23	1.21	2.09	1.76	61.0	16.0	37	1479
8 1/2" hole	1508	1.10	1.23	1.21	2.09	1.76	61.0	16.0	37	1480
8 1/2" hole	1511	1.10	1.23	1.21	2.09	1.76	61.0	16.0	37	1483
8 1/2" hole	1514	1.10	1.23	1.21	2.09	1.76	61.0	16.0	37	1486
8 1/2" hole	1518	1.10	1.23	1.21	2.09	1.76	61.0	16.1	37	1490
8 1/2" hole	1548	1.10	1.23	1.21	2.10	1.76	61.0	16.4	38	1520
8 1/2" hole	1556	1.10	1.23	1.21	2.10	1.77	61.0	16.5	38	1528
8 1/2" hole	1573	1.10	1.23	1.21	2.10	1.77	61.0	16.7	39	1545
8 1/2" hole	1580	1.10	1.23	1.21	2.10	1.77	61.0	16.7	39	1552
8 1/2" hole	1581	1.10	1.23	1.21	2.10	1.77	61.0	16.7	39	1553
8 1/2" hole	1582	1.10	1.23	1.21	2.10	1.77	61.0	16.8	39	1554
8 1/2" hole	1584	1.10	1.23	1.21	2.10	1.77	61.0	16.8	39	1556
8 1/2" hole	1588	1.10	1.23	1.21	2.10	1.77	61.0	16.8	39	1560
8 1/2" hole	1593	1.10	1.23	1.21	2.10	1.77	61.0	16.9	39	1565
8 1/2" hole	1601	1.10	1.23	1.21	2.11	1.77	61.0	17.0	39	1573
8 1/2" hole	1602	1.10	1.23	1.21	2.11	1.77	61.0	17.0	39	1574
8 1/2" hole	1603	1.10	1.23	1.21	2.11	1.77	61.0	17.0	39	1575
8 1/2" hole	1606	1.12	1.23	1.21	2.11	1.78	61.0	13.8	39	1578
8 1/2" hole	1611	1.12	1.23	1.21	2.11	1.78	61.0	13.8	40	1583
8 1/2" hole	1662	1.12	1.23	1.21	2.11	1.78	61.0	14.3	41	1634
8 1/2" hole	1681	1.12	1.23	1.21	2.12	1.78	61.0	14.4	41	1653
8 1/2" hole	1696	1.12	1.23	1.21	2.12	1.79	61.0	14.6	42	1668
8 1/2" hole	1709	1.12	1.23	1.21	2.12	1.79	61.0	14.7	42	1681
8 1/2" hole	1716	1.12	1.23	1.21	2.12	1.79	61.0	14.7	42	1688



2.3.2 SCelta DEI CASING POINT

La scelta dei casing point è stata facilitata dalla vicinanza dei pozzi di riferimento, che hanno tutti perforato le stesse formazioni con le stesse pressioni.

- **Conductor Pipe 30" a circa 90 m MDRT**

Il CP che isolerà la parte inconsolidata superficiale, verrà battuto fino ad un rifiuto di 1-2 colpi/piede. Si prevede una infissione di circa 30 m sotto al fondo mare, come avvenuto per tutti e quattro pozzi di riferimento. Sul CP verrà installato il Diverter. Il CP verrà poi pulito al suo interno con scalpello da 26".

- **Foro 16" per casing superficiale 13 3/8" at 308 m MDRT**

E' stato scelto di perforare un foro da 16" (e non da 17 1/2" come in alcuni dei pozzi di riferimento) in modo da diminuire la quantità di gas nel pozzo nel caso si trovassero strati mineralizzati e da aumentare la capacità di rimozione di questo gas. In questo modo, si riduce anche la quantità di cuttings, di scarti e di fluido di perforazione.

La section TD di questa sezione è stata scelta ad una profondità simile a quella dei pozzi di riferimento, e più precisamente nell'unico strato di argilla di spessore consistente (4m) previsto a quelle profondità. Si tenta in questo modo di:

- Isolare le formazioni superficiali, che nel caso di Carola-1 hanno portato ad assorbimenti totali
- Raggiungere un sufficiente gradiente di fratturazione alla scarpa per perforare la fase successiva
- evitare di entrare a contatto con i livelli mineralizzati a gas previsti per la fase successiva, il primo dei quali a 327m MDRT +/-5m uncertainty..

Il casing da 13 3/8" sarà cementato fino in superficie.

Sul casing da 13 3/8" sarà installata la testa pozzo e il BOP stack da 13 5/8".

- **Foro 12 1/4" per casing di produzione 9 5/8" a 1359m MDRT (Teodorico 1) e 1379m MDRT (Teodorico 2)**

Questa profondità per il casing da 9 5/8" è stata scelta nell'unico strato di argilla consistente (da 1355m a 1361m MDRT in Teodorico 1 e da 1375m a 1381m MDRT in Teodorico 2) al di sopra dei livelli di produzione, con il fine di:

- Isolare le formazioni al di sopra dei livelli mineralizzati da produrre
- avere un sufficiente gradiente di fratturazione alla scarpa per perforare la fase successiva

Il casing sarà cementato fino in superficie, per andare a coprire con cemento fino ad almeno 150m al di sopra degli strati di gas superficiali (il più superficiale dei quali è previsto a 327m MDRT).

La section TD potrebbe essere stabilita ad una profondità minore in base a considerazioni di kick tolerance durante la perforazione (vedere sezione sulla kick tolerance).

- **Foro 8 ½" per liner di produzione 7" a circa 1876m MDRT (Teodorico 1) e 1896m MDRT (Teodorico 2)**

Il liner 7" andrà a coprire la formazione da cui i pozzi produrranno, e verrà poi cementato, perforato e completato con gravel pack.

Il liner 7" verrà cementato fino a testa liner, previsto circa 150 m entro il casing precedente. A testa liner, a fine cementazione, verrà inoltre fissato un packer di tenuta (ZXP packer) per assicurare la chiusura dell'annulus.

NOTA: I valori per le prove di pressione dei casing, della testa pozzo e del BOP, ed i valori degli FIT sono stati calcolati in base alle pore pressures e fracture pressures previste nel programma geologico. Se queste dovessero cambiare in una qualsiasi fase del progetto, i suddetti valori dovranno essere ricalcolati.

2.3.3 KICK TOLERANCE

La kick tolerance il massimo volume di fluido che può entrare in pozzo e che può essere circolato in superficie sotto controllo (well killing), mantenendo la pressione a fondo pozzo (bottom hole pressure, BHP) costante ed in sovrappressione rispetto alla pore pressure (PP), senza fratturare la formazione più debole nel foro aperto (generalmente e nei pozzi Teodorico, il sotto scarpa). A BHP costante tre sono le situazioni critiche da controllare, ed i calcoli per la kick tolerance sono dati dalle seguenti relazioni (ignorando l'effetto del cambiamento di temperatura sul volume):

- La pressione alla scarpa nel momento in cui il fluido entrato in pozzo (cuscino) è in fondo al pozzo, attorno al BHA

$$P_{shoe} = P_{BHP} - \rho_{gas} * H_{gasTVD} - \rho_{mud} * (D_{kickTVD} - D_{shoeTVD})$$

$$P_{BHP} = BHP \text{ (PP o, nel caso di uno swab kick, colonna idrostatica in pozzo)}$$

$$\rho_{gas} = \text{gas density} \quad \rho_{mud} = \text{mud density}$$

$$D_{kickTVD} = \text{profondità verticale da dove è entrato il cuscino}$$

$$D_{shoeTVD} = \text{profondità verticale della scarpa}$$

$$H_{gasTVD} = \text{Altezza del cuscino a fondo pozzo}$$

- La pressione alla scarpa nel momento in cui viene raggiunta da un cuscino entrato in pozzo o con pressione uguale alla pore pressure a fondo pozzo (drilled kick) oppure uguale alla colonna idrostatica (swab kick). Notare che il gas, man mano che viene circolato su attraverso l'intercapedine, aumenta di volume, determinando quindi un aumento di pressione al suo top.

$$H_{maxTVD} = [P_{fs} - P_{BHP} + \rho_{mud} (D_{kickTVD} - D_{shoeTVD})] / (\rho_{mud} - \rho_{gas})$$

$$H_{maxTVD} = \text{massima altezza del cuscino con top alla scarpa}$$

$$P_{fs} = \text{Pressione di fratturazione alla scarpa}$$

$$V_{shoe} = H_{maxTVD} * C1$$

$$V_{shoe} = \text{Volume del cuscino con top alla scarpa}$$

$$C1 = \text{capacità dell'intercapedine alla scarpa}$$

$$V1 * P1 = V2 * P2 \text{ Equazione di Boyle per trovare il volume iniziale del cuscino}$$

Si allega grafico con i valori del volume massimo di gas che nelle varie fasi può entrare in pozzo. Il grafico mostra anche i valori calcolati con WellPlan, che sono leggermente più conservativi dato che tengono in giusto conto temperatura ed inclinazione metro per metro nel pozzo.

Note: per considerare lo scenario peggiore, si è assunto che il cuscino alla scarpa sia tutto attorno a DP invece che anche BHA; in modo da ottenere un volume maggiore. Inoltre,

ancora una volta per guardare allo scenario peggiore, l'equazione di Boyle finale è stata usata con la pressione di fondo data dalla colonna idrostatica, e quindi maggiore.

Si rammenta che un continuo e attento monitoraggio del pozzo in tutte le fasi della perforazione, una immediata rilevazione del fenomeno di kick ed una pronta chiusura del pozzo se il kick è in atto sono condizioni fondamentali per il successo di un controllo pozzo.

Commenti dei risultati:

La kick tolerance è stata controllata sia per la situazione di shut-in iniziale del pozzo, ed anche per la circolazione di un kick dato da pore pressure, e per quella di uno swab kick, con pressione di fondo pozzo uguale alla pressione esercitata dalla colonna idrostatica.

Nei pozzi Teodorico, lo scenario di un kick dalla formazione non è realistico, dato che il pozzo verrà perforato con ampio overbalance. Lo scenario di swabbed kick è realistico, specialmente nelle fasi iniziali della sezione da 12 ¼", dato che vi è poco trip margin (vedere sezione sulle pressioni).

- Per quanto riguarda il foro da 12 ¼", il massimo volume di cuscino consentito per non rompere la scarpa a condizioni di shut in è di 3.1 m3. Questo limite è addirittura superato da quella di uno swab kick a colonna idrostatica dalla section TD (1359m MDRT) data da un drilling fluid di 1.22 sg (1.20bar/10m), che consente un kick massimo di 1.65 m3. E' però da dire che questo scenario non è realistico dato che non vi sono strati a gas previsti a queste profondità: secondo la stratigrafia e previsione degli strati a gas, lo strato a gas più profondo si trova a 430m, e quindi il limite realistico più stringente per questa sezione è di un kick massimo di **3.1 m3**. La kick tolerance deve essere ricalcolata in tempo reale, in base ai risultati del FIT alla scarpa, e nel cas si riscontrasse gas al di sotto di 430m MDRT.
- Per quanto riguarda il foro da 8 ½", il massimo valore di kick consentito è di **12.8 m3**.

Durante la fase di progettazione di dettaglio, dispensations saranno necessarie per il basso trip margin nelle fasi da 16" e da 12 ¼", e per la kick tolerance della fase da 12 ¼" (minore di quella raccomandata da API). Queste dispensations dovranno essere parte di un risk assessment (valutazione dei rischi) e dovranno essere nel risk register.

Swab kick with bottom hole pressure equal to mud hydrostatic column

Section	DP	Annulus capacity around DP	Depth of previous shoe		Average inclination shoe	Depth of kick		Average inclination at TD	Rmud	Shoe fracture strength	Rgas	TD pore pressure / BHP if = hydr column	Min Kick volume recommended by API	Required shoe fracture strength initial cond.			Max kick volume during circulation of kick				Check whether max allowed kick is at least equal to minimum API kick tolerance			Check from WellPlan - max allowed
			Dshoe TVD	Dshoe eMD		Dkick TVD	Dkick MD							Kick volume	Required fracture strength at shoe	Shoe break at shut in	Hmax TVD	Hmax MD	Volume influx at shoe	Volume influx TD	Kick volume recommended by API	Max kick volumed allowed*	Is max allowed volume < min API recommended volume	
in	in	ltr/m	m	m	deg	m	m	deg	sg	bar/10m	bar/10m	bar/10m		m3	sg		m	m	m3	m3	m3	m3		m3
12.25	5	62.8	308	308	0	422	422	0	1.22	1.47	0.20	1.20	8.00	5.00	1.50	Max influx	84	84	5.30	3.87	8.00	3.87	Dispensation required	3.18
12.25	5	62.8	308	308	0	430	430	0	1.22	1.47	0.20	1.20	8.00	3.68	1.50	Max influx	84	84	5.30	3.80	8.00	3.68	Dispensation required	3.37
12.25	5	62.8	308	308	0	430	430	0	1.2	1.47	0.20	1.18	8.00	4.00	1.50	Max influx	92	92	5.79	4.15	8.00	4.00	Dispensation required	3.37
12.25	5	62.8	308	308	0	460	460	0	1.22	1.47	0.20	1.20	8.00	3.67	1.50	Max influx	84	84	5.30	3.55	8.00	3.55	Dispensation required	4.08
12.25	5	62.8	308	308	0	1100	1237	29	1.22	1.47	0.20	1.20	8.00	4.21	1.50	Max influx	84	84	5.30	1.48	8.00	1.48	Dispensation required	
12.25	5	62.8	308	308	0	1213	1359	17	1.22	1.47	0.20	1.20	8.00	3.85	1.50	Max influx	84	84	5.30	1.35	8.00	1.35	Dispensation required	1.24
8.5	5	23.4	1213	1359	17	1308	1457	8	1.26	1.70	0.20	1.24	4.00	4.00	1.35	OK	542	567	13.27	12.31	4.00	4.00	Sustains API volume	**
8.5	5	23.4	1213	1359	17	1328	1477	8	1.26	1.70	0.20	1.24	4.00	4.00	1.37	OK	542	567	13.27	12.12	4.00	4.00	Sustains API volume	**
8.5	5	23.4	1213	1359	17	1334	1483	8	1.26	1.70	0.20	1.24	4.00	4.00	1.37	OK	542	567	13.27	12.07	4.00	4.00	Sustains API volume	**
8.5	5	23.4	1213	1359	17	1467	1617	8	1.26	1.70	0.20	1.24	4.00	4.00	1.49	OK	542	567	13.27	10.97	4.00	4.00	Sustains API volume	**
8.5	5	23.4	1213	1359	17	1509	1660	8	1.26	1.70	0.20	1.24	4.00	4.00	1.52	OK	542	567	13.27	10.67	4.00	4.00	Sustains API volume	**
8.5	5	23.4	1213	1359	17	1512	1663	8	1.26	1.70	0.20	1.24	4.00	4.00	1.53	OK	542	567	13.27	10.65	4.00	4.00	Sustains API volume	**
8.5	5	23.4	1213	1359	17	1573	1724	8	1.26	1.70	0.20	1.24	4.00	4.00	1.56	OK	542	567	13.27	10.23	4.00	4.00	Sustains API volume	**
8.5	5	23.4	1213	1359	17	1581	1732	8	1.26	1.70	0.20	1.24	4.00	4.00	1.56	OK	542	567	13.27	10.18	4.00	4.00	Sustains API volume	**
8.5	5	23.4	1213	1359	17	1584	1735	8	1.26	1.70	0.20	1.24	4.00	4.00	1.56	OK	542	567	13.27	10.16	4.00	4.00	Sustains API volume	**
8.5	5	23.4	1213	1359	17	1602	1754	8	1.26	1.70	0.20	1.24	4.00	4.00	1.56	OK	542	567	13.27	10.05	4.00	4.00	Sustains API volume	**
8.5	5	23.4	1213	1359	17	1723	1876	8	1.26	1.70	0.20	1.24	4.00	4.00	1.56	OK	542	567	13.27	9.34	4.00	4.00	Sustains API volume	**

* The smaller kick volume between the maximum allowed at shut in conditions and the maximum allowed during circulating out the kick

** top bubble reaches shoe before formation at shoe breaks

2.3.4 CASING DESIGN

SOMMARIO COLONNE DI TUBAGGIO

Le seguenti tabelle riassumono i minimi safety factor richiesti dalle procedure del wells management system e le caratteristiche dei casing e delle connessioni scelte per il profilo di tubaggio del pozzo.

Casing Design Factors Summary

Load Case	Design Factor (Casing Body)	Design Factor (Connection)
Collapse	1.00	1.00
Burst	1.10	1.10
Axial – Tension	1.30	1.30
Axial - Compression	1.30	1.00
Triaxial	1.25	-

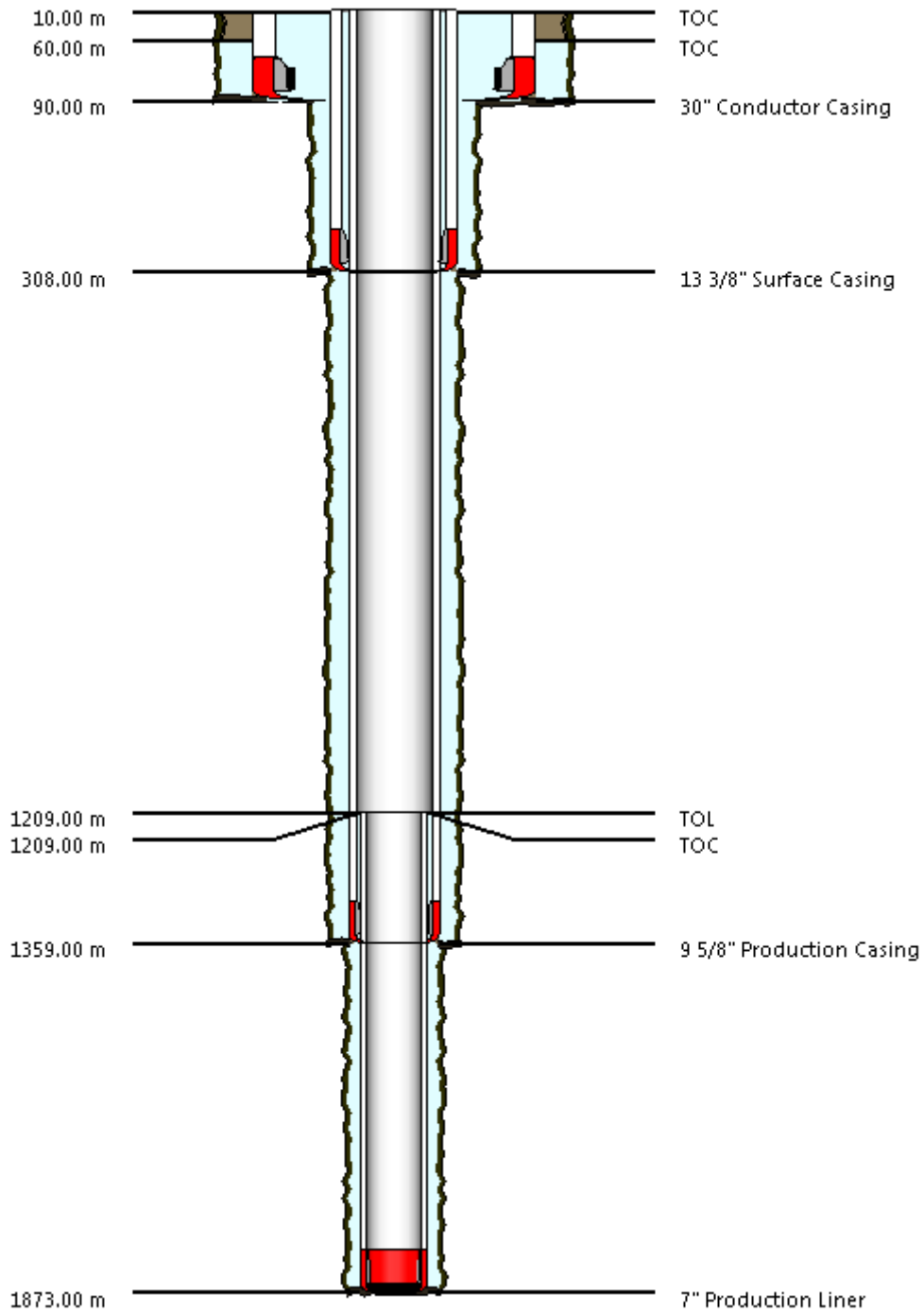
Per gli input e gli output del casing design si rimanda al report in Appendice.

File: Design #8 05Jan17 S-shape lower KOP

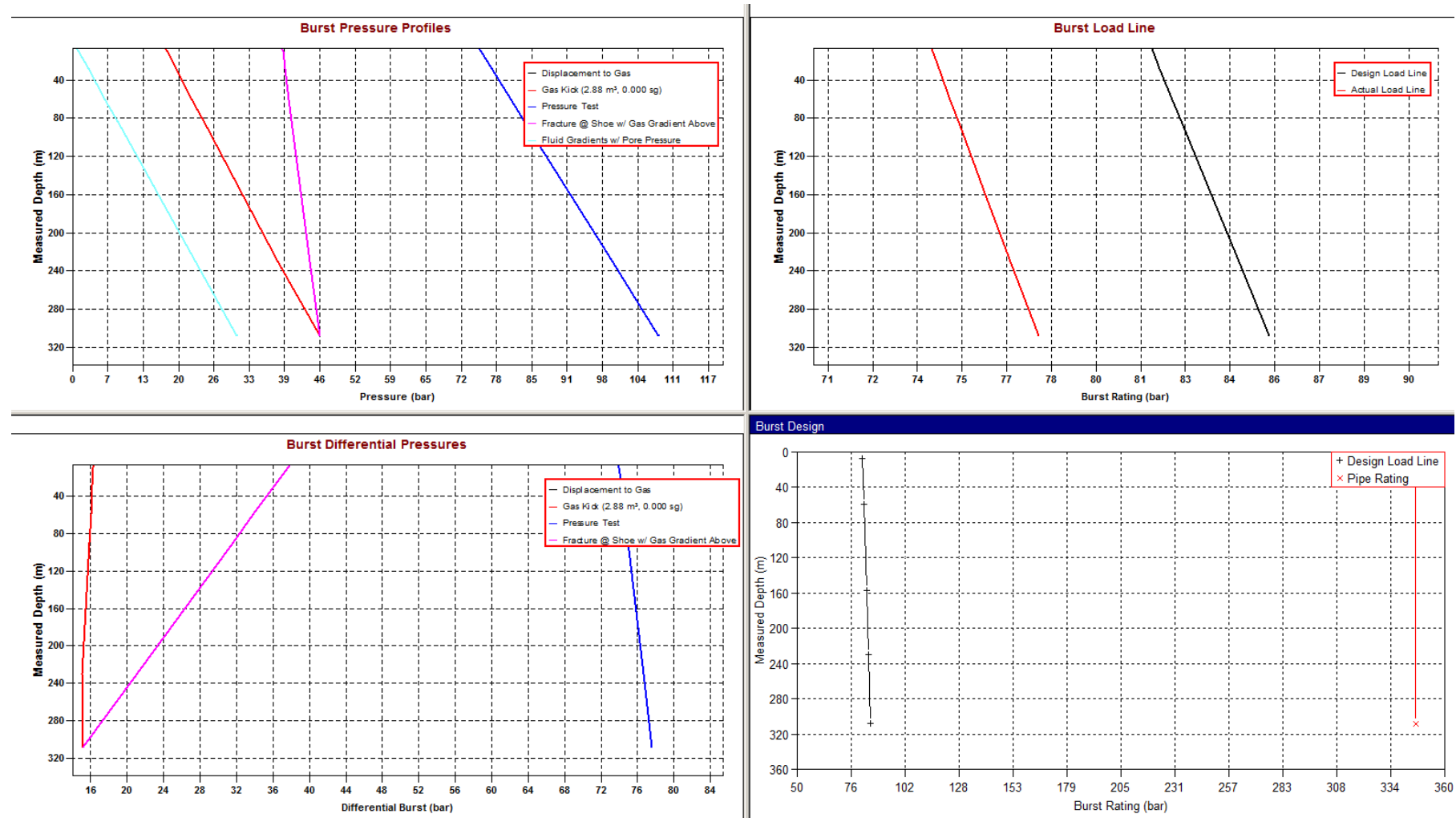
Date: February 01, 2017 Page: 1

WELL SUMMARY										
	String	OD/Weight/Grade	Connection	MD Interval (m)	Drift Dia. (in)	Minimum Safety Factor (Abs)				Design Cost (\$)
						Burst	Collapse	Axial	Triaxial	
1	Conductor Casing	30", 309.700 ppf, X-60	N/A	9.00-90.00	27.813	N/A	N/A	N/A	N/A	28,807
2										Total = 28,807
3										
4	Surface Casing	13 3/8", 68.000 ppf, L-80	N/A	8.00-308.00	12.259	4.47	3.36	7.20	4.00	33,031
5										Total = 33,031
6										
7	Production Casing	9 5/8", 43.500 ppf, L-80	N/A	8.00-1359.00	8.625 A	1.26	2.21	2.16	1.30	95,164
8										Total = 95,164
9										
10	Production Liner	7", 29.000 ppf, L-80	N/A	1209.00-1873.	6.059	1.72	2.47	N/A	1.83	31,174
11										Total = 31,174
12										
13										Total = 188,176
14	A Alternate Drift									

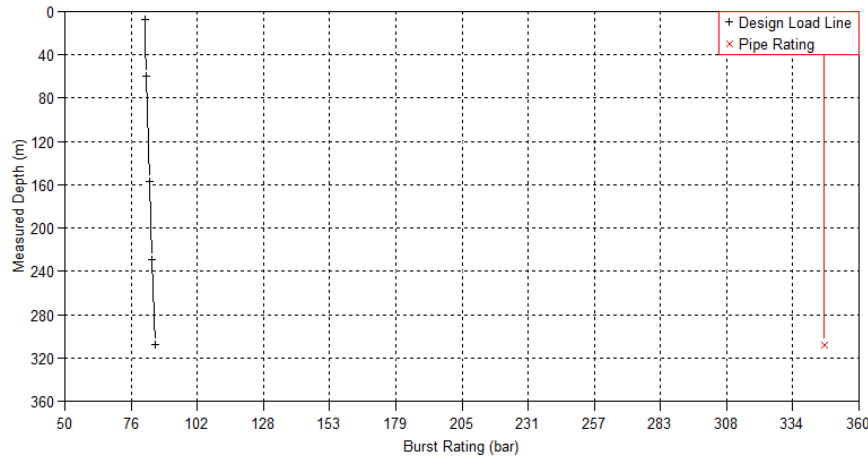
WELL SCHEMATIC



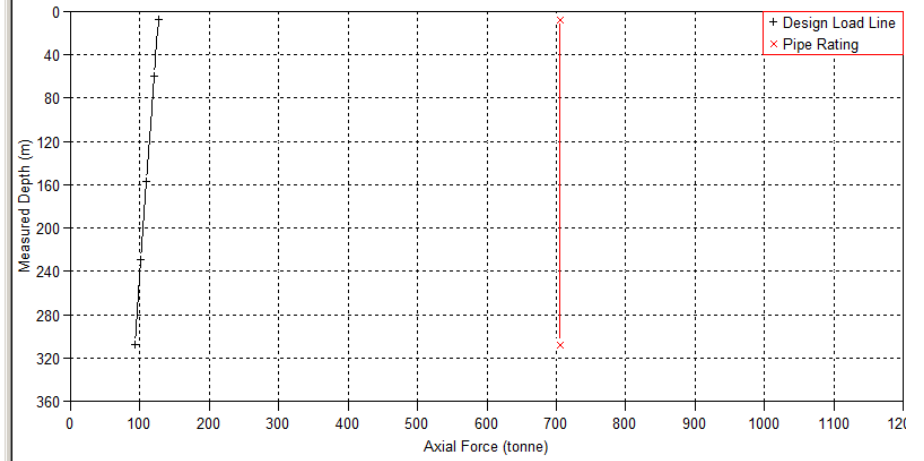
RISULTATI CASING DESIGN - Casing superficiale 13 3/8"



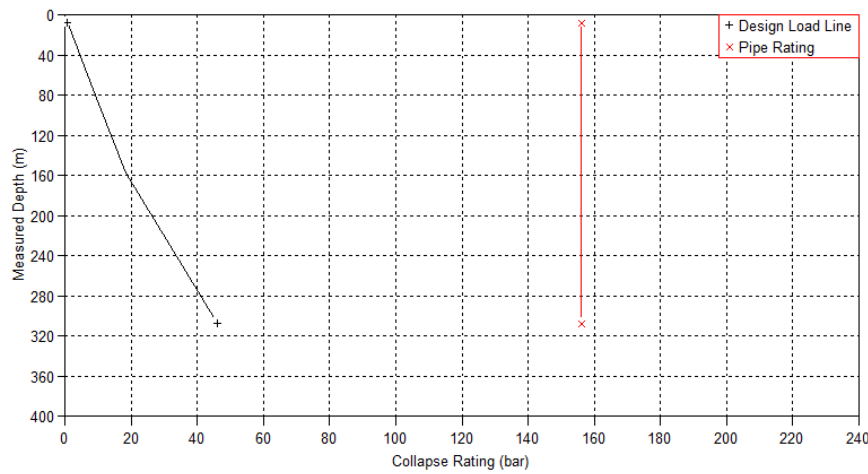
Burst Design



Axial Design



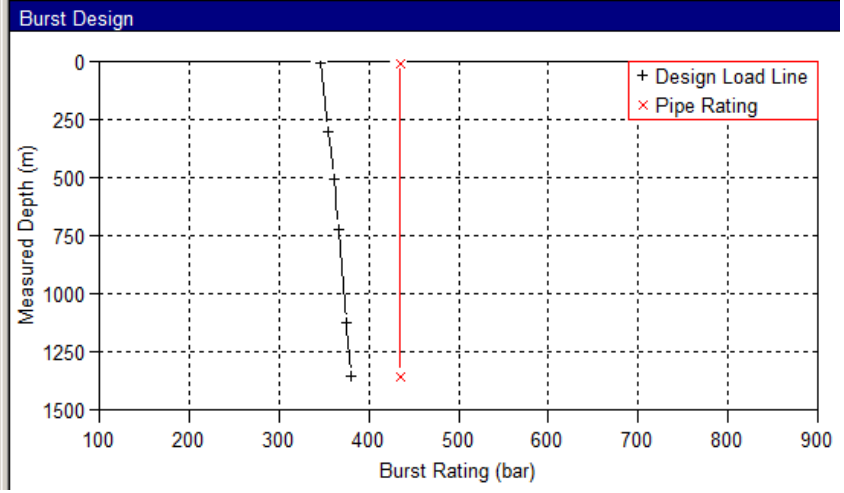
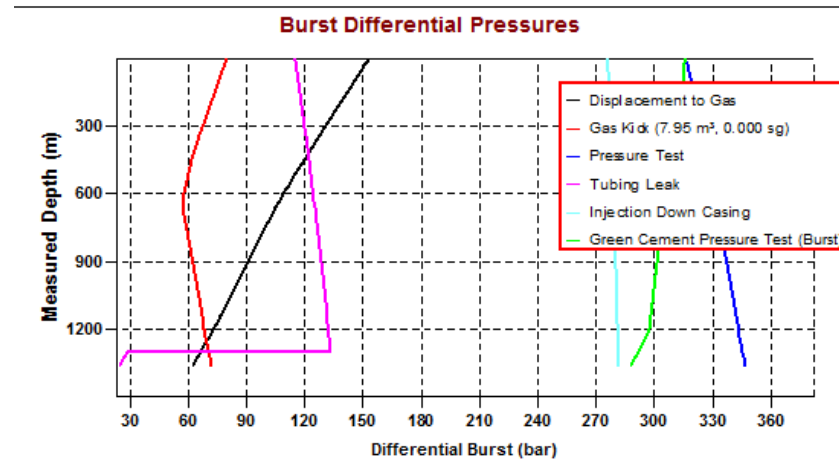
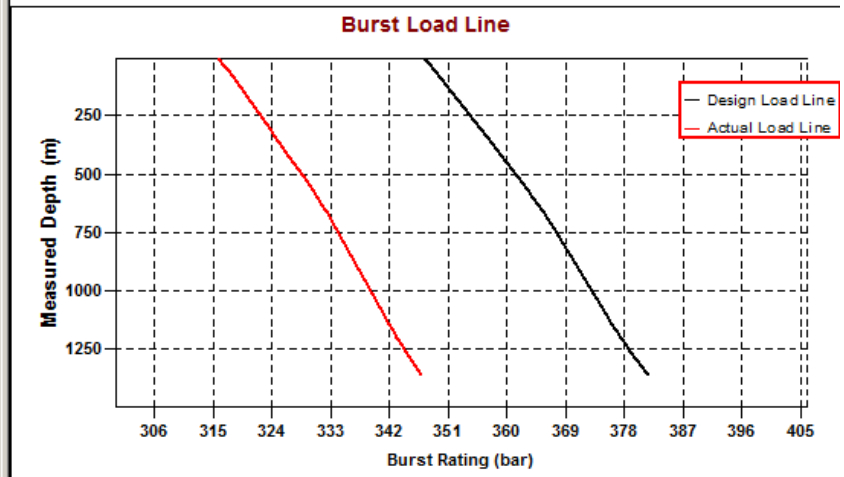
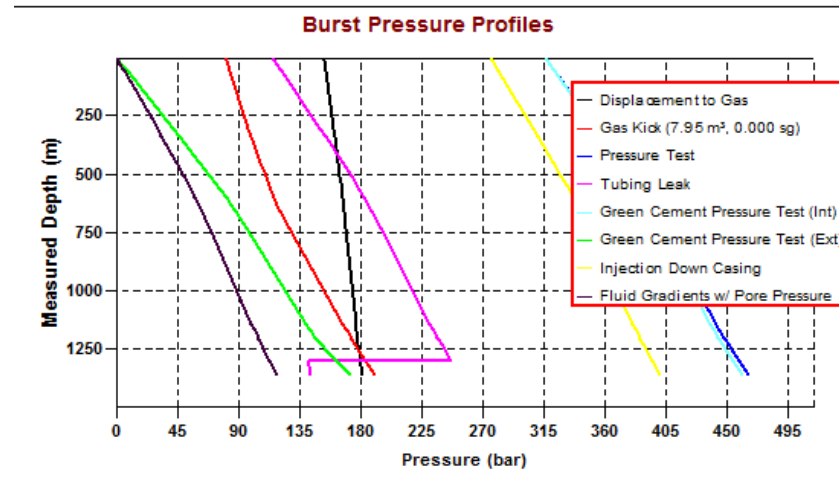
Collapse Design



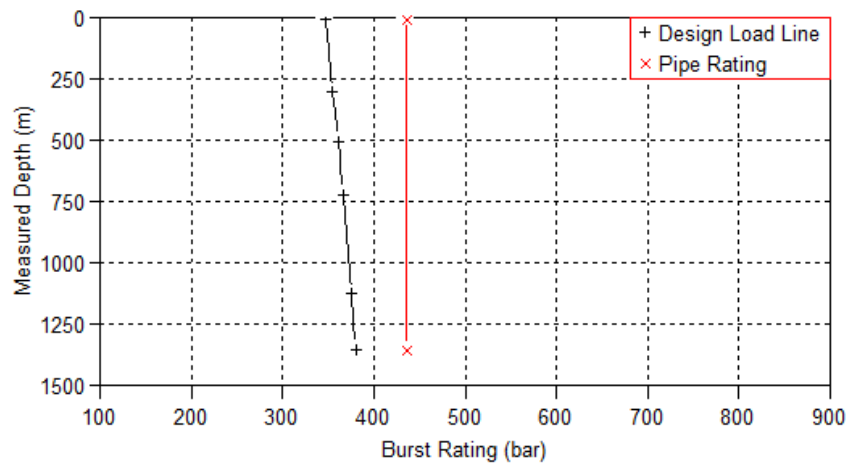
String Sections

	Top, MD (m)	Base, MD (m)	OD (in)	Weight (ppf)	Grade	Cost (\$)
1	8.00	308.00	13 3/8"	68.000	L-80	33,031
2						

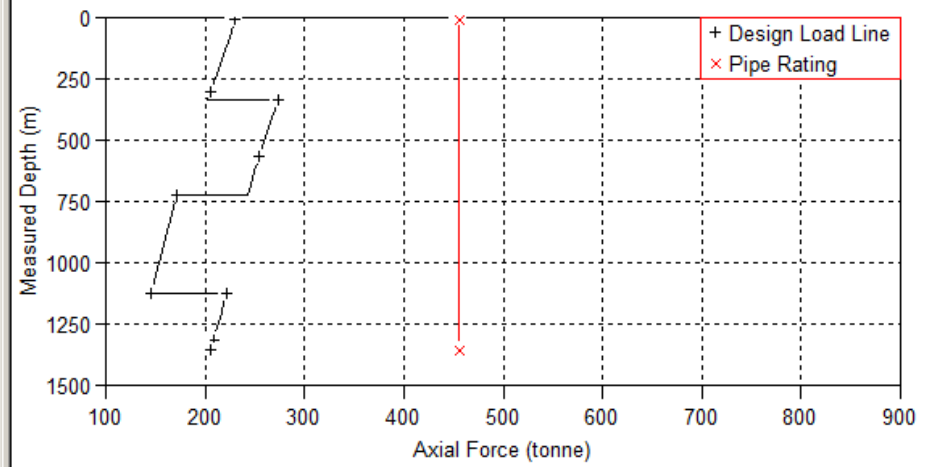
RISULTATI CASING DESIGN - Casing intermedio 9 5/8"



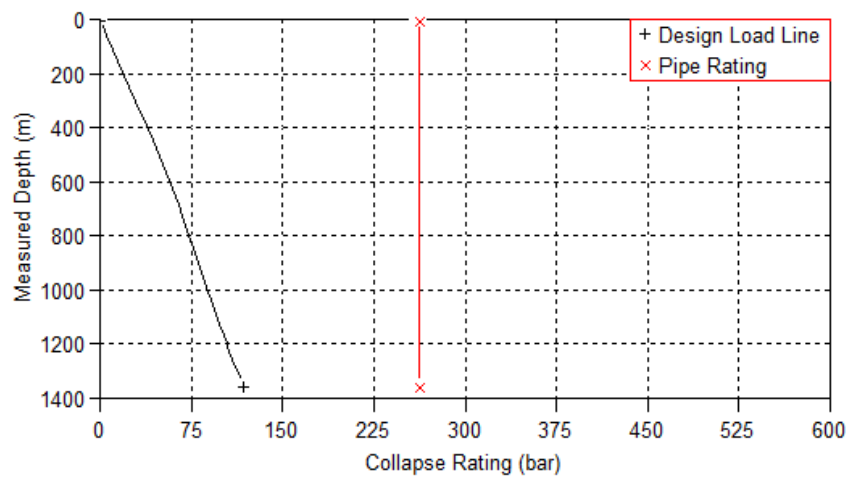
Burst Design



Axial Design



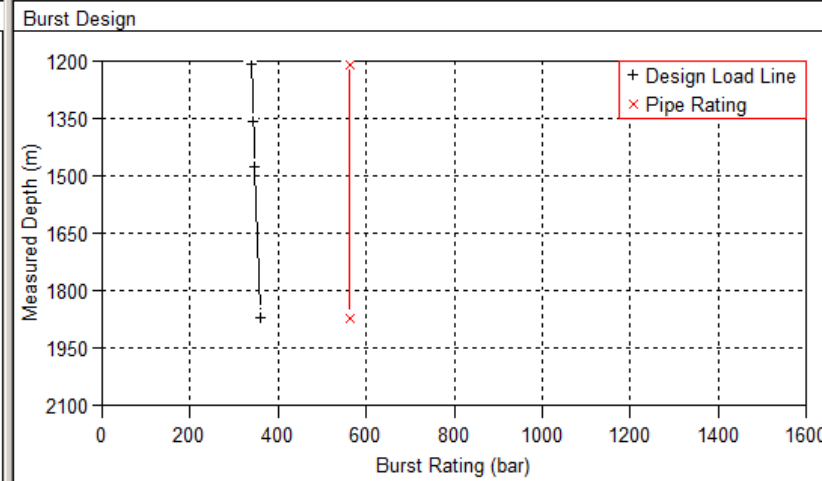
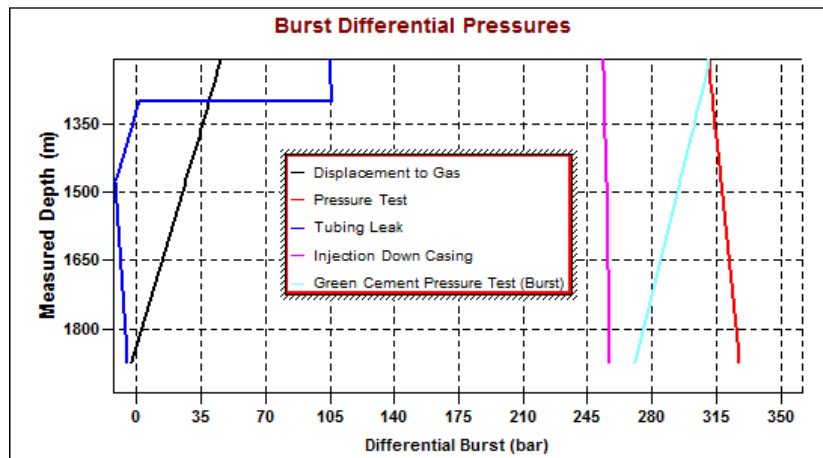
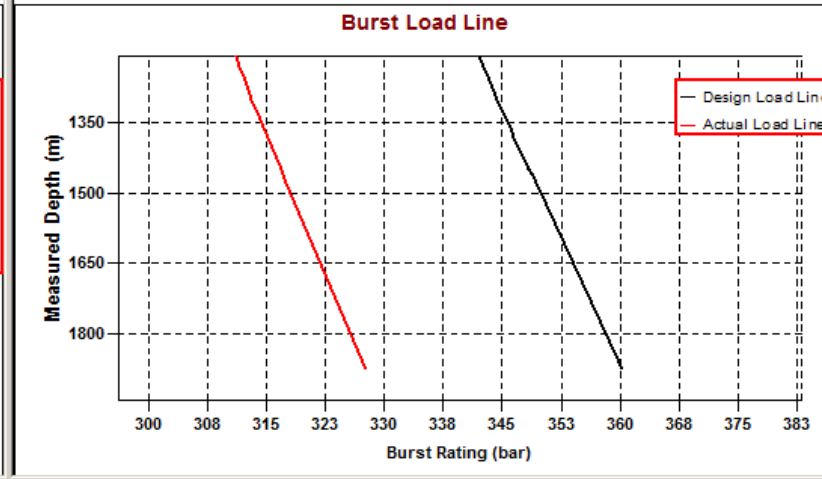
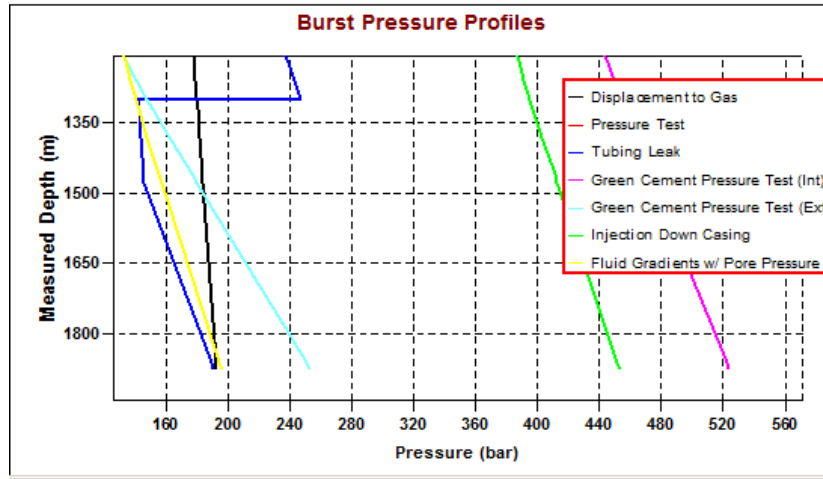
Collapse Design



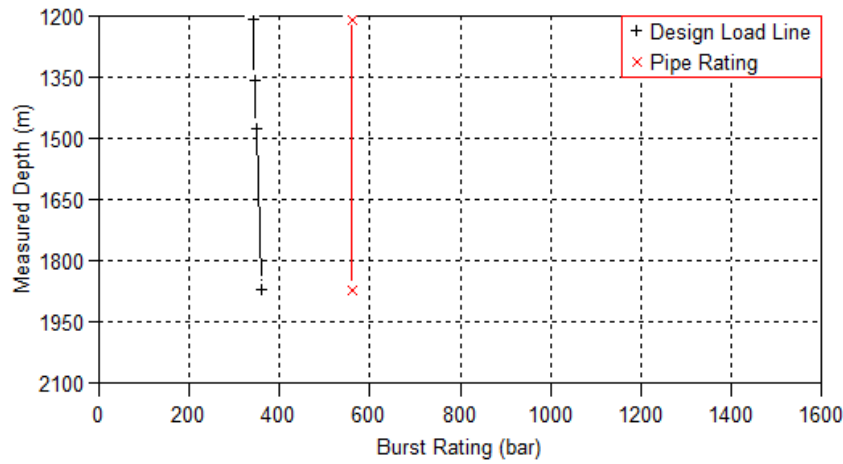
String Sections

	Top, MD (m)	Base, MD (m)	OD (in)	Weight (ppf)
1	8.00	1359.00	9 5/8"	43.500
2				

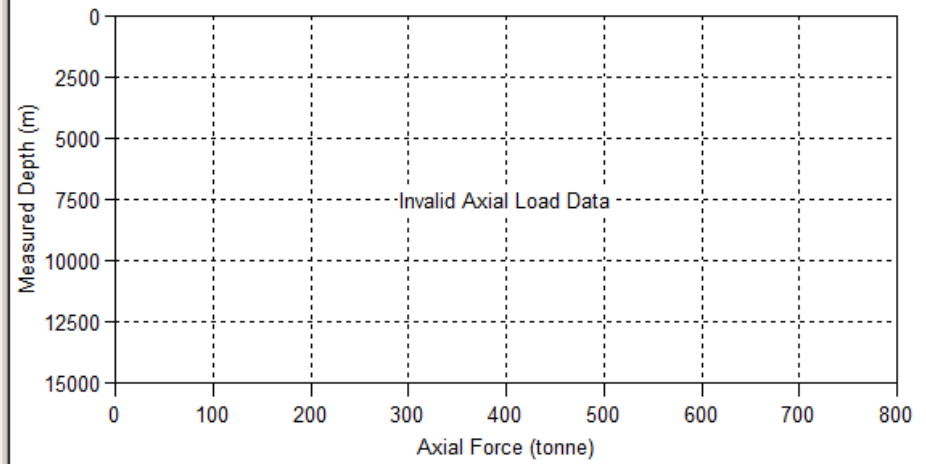
RISULTATI CASING DESIGN – liner di produzione 7"



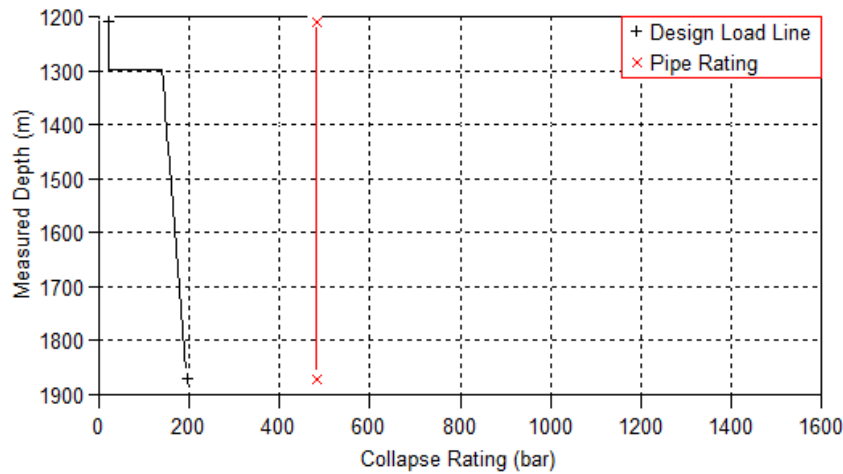
Burst Design



Axial Design



Collapse Design



String Sections

	Top, MD (m)	Base, MD (m)	OD (in)	Weight (ppf)	Grade
1	1209.00	1873.00	7"	29.000	L-80
2					

2.3.5 **PROGRAMMA FANGO**

Si riporta di seguito una tabella riassuntiva e le linee guida relative al programma dei fluidi di perforazione da impiegare per il pozzo.

Si prevede l'utilizzo di fanghi ad acqua (FW).

Nella fase 26" (pulizia del conductor pipe) e per la fase da 16" si utilizzerà un fango bentonitico.

Nelle fasi 12 ¼" e 8 ½" è previsto un fango sempre a base acqua, con aggiunta di polimeri per una migliore perforazione attraverso gli strati di argille.

Come da DPR 9 Aprile 1959 nr 128 articolo 81, in cantiere devono essere predisposte riserve di fango in quantità pari almeno al 50% di quella contenuta nel pozzo. Devono altresì essere disponibili acqua e materiali in modo da assicurare l'eventuale sostituzione completa del fango in circolazione.

Un cuscino pesante (kill mud) sarà disponibile e pronto all'uso durante la perforazione delle fasi da 26" e da 16". Saranno inoltre disponibili cuscini viscosi e LCM nel caso si verificassero assorbimenti.

Un programma fango dettagliato verrà preparato dalla società fanghi prescelta durante la fase di detailed design dei pozzi.

I pesi del fango sono stati scelti per garantire un trip margin di 14 bar (200 psi); questo è stato possibile solo nelle sezioni al di sotto di 1000 m MDRT (vedere paragrafo sulle pressioni).

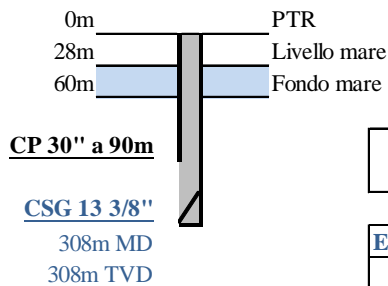
Caratteristiche fango	Unità di misura	Fase 1*		Fase 2		Fase 3		Fase 4		Fase 5	
		T1	T2	T1	T2	T1	T2	T1	T2	T1	T2
Diametro bit	in	26"		16"		12 1/4"		8 1/2"		Completamento	
Intervallo (MD)	m	0-90m		90-308m		T1: 308-1359m T2: 308-1379m		T1: 1359-1876m T2: 1379-1896m		-	
Metraggio	m	90		218		1071		517		-	
Casing da scendere	in	-		13 3/8"		9 5/8"		7" liner		-	
Deviazione massima	° dalla verticale	-		-		T1: 39° T2: 41.5°		17°		-	
Tipo di fluido	-	FW-GE-PO		FW-KC-PO		FW-KC-PO		FW-KC-PO		Brine CaCl2	
Densità	sg	1.10-1.12		1.20-1.22		1.20-1.22		1.23-1.26		1.22	
Viscosità all'imbuto	500 sec/l	50 - 60		45 - 55		45 - 55		50 - 55		-	
PV	cP	ott-15		14 - 20		14 - 20		15 - 20		-	
Yield Point	gr/100cm2	dic-16		ott-14		ott-14		10-dic		-	
Gel 10 sec	gr/100cm2	03-mag		08-ott		08-ott		03-mag		-	
Gel 10 min	gr/100cm2	ott-15		05-lug		05-lug		ago-15		-	
Filtrato API @100psi	cm3/30'	< 8		< 5		< 5		< 5		9.0 9.5	
pH	-	9.5 - 10.0		9.5 - 10.0		9.5 - 10.0		9.5 - 10.0		-	
LGS (solidi di perforaz.)	% Vol	< 5		< 5		< 5		< 3		-	
MBT	Kg/m3			< 40		< 40		< 30		-	
Salinità NaCl	g/l									217.44	
Salinità Cl-	g/l									130.603	
		T1	T2	T1	T2	T1	T2	T1	T2	T1	T2
Volume foro	m3	31	31	80.0	81.5	18.9	18.9	-	-	-	-
Volume casing	m3	28.3	28.3	24.1	24.1	52.8	53.6	59.5	60.3	59.5	60.3
Volume fine fase	m3	59.3	59.3	104.1	105.6	71.7	72.5	59.5	60.3	59.5	60.3
Volume superficie	m3	100	100	100	100	100	100	70	70	70	70
Volume diluiz./mant.	m3	52	52	95	95	40	40	-	-	-	-
Volume recuperato	m3	0	0**	0	0**	-110	-110**	0	0**	0	0**
Volume da confezionare	m3	210	210**	294.1	300.6	101.7	102.5	129.5	130.3	129.5	130.3
T1: Teodorico 1 T2: Teodorico 2 * Il fango mostrato per questa sezione si riferisce a quello usato per la pulizia del conductor pipe con il bit da 26" ** Si prevede il recupero di circa 100m3 di fango di Teodorico 1 sia per il foro da 16" che per quello da 12 1/4" & 8 1/2"; questa quantità non è stata però qui mostrata per presentare le quantità "worst case"											

2.3.6 PROGRAMMA DI CEMENTAZIONE

Cementazione Csg 13 3/8"
Risalita cemento

308 m MD
0 m MD

308 m TVD
0 m TVD



Mud (Kg/l)	Spacer (Kg/l)
1.12	1.15

EQUIPAGGIMANETO CASING						
Tipo centr.	Spacing	da m	a m	Centralizz.	Tipo	Stop Collar
1C1	12.5	300	200	8	STA4	8
1C2	25	200	100	4	STA4	4
1C4	50	100	0	2	Positivi	2
TOTAL				14		14

VOLUME MALTA					
	Diam foro/csg (in)	Diam. Esterno csg (in)	Vol. Interc.	m	Volume m3
Intercap.	16"	13 3/8"	39.07	218	8.5
Intercap.	26"	13 3/8"	251.87	90	22.7
Interno csg.	-	-	0.00	0	0.0
Maggiorazione su foro scoperto			100%		8.5
VOLUME TOTALE					39.7

Nota: Volume indicativo, cementazione con Stinger, pompare cemento fino a ritorno buona malta a giorno.

VOLUME TOTALE MALTA "A"		33.8 m3	208 H mTVD
Densità	1.20 Kg/l		
CEMENTO light weight	33.84 m3	/	1.20 m3/MT = 28.2 MT
Extender	5%		1.4 MT
ACQUA dolce	1000.0 ltr/MT	x	28.2 MT = 28.2 m3
Tempo di pompabilità richiesto		BHST	
200-300 minuti		9 °C	

VOLUME TOTALE MALTA "B"		5.9 m3	H=m 150	150 H mTVD
Densità	1.90 Kg/l			
CEMENTO G	5.86 m3	/	0.77 m3/MT = 7.7 MT	
				0.0 MT
ACQUA dolce	450.0 ltr/MT	x	7.7 MT = 3.4 m3	
Tempo di pompabilità richiesto		BHST		
200-300 minuti		9 °C		

VERIFICA PRESSIONI al fondo				
P. Fratturazione	1.47 bar/10m	x	308 m	= 45 bar
P. Idr. A fine spiazzamento	(Dens"a"xH"a"+Den"b"xH"b")			= 52 bar
Margine alla fratturazione				
P. Formazione	1.05 bar/10m	x	308 m	= 32 bar
P. Idr. Durante WOC	(Dens"mixwater"x(H"a"+H"b"))			= 39 bar
Situazione di OVERBALANCE di				
P. Idr. A fine presa	(Dens"mixwater"x(H"a"+H"b"))			= 36 bar
Situazione di OVERBALANCE di				
3 bar				

NOTE: Cementazione con stinger.
Pompare cemento fino a ritorno malta a giorno.
WOC con Diverter chiuso
Centralizzazione, spacer, composizione malta, densità e volume da definire meglio in fase operativa

Cementazione Csg 9 5/8"
Risalita cemento

1379 m MD
0 m MD

1213 m TVD
0 m TVD

0m PTR
28m Livello mare
60m Fondo mare

CP 30" a 90m

CSG 13 3/8"

308m MD
308m TVD

Top malta B
1229m MD
1078m TVD

CSG 9 5/8"

1379m MD
1213m TVD

Mud 1.22 (Kg/l)	Spacer 1.30 (Kg/l) 150 mTVD	Deviazione alla scarpa 17°
--------------------	--------------------------------	-------------------------------

EQUIPAGGIMANETO CASING						
Tipo centr.	Spacing	da m	a m	Centralizz.	Tipo	Stop Collar
1C1	12.5	1359	1209	12	Spiral	12
1C2	25	1209	309	36	Spiral	36
1C4	50	309	0	6	Positivi	6
TOTALI				54		54

VOLUME MALTA					
	Diam foro/csg (in)	Diam. Esterno csg (in)	Vol. Interc. (l/m)	m	Volume m3
Intercap.	12 1/4"	9 5/8"	29.10	1071	31.2
Intercap.	13 3/8"	9 5/8"	31.16	308	9.6
Interno csg.	-	9 5/8"	38.84	36	1.4
Maggiorazione su foro scoperto			50%		15.6
VOLUME TOTALE					57.7

VOLUME TOTALE MALTA "A"		53.4 m3	770 H mTVD
Densità	1.40 Kg/l		
CEMENTO light weight	53.38 m3	/ 1.55 m3/MT	= 34.4 MT
Gas Blocking Agent	8%		2.8 MT
ACQUA dolce	1200.0 ltr/MT	x 34.4 MT	= 41.3 m3
Tempo di pompabilità richiesto		BHST	
400 minuti		35 °C	

VOLUME TOTALE MALTA "B"		4.4 m3	H=m 150	135 H mTVD
Densità	1.90 Kg/l			
CEMENTO G	4.37 m3	/ 0.77 m3/MT	=	5.7 MT
				0.0 MT
ACQUA dolce	450.0 ltr/MT	x 5.7 MT	=	2.6 m3
Tempo di pompabilità richiesto		BHST		
200-300 minuti		9 °C		

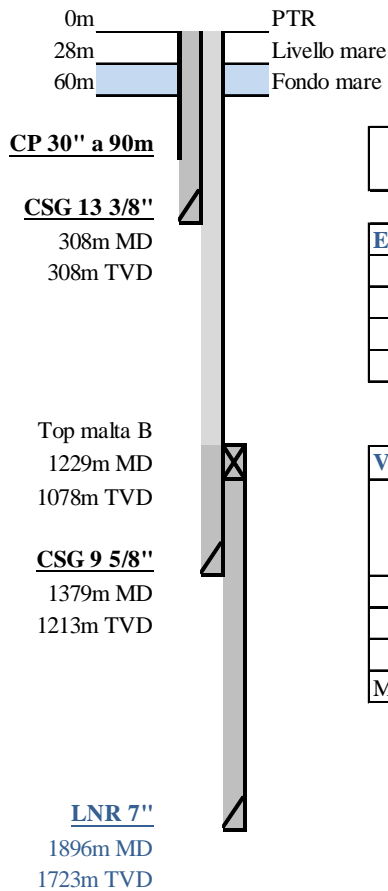
VERIFICA PRESSIONI al fondo				
P. Fratturazione	1.71 bar/10m	x	1213 m	= 207 bar
P. Idr. A fine spiazamento	(Dens"a"xH"a"+Den"b"xH"b")			= 131 bar
Margine alla fratturazione				77 bar
P. Formazione	1.05 bar/10m	x	1213 m	= 127 bar
P. Idr. Durante WOC	(Dens"mixwater"xH"b"+Dens cem x H"a"+ spacer + mud above)			119 bar
Situazione di UNDERBALANCE di				-8 bar
P. Idr. A fine presa	(Dens"mixwater"x(H"a"+H"b"))			= 90 bar
Situazione di UNDERBALANCE di				-37 bar

NOTE: Pompare cemento fino a ritorno malta a giorno.
Valvole testa pozzo chiuse durante hardening del cemento.
Monitorare pressioni testa pozzo.
Centralizzazione, spacer, composizione malta, densità e volume da definire meglio in fase operativa

Cementazione Liner 7"
Risalita cemento

1896 m MD
1229 m MD

1723 m TVD
1078 m TVD



Mud 1.26 (Kg/l)	Spacer 1.60 (Kg/l) 150 mTVD	Deviazione alla scarpa 8°
---------------------------	---------------------------------------	-------------------------------------

EQUIPAGGIMANETO CASING						
Tipo centr.	Spacing	da m	a m	Centralizz.	Tipo	Stop Collar
IC1	12.5	1896	1379	41	Spiral-type	82
IC4	50	1379	1229	3	Positivi	6
						0
TOTAL				44		88

VOLUME MALTA					
	Diam foro/csg (in)	Diam. Esterno csg (in)	Vol. Interc. (l/m)	m	Volume m3
Intercap.	8 1/2"	7"	11.78	517	6.1
Intercap.	9 5/8"	7"	14.01	150	2.1
Interno csg.	-	7"	18.82	36	0.7
Maggiorazione su foro scoperto			50%		3.0
VOLUME TOTALE					11.9

VOLUME TOTALE MALTA					
Densità	1.90 Kg/l				
CEMENTO	G	11.91 m3	/	0.77 m3/MT	= 15.6 MT
					0.0 MT
ACQUA	dolce	450.0 ltr/MT	x	15.6 MT	= 7.0 m3
Tempo di pompabilità richiesto			BHST		
400 minuti			50 °C		

NOTE:
Centralizzazione, spacer, composizione malta, densità e volume da definire meglio in fase operativa

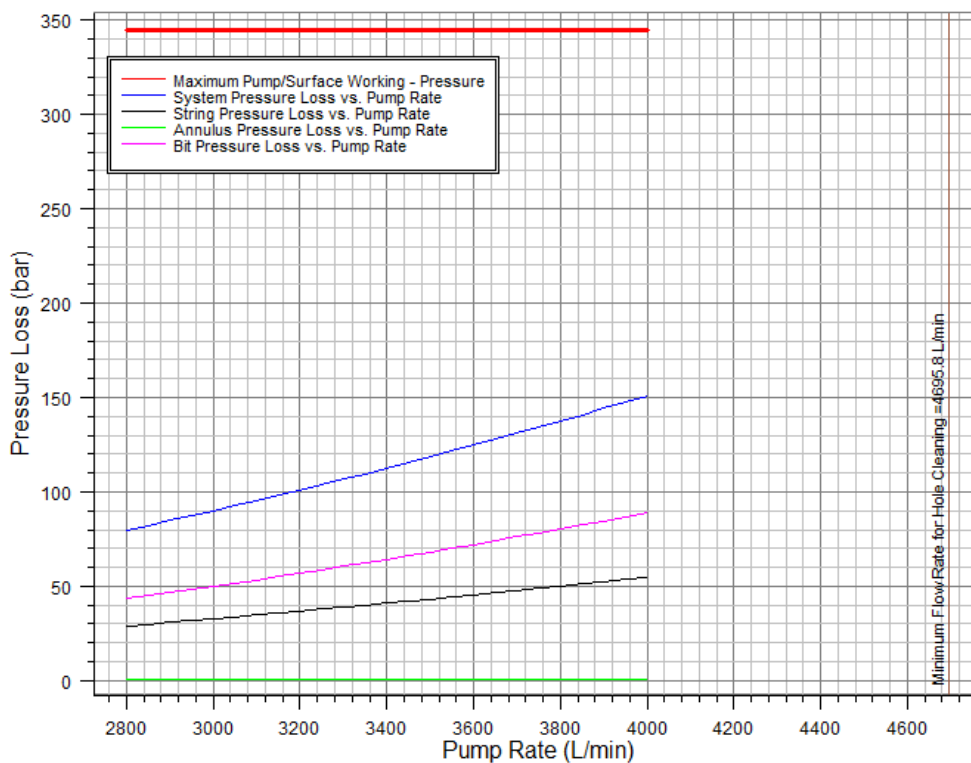
VERIFICA PRESSIONI al fondo					
P. Fratturazione	1.79 bar/10m	x	1723 m	=	308 bar
P. Idr. A fine spiazamento (DensxH+spacer +mud)					= 258 bar
Margine alla fratturazione					50 bar
P. Formazione	1.12 bar/10m	x	1723 m	=	193 bar
P. Idr. Durante WOC (Dens"mixwater"xH+spacer +mud)					= 202 bar
Situazione di OVERBALANCE di					9 bar

2.3.7 IDRAULICA

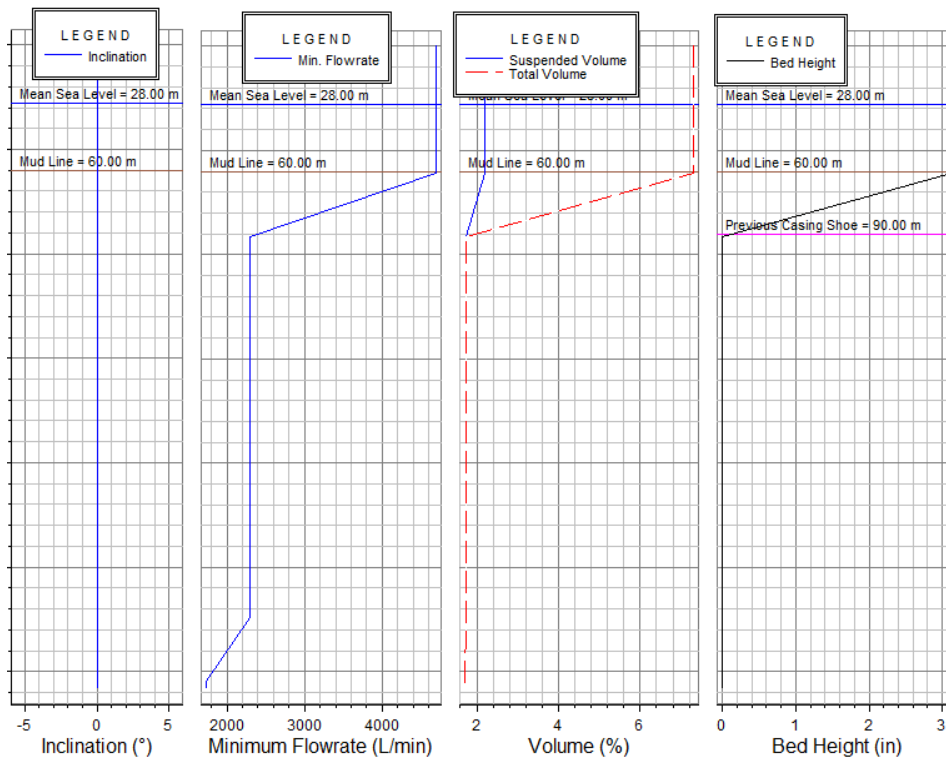
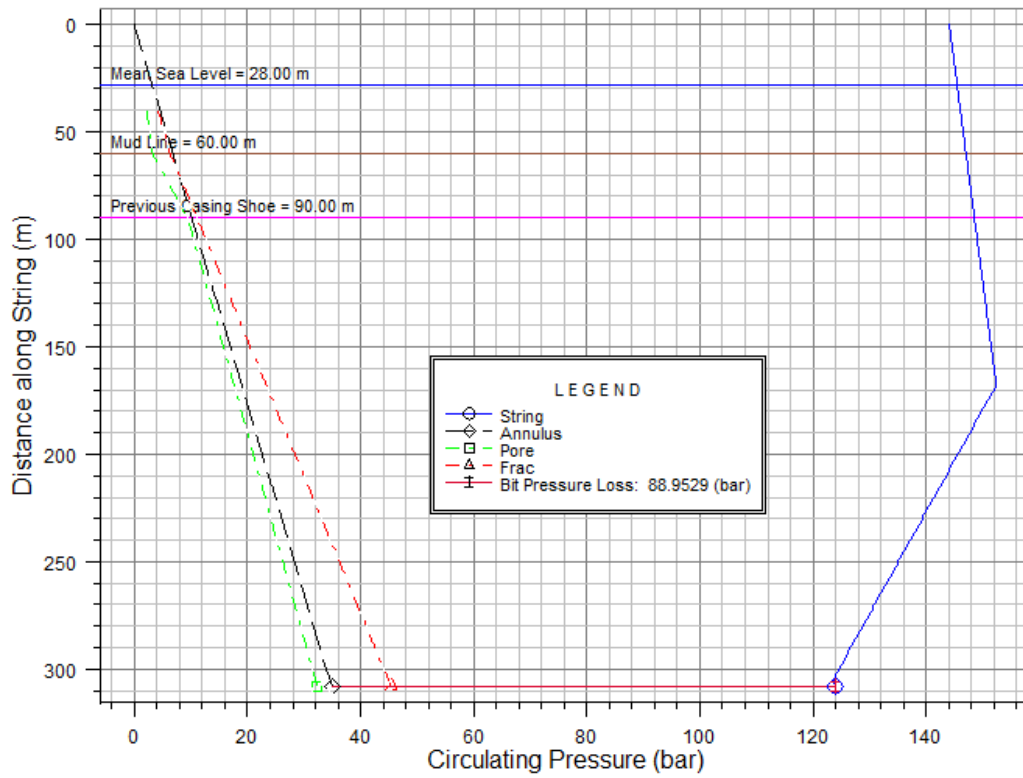
PERFORAZIONE DEL FORO DA 16"

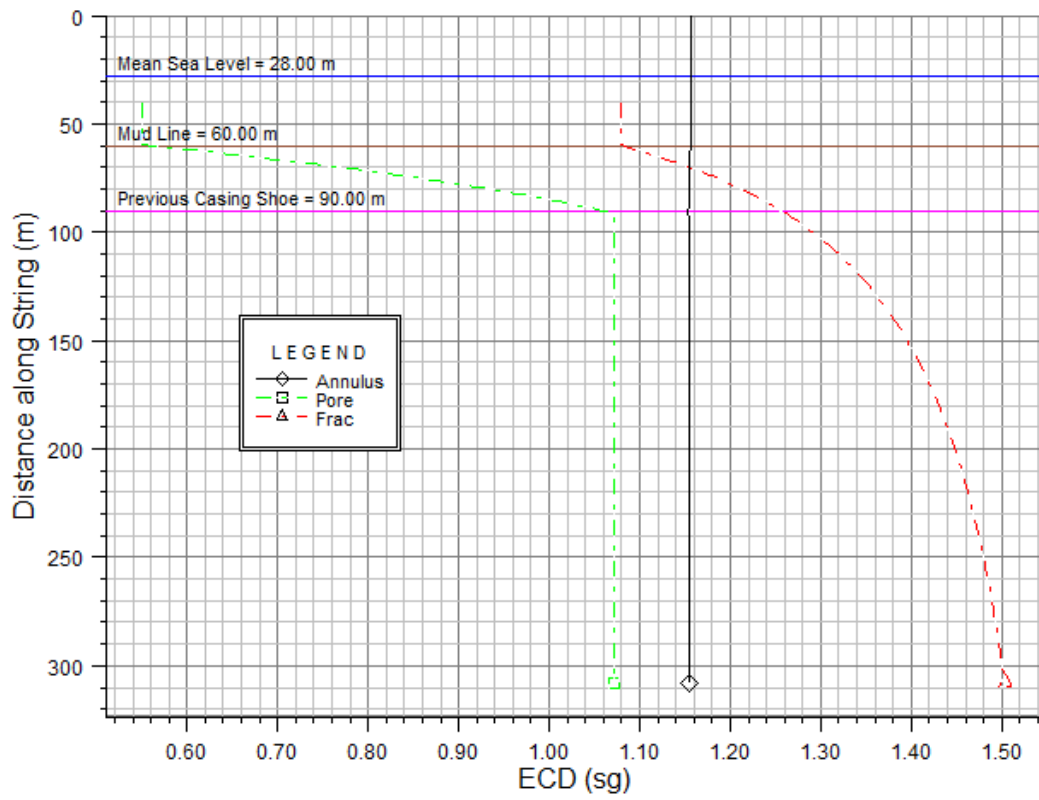
Batteria-tipo per la perforazione (la scelta di bit e batteria verranno effettuate in base alla compagnia di servizi selezionata prima delle operazioni).

Section Type	Length (m)	Measured Depth (m)	OD (in)	ID (in)	Weight (ppf)	Item Description
Drill Pipe	167.995	168	5	4.276	23.4	Drill Pipe 5 in, 19.50 ppf, S, 5 1/2 FH, 1
Heavy Weight	135	302.99	5	3	51.1	Heavy Weight Drill Pipe Grant Prideco - Spiral, 5 in, 51.10 ppf
Sub	0.9	303.89	7.92	3.24	142.83	Non-Mag Crossover Sub 8, 8 x3 1/4 in
Sub	0.9	304.8	7.92	3	147	Float Sub 8, 8 x3 in
Stabilizer	2.9	307.69	9	3.75	178.91	Integral Blade Stabilizer 14 3/4" FG, 9 x3 3/4 in
Bit	0.305	308	16		525	Tri-Cone Bit, 5x19, 5.568 cm ²



Notare: la portata sembra essere troppo bassa per una pulizia adeguata del foro, e questo deriva da fatto che il CP è stato pulito con bit da 26" fino a 90m. Questa sezione verrà pulita adeguatamente, anche con l'ausilio di cuscini viscosi.

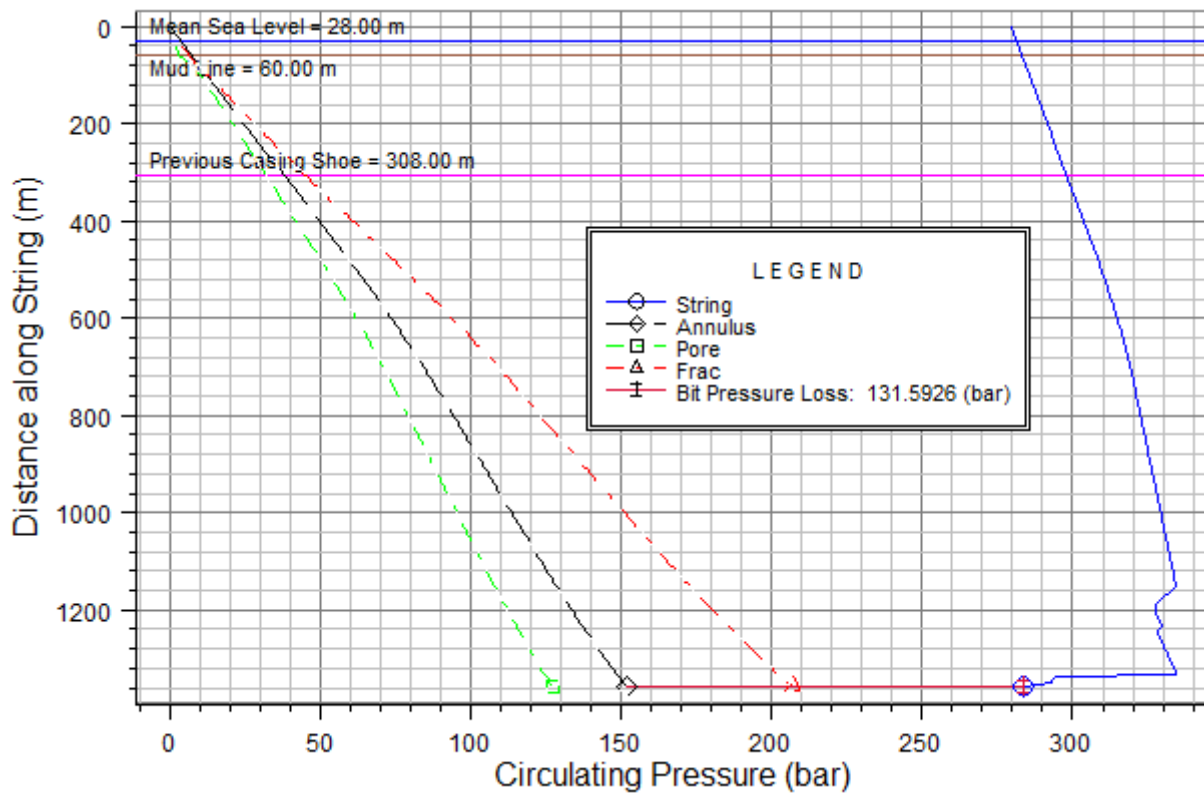
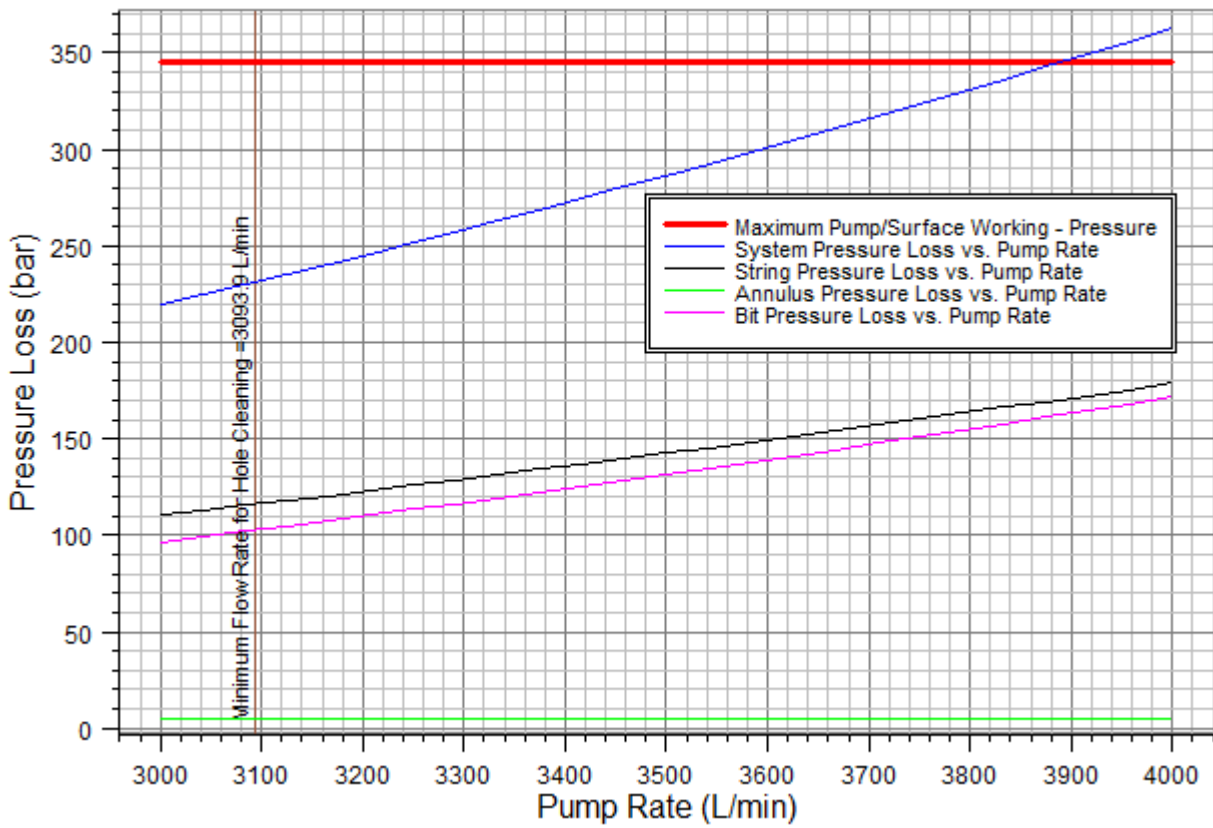


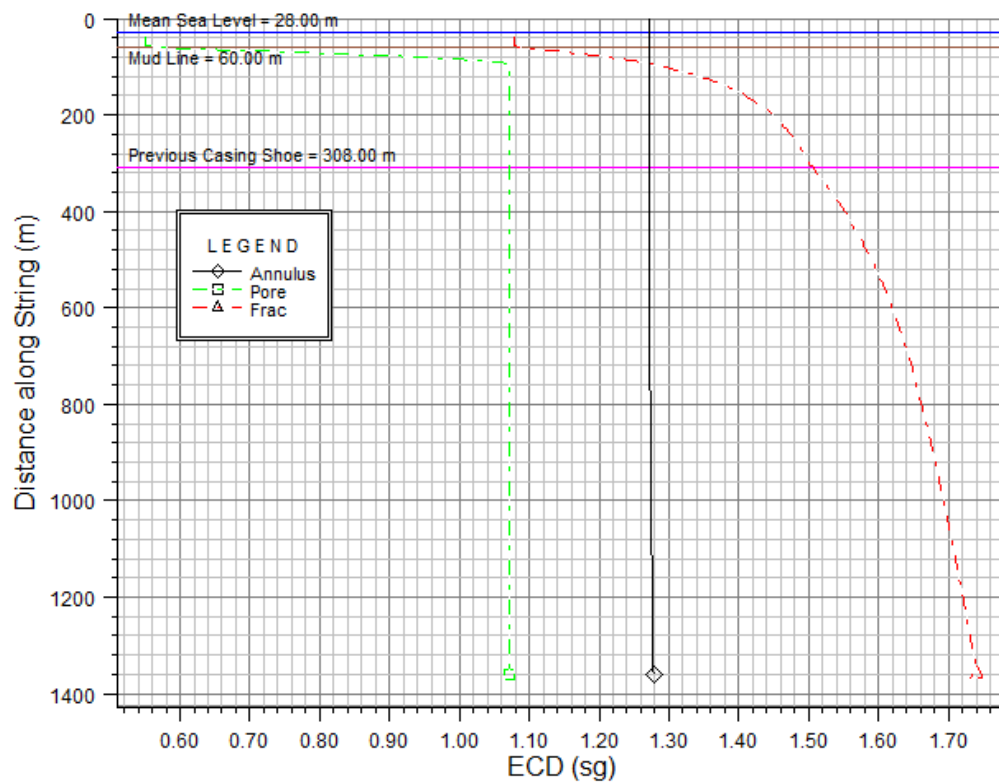
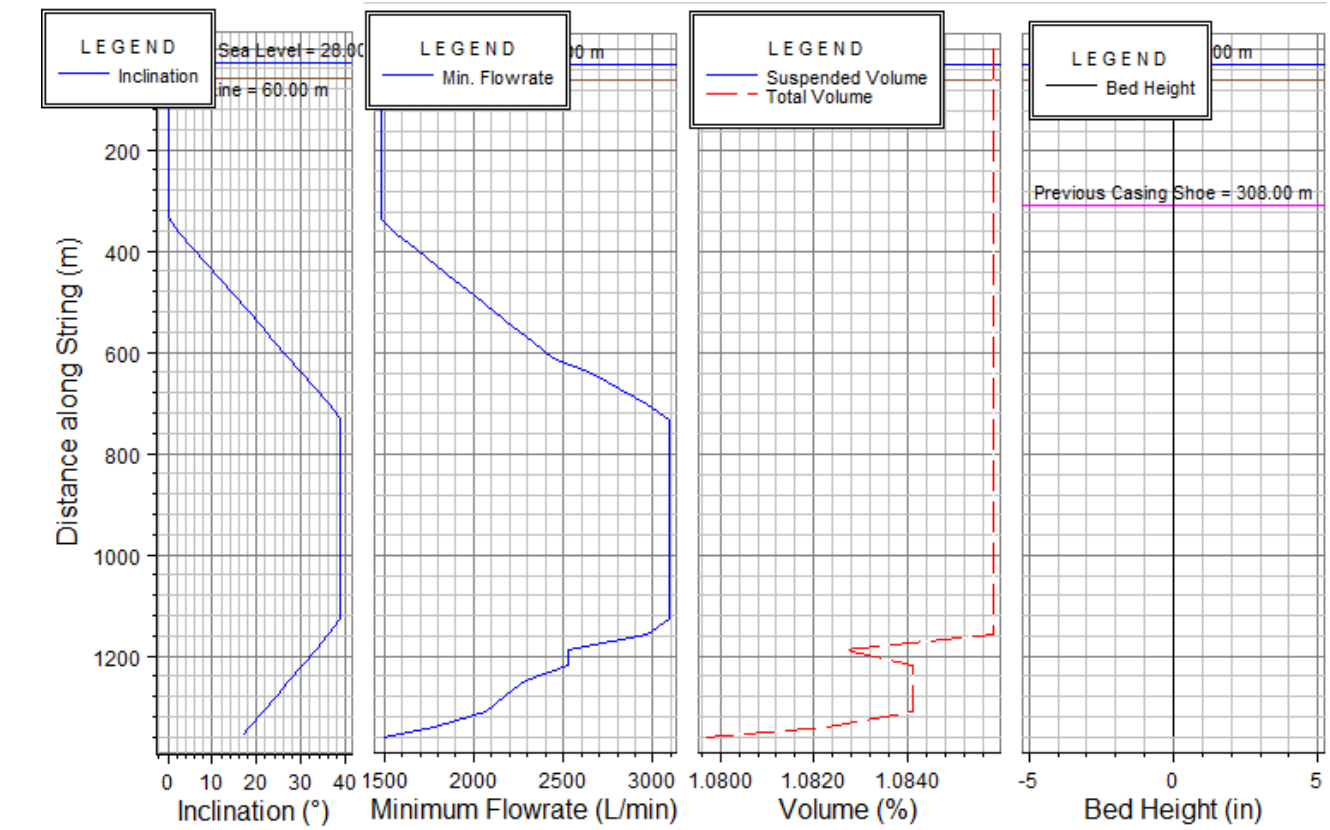


PERFORAZIONE DEL FORO DA 12 1/4"

Batteria-tipo per la perforazione (la scelta di bit e batteria verranno effettuate in base alla compagnia di servizi selezionata prima delle operazioni).

Section Type	Length (m)	Measured Depth (m)	OD (in)	ID (in)	Weight (ppf)	Item Description
Drill Pipe	1152.52	1152.52	5	4.276	23.4	Drill Pipe 5 in, 19.50 ppf, S, 5 1/2 FH, 1
Heavy Weight	36	1188.52	5	3	49.7	Heavy Weight Drill Pipe Grant Prideco, 5 in, 49.70 ppf
Accelerator	10	1198.52	7.75	3.5	132.31	Accelerator Wilson, 7 3/4 in
Heavy Weight	36	1234.52	6.625	4.5	70.5	Heavy Weight Drill Pipe Grant Prideco, 6 5/8 in, 70.50 ppf
Jar	10	1244.52	7.75	3	136.48	Hydraulic Jar Dailey Hyd., 7 3/4 in
Heavy Weight	90	1334.52	6.625	4.5	70.5	Heavy Weight Drill Pipe Grant Prideco, 6 5/8 in, 70.50 ppf
Sub	2	1336.52	3.72	1.2	33.41	Cross Over 3 3/4, 3 3/4 x1 1/4 in
MWD	10	1346.52	8	3	147.01	MWD Tool 8, 8 x3 in
Sub	0.9	1347.42	7.92	3	147	Float Sub 8, 8 x3 in
Stabilizer	2	1349.42	8	3.25	142.83	Integral Blade Stabilizer 11" FG, 8 x3 1/4 in
Mud Motor	9	1358.42	9.625	3.75	145.7	Bent Housing 9 5/8"-3:4-6 Stage, 9.625 in
Bit	0.58	1359	12.25		267	Tri-Cone Bit, 3x16, 0.648 in ²

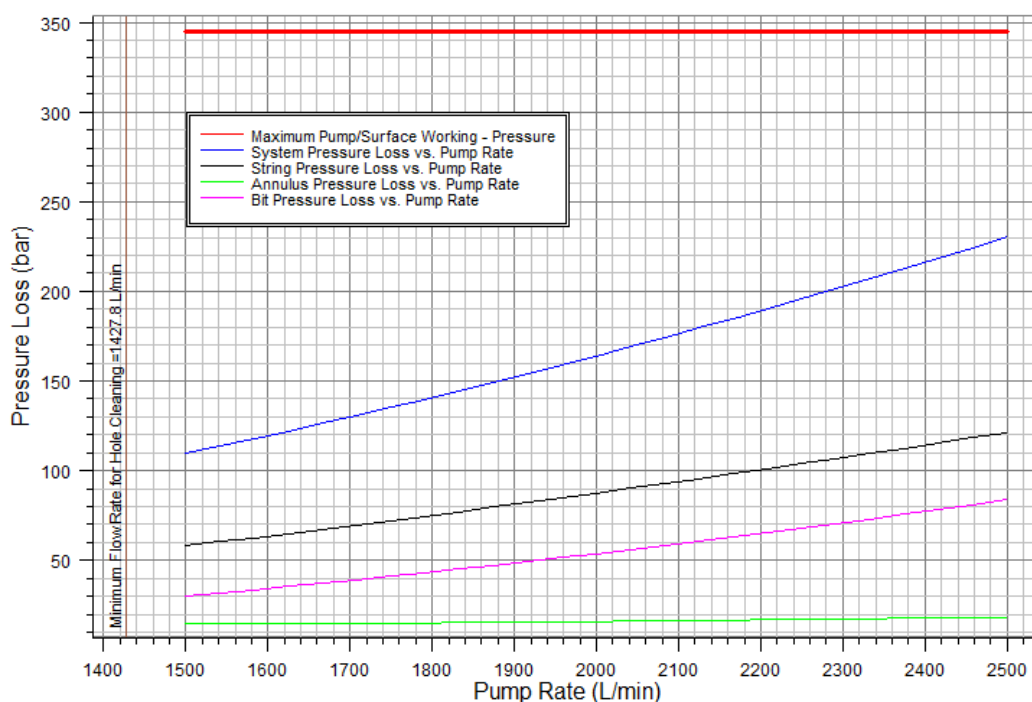


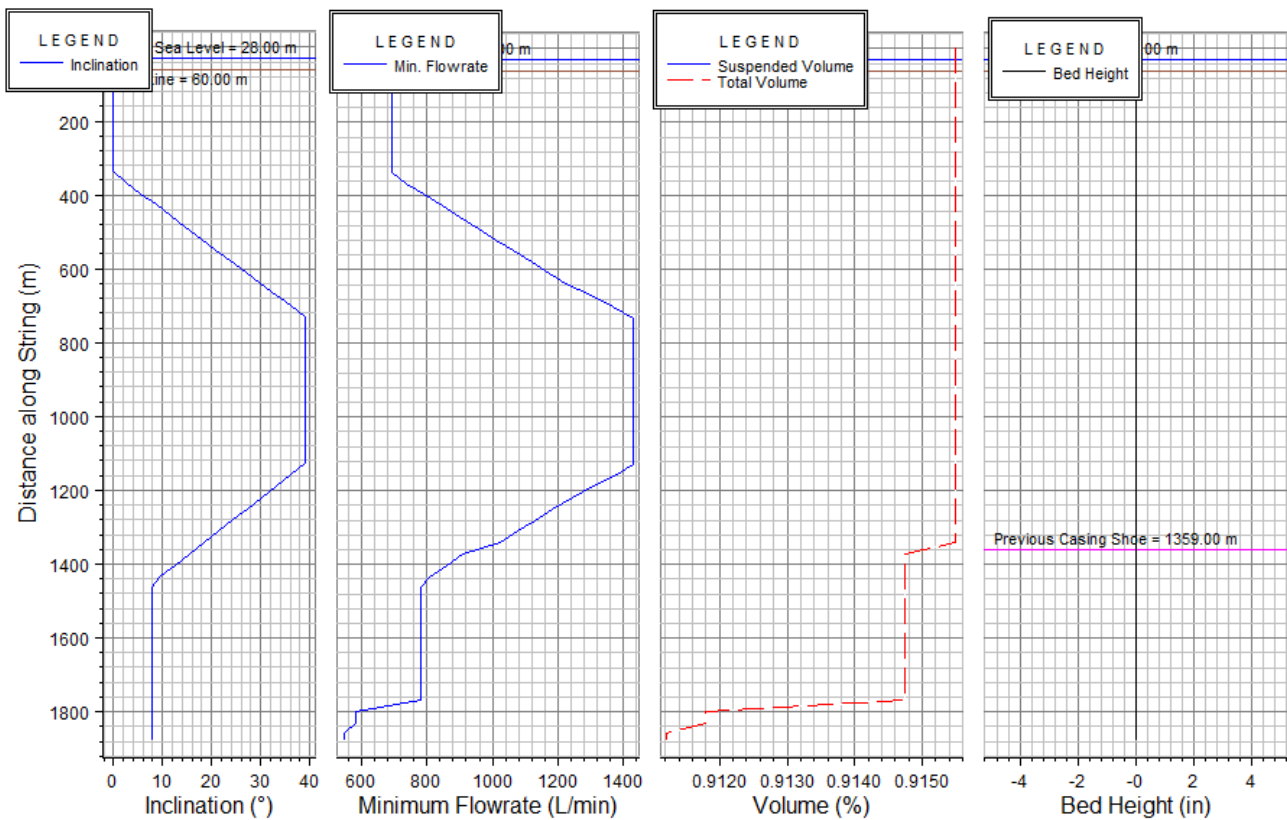
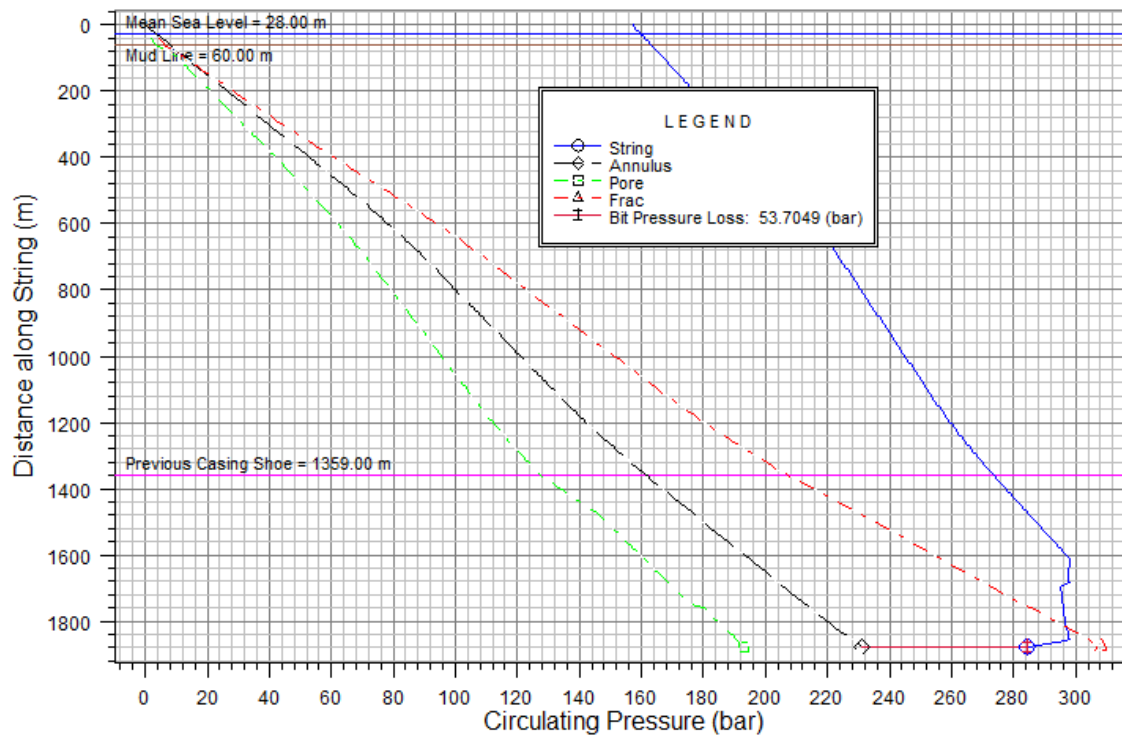


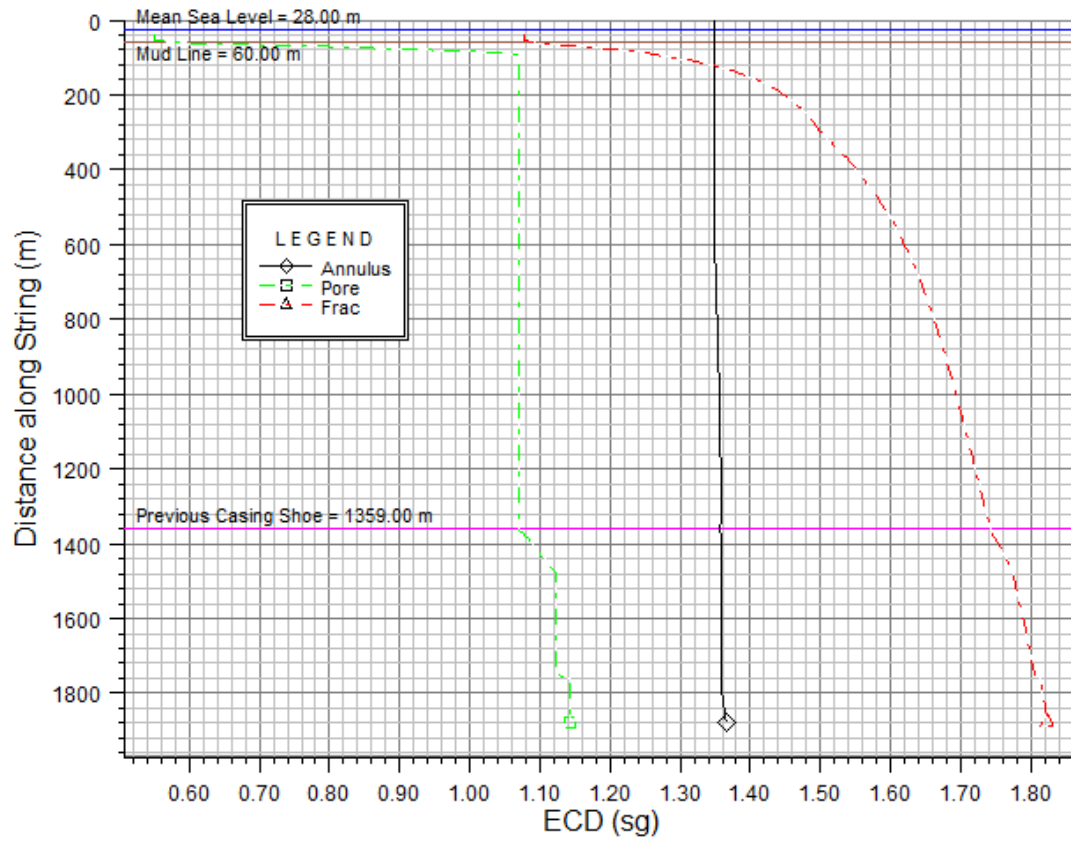
PERFORAZIONE DEL FORO DA 8 1/2"

Batteria-tipo per la perforazione (la scelta di bit e batteria verranno effettuate in base alla compagnia di servizi selezionata prima delle operazioni).

Section Type	Length (m)	Measured Depth (m)	OD (in)	ID (in)	Weight (ppf)	Item Description
Drill Pipe	1610.268	1610.27	5	4.276	23.4	Drill Pipe 5 in, 19.50 ppf, S, 5 1/2 FH, P
Heavy Weight	30	1640.27	5	3	49.7	Heavy Weight Drill Pipe, Grant Prideco, 5 in, 49.70 ppf
Accelerator	3.938	1644.21	6.25	2.25	90.88	Griffith, 6 1/4 in
Heavy Weight	40	1684.21	5	3	49.7	Heavy Weight Drill Pipe, Grant Prideco, 5 in, 49.70 ppf
Jar	10.241	1694.45	6.25	2.25	90.88	Hydraulic Jar, Eastman Hyd., 6 1/4 in
Heavy Weight	100	1794.45	5	3	49.7	Heavy Weight Drill Pipe, Grant Prideco, 5 in, 49.70 ppf
Drill Collar	60	1854.45	6.5	3	88.86	Drill Collar 6 1/2 in, 3.000 in, 4 1/2 H-90
Stabilizer	1.524	1855.97	6.25	2	93.72	Integral Blade Stabilizer, 8 1/2" FG, 6 1/4 x2 in
MWD	9.144	1865.12	6.75	3	97.73	6 3/4, 6 3/4 x3 in
Stabilizer	1.524	1866.64	6.75	2	85.53	Integral Blade Stabilizer, 6.750 in, 85.53 ppf, 4145H MOD, 4 1/2 REG
Mud Motor	9.056	1875.7	6.75	2.5	68.7	Mud Motor, 6.75 in
Bit	0.305	1876	8.5		90	Polycrystalline Diamond Bit 0.589 in ²







2.3.8 BOP STACK

La fase da 26" & 16" verrà perforata con il Diverter System 29 1/2" – 500 psi ed una valvola di contro nella batteria di perforazione

Le fasi 12 1/4" e 8 1/2" verranno perforate con l'utilizzo di un BOP Stack 13 5/8" – 5000 psi o 10000 psi completo di ganasce trancianti.

I test del BOP vanno eseguiti ogni 21 giorni o ogni qual volta vengono eseguite operazioni sulla testa pozzo. Testare blind e shear rams con plug tester; pipe rams e bag preventer con cup tester.

Hole size	Casing	BOP type	Maximum of the anticipated wellhead pressure (neglecting gas hydrostatic head)**	Tubing injection pressure of 4000 psi seen by XT and by production csg in case of tbg bursts	Maximum driving requirement	80% of the casing burst pressure*	Rated wellhead pressure		Rated BOP pressure		BOP Pressure test every 21days	Rated annular preventer pressure		Annular preventer test pressure every 21 days (70% of rated)
			bar	bar	bar	bar	psi	bar	psi	bar	bar	psi	bar	bar
16"	none	Diverter 500psi	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	500	34	34	500	34	24
12 1/4"	13 3/8"	BOP stack 13 5/8"-5000	127	n/a	127	277	5,000	345	5,000	345	127	5,000	345	241
8 1/2"	9 5/8"	BOP stack 13 5/8"-5000	193	276	276	349	5,000	345	5,000	345	276	5,000	345	241

Pressure test to wellhead and to BOP-wellhead connection

BOP pressure tests on the stump

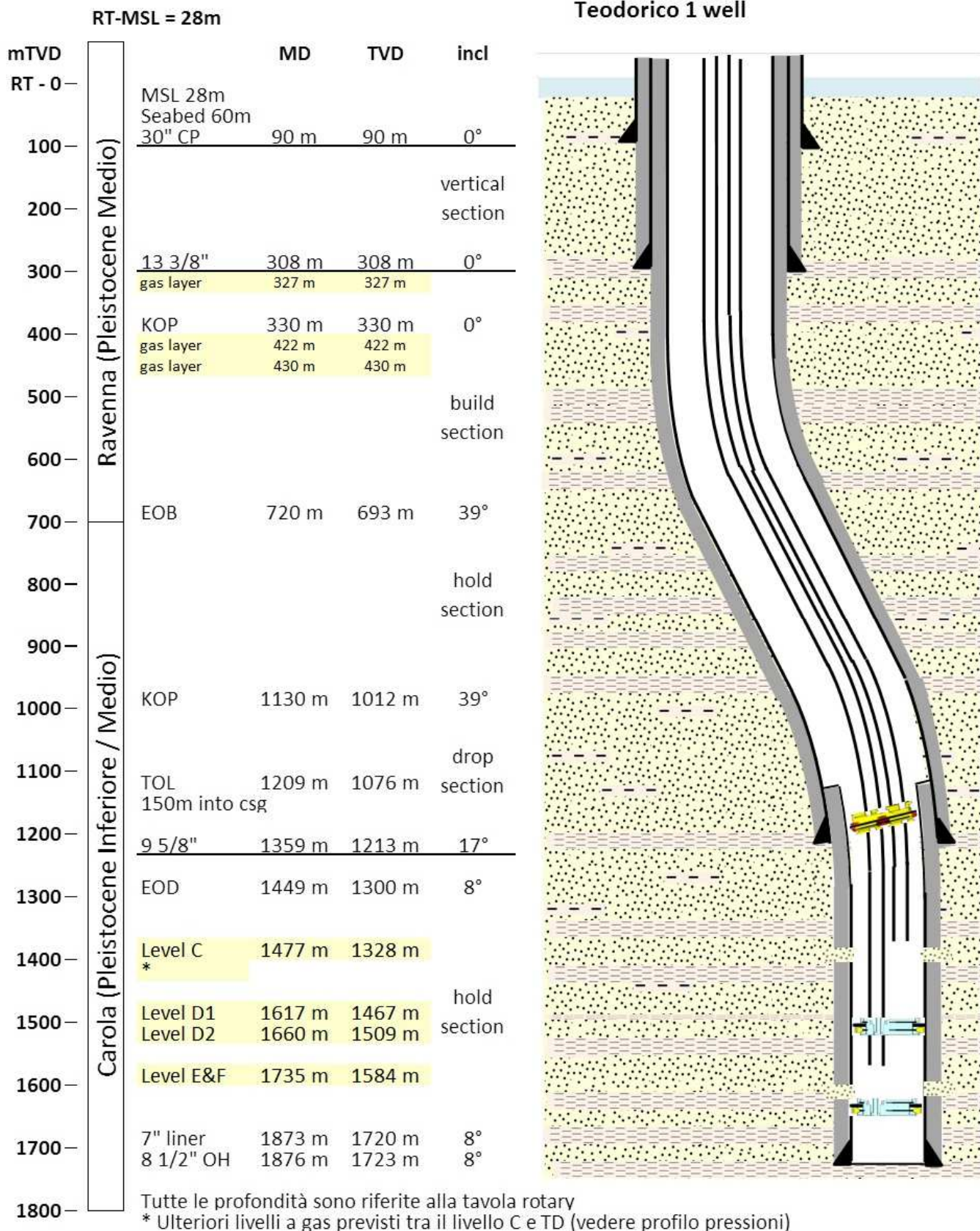
BOP pressure tests every 21 days

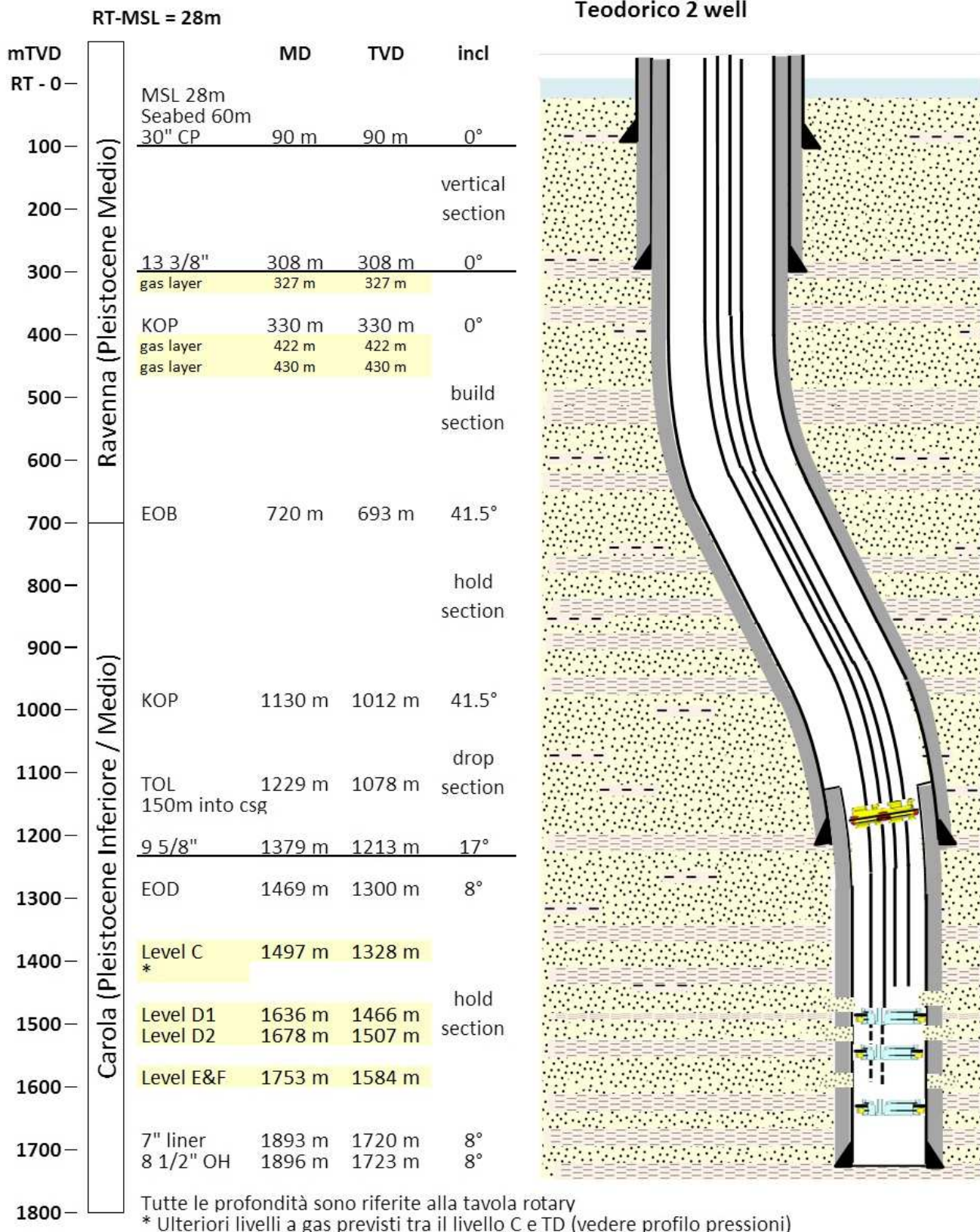
Annular preventer pressure tests every 14 days

* Note: 7" liner burst pressure higher than 9 5/8" burst pressure

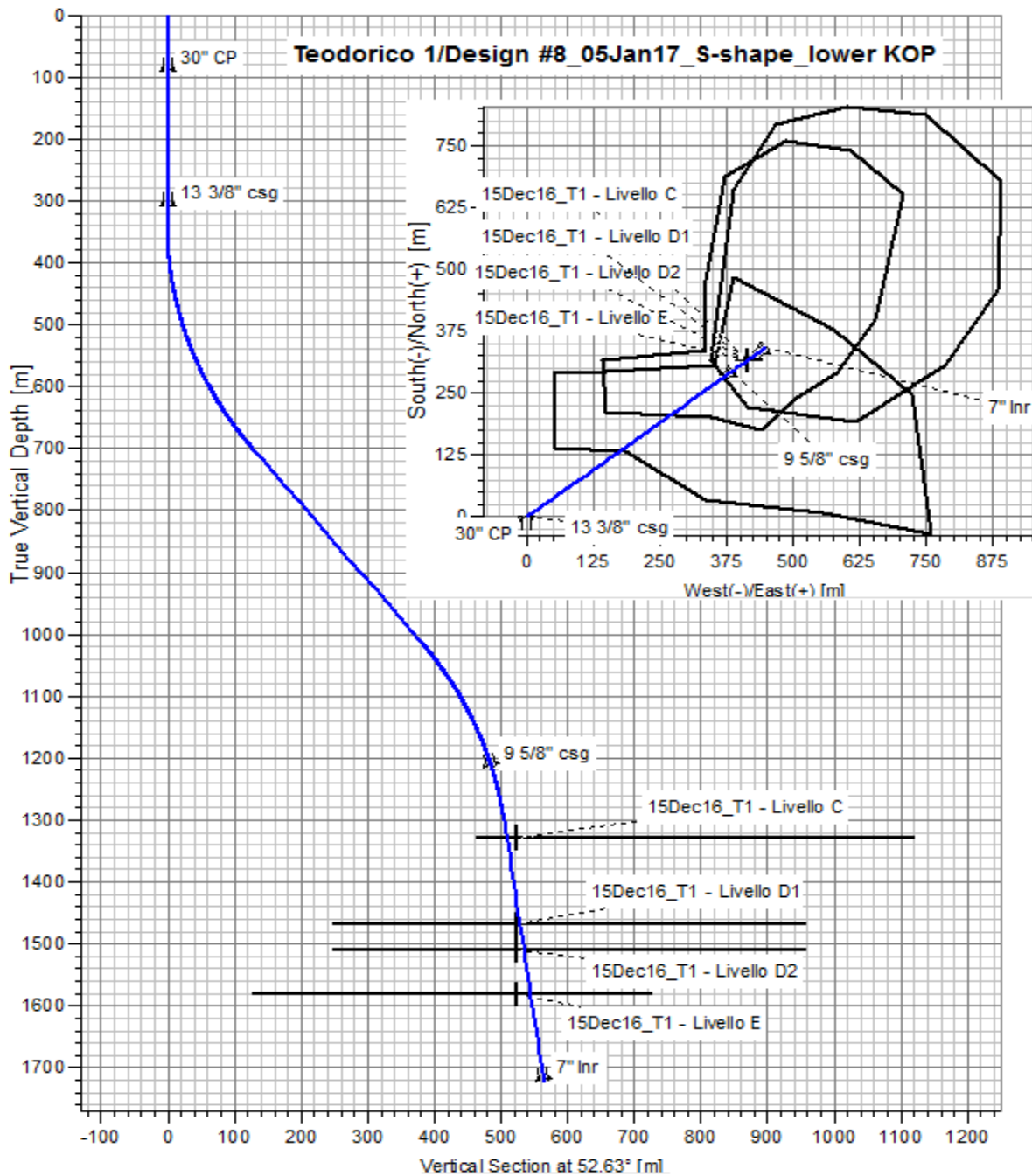
** Given by pore pressure of section TD at surface

2.4 SCHEMA POZZI A FINE PERFORAZIONE





2.5 PROFILI DI DEVIAZIONE PREVISTI



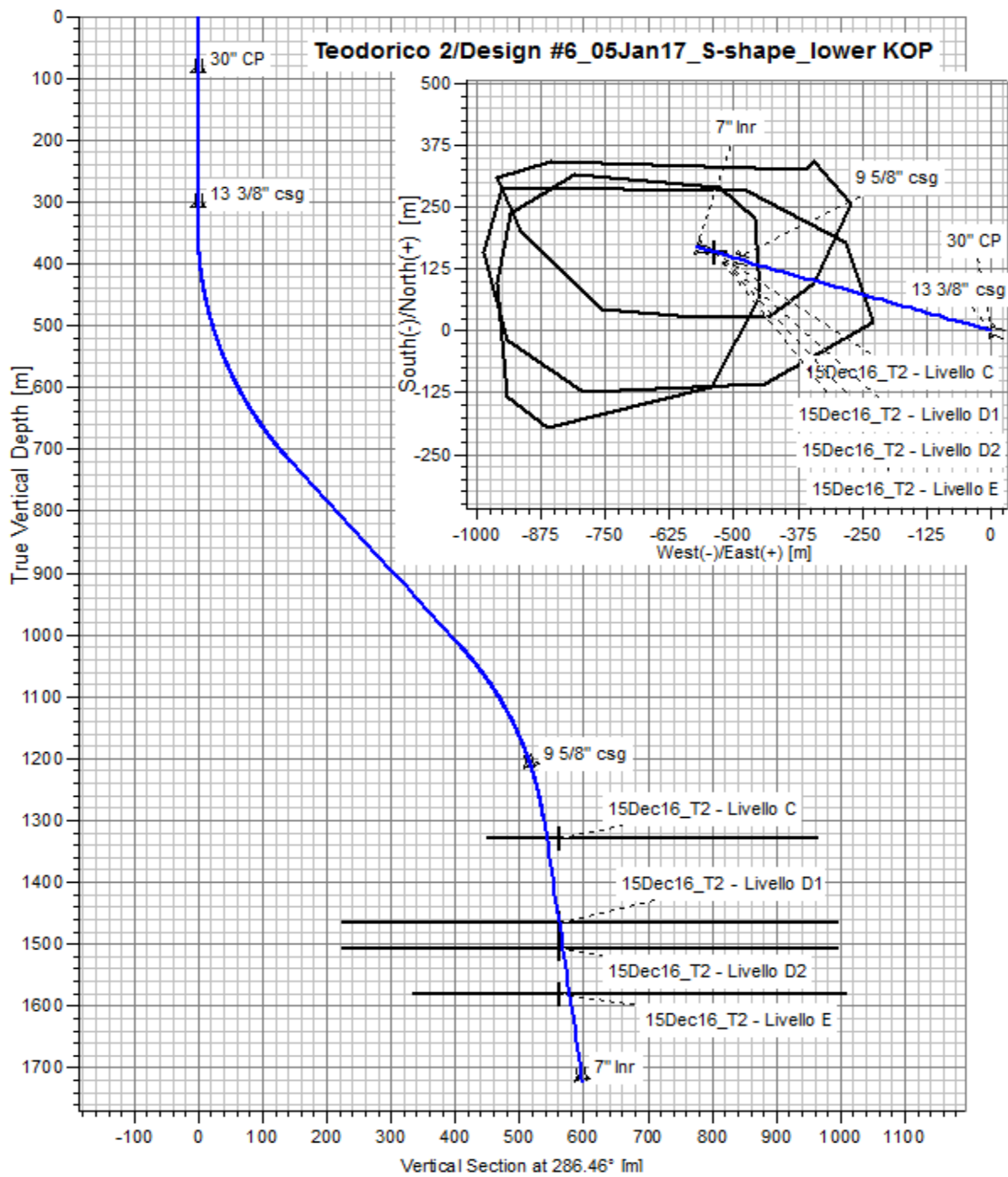
MD (m)	CL (m)	Inc (°)	Azi (°)	TVD (m)	NS (m)	EW (m)	V.Sec (m)	Dogleg (°/30m)	T.Face (°)	Build (°/30m)	Turn (°/30m)
0.00		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	0.00	0.000	0.000
340.00	340.00	0.00	360.00	340.00	0.00	0.00	0.00	0.000	360.00	0.000	0.000
730.00	390.00	39.00	52.63	700.57	77.50	101.48	127.69	3.000	52.63	3.000	0.000
1130.00	400.00	39.00	52.63	1011.43	230.29	301.53	379.41	0.000	0.00	0.000	0.000
1448.54	318.54	8.00	52.63	1300.00	306.45	401.25	504.89	2.920	180.00	-2.920	0.000
1876.00	427.46	8.00	52.63	1723.30	342.55	448.53	564.38	0.000	0.00	0.000	0.000

Depth reference: Rotary Table at 28m above MSL

Teodorico 1 - riferito a tavola rotary (28m sopra MSL)							
MD (m)	Inc (°)	Azi (°)	TVD (m)	N/S (m)	E/W (m)	V.Sec. (m)	DLeg (°/30m)
0	0	0	0	0	0	0	0
30	0	0	30	0	0	0	0
60	0	0	60	0	0	0	0
90	0	0	90	0	0	0	0
120	0	0	120	0	0	0	0
150	0	0	150	0	0	0	0
180	0	0	180	0	0	0	0
210	0	0	210	0	0	0	0
240	0	0	240	0	0	0	0
270	0	0	270	0	0	0	0
300	0	0	300	0	0	0	0
330	0	0	330	0	0	0	0
340	0	360	340	0	0	0	0
360	2	52.63	360	0.21	0.28	0.35	3
390	5	52.63	389.94	1.32	1.73	2.18	3
420	8	52.63	419.74	3.38	4.43	5.58	3
450	11	52.63	449.33	6.39	8.37	10.53	3
480	14	52.63	478.61	10.33	13.53	17.02	3
510	17	52.63	507.52	15.2	19.9	25.04	3
540	20	52.63	535.96	20.97	27.46	34.55	3
570	23	52.63	563.87	27.65	36.2	45.55	3
600	26	52.63	591.17	35.2	46.08	57.99	3
630	29	52.63	617.78	43.6	57.09	71.84	3
660	32	52.63	643.62	52.84	69.19	87.06	3
690	35	52.63	668.64	62.89	82.35	103.62	3
720	38	52.63	692.75	73.72	96.53	121.46	3
730	39	52.63	700.57	77.5	101.48	127.69	3
750	39	52.63	716.12	85.14	111.48	140.27	0

780	39	52.63	739.43	96.6	126.48	159.15	0
810	39	52.63	762.75	108.06	141.49	178.03	0
840	39	52.63	786.06	119.52	156.49	196.91	0
870	39	52.63	809.37	130.98	171.5	215.79	0
900	39	52.63	832.69	142.44	186.5	234.67	0
930	39	52.63	856	153.89	201.5	253.55	0
960	39	52.63	879.32	165.35	216.51	272.43	0
990	39	52.63	902.63	176.81	231.51	291.31	0
1020	39	52.63	925.95	188.27	246.52	310.19	0
1050	39	52.63	949.26	199.73	261.52	329.07	0
1080	39	52.63	972.58	211.19	276.53	347.95	0
1110	39	52.63	995.89	222.65	291.53	366.83	0
1130	39	52.63	1011.43	230.29	301.53	379.41	0
1140	38.03	52.63	1019.26	234.07	306.48	385.64	2.92
1170	35.11	52.63	1043.35	244.92	320.68	403.51	2.92
1200	32.19	52.63	1068.32	255	333.89	420.13	2.92
1230	29.27	52.63	1094.11	264.31	346.07	435.46	2.92
1260	26.35	52.63	1120.64	272.8	357.2	449.45	2.92
1290	23.43	52.63	1147.85	280.46	367.23	462.08	2.92
1320	20.51	52.63	1175.67	287.27	376.15	473.3	2.92
1350	17.59	52.63	1204.02	293.22	383.93	483.09	2.92
1380	14.67	52.63	1232.84	298.27	390.55	491.42	2.92
1410	11.75	52.63	1262.04	302.44	396	498.28	2.92
1440	8.83	52.63	1291.55	305.69	400.26	503.64	2.92
1448.54	8	52.63	1300	306.45	401.25	504.89	2.92
1470	8	52.63	1321.25	308.26	403.62	507.87	0
1500	8	52.63	1350.96	310.79	406.94	512.05	0
1530	8	52.63	1380.67	313.33	410.26	516.22	0
1560	8	52.63	1410.38	315.86	413.58	520.4	0
1590	8	52.63	1440.09	318.4	416.9	524.57	0
1620	8	52.63	1469.79	320.93	420.21	528.75	0
1650	8	52.63	1499.5	323.46	423.53	532.93	0
1680	8	52.63	1529.21	326	426.85	537.1	0

1710	8	52.63	1558.92	328.53	430.17	541.28	0
1740	8	52.63	1588.63	331.07	433.49	545.45	0
1770	8	52.63	1618.33	333.6	436.81	549.63	0
1800	8	52.63	1648.04	336.13	440.12	553.8	0
1830	8	52.63	1677.75	338.67	443.44	557.98	0
1860	8	52.63	1707.46	341.2	446.76	562.15	0
1876	8	52.63	1723.3	342.55	448.53	564.38	0



MD (m)	CL (m)	Inc (°)	Azi (°)	TVD (m)	NS (m)	EW (m)	V.Sec (m)	Dogleg (°/30m)	T.Face (°)	Build (°/30m)	Turn (°/30m)
0.00		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	0.00	0.000	0.000
340.00	340.00	0.00	286.46	340.00	0.00	0.00	0.00	0.000	286.46	0.000	0.000
755.00	415.00	41.50	286.46	719.65	40.76	-137.94	143.84	3.000	286.46	3.000	0.000
1155.00	400.00	41.50	286.46	1019.24	115.86	-392.13	408.89	0.000	0.00	0.000	0.000
1468.61	313.61	8.00	286.46	1300.00	152.53	-516.26	538.32	3.205	180.00	-3.205	0.000
1896.00	427.39	8.00	286.46	1723.23	169.38	-573.30	597.80	0.000	0.00	0.000	0.000

Depth reference: Rotary Table at 28m above MSL

Teodorico 2 - riferito a tavola rotary (28m sopra MSL)							
MD (m)	Inc (°)	Azi (°)	TVD (m)	N/S (m)	E/W (m)	V.Sec. (m)	DLeg (°/30m)
0	0	0	0	0	0	0	0
30	0	0	30	0	0	0	0
60	0	0	60	0	0	0	0
90	0	0	90	0	0	0	0
120	0	0	120	0	0	0	0
150	0	0	150	0	0	0	0
180	0	0	180	0	0	0	0
210	0	0	210	0	0	0	0
240	0	0	240	0	0	0	0
270	0	0	270	0	0	0	0
300	0	0	300	0	0	0	0
330	0	0	330	0	0	0	0
340	0	286.46	340	0	0	0	0
360	2	286.46	360	0.1	-0.33	0.35	3
390	5	286.46	389.94	0.62	-2.09	2.18	3
420	8	286.46	419.74	1.58	-5.35	5.58	3
450	11	286.46	449.33	2.98	-10.1	10.53	3
480	14	286.46	478.61	4.82	-16.32	17.02	3
510	17	286.46	507.52	7.09	-24.01	25.04	3
540	20	286.46	535.96	9.79	-33.14	34.55	3
570	23	286.46	563.87	12.91	-43.68	45.55	3
600	26	286.46	591.17	16.43	-55.61	57.99	3
630	29	286.46	617.78	20.35	-68.89	71.84	3
660	32	286.46	643.62	24.67	-83.49	87.06	3
690	35	286.46	668.64	29.36	-99.37	103.62	3
720	38	286.46	692.75	34.42	-116.48	121.46	3
750	41	286.46	715.89	39.82	-134.78	140.54	3
755	41.5	286.46	719.65	40.76	-137.94	143.84	3
780	41.5	286.46	738.38	45.45	-153.83	160.4	0

810	41.5	286.46	760.85	51.08	-172.89	180.28	0
840	41.5	286.46	783.31	56.71	-191.96	200.16	0
870	41.5	286.46	805.78	62.35	-211.02	220.04	0
900	41.5	286.46	828.25	67.98	-230.09	239.92	0
930	41.5	286.46	850.72	73.61	-249.15	259.8	0
960	41.5	286.46	873.19	79.24	-268.21	279.67	0
990	41.5	286.46	895.66	84.88	-287.28	299.55	0
1020	41.5	286.46	918.13	90.51	-306.34	319.43	0
1050	41.5	286.46	940.6	96.14	-325.4	339.31	0
1080	41.5	286.46	963.06	101.77	-344.47	359.19	0
1110	41.5	286.46	985.53	107.41	-363.53	379.07	0
1140	41.5	286.46	1008	113.04	-382.6	398.95	0
1155	41.5	286.46	1019.24	115.86	-392.13	408.89	0
1170	39.9	286.46	1030.61	118.63	-401.51	418.67	3.205
1200	36.69	286.46	1054.15	123.89	-419.34	437.26	3.205
1230	33.49	286.46	1078.69	128.78	-435.87	454.5	3.205
1260	30.28	286.46	1104.16	133.27	-451.07	470.34	3.205
1290	27.08	286.46	1130.48	137.35	-464.88	484.74	3.205
1320	23.87	286.46	1157.56	141.01	-477.25	497.64	3.205
1350	20.67	286.46	1185.32	144.23	-488.15	509.01	3.205
1380	17.47	286.46	1213.67	147	-497.55	518.81	3.205
1410	14.26	286.46	1242.52	149.33	-505.41	527.01	3.205
1440	11.06	286.46	1271.79	151.19	-511.72	533.58	3.205
1468.61	8	286.46	1300	152.53	-516.26	538.32	3.205
1470	8	286.46	1301.38	152.59	-516.44	538.51	0
1500	8	286.46	1331.08	153.77	-520.45	542.69	0
1530	8	286.46	1360.79	154.95	-524.45	546.86	0
1560	8	286.46	1390.5	156.13	-528.46	551.04	0
1590	8	286.46	1420.21	157.32	-532.46	555.21	0
1620	8	286.46	1449.92	158.5	-536.46	559.39	0
1650	8	286.46	1479.62	159.68	-540.47	563.56	0
1680	8	286.46	1509.33	160.87	-544.47	567.74	0
1710	8	286.46	1539.04	162.05	-548.48	571.91	0

1740	8	286.46	1568.75	163.23	-552.48	576.09	0
1770	8	286.46	1598.46	164.42	-556.48	580.27	0
1800	8	286.46	1628.16	165.6	-560.49	584.44	0
1830	8	286.46	1657.87	166.78	-564.49	588.62	0
1860	8	286.46	1687.58	167.96	-568.5	592.79	0
1890	8	286.46	1717.29	169.15	-572.5	596.97	0
1896	8	286.46	1723.23	169.38	-573.3	597.8	0

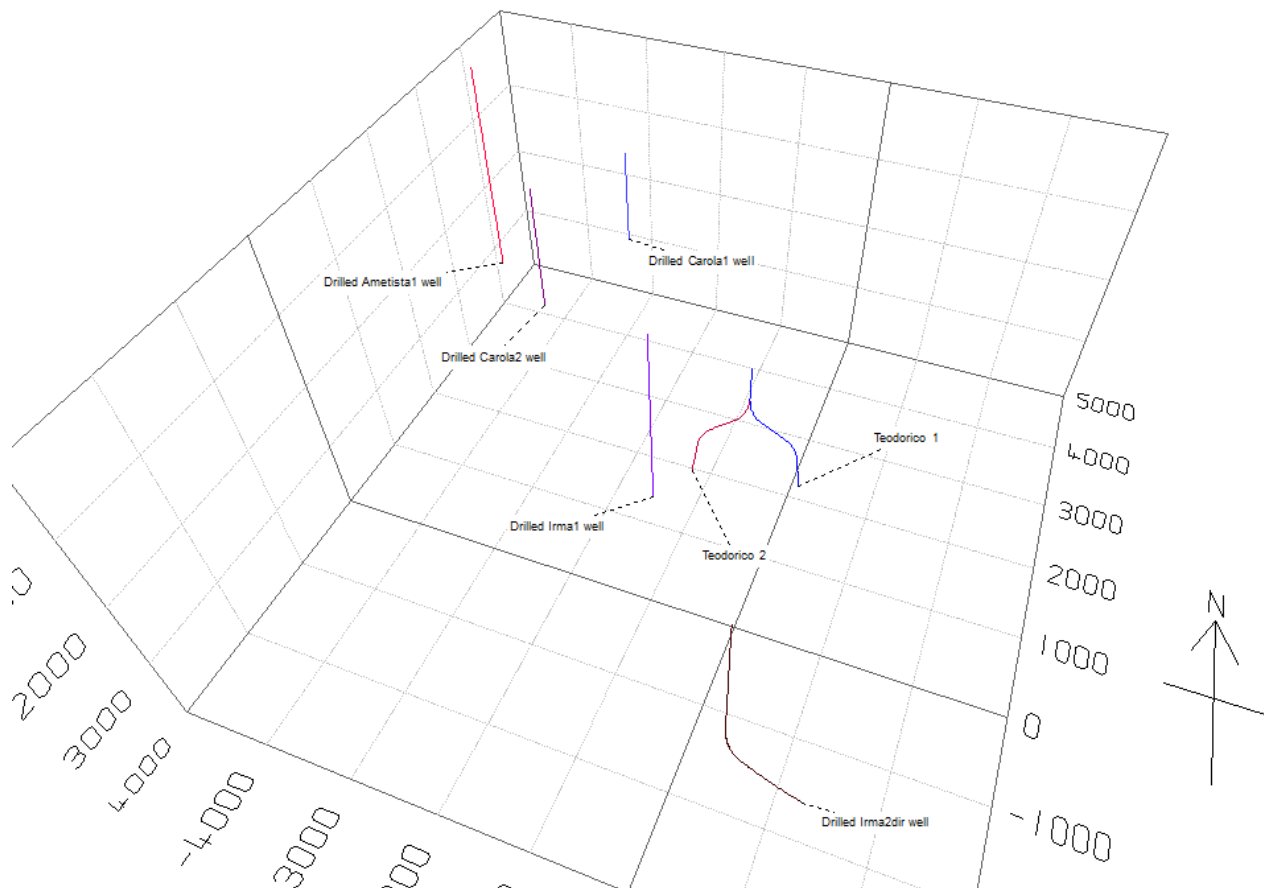
2.6 ANTICOLLISION

Per un controllo anti-collision, sono stati selezionati tutti i pozzi con coordinate di superficie ad un raggio di 6 Km dalle coordinate di superficie di Teodorico, e cioè i seguenti pozzi:

Pozzo	Result	Status	Coordinate di superficie		Distanza alla superficie (m)
			Easting (m)	Northing (m)	
TEODORICO (plan)			2340227	4957453	0
AMETISTA 001	DRY	P&A	2335580	4961092	5902
CAROLA 001	GAS	P&A	2337968	4960069	3456
CAROLA 002	GAS	P&A	2337341	4959126	3336
IRMA 001	GAS	P&A	2339251	4957566	983
IRMA 002 X DIR	GSH	P&A	2340857	4955121	2416

Dall'esame di anti-collision, è risultato che tutti questi pozzi sono "out of range", quindi non presentando nessun problema di anticollision.

Tra i pozzi Teodorico-1 e Teodorico-2, il punto con minor separation factor è a 327m, con un separation factor maggiore di 18, e quindi non vi è alcun problema di anticollision.




Summary						
Site Name	Reference Measured Depth (m)	Offset Measured Depth (m)	Distance Between Centres (m)	Distance Between Ellipses (m)	Separation Factor	Warning
Offset Well - Wellbore - Design						
Ametista1 abandoned well						
Drilled Ametista1 well - Actual Ametista1 wellbore - Actua						Out of range
Carola1 abandoned well						
Drilled Carola1 well - Actual Carola1 wellbore - Actual Ca	0.00	0.00	3,456.49			
Drilled Carola1 well - Actual Carola1 wellbore - Actual Ca	1,630.01	1,102.00	3,018.06			
Carola2 abandoned well						
Drilled Carola2 well - Actual Carola2 wellbore - Actual Ca	0.00	0.00	3,335.97			
Drilled Carola2 well - Actual Carola2 wellbore - Actual Ca	1,896.00	1,512.00	2,764.60			
Irma1 abandoned well						
Drilled Irma1 well - Actual Irma1 wellbore - Actual Irma1	0.00	0.00	982.92			
Drilled Irma1 well - Actual Irma1 wellbore - Actual Irma1	1,896.00	1,695.37	406.23			
Irma2dir abandoned well						
Drilled Irma2dir well - Actual Irma2dir wellbore - Actual Ir	0.00	0.00	2,415.76			
Drilled Irma2dir well - Actual Irma2dir wellbore - Actual Ir	28.00	0.00	2,415.60			
Teodorico Platform						
Teodorico 1 - Wellbore #1 - Design #8_05Jan17_S-shape	325.00	325.00	0.00	0.00	10,000.000	CC, ES
Teodorico 1 - Wellbore #1 - Design #8_05Jan17_S-shape	327.53	327.53	0.00	0.00	18.367	SF

SEZIONE 3

PROGRAMMA DI COMPLETAMENTO

INDICE DEGLI ARGOMENTI

3. PROGRAMMA DI COMPLETAMENTO.....	84
3.1 POZZO TEODORICO 1 DIR.....	84
3.2 POZZO TEODORICO 2 DIR.....	94

AUTORIZZAZIONI			
	Nome / Posizione	Firma	Data
Preparato da:	Fabrizio Devia Senior Completion Engineer		08/02/2017
Approvato da:	Chris Collie Wells Team Leader	<i>C Collie</i>	08/20/2017
DOCUMENT CONTROL			
Documento:	Programma di Completamento per SIA – Pozzi Teodorico 1 e Teodorico 2		
Posizione:			
Lista dei cambiamenti:			
Rev No	Data	Modifiche	Inserite da/controllate da
A	04/02/17	Programma di Completamento per SIA	F.Devia

3. PROGRAMMA DI COMPLETAMENTO

3.1 POZZO TEODORICO 1 DIR

3.2.1 POZZO TEODORICO 1 DIR: OBIETTIVO

Il completamento previsto per il pozzo Teodorico 1 Dir sarà in doppio con tbg 2 3/8", 4.7 lbs/ft, P110 ADMS.

I livelli saranno completati in cased hole, con completamenti in sand control del tipo Inside Casing Gravel Pack (ICGP-F&P).

Tutti i livelli della string lunga e della string corta saranno muniti di un sistema meccanico di controllo degli assorbimenti.

Il brine di completamento sarà brine filtrato CaCl₂ **1.16 s.g.**

Il fluido di trattamento per i lavori di gravel sarà:

- brine filtrato-viscosizzato **1.05 s.g.** per i trattamenti di ICGP-F&P. La fase di perforating verrà eseguita in brine filtrato e condizioni:

- EWL con fucili 4 1/2" e cariche Big Hole 12 spf

La croce di produzione avrà una working pressure 5 kpsi.

Tutti i down hole tool dovranno avere una working pressure di almeno 6 kpsi e dovranno essere compatibili con i fluidi di completamento utilizzati.

TEODORICO 1 Dir			
String Corta			
Size	2 3/8"		
Materiale	P-110, 4.7 lbs/ft		
Filetto	ADMS		
Livelli	Top-Btm Livelli	Completamento	Screen
PLQ-C	1477 – 1557	F&P	Screen prepacked 4" gauge 8" con resin coated 30-50 e gravel 30-
String Lunga			
Size	2 3/8"		
Materiale	P-110, 4.7 lbs/ft		
Filetto	ADMS		
Livelli	Top-Btm Livelli	Completamento	Screen
PLQ-F	1733 – 1750	F&P	Screen prepacked 4" gauge 8" con resin coated 30-50 e gravel 30-
Casing di Produzione			
7", 29 lbs/ft, @ 1873 mMD			

Gli intervalli spari verranno stabiliti a seguito della registrazione dei log e tenendo conto delle spaziature minime richieste dall'attrezzatura di gravel.

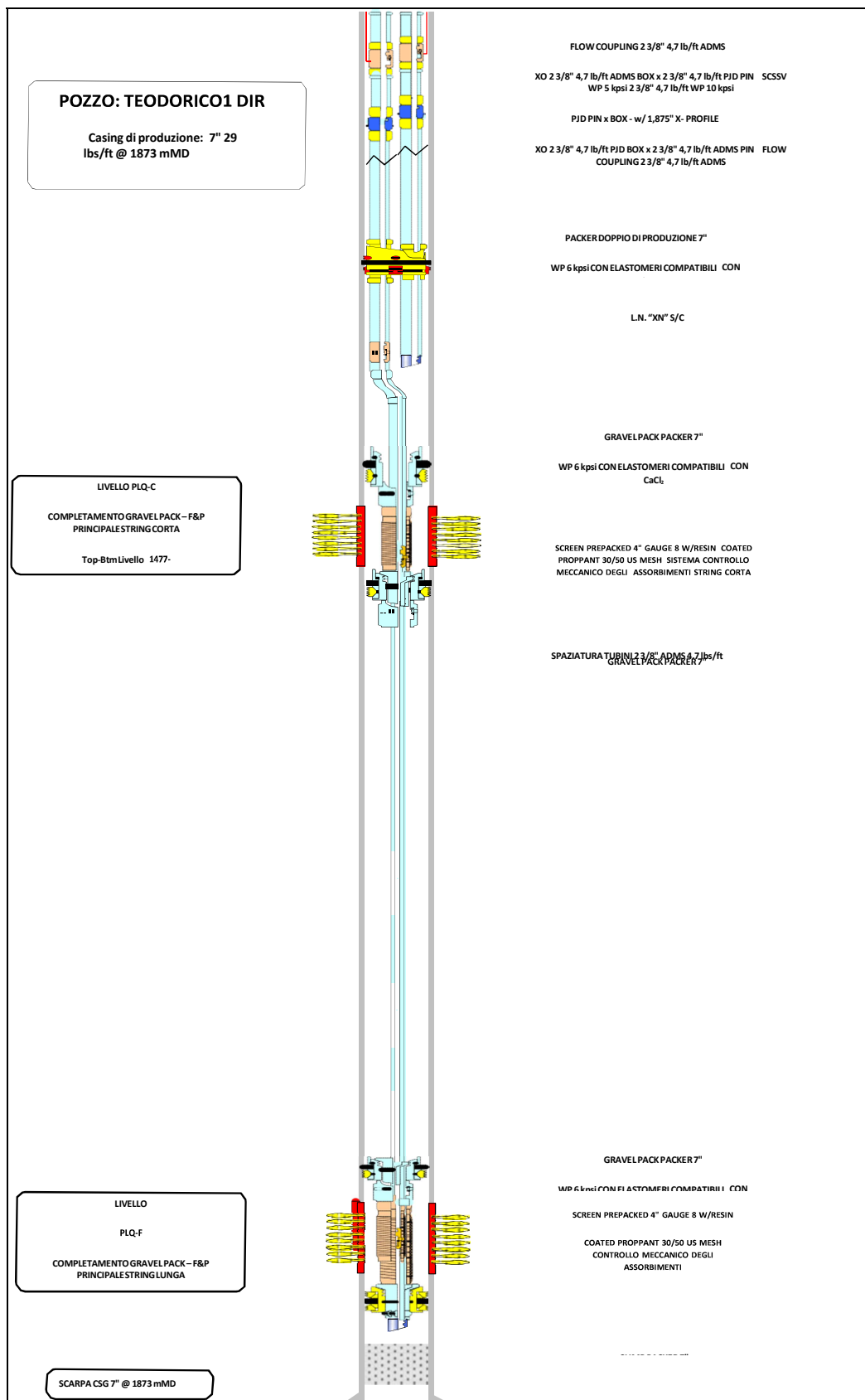
3.2.2 POZZO TEODORICO 1 DIR: GRADIENTI E TEMPI

Livelli	mTVD Top Livell	Pressio ne iniziale	Pressio ne attuale attesa	Gradie nte Inizial	Gradiente Attuale Stimato	Gradie nte di fratturazione stimat
	m PTR	Kg/cm ²	Kg/cm ²	Kg/cm ² 10 m	Kg/cm ² 10 m	Kg/cm ²
PLQ-C	1330	137*	135*	1.12*	1.12*	1.77
PLQ-F	1585	163*	163*	1.12*	1.12*	1.80

* Valori di pressione estrapolati dai livelli vicino

TEODORICO 1 DIR - TEMPI			
DESCRIZIONE FASI	PLANNED TIME		
	P10	P50	P90
WELL PREPARATION 1	1.9	2.0	2.2
SAND CONTROL ZONE 1 – ICGP-F&P Livello PLQ-F	3.6	4.1	6.3
RUN COMPLETION 1 – DISCESA SPAZIATURA	0.8	0.9	1.0
SAND CONTROL ZONE 2 – ICGP-F&P Livello PLQ-C	3.6	4.1	5.9
RUN COMPLETION 2 – DISCESA COMPLETAMENTO	3.4	3.7	5.0
CLEAN UP 1 - SPURGO	3.9	4.5	5.6
TOTALE	17.2	19.3	26.0

3.2.3 POZZO TEODORICO 1 DIR: SCHEMA DI COMPLETAMENTO



3.2.4 POZZO TEODORICO 1 DIR :SPIAZZAMENTO E LAVAGGIO CASING

Assemblare e discendere a fondo pozzo taper mill + scraper rotovert + spazzole per casing Ø 7" 29 lbs/ft. Circolare per 10' e sostituire fango di perforazione con brine **1.10 s.g.** non filtrato, pompando i seguenti cuscini di lavaggio casing ad una portata di 4 bpm:

- 1 m³ di acqua industriale
- 4 m³ di brine 1.122s.g. con opportuno tensioattivo
- 1 m³ di acqua industriale

Spiazzare i cuscini con un volume pozzo di brine **1.16 s.g.** non filtrato. Eseguire la pulizia delle vasche e delle linee di superficie. Sollevare la batteria di circa 400 m ridiscendere quindi al fondo in rotazione e circolazione pompando brine non filtrato. Con la batteria al fondo eseguire il pickling pompando in sequenza:

- 4 m³ di NaOH al 10%
- 2 m³ di brine **1.16 s.g.**
- 4 m³ di HCl al 10% addizionato di inibitore di corrosione
- 2 m³ di brine **1.16 s.g.**

seguiti da 1 m³ di acqua industriale e poi da brine filtrato **1.16 s.g.** Il volume dei cuscini di lavaggio deve garantire un tempo di contatto con il casing di almeno 5 min ed una velocità minima del fluido di almeno 130 ft/min per assicurare il trasporto di eventuali particelle solide. Fare in modo che il volume/concentrazione di soda sia in grado di neutralizzare l'acido cloridrico.

Non appena viene circolato a giorno il brine di completamento, avendo scartato i cuscini di lavaggio in apposita vasca, circolare un bottom up ad una portata di 8.5 bpm, pari ad una velocità anulare di 300 ft/min, così da consentire la rimozione ottimale di eventuali particelle in sospensione.

Circolare e verificare una lettura di torbidità di 20 NTU del brine di completamento di ritorno dal pozzo; verificare il pH del brine in uscita al fine di verificare che non vi siano residui di cuscini di lavaggio in pozzo quindi fermare la circolazione.

Estrarre batteria con taper mill + scraper.

Nota: Questa sequenza di operazioni viene menzionata anche nel programma di perforazione.

3.2.5 POZZO TEODORICO 1 DIR: COMPLETAMENTO IN ICGP- F&P LIVELLO "PLQ-F"

SPARI EWL LIVELLO "PLQ-F"

Montare shooting nipple e testare a 1000 psi per 15 min. Rig-up della Electric Wire Line, assemblare fucili Ø 4 1/2" - 12 SpF - con cariche Big Hole e discendere in pozzo; correlare fucili e aprire il livello. Rig-down dell'Electric Wire Line; smontare shooting nipple.

SCRAPERAGGIO CSG E FISSAGGIO SUMP PACKER

Discendere taper mill per csg Ø 7" 29 lbs/ft + magneti per csg 7" + DP 3 1/2" fino alla profondità di settaggio del sump packer, circolare e filtrare brine, estrarre taper mill.

Con Electric Wire Line (o drill pipe Ø 3 1/2" con setting tool meccanico qualora non sia possibile utilizzare la E-wireline) discendere e fissare sump packer 4 m circa sotto il bottom spari del livello. Estrarre setting tool.

In caso di assorbimenti superiori a 1,0 m³/h pompare un cuscinio intasante (polimero + carbonato di calcio dimensionato sulla permeabilità stimata della formazione).

ESECUZIONE ICGP – F&P LIVELLO "LIVELLO PLQ-F"

Assemblare gravel pack assembly per operazione di ICGP-F&P equipaggiato di sistema meccanico di controllo degli assorbimenti e discendere in pozzo con DP Ø 3 1/2". Arrivati in quota, appoggiare l'assembly nel sump packer, eseguire spezzonamento, inserire snap latch seal assembly nel sump packer. Verificare inserimento dello snap latch nel sump packer con slack off e over-pull, senza però estrarre completamente lo snap latch dal corpo del packer. Rig Up delle linee di superficie HP ed eseguire pressure test @ 10000 psi per 15 min. Lanciare biglia, portandola eventualmente in sede in circolazione ed eseguire il fissaggio del gravel pack packer superiore. Eseguire test meccanico ed idraulico del gravel pack packer seguendo le indicazioni fornite dalla Service Co.

Rilasciare x-over tool; trovare le diverse posizioni del tool ed eseguire le prove di circolazione in reverse e circulation position. Eseguire step rate test con brine filtrato e injection test con brine viscosizzato. A seguire elaborare i dati e preparare scheda di pompaggio. Qualora sia stato pompato un cuscinio intasante dopo la fase di perforating, si dovrà eseguire una pulizia degli spari con acido formico al 10% prima di eseguire l'operazione di ICGP-F&P (0.5 m³ di acido per ogni metro di spari). Recupero gravel in eccesso nella string e a seguire eseguire test di copertura degli screen.

Qualora il test di copertura risultasse negativo, procedere con il riempimento dell'anulare screen-casing.

Chiudere e testare sliding sleeve gravel pack extension a 500 psi per 10 min.; estrarre X-over tool e wash-pipe dal packer bore; in questo modo lo shifting tool chiude la valvola SSD isolando il livello appena trattato; testare chiusura valvola di circolazione a 500 psi per 10 min. Estrarre a giorno X-over tool.

Contingency: in caso di assorbimenti causati dal malfunzionamento della valvola di circolazione, ripetere la procedura di chiusura della SSD.

3.2.6 POZZO TEODORICO 1 DIR: DISCESA DELLA SPAZIATURA

Assemblare batteria di spaziatrice composta da snap latch seal assembly per gravel pack packer, tbg Ø 2 3/8" 4.7 lbs/ft ADMS, gravel pack packer 7" con mill-out extension e discendere con DP 3 1/2".

Inserire snap latch seal assembly nel seal bore del gravel pack packer del livello inferiore. Lanciare la biglia e fissare il packer, eseguire il test meccanico ed idraulico del packer secondo le indicazioni fornite dalla Service Co. Estrarre quindi il service tool.

3.2.7 POZZO TEODORICO 1 DIR: COMPLETAMENTO IN ICGP-F&P LIVELLO "PLQ- C"

DISCESA PACKER PLUG E SPARI EWL LIVELLO "PLQ-C"

Assemblare packer plug + setting tool e discendere con drill pipe Ø 3 1/2". Fissare plug nel gravel pack packer (di spaziatrice); eseguire test di tenuta all'intercapedine con 1000 psi; eseguire tappo di sabbia di circa 0,5 m sopra il packer plug. Estrarre batteria di drill pipe con running/pulling tool.

Montare shooting nipple e testare a 1000 psi per 15 min. Rig-up della Electric Wire Line, assemblare fucili Ø 4 1/2" - 12 SpF con cariche Big Hole e discendere in pozzo; correlare fucili e aprire il livello. Rig-down della Electric Wire Line; smontare shooting nipple.

RECUPERO DETRITI E PACKER PLUG

Discendere washover shoe + Venturi + n.2 S.J.Basket + n.2 magneti + 1 Std DP Ø 3 1/2" + Fishing Jar + DP Ø 3 1/2" a top packer plug, lavare sabbia, eseguire pescaggi ed estrarre. Discendere retrieving head + n.2 S.J.Basket + n.2 magneti + n.3 DC Ø 4 3/4" + Fishing Jar + 6 DC+ DP 3 1/2" sino a top plug, circolare, eseguire pescaggi, agganciare plug ed estrarre.

Contingency: In caso di assorbimenti superiori a 1,0 m³/h pompare un cuscinetto intasante (polimero +

carbonato di calcio dimensionato sulla permeabilità stimata della formazione).

3.2.8 POZZO TEODORICO 1 DIR: DISCESA COMPLETAMENTO

Assemblare gravel pack assembly per operazione di ICGP-F&P equipaggiato di sistema meccanico di controllo degli assorbimenti e discendere in pozzo con DP 3 ½". Arrivati in quota, appoggiare l'assembly nel gravel pack packer inferiore, eseguire spezzonamento, inserire snap latch seal assembly nel gravel pack packer inferiore. Verificare inserimento dello snap latch nel gravel pack packer con slack off e over-pull, senza però estrarre completamente lo snap latch dal corpo del packer.

Rig Up delle linee di superficie HP ed eseguire pressure test @ 10000 psi per 15 min.

Lanciare biglia, portandola eventualmente in sede in circolazione ed eseguire il fissaggio del gravel pack packer superiore.

Eseguire test meccanico ed idraulico del gravel pack packer seguendo le indicazioni fornite dalla Service Co.

Rilasciare x-over tool; trovare le diverse posizioni del tool ed eseguire le prove di circolazione in reverse e circulation position. Eseguire step rate test con brine filtrato e injection test con brine viscosizzato.

A seguire elaborare i dati e preparare scheda di pompaggio. Qualora sia stato pompato un cuscinio intasante dopo la fase di perforating, si dovrà eseguire una pulizia degli spari con acido formico al 10% prima di eseguire l'operazione di ICGP-F&P (0.5 m3 di acido per ogni metro di spari). Recupero gravel in eccesso nella string e a seguire eseguire test di copertura degli screen.

Chiudere e testare sliding sleeve gravel pack extension a 500 psi per 10 min.; estrarre X-over tool e wash-pipe dal packer bore; in questo modo lo shifting tool chiude la valvola SSD isolando il livello appena trattato; testare chiusura valvola di circolazione a 500 psi per 10 min;

Con le wash-pipe fuori dal packer bore, circolare brine di completamento additivato di inibitore di corrosione ed estrarre a giorno X-over tool.

Contingency: in caso di assorbimenti causati dal malfunzionamento della valvola di circolazione, ripetere la procedura di chiusura della SSD

3.2.9 POZZO TEODORICO 1 DIR: MONTAGGIO CROCE E FISSAGGIO PACKER

Estrarre wear bushing, eseguire dummy run con tubing hanger doppio preassemblato senza seal di tenuta + landing joint.

Configurare BOP come segue:

- 2 3/8" Centralizzanti
- Shear
- 2 3/8" Dual
- 2 3/8"- 3 1/2"

Eseguire test dual rams a 10000 psi per 15 min; estrarre tbg hanger per dummy run; discendere cup tester ed eseguire test Hydril 500-1500 psi per 15 min, flex rams 2 3/8"-3 1/2" a 10000 psi per 15 min; Kill line + Choke line e valvole a 10000 psi per 15 min. Estrarre cup tester. Eseguire pressure test upper e lower kelly + BOP. Discendere completamente doppio in dual spider come da schema allegato; inserire packer doppio WP=5-6 kpsi, inserire su S/L e S/C L.N. "X" 1,875" a 600 m circa; inserire su S/L e S/C Tubing Retrievable Safety Valve 5 Kpsi a 200 m circa inserendo control line Ø 1/4" con WP 10 kpsi ed eseguire pressure test al valore indicato dalla Service Co x 30 min; proseguire discesa completamente con control line in pressione a opening pressure+500 psi di margine operativo e discendere inserendo clampe ad ogni giunto.

Inserire locator seal assembly nel seal bore receptacle del sistema meccanico di controllo degli assorbimenti della string corta; spezzonare; montare tubing hanger doppio preassemblato, collegare control line ed eseguire test control-line alla pressione indicata dalla Service Co. Discendere ed alloggiare tubing hanger in sede, serrare i tie-down ed eseguire test seal assembly con la pressione indicata dalla Service Co per 30 min; eseguire calibratura wireline con gauge cutter Ø 47,5 mm su S/L fino a 1° locator e S/C fino a landing nipple "XN". Scaricare pressione control line a zero, sdoppiare landing joint, inserire BPV; smontare bell nipple e flow line + riser e BOP stack.

3.2.10 POZZO TEODORICO 1 DIR: SPURGO

Montare croce di produzione WP=5 kpsi; eseguire test inflangiatura e test control line; estrarre BPV da S/L e S/C. Aprire entrambe SCSSV. Aprire valvola di circolazione S/L sotto il packer doppio. Montare attrezzatura wire line su S/C, discendere e fissare plug nel L.N. "XN" e pressurizzare string come da indicazioni fornite dalla service company per fissaggio packer doppio. Eseguire test di tenuta con 1000 psi all'annulus per 30 min. Recuperare plug, chiudere SSD ed eseguire rig down

wire line. Con CT e batteria composta da Venturi eseguire il pickling della string lunga; RIH Shifting Tool e aprire la SSD davanti al livello della SC; POOH Shifting Tool; attivare il

controllo meccanico degli assorbimenti (tipo Twin Flow valve o SAF) pressurizzando string corta come da indicazioni della compagnia di servizio.

3.2.11 POZZO TEODORICO 1 DIR: SPURGO

Con CT e batteria composta da Venturi eseguire il pickling della string lunga; RIH Shifting Tool e aprire la SSD davanti al livello della SC; POOH Shifting Tool; attivare il controllo meccanico degli assorbimenti (tipo Twin Flow valve o SAF) pressurizzando string corta come da indicazioni della compagnia di servizio.

Monitorare la string lunga per verificare quando la valvola è aperta. Scaricare eventuale pressione residua.

Una volta aperta il sistema meccanico di controllo degli assorbimenti della string corta, circolare SL/SC spiazzando con azoto. Una volta ottenuto azoto a giorno dalla string corta, procedere con lo spurgo della stessa. Se necessario utilizzare la string lunga per il lift con azoto.

Proseguire lo spurgo come da indicazioni del programma, terminato procedere con la chiusura della SSD sulla string lunga.

Terminato lo spurgo sulla string corta, proseguire lo spurgo del livello della string lunga come da indicazioni del programma.

Terminato lo spurgo sulla string corta, proseguire lo spurgo del livello della string lunga come da indicazioni del programma

3.2 POZZO TEODORICO 2 DIR

3.2.1 POZZO TEODORICO 2 DIR :OBIETTIVO

Il completamento previsto per il pozzo Teodorico 2 Dir sarà in doppio con tbg 2 3/8", 4.7 lbs/ft, P110 ADMS.

I livelli saranno completati in cased hole, con completamenti in sand control del tipo Inside Casing Gravel Pack (ICGP-F&P).

Tutti i livelli della string lunga e della string corta saranno muniti di un sistema meccanico di controllo degli assorbimenti.

Il brine di completamento sarà brine filtrato CaCl₂ **1.16 s.g.**

Il fluido di trattamento per i lavori di gravel sarà:

- brine filtrato-viscosizzato **1.05 s.g.** per i trattamenti di ICGP-F&P.

La fase di perforating verrà eseguita in brine filtrato e condizioni:

- EWL con fucili 4 1/2" e cariche Big Hole 12 spf per i livelli completati in ICGP-F&P

La croce di produzione avrà una working pressure 5 kpsi.

Tutti i down hole tool dovranno avere una working pressure di almeno 6 kpsi e dovranno essere compatibili con i fluidi di completamento utilizzati.

TEODORICO 2 Dir			
String Corta			
Size	2 3/8"		
Materiale	P-110, 4.7 lbs/ft		
Filetto	ADMS		
Livelli	Top-Btm Livelli	Completamento	Screen
PLQ-D1	1636-1685.5	F&P	Screen prepacked 4" gauge 8" con resin coated 30-50 e gravel
String Lunga			
Size	2 3/8"		
Materiale	P-110, 4.7 lbs/ft		
Filetto	ADMS		
Livelli	Top-Btm Livelli	Completamento	Screen
PLQ-D2	1687-1694	F&P	Screen prepacked 4" gauge 8" con resin coated 30-50 e gravel
PLQ-E2	1755-1755	F&P	Screen prepacked 4" gauge 8" con resin coated 30-50 e gravel
Casing di Produzione			
7", 29 lbs/ft, @ 1893 mMD			

Gli intervalli spari verranno stabiliti a seguito della registrazione dei log e tenendo conto delle spaziature minime richieste dall'attrezzatura di gravel.

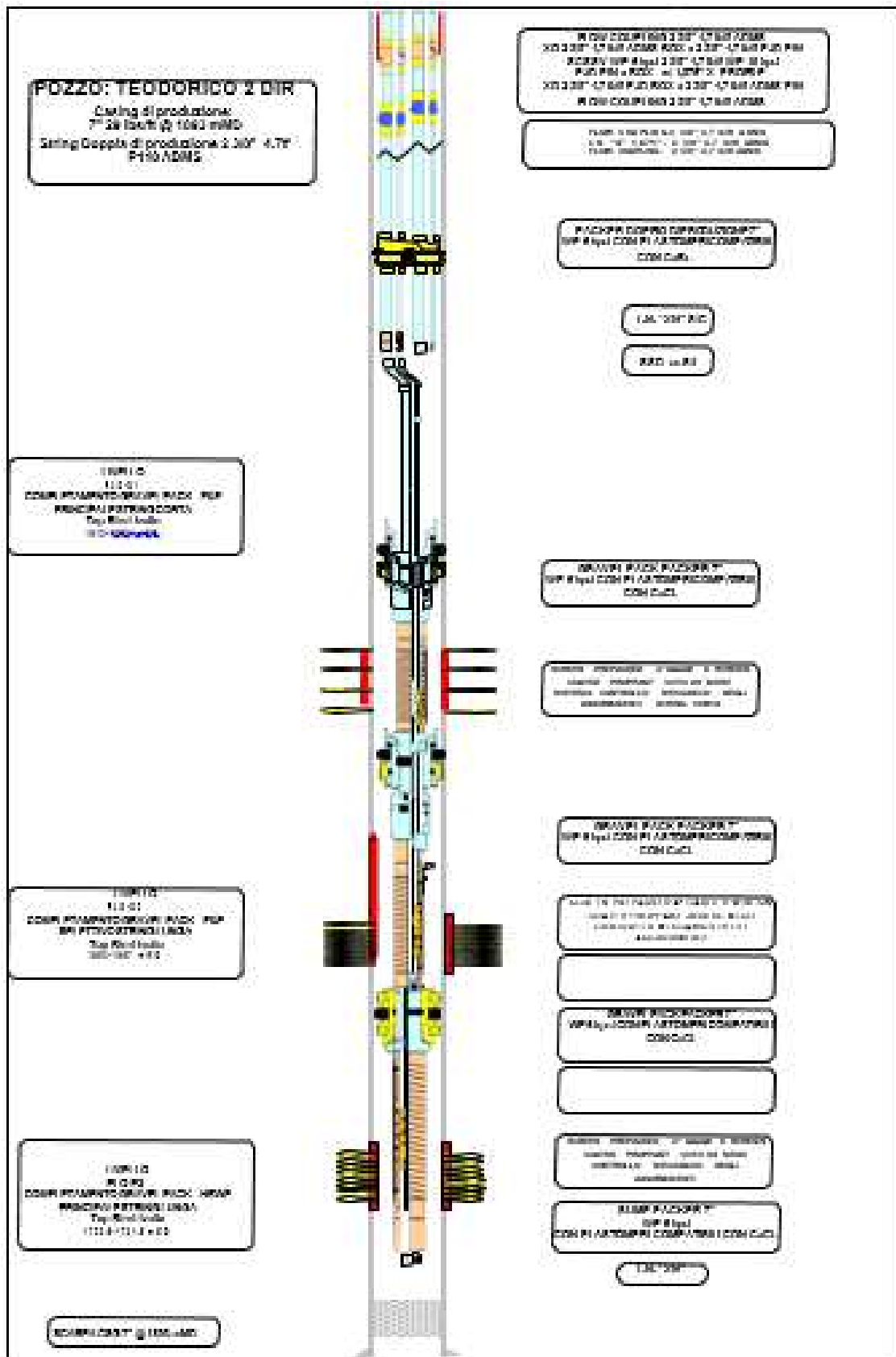
3.2.2 POZZO TEODORICO 2 DIR: GRADIENTI E TEMPI

Livelli	mTV D Top	Pressione iniziale	Pressione attuale attesa	Gradiente Iniziale	Gradiente Attuale Stimato	Gradiente di fratturazione stimato
	m RT	Kg/cm ²	Kg/cm ²	Kg/cm ² 10 m	Kg/cm ² 10 m	Kg/cm ²
PLQ-D1	1464	151*	148*	1.12*	1.12*	1.79
PLQ-D2	1505	155	155	1.12	1.12	1.79
PLQ-E2	1581.5	164	164	1.12	1.12	1.80

* Valori di pressione estrapolati dai livelli vicino

TEODORICO 2 DIR - TEMPI			
DESCRIZIONE FASI	PLANNED TIME		
	P10	P50	P90
WELL PREPARATION 1	1.8	2.0	2.2
SAND CONTROL ZONE 1 - ICGP-FP Livello PLQ-E2	3.6	4.3	6.2
SAND CONTROL ZONE 2 – ICGP-F&P Livello PLQ-D2	3.7	4.3	6.2
SAND CONTROL ZONE 3 – ICGP-F&P Livello PLQ-D1	3.6	4.2	6.0
RUN COMPLETION 2 – DISCESA COMPLETAMENTO	3.4	3.9	5.2
CLEAN UP 1 - SPURGO	3.3	3.8	4.9
TOTALE	19.4	22.5	30.7

3.2.3 POZZO TEODORICO 2 DIR: SCHEMA DI COMPLETAMENTO



3.2.4 POZZO TEODORICO 2 DIR SPIAZZAMENTO E LAVAGGIO CASING

Assemblare e discendere a fondo pozzo taper mill + scraper rotovert + spazzole per casing Ø 7" 29 lbs/ft. Circolare per 10' e sostituire fango di perforazione con brine **1.16 s.g.** non filtrato, pompando i seguenti cuscini di lavaggio casing ad una portata di 4 bpm:

- 1 m³ di acqua industriale
- 4 m³ di brine 1.16 s.g. con opportuno tensioattivo
- 1 m³ di acqua industriale

Spiazzare i cuscini con un volume pozzo di brine **1.16 s.g.** non filtrato. Eseguire la pulizia delle vasche e delle linee di superficie. Sollevare la batteria di circa 400 m ridiscendere quindi al fondo in rotazione e circolazione pompando brine non filtrato. Con la batteria al fondo eseguire il pickling pompando in sequenza:

- 4 m³ di NaOH al 10%
- 2 m³ di brine **1.16 s.g.**
- 4 m³ di HCl al 10% addizionato di inibitore di corrosione
- 2 m³ di brine **1.16 s.g.**

seguiti da 1 m³ di acqua industriale e poi da brine filtrato **1.16 s.g.** Il volume dei cuscini di lavaggio deve garantire un tempo di contatto con il casing di almeno 5 min ed una velocità minima del fluido di almeno

130 ft/min per assicurare il trasporto di eventuali particelle solide. Fare in modo che il volume/concentrazione di soda sia in grado di neutralizzare l'acido cloridrico.

Non appena viene circolato a giorno il brine di completamento, avendo scartato i cuscini di lavaggio in apposita vasca, circolare un bottom up ad una portata di 8.5 bpm, pari ad una velocità anulare di 300 ft/min, così da consentire la rimozione ottimale di eventuali particelle in sospensione.

Circolare e verificare una lettura di torbidità di 20 NTU del brine di completamento di ritorno dal pozzo; verificare il pH del brine in uscita al fine di verificare che non vi siano residui di cuscini di lavaggio in pozzo quindi fermare la circolazione.

Estrarre batteria con taper mill + scraper.

Nota: Questa sequenza di operazioni viene menzionata anche nel programma di perforazione.

3.2.5 POZZO TEODORICO 2 DIR: COMPLETAMENTO IN ICGP- FP "LIVELLO PLQ-E2"

SPARI EWL LIVELLO "PLQ-E2"

Montare shooting nipple e testare a 1000 psi per 15 min. Rig-up della Electric Wire Line, assemblare fucili Ø 4 1/2" - 12 SpF - con cariche Big Hole e discendere in pozzo; correlare fucili e aprire il livello. Rig-down dell'Electric Wire Line; smontare shooting nipple.

SCRAPERAGGIO CSG E FISSAGGIO SUMP PACKER

Discendere taper mill per csg Ø 7" 29 lbs/ft + magneti per csg 7" + DP 3 1/2" fino alla profondità di settaggio del sump packer, circolare e filtrare brine, estrarre taper mill.

Con Electric Wire Line (o drill pipe Ø 3 1/2" con setting tool meccanico qualora non sia possibile utilizzare la E-wireline) discendere e fissare sump packer 4 m circa sotto il bottom spari del livello. Estrarre setting tool.

In caso di assorbimenti superiori a 1,0 m³/h pompare un cuscino intasante (polimero + carbonato di calcio dimensionato sulla permeabilità stimata della formazione).

ESECUZIONE ICGP – FP LIVELLO "PLQ-E2"

Assemblare gravel pack assembly per operazione di ICGP-F&P equipaggiato di sistema meccanico di controllo degli assorbimenti e discendere in pozzo con DP Ø 3 1/2". Arrivati in quota, appoggiare l'assembly nel sump packer, eseguire spezzonamento, inserire snap latch seal assembly nel sump packer. Verificare inserimento dello snap latch nel sump packer con slack off e over-pull, senza però estrarre completamente lo snap latch dal corpo del packer. Rig Up delle linee di superficie HP ed eseguire pressure test @ 10000 psi per 15 min. Lanciare biglia, portandola eventualmente in sede in circolazione ed eseguire il fissaggio del gravel pack packer superiore. Eseguire test meccanico ed idraulico del gravel pack packer seguendo le indicazioni fornite dalla Service Co.

Rilasciare x-over tool; trovare le diverse posizioni del tool ed eseguire le prove di circolazione in reverse e circulation position. Eseguire step rate test con brine filtrato e injection test con brine viscosizzato.

A seguire elaborare i dati e preparare scheda di pompaggio. Qualora sia stato pompato un cuscino intasante dopo la fase di perforating, si dovrà eseguire una pulizia degli spari con acido formico al 10% prima di eseguire l'operazione di ICGP-F&P (0.5 m³ di acido per ogni metro di spari). Recupero gravel in eccesso nella string e a seguire eseguire test di copertura degli screen.

Qualora il test di copertura risultasse negativo, procedere con il riempimento dell'anulare screen-casing.

Chiudere e testare sliding sleeve gravel pack extension a 500 psi per 10 min.; estrarre X-over tool e wash-pipe dal packer bore; in questo modo lo shifting tool chiude la valvola SSD isolando il livello appena trattato; testare chiusura valvola di circolazione a 500 psi per 10 min. Estrarre a giorno X-over tool.

Contingency: in caso di assorbimenti causati dal malfunzionamento della valvola di circolazione, ripetere la procedura di chiusura della SSD.

3.2.6 POZZO TEODORICO 1 DIR: COMPLETAMENTO IN ICGP- F&P LIVELLO "PLQ-D2"

DISCESA PACKER PLUG E SPARI EWL LIVELLO "PLQ-D2"

Assemblare packer plug + setting tool e discendere con drill pipe Ø 3"1/2. Fissare plug nel packer di gravel pack; eseguire pressure test all'anulare con 1000 psi; eseguire tappo di sabbia di circa 0,5 m sopra il packer plug. Estrarre batteria di drill pipe con running/pulling tool.

Montare shooting nipple e testare a 1000 psi per 15 min. Rig-up della Electric Wire Line, assemblare fucili Ø 4 1/2" - 12 SpF con cariche Big Hole e discendere in pozzo; correlare fucili e aprire il livello. Rig-down della Electric Wire Line; smontare shooting nipple.

RECUPERO DETRITI E PACKER PLUG

Discendere washover shoe + Venturi + n.2 S.J.Basket + n.2 magneti + 1 Std DP Ø 3 1/2" + Fishing Jar + DP Ø 3 1/2" a top packer plug, lavare sabbia, eseguire pescaggi ed estrarre. Discendere retrieving head + n.2 S.J.Basket + n.2 magneti + n.3 DC Ø 4 3/4" + Fishing Jar + 6 DC+ DP 3 1/2" sino a top plug, circolare con brine, eseguire pescaggi, agganciare plug ed estrarre.

Contingency: In caso di assorbimenti superiori a 1,0 m³/h pompare un cuscinio intasante (polimero + carbonato di calcio dimensionato sulla permeabilità stimata della formazione).

DISCESA BATTERIA DI ICGP – F&P LIVELLO "PLQ-D2"

Assemblare gravel pack assembly per operazione di ICGP-F&P equipaggiato di sistema meccanico di controllo degli assorbimenti e discendere in pozzo con DP 3 ½". Arrivati in quota, appoggiare l'assembly nel gravel pack packer inferiore, eseguire spezzonamento, inserire snap latch seal assembly nel gravel pack packer inferiore. Verificare inserimento dello snap latch nel gravel pack packer con slack off e over-pull, senza però estrarre completamente lo snap latch dal corpo del packer. Rig Up delle linee di superficie HP ed eseguire pressure test @ 10000 psi per 15 min. Lanciare biglia, portandola eventualmente in sede in circolazione ed eseguire il fissaggio del gravel pack packer superiore. Eseguire test meccanico ed idraulico del gravel pack packer seguendo le indicazioni fornite dalla Service Co.

Rilasciare x-over tool; trovare le diverse posizioni del tool ed eseguire le prove di circolazione in reverse e circulation position. Eseguire step rate test con brine filtrato e injection test con brine viscosizzato.

A seguire elaborare i dati e preparare scheda di pompaggio. Qualora sia stato pompato un cuscinetto intasante dopo la fase di perforating, si dovrà eseguire una pulizia degli spari con acido formico al 10% prima di eseguire l'operazione di ICGP-F&P (0.5 m³ di acido per ogni metro di spari). Recuperare gravel in eccesso nella string pompando brine di completamento e a seguire eseguire test di copertura degli screen. Qualora il test di copertura risultasse negativo, procedere con il riempimento dell'anulare screen-casing.

Chiudere e testare sliding sleeve gravel pack extension a 500 psi per 10 min.; estrarre X-over tool e wash-pipe dal packer bore; in questo modo lo shifting tool chiude la valvola SSD isolando il livello appena trattato; testare chiusura valvola di circolazione a 500 psi per 10 min; estrarre X-over tool.

Contingency: in caso di assorbimenti causati dal malfunzionamento della valvola di circolazione, ripetere la procedura di chiusura della SSD.

3.2.7 POZZO TEODORICO 2 DIR: COMPLETAMENTO IN ICGP-F&P LIVELLO "PLQ-D1"

DISCESA PACKER PLUG E SPARI EWL LIVELLO "PLQ-D1"

Assemblare packer plug + setting tool e discendere con drill pipe Ø 3"1/2. Fissare plug nel packer di gravel pack; eseguire pressure test all'anulare con 1000 psi; eseguire tappo di sabbia di circa 0,5 m sopra il packer plug. Estrarre batteria di drill pipe con running/pulling tool.

Montare shooting nipple e testare a 1000 psi per 15 min. Rig-up della Electric Wire Line, assemblare fucili Ø 4 1/2" - 12 SpF con cariche Big Hole e discendere in pozzo; correlare fucili e aprire il livello. Rig-down della Electric Wire Line; smontare shooting nipple.

RECUPERO DETRITI E PACKER PLUG

Discendere washover shoe + Venturi + n.2 S.J.Basket + n.2 magneti + 1 Std DP Ø 3 1/2" + Fishing Jar + DP Ø 3 1/2" a top packer plug, lavare sabbia, eseguire pescaggi ed estrarre. Discendere retrieving head + n.2 S.J.Basket + n.2 magneti + n.3 DC Ø 4 3/4" + Fishing Jar + 6 DC+ DP 3 1/2" sino a top plug, circolare con brine filtrato, eseguire pescaggi, agganciare plug ed estrarre.

Contingency: In caso di assorbimenti superiori a 1,0 m³/h pompare un cuscino intasante (polimero + carbonato di calcio dimensionato sulla permeabilità stimata della formazione).

DISCESA BATTERIA DI ICGP – F&P "LIVELLO PLQ-D1"

Assemblare gravel pack assembly per operazione di ICGP-F&P equipaggiato di sistema meccanico di controllo degli assorbimenti e discendere in pozzo con DP 3 1/2". Arrivati in quota, appoggiare l'assembly nel gravel pack packer inferiore, eseguire spezzonamento, inserire snap latch seal assembly nel gravel pack packer inferiore. Verificare inserimento dello snap latch nel gravel pack packer con slack off e over-pull, senza però estrarre completamente lo snap latch dal corpo del packer. Rig Up delle linee di superficie HP ed eseguire pressure test @ 10000 psi per 15 min. Lanciare biglia, portandola eventualmente in sede in circolazione ed eseguire il fissaggio del gravel pack packer superiore. Eseguire test meccanico ed idraulico del gravel pack packer seguendo le indicazioni fornite dalla Service Co.

Rilasciare x-over tool; trovare le diverse posizioni del tool ed eseguire le prove di circolazione in reverse e circulation position. Eseguire step rate test con brine filtrato e injection test con brine viscosizzato.

A seguire elaborare i dati e preparare scheda di pompaggio. Eseguire il pompaggio di un cuscino intasante e dopo la fase di perforating, si dovrà eseguire una pulizia degli spari con acido formico al 10% prima di eseguire l'operazione di ICGP-F&P (0.5 m³ di acido per ogni metro di spari).

Recupero gravel in eccesso nella string pompando brine di completamento e a seguire eseguire test di copertura degli screen. Qualora il test di copertura risultasse negativo, procedere con il riempimento dell'anulare screen-casing.

Chiudere e testare sliding sleeve gravel pack extension a 500 psi per 10 min.; estrarre X-over tool e wash-pipe dal packer bore; in questo modo lo shifting tool chiude la valvola SSD isolando il livello appena trattato; testare chiusura valvola di circolazione a 500 psi per 10 min; estrarre X-over tool.

Contingency: in caso di assorbimenti causati dal malfunzionamento della valvola di circolazione, ripetere la procedura di chiusura della SSD.

3.2.8 1.2.8.POZZO TEODORICO 2 DIR: DISCESA COMPLETAMENTO

Estrarre wear bushing, eseguire dummy run con tubing hanger doppio preassemblato senza seal di tenuta + landing joint.

Configurare BOP come segue:

- 2 3/8" Centralizzanti
- Shear
- 2 3/8" Dual
- 2 3/8"- 3 1/2"

Eseguire test dual rams a 10000 psi per 15 min; estrarre tbg hanger per dummy run; discendere cup tester ed eseguire test Hydril 500-1500 psi per 15 min, flex rams 2 3/8"-3 1/2" a 10000 psi per 15 min; Kill line + Choke line e valvole a 10000 psi per 15 min. Estrarre cup tester. Eseguire pressure test upper e lower kelly + BOP. Discendere completamento doppio in dual spider come da schema allegato; inserire packer doppio WP=5-6 kpsi, inserire su S/L e S/C L.N. "X" 1,875" a 600 m circa; inserire su S/L e S/C Tubing Retrievable Safety Valve 5 Kpsi a 200 m circa inserendo control line Ø 1/4" con WP 10 kpsi ed eseguire pressure test al valore indicato dalla Service Co x 30 min; proseguire discesa completamento con control line in pressione a opening pressure+500 psi di margine operativo e discendere inserendo clampe ad ogni giunto.

Inserire locator seal assembly nel seal bore receptacle del sistema meccanico di controllo degli assorbimenti della string corta; spezzonare; montare tubing hanger doppio preassemblato, collegare control line ed eseguire test control-line alla pressione indicata dalla Service Co. Discendere ed alloggiare tubing hanger in sede, serrare i tie-down ed eseguire test seal assembly con la pressione indicata dalla Service Co per 30 min; eseguire calibratura wireline con gauge cutter Ø 47,5 mm su S/L fino a 1° locator e S/C fino a landing nipple "XN". Scaricare pressione control line a zero, sdoppiare landing joint, inserire BPV; smontare bell nipple e flow line + riser e BOP stack.

3.2.9 1.2.9. POZZO TEODORICO 2 DIR: MONTAGGIO CROCE E FISSAGGIO PACKER

Montare croce di produzione WP=5 kpsi; eseguire test inflangiatura e test control line; estrarre BPV da S/L e S/C. Aprire entrambe SCSSV. Aprire valvola di circolazione S/L sotto il packer doppio. Montare attrezzatura wire line su S/C, discendere e fissare plug nel L.N. "XN" e pressurizzare string come da indicazioni fornite dalla service company per fissaggio packer doppio. Eseguire test di tenuta con 1000 psi all'annulus per 30 min. Recuperare plug, chiudere SSD ed eseguire rig down wire line.

3.2.10 1.2.10. POZZO TEODORICO 2 DIR: SPURGO

Con CT e batteria composta da Venturi eseguire il pickling della string lunga; RIH Shifting Tool e aprire la SSD davanti al livello della SC; POOH Shifting Tool; attivare il controllo meccanico degli assorbimenti (tipo Twin Flow valve o SAF) pressurizzando string corta come da indicazioni della compagnia di servizio.

Monitorare la string lunga per verificare quando la valvola è aperta. Scaricare eventuale pressione residua.

Una volta aperta il sistema meccanico di controllo degli assorbimenti della string corta, circolare SL/SC spiazzando con azoto. Una volta ottenuto azoto a giorno dalla string corta, procedere con lo spurgo della stessa. Se necessario utilizzare la string lunga per il lift con azoto.

Proseguire lo spurgo come da indicazioni del programma, terminato procedere con la chiusura della SSD sulla string lunga.

Terminato lo spurgo sulla string corta, proseguire lo spurgo selettivo di tutti i livelli della string lunga come da indicazioni del programma.

4. APPENDICI

Teodorico 1

Casing Design Report

DESIGN PRELIMINARE - IL DESIGN DEFINITIVO PER LA SCELTA DEI CASING VERRA' ESEGUITO DURANTE LA FASE DI PROGETTAZIONE DI DETTAGLIO

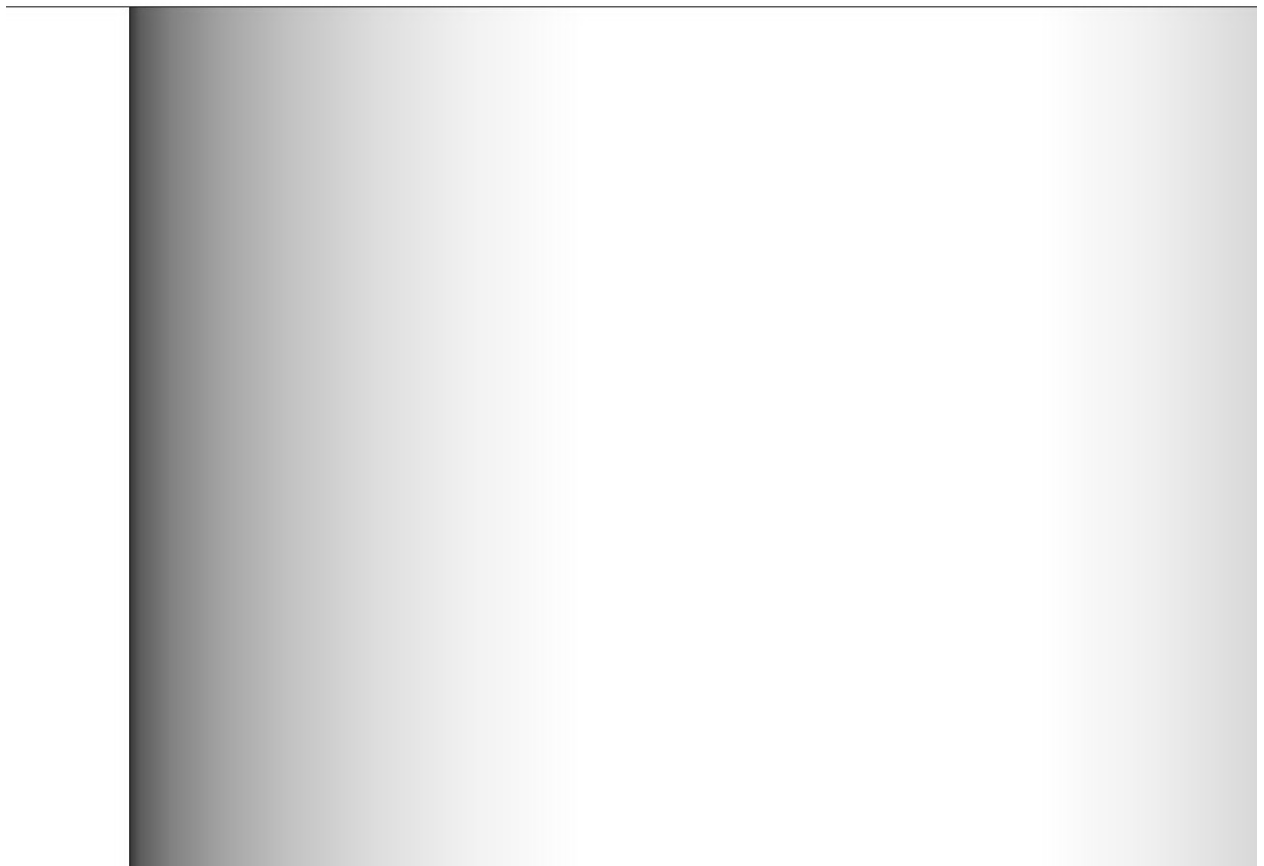
File: Design #8_05Jan17_S-shape_lower KOP

Date: February 01, 2017 Page: 1

WELL SUMMARY

	String	OD/Weight/Grade	Connection	MD Interval (m)	Drift Dia. (in)	Minimum Safety Factor (Abs)				Design Cost (\$)
						Burst	Collapse	Axial	Triaxial	
1	Conductor Casing	30", 309.700 ppf, X-60	N/A	9.00-90.00	27.813	N/A	N/A	N/A	N/A	28,807
2										Total = 28,807
3										
4	Surface Casing	13 3/8", 68.000 ppf, L-80	N/A	8.00-308.00	12.259	4.47	3.36	7.20	4.00	33,031
5										Total = 33,031
6										
7	Production Casing	9 5/8", 43.500 ppf, L-80	N/A	8.00-1359.00	8.625 A	1.26	2.21	2.16	1.30	95,164
8										Total = 95,164
9										
10	Production Liner	7", 29.000 ppf, L-80	N/A	1209.00-1873.	6.059	1.72	2.47	N/A	1.83	31,174
11										Total = 31,174
12										
13										Total = 188,176
14	A Alternate Drift									

WELL SCHEMATIC (DEPTH - MD)



GENERAL DATA

Description:	Wellbore #1
Well Options, Deviated:	Yes
Well Options, Offshore:	Yes
Well TD (MD):	1876.00 m
Reference Point:	OTR
Air Gap:	28.00 m
Origin N:	0.00 m
Origin E:	0.00 m
Azimuth:	52.63 °

OFFSHORE DATA

Well Type:	Platform Well
Water Depth:	32.00 m

CASING AND TUBING SCHEME

	OD (in)	Name	Type	Hole Size (in)	Measured Depths (m)			Mud at Shoe (sg)
					Hanger	Shoe	TOC	
1	30"	Conductor	Casing	36.000	9.00	90.00	60.00	1.120
2	13 3/8"	Surface	Casing	16.000	8.00	308.00	10.00	1.120
3	9 5/8"	Production	Casing	12.250	8.00	1359.00	10.00	1.220
4	7"	Production	Liner	8.500	1209.00	1873.00	1209.00	1.260

PRODUCTION DATA

Packer Fluid Density:	1.160 sg
Packer Depth, MD:	1300.00 m
Perforation Depth, MD:	1477.00 m
Gas/Oil Gradient:	0.2306 sg

WELLPATH EDITOR

	Data-Entry Mode	MD (m)	INC (°)	AZ (°)	TVD (m)	DLS (°/30m)	Max DLS (°/30m)	Vsection (m)	Departure (m)
1	MD-INC-AZ	0.00	0.00	360.00	0.00			0.00	0.00
2	MD-INC-AZ	30.00	0.00	360.00	30.00	0.000	0.000	0.00	0.00
3	MD-INC-AZ	60.00	0.00	360.00	60.00	0.000	0.000	0.00	0.00
4	MD-INC-AZ	90.00	0.00	360.00	90.00	0.000	0.000	0.00	0.00
5	MD-INC-AZ	120.00	0.00	360.00	120.00	0.000	0.000	0.00	0.00
6	MD-INC-AZ	150.00	0.00	360.00	150.00	0.000	0.000	0.00	0.00
7	MD-INC-AZ	180.00	0.00	360.00	180.00	0.000	0.000	0.00	0.00
8	MD-INC-AZ	210.00	0.00	360.00	210.00	0.000	0.000	0.00	0.00
9	MD-INC-AZ	240.00	0.00	360.00	240.00	0.000	0.000	0.00	0.00
10	MD-INC-AZ	270.00	0.00	360.00	270.00	0.000	0.000	0.00	0.00
11	MD-INC-AZ	300.00	0.00	360.00	300.00	0.000	0.000	0.00	0.00
12	MD-INC-AZ	330.00	0.00	360.00	330.00	0.000	0.000	0.00	0.00
13	MD-INC-AZ	340.00	0.00	360.00	340.00	0.000	0.000	0.00	0.00
14	MD-INC-AZ	360.00	2.00	52.63	360.00	3.000	3.000	0.35	0.35
15	MD-INC-AZ	390.00	5.00	52.63	389.94	3.000	3.000	2.18	2.18
16	MD-INC-AZ	420.00	8.00	52.63	419.74	3.000	3.000	5.58	5.58
17	MD-INC-AZ	450.00	11.00	52.63	449.33	3.000	3.000	10.53	10.53
18	MD-INC-AZ	480.00	14.00	52.63	478.61	3.000	3.000	17.02	17.02
19	MD-INC-AZ	510.00	17.00	52.63	507.52	3.000	3.000	25.04	25.04
20	MD-INC-AZ	540.00	20.00	52.63	535.96	3.000	3.000	34.55	34.55
21	MD-INC-AZ	570.00	23.00	52.63	563.87	3.000	3.000	45.55	45.55
22	MD-INC-AZ	600.00	26.00	52.63	591.17	3.000	3.000	57.99	57.99
23	MD-INC-AZ	630.00	29.00	52.63	617.78	3.000	3.000	71.84	71.84
24	MD-INC-AZ	660.00	32.00	52.63	643.62	3.000	3.000	87.06	87.06
25	MD-INC-AZ	690.00	35.00	52.63	668.64	3.000	3.000	103.62	103.62
26	MD-INC-AZ	720.00	38.00	52.63	692.75	3.000	3.000	121.46	121.46
27	MD-INC-AZ	730.00	39.00	52.63	700.57	3.000	3.000	127.69	127.69
28	MD-INC-AZ	750.00	39.00	52.63	716.12	0.000	0.000	140.27	140.27
29	MD-INC-AZ	780.00	39.00	52.63	739.43	0.000	0.000	159.15	159.15
30	MD-INC-AZ	810.00	39.00	52.63	762.75	0.000	0.000	178.03	178.03
31	MD-INC-AZ	840.00	39.00	52.63	786.06	0.000	0.000	196.91	196.91
32	MD-INC-AZ	870.00	39.00	52.63	809.37	0.000	0.000	215.79	215.79
33	MD-INC-AZ	900.00	39.00	52.63	832.69	0.000	0.000	234.67	234.67
34	MD-INC-AZ	930.00	39.00	52.63	856.00	0.000	0.000	253.55	253.55
35	MD-INC-AZ	960.00	39.00	52.63	879.32	0.000	0.000	272.43	272.43
36	MD-INC-AZ	990.00	39.00	52.63	902.63	0.000	0.000	291.31	291.31
37	MD-INC-AZ	1020.00	39.00	52.63	925.95	0.000	0.000	310.19	310.19
38	MD-INC-AZ	1050.00	39.00	52.63	949.26	0.000	0.000	329.07	329.07
39	MD-INC-AZ	1080.00	39.00	52.63	972.58	0.000	0.000	347.95	347.95
40	MD-INC-AZ	1110.00	39.00	52.63	995.89	0.000	0.000	366.83	366.83
41	MD-INC-AZ	1130.00	39.00	52.63	1011.43	0.000	0.000	379.41	379.41
42	MD-INC-AZ	1140.00	38.03	52.63	1019.26	2.920	2.920	385.64	385.64
43	MD-INC-AZ	1170.00	35.11	52.63	1043.35	2.920	2.920	403.51	403.51
44	MD-INC-AZ	1200.00	32.19	52.63	1068.32	2.920	2.920	420.13	420.13
45	MD-INC-AZ	1230.00	29.27	52.63	1094.11	2.920	2.920	435.46	435.46
46	MD-INC-AZ	1260.00	26.35	52.63	1120.64	2.920	2.920	449.45	449.45
47	MD-INC-AZ	1290.00	23.43	52.63	1147.85	2.920	2.920	462.08	462.08
48	MD-INC-AZ	1320.00	20.51	52.63	1175.67	2.920	2.920	473.30	473.30
49	MD-INC-AZ	1350.00	17.59	52.63	1204.02	2.920	2.920	483.09	483.09
50	MD-INC-AZ	1380.00	14.67	52.63	1232.84	2.920	2.920	491.42	491.42
51	MD-INC-AZ	1410.00	11.75	52.63	1262.04	2.920	2.920	498.28	498.28
52	MD-INC-AZ	1440.00	8.83	52.63	1291.55	2.920	2.920	503.64	503.64
53	MD-INC-AZ	1448.54	8.00	52.63	1300.00	2.920	2.920	504.89	504.89
54	MD-INC-AZ	1470.00	8.00	52.63	1321.25	0.000	0.000	507.87	507.87
55	MD-INC-AZ	1500.00	8.00	52.63	1350.96	0.000	0.000	512.05	512.05
56	MD-INC-AZ	1530.00	8.00	52.63	1380.67	0.000	0.000	516.22	516.22
57	MD-INC-AZ	1560.00	8.00	52.63	1410.38	0.000	0.000	520.40	520.40
58	MD-INC-AZ	1590.00	8.00	52.63	1440.09	0.000	0.000	524.57	524.57
59	MD-INC-AZ	1620.00	8.00	52.63	1469.79	0.000	0.000	528.75	528.75
60	MD-INC-AZ	1650.00	8.00	52.63	1499.50	0.000	0.000	532.93	532.93
61	MD-INC-AZ	1680.00	8.00	52.63	1529.21	0.000	0.000	537.10	537.10
62	MD-INC-AZ	1710.00	8.00	52.63	1558.92	0.000	0.000	541.28	541.28
63	MD-INC-AZ	1740.00	8.00	52.63	1588.63	0.000	0.000	545.45	545.45
64	MD-INC-AZ	1770.00	8.00	52.63	1618.33	0.000	0.000	549.63	549.63
65	MD-INC-AZ	1800.00	8.00	52.63	1648.04	0.000	0.000	553.80	553.80
66	MD-INC-AZ	1830.00	8.00	52.63	1677.75	0.000	0.000	557.98	557.98
67	MD-INC-AZ	1860.00	8.00	52.63	1707.46	0.000	0.000	562.15	562.15
68	MD-INC-AZ	1876.00	8.00	52.63	1723.30	0.000	0.000	564.38	564.38

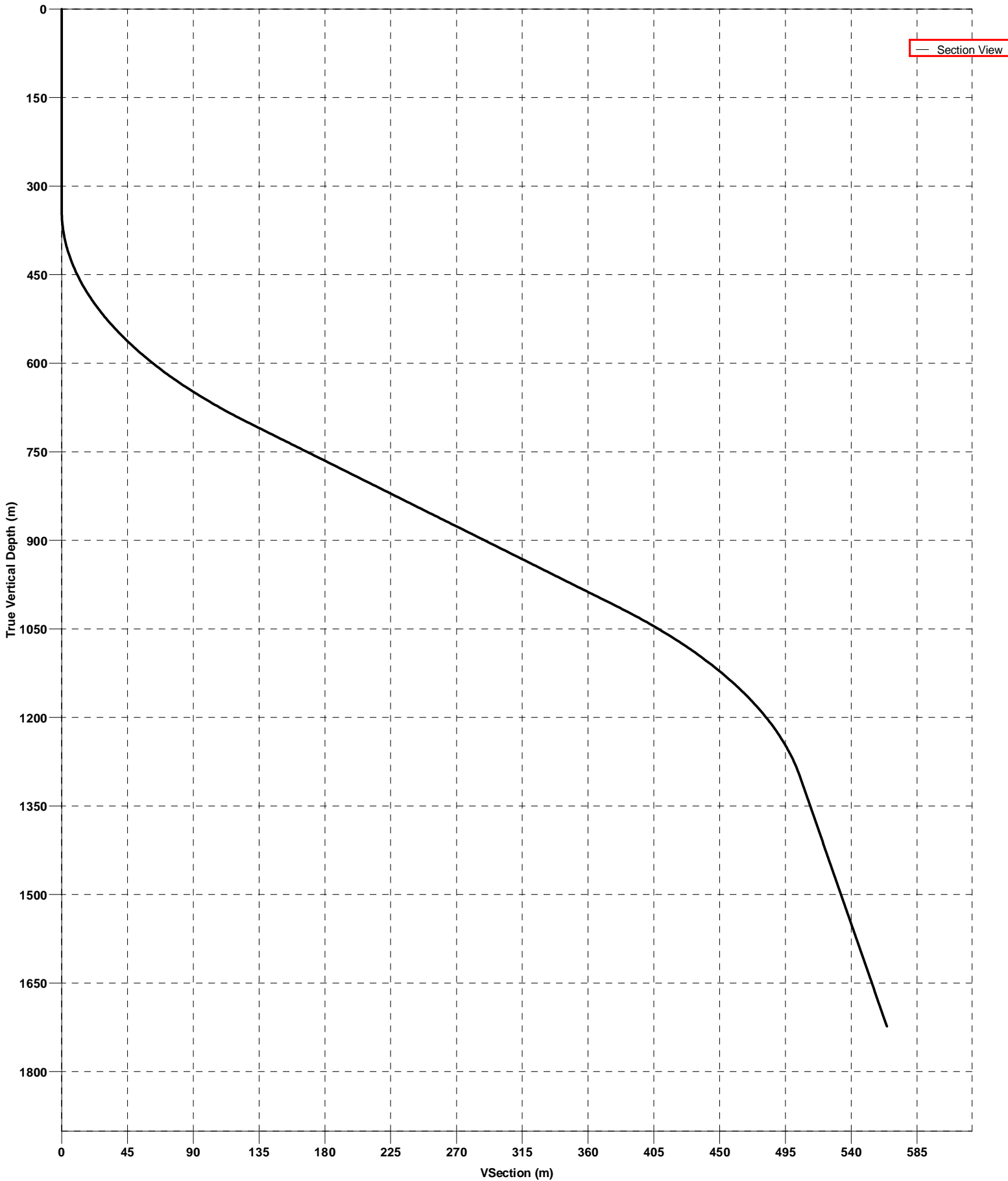
DEVIATION PROFILE

	MD (m)	INC (°)	AZ (°)	TVD (m)	DLS (°/30m)	Max DLS (°/30m)	Vsection (m)	Departure (m)
1	0.00	0.00	360.00	0.00	0.000	0.000	0.00	0.00
2	8.00	0.00	360.00	8.00	0.000	0.000	0.00	0.00
3	9.00	0.00	360.00	9.00	0.000	0.000	0.00	0.00
4	10.00	0.00	360.00	10.00	0.000	0.000	0.00	0.00
5	30.00	0.00	360.00	30.00	0.000	0.000	0.00	0.00
6	60.00	0.00	360.00	60.00	0.000	0.000	0.00	0.00
7	60.00	0.00	360.00	60.00	0.000	0.000	0.00	0.00
8	90.00	0.00	360.00	90.00	0.000	0.000	0.00	0.00
9	90.00	0.00	360.00	90.00	0.000	0.000	0.00	0.00
10	120.00	0.00	360.00	120.00	0.000	0.000	0.00	0.00
11	150.00	0.00	360.00	150.00	0.000	0.000	0.00	0.00
12	180.00	0.00	360.00	180.00	0.000	0.000	0.00	0.00
13	210.00	0.00	360.00	210.00	0.000	0.000	0.00	0.00
14	240.00	0.00	360.00	240.00	0.000	0.000	0.00	0.00
15	270.00	0.00	360.00	270.00	0.000	0.000	0.00	0.00
16	300.00	0.00	360.00	300.00	0.000	0.000	0.00	0.00
17	308.00	0.00	360.00	308.00	0.000	0.000	0.00	0.00
18	330.00	0.00	360.00	330.00	0.000	0.000	0.00	0.00
19	340.00	0.00	360.00	340.00	0.000	0.000	0.00	0.00
20	360.00	2.00	52.63	360.00	3.000	3.000	0.35	0.35
21	390.00	5.00	52.63	389.94	3.000	3.000	2.18	2.18
22	420.00	8.00	52.63	419.74	3.000	3.000	5.58	5.58
23	450.00	11.00	52.63	449.33	3.000	3.000	10.53	10.53
24	480.00	14.00	52.63	478.61	3.000	3.000	17.02	17.02
25	510.00	17.00	52.63	507.52	3.000	3.000	25.04	25.04
26	540.00	20.00	52.63	535.96	3.000	3.000	34.55	34.55
27	570.00	23.00	52.63	563.87	3.000	3.000	45.55	45.55
28	600.00	26.00	52.63	591.17	3.000	3.000	57.99	57.99
29	630.00	29.00	52.63	617.78	3.000	3.000	71.84	71.84
30	660.00	32.00	52.63	643.62	3.000	3.000	87.06	87.06
31	690.00	35.00	52.63	668.64	3.000	3.000	103.62	103.62
32	720.00	38.00	52.63	692.75	3.000	3.000	121.46	121.46
33	730.00	39.00	52.63	700.57	3.000	3.000	127.69	127.69
34	750.00	39.00	52.63	716.12	0.000	0.000	140.27	140.27
35	780.00	39.00	52.63	739.43	0.000	0.000	159.15	159.15
36	810.00	39.00	52.63	762.75	0.000	0.000	178.03	178.03
37	840.00	39.00	52.63	786.06	0.000	0.000	196.91	196.91
38	870.00	39.00	52.63	809.37	0.000	0.000	215.79	215.79
39	900.00	39.00	52.63	832.69	0.000	0.000	234.67	234.67
40	930.00	39.00	52.63	856.00	0.000	0.000	253.55	253.55
41	960.00	39.00	52.63	879.32	0.000	0.000	272.43	272.43
42	990.00	39.00	52.63	902.63	0.000	0.000	291.31	291.31
43	1020.00	39.00	52.63	925.95	0.000	0.000	310.19	310.19
44	1050.00	39.00	52.63	949.26	0.000	0.000	329.07	329.07
45	1080.00	39.00	52.63	972.58	0.000	0.000	347.95	347.95
46	1110.00	39.00	52.63	995.89	0.000	0.000	366.83	366.83
47	1130.00	39.00	52.63	1011.43	0.000	0.000	379.41	379.41
48	1140.00	38.03	52.63	1019.26	2.920	2.920	385.64	385.64
49	1170.00	35.11	52.63	1043.35	2.920	2.920	403.51	403.51
50	1200.00	32.19	52.63	1068.32	2.920	2.920	420.13	420.13
51	1209.00	31.31	52.63	1075.97	2.920	2.920	424.87	424.87
52	1230.00	29.27	52.63	1094.11	2.920	2.920	435.46	435.46
53	1260.00	26.35	52.63	1120.64	2.920	2.920	449.45	449.45
54	1290.00	23.43	52.63	1147.85	2.920	2.920	462.08	462.08
55	1300.00	22.46	52.63	1157.06	2.920	2.920	465.98	465.98
56	1320.00	20.51	52.63	1175.67	2.920	2.920	473.30	473.30
57	1350.00	17.59	52.63	1204.02	2.920	2.920	483.09	483.09
58	1359.00	16.71	52.63	1212.62	2.920	2.920	485.74	485.74
59	1380.00	14.67	52.63	1232.84	2.920	2.920	491.42	491.42
60	1410.00	11.75	52.63	1262.04	2.920	2.920	498.28	498.28
61	1440.00	8.83	52.63	1291.55	2.920	2.920	503.64	503.64
62	1448.54	8.00	52.63	1300.00	2.920	2.920	504.89	504.89
63	1470.00	8.00	52.63	1321.25	0.000	0.000	507.87	507.87
64	1477.00	8.00	52.63	1328.19	0.000	0.000	508.85	508.85
65	1500.00	8.00	52.63	1350.96	0.000	0.000	512.05	512.05
66	1530.00	8.00	52.63	1380.67	0.000	0.000	516.22	516.22
67	1560.00	8.00	52.63	1410.38	0.000	0.000	520.40	520.40
68	1590.00	8.00	52.63	1440.09	0.000	0.000	524.57	524.57
69	1620.00	8.00	52.63	1469.79	0.000	0.000	528.75	528.75
70	1650.00	8.00	52.63	1499.50	0.000	0.000	532.93	532.93
71	1680.00	8.00	52.63	1529.21	0.000	0.000	537.10	537.10
72	1710.00	8.00	52.63	1558.92	0.000	0.000	541.28	541.28

DEVIATION PROFILE

	MD (m)	INC (°)	AZ (°)	TVD (m)	DLS (°/30m)	Max DLS (°/30m)	Vsection (m)	Departure (m)
73	1740.00	8.00	52.63	1588.63	0.000	0.000	545.45	545.45
74	1770.00	8.00	52.63	1618.33	0.000	0.000	549.63	549.63
75	1800.00	8.00	52.63	1648.04	0.000	0.000	553.80	553.80
76	1830.00	8.00	52.63	1677.75	0.000	0.000	557.98	557.98
77	1860.00	8.00	52.63	1707.46	0.000	0.000	562.15	562.15
78	1873.00	8.00	52.63	1720.33	0.000	0.000	563.96	563.96
79	1876.00	8.00	52.63	1723.30	0.000	0.000	564.38	564.38
80								

Section View



DOGLEG SEVERITY OVERRIDES

	Top, MD (m)	Base, MD (m)	DLS (°/30m)
1	340.00	730.00	4.500

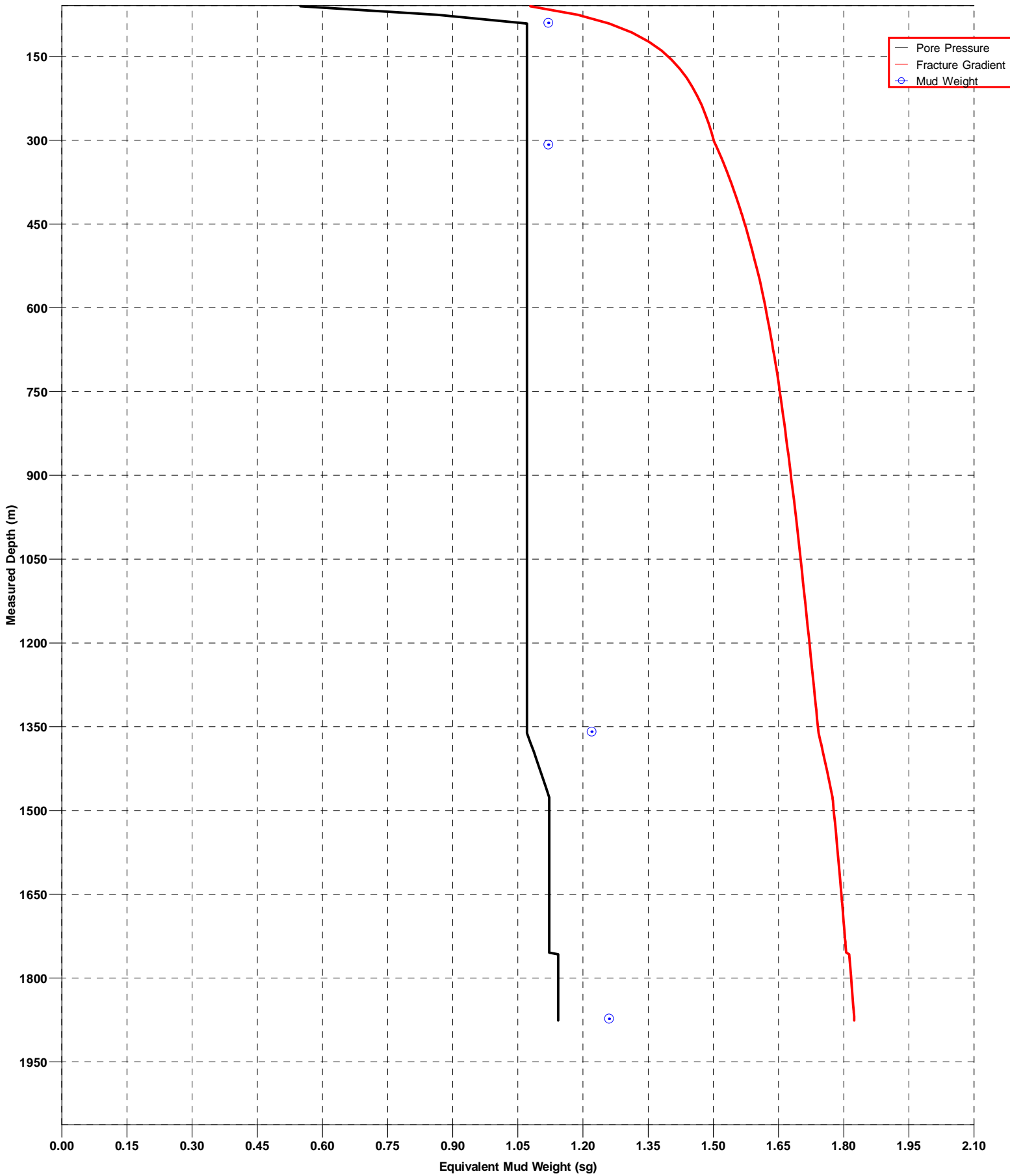
PORE PRESSURE

	Vertical Depth (m)	Pore Pressure/EMW		Permeable Zones
		(bar)	(sg)	
1	60.00	3.2339	0.550	No
2	91.00	9.5577	1.071	No
3	302.00	31.7188	1.071	No
4	306.00	32.1389	1.071	No
5	310.00	32.5590	1.071	No
6	325.00	34.1345	1.071	No
7	327.00	34.3445	1.071	Yes
8	330.00	34.6596	1.071	No
9	331.00	34.7646	1.071	No
10	356.00	37.3904	1.071	No
11	359.00	37.7055	1.071	No
12	396.00	41.5915	1.071	No
13	400.00	42.0117	1.071	No
14	413.00	43.3770	1.071	No
15	422.00	44.3223	1.071	Yes
16	428.00	44.9525	1.071	No
17	430.00	45.1625	1.071	Yes
18	431.00	45.2676	1.071	No
19	476.00	49.9939	1.071	No
20	510.00	53.5649	1.071	No
21	599.00	62.9125	1.071	No
22	639.00	67.1136	1.071	No
23	656.00	68.8991	1.071	No
24	749.00	78.6668	1.071	No
25	758.00	79.6121	1.071	No
26	771.00	80.9775	1.071	No
27	779.00	81.8177	1.071	No
28	793.00	83.2881	1.071	No
29	804.00	84.4434	1.071	No
30	833.00	87.4893	1.071	No
31	837.00	87.9094	1.071	No
32	883.00	92.7407	1.071	No
33	890.00	93.4759	1.071	No
34	969.00	101.7732	1.071	No
35	982.00	103.1386	1.071	No
36	1151.00	120.8886	1.071	No
37	1209.00	126.9802	1.071	No
38	1215.00	127.6104	1.071	No
39	1328.00	146.1206	1.122	Yes
40	1330.00	146.3406	1.122	No
41	1334.00	146.7807	1.122	Yes
42	1335.00	146.8908	1.122	No
43	1411.00	155.2531	1.122	No
44	1419.00	156.1333	1.122	No
45	1467.00	161.4148	1.122	Yes
46	1472.00	161.9650	1.122	No
47	1506.00	165.7060	1.122	No
48	1509.00	166.0361	1.122	Yes
49	1510.00	166.1461	1.122	No
50	1512.00	166.3662	1.122	Yes
51	1515.00	166.6963	1.122	No
52	1518.00	167.0264	1.122	No
53	1548.00	170.3273	1.122	No
54	1556.00	171.2075	1.122	No
55	1573.00	173.0780	1.122	Yes
56	1580.00	173.8483	1.122	No
57	1581.00	173.9583	1.122	Yes
58	1582.00	174.0683	1.122	No
59	1584.00	174.2884	1.122	Yes
60	1588.00	174.7285	1.122	No
61	1593.00	175.2786	1.122	No
62	1601.00	176.1589	1.122	No
63	1602.00	176.2689	1.122	Yes
64	1603.00	176.3790	1.122	No
65	1606.00	179.9219	1.142	No
66	1611.00	180.4821	1.142	No
67	1662.00	186.1957	1.142	No
68	1681.00	188.3243	1.142	No
69	1696.00	190.0047	1.142	No
70	1709.00	191.4611	1.142	No
71	1716.00	192.2454	1.142	No

FRACTURE GRADIENT

	Vertical Depth (m)	Fracture Pressure/EMW	
		(bar)	(sg)
1	60.00	6.3455	1.078
2	91.00	11.2440	1.260
3	302.00	44.4665	1.501
4	306.00	45.1269	1.504
5	310.00	45.7881	1.506
6	325.00	48.2750	1.515
7	327.00	48.6074	1.516
8	330.00	49.1064	1.517
9	331.00	49.2729	1.518
10	356.00	53.4490	1.531
11	359.00	53.9521	1.532
12	396.00	60.1886	1.550
13	400.00	60.8662	1.552
14	413.00	63.0729	1.557
15	422.00	64.6044	1.561
16	428.00	65.6272	1.564
17	430.00	65.9684	1.564
18	431.00	66.1390	1.565
19	476.00	73.8562	1.582
20	510.00	79.7326	1.594
21	599.00	95.2816	1.622
22	639.00	102.3413	1.633
23	656.00	105.3540	1.638
24	749.00	121.9560	1.660
25	758.00	123.5729	1.662
26	771.00	125.9115	1.665
27	779.00	127.3523	1.667
28	793.00	129.8770	1.670
29	804.00	131.8635	1.672
30	833.00	137.1121	1.678
31	837.00	137.8373	1.679
32	883.00	146.1992	1.688
33	890.00	147.4751	1.690
34	969.00	161.9343	1.704
35	982.00	164.3238	1.706
36	1151.00	195.6275	1.733
37	1209.00	206.4661	1.741
38	1215.00	207.5899	1.742
39	1328.00	231.0558	1.774
40	1330.00	231.4368	1.774
41	1334.00	232.1987	1.775
42	1335.00	232.3892	1.775
43	1411.00	246.9035	1.784
44	1419.00	248.4353	1.785
45	1467.00	257.6407	1.791
46	1472.00	258.6011	1.791
47	1506.00	265.1388	1.795
48	1509.00	265.7162	1.796
49	1510.00	265.9087	1.796
50	1512.00	266.2938	1.796
51	1515.00	266.8714	1.796
52	1518.00	267.4491	1.797
53	1548.00	273.2318	1.800
54	1556.00	274.7754	1.801
55	1573.00	278.0578	1.803
56	1580.00	279.4102	1.803
57	1581.00	279.6035	1.803
58	1582.00	279.7967	1.803
59	1584.00	280.1833	1.804
60	1588.00	280.9565	1.804
61	1593.00	281.9232	1.805
62	1601.00	283.4705	1.805
63	1602.00	283.6640	1.806
64	1603.00	283.8575	1.806
65	1606.00	285.5089	1.813
66	1611.00	286.4799	1.813
67	1662.00	296.3980	1.819
68	1681.00	300.0995	1.820
69	1696.00	303.0241	1.822
70	1709.00	305.5606	1.823
71	1716.00	306.9270	1.824

Pore, Fracture & MW



SQUEEZING SALT/SHALE

	Zone Top TVD (m)	Base TVD (m)	Overburden Pressure at Top		Overburden Pressure at Base	
			(bar)	(sg)	(bar)	(sg)

GEOHERMAL GRADIENT DATA

Surface Ambient:	26.667 °C
Mud Line:	4.444 °C
Bottomhole Temperature - 1723.30 m TVD:	42.400 °C
Bottomhole Gradient - 1723.30 m TVD:	2.28 °C/100m

DESIGN PARAMETERS DATA (30" Conductor Casing)

Design Factor (Pipe) - Axial Tension:	1.300
Design Factor (Pipe) - Axial Compression:	1.300
Design Factor (Coupling) - Axial Tension:	1.300
Design Factor (Coupling) - Axial Compression:	1.300
Design Factor (Pipe) - Burst:	1.100
Design Factor (Coupling) - Burst:	1.100
Design Factor (Pipe) - Collapse:	1.000
Design Factor (Pipe) - Triaxial:	1.250
Minimum Internal Drift Diameter:	16.000 in
Single External Pressure Profile:	Yes
Temperature Deration:	No
Limit to Fracture at Shoe:	Yes
Buckling:	No
Use Burst Wall Thickness in Triaxial:	Yes

INITIAL CONDITIONS (30" Conductor Casing)

Mix-Water Density:	0.998 sg
Lead Slurry Density:	1.893 sg
Displacement Fluid Density:	1.120 sg
Slackoff Force:	0.0000 tonne

Temperatures: Default

Vertical Depth (m)	Temperature (°C)
9.00 m	26.667 °C
28.00 m	26.667 °C
60.00 m	4.444 °C
90.00 m	5.129 °C

BURST LOADS DATA (30" Conductor Casing)

NO CONDUCTOR DESIGN DONE WITH WELLPLAN
Invalid Burst Load Data

COLLAPSE LOADS DATA (30" Conductor Casing)

NO CONDUCTOR DESIGN DONE WITH WELLPLAN
Invalid Collapse Load Data

AXIAL LOADS DATA (30" Conductor Casing)

NO CONDUCTOR DESIGN DONE WITH WELLPLAN

Invalid Axial Load Data

BURST PRESSURE PROFILES (30" Conductor Casing)

	Depth (MD) (m)	Pressure (bar)
1		
2		
3		
4		

Invalid Burst Load Data

COLLAPSE PRESSURE PROFILES (30" Conductor Casing)

	Depth (MD) (m)	Pressure (bar)
1		
2		
3		
4		

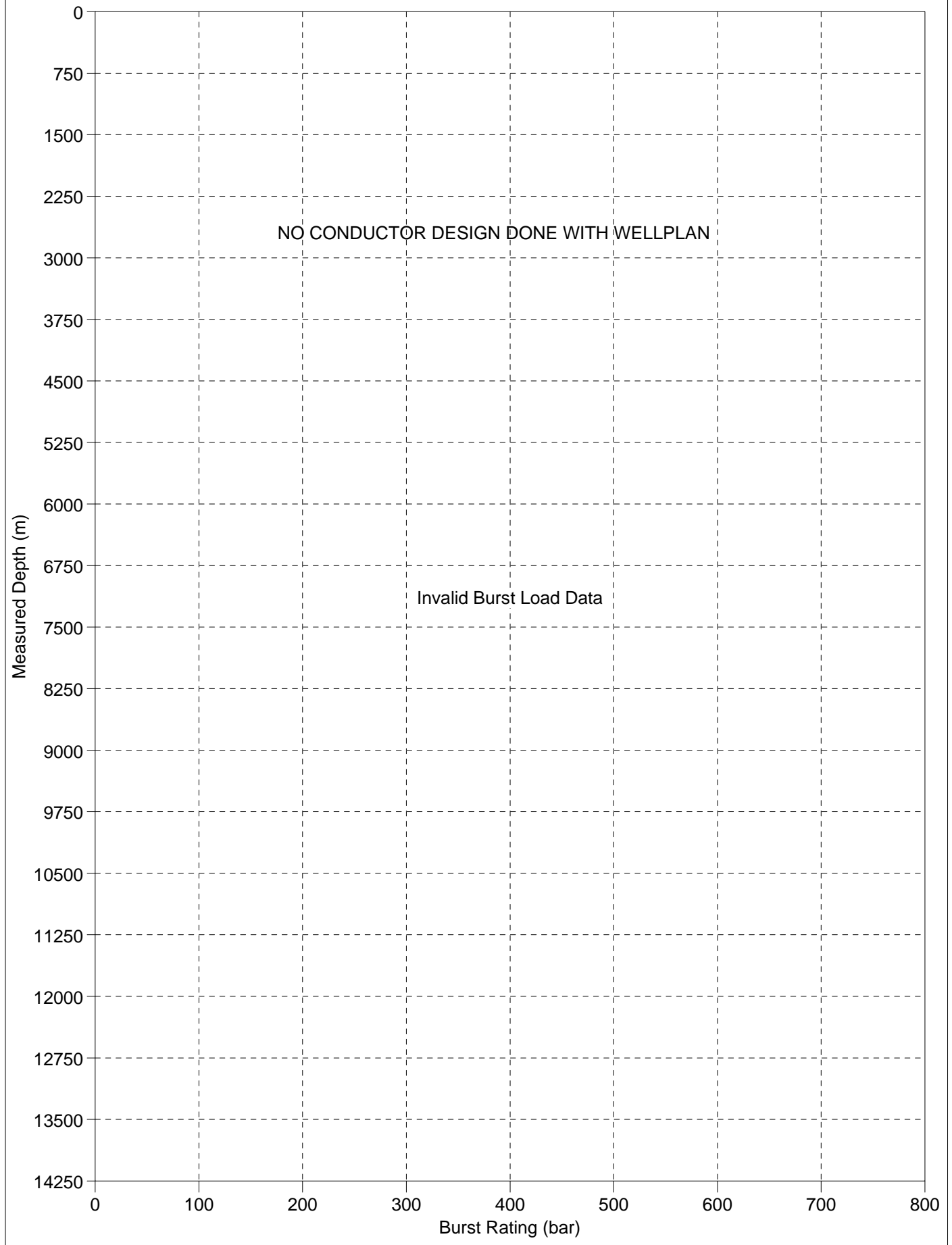
Invalid Collapse Load Data

AXIAL LOADS TABLE (30" Conductor Casing)

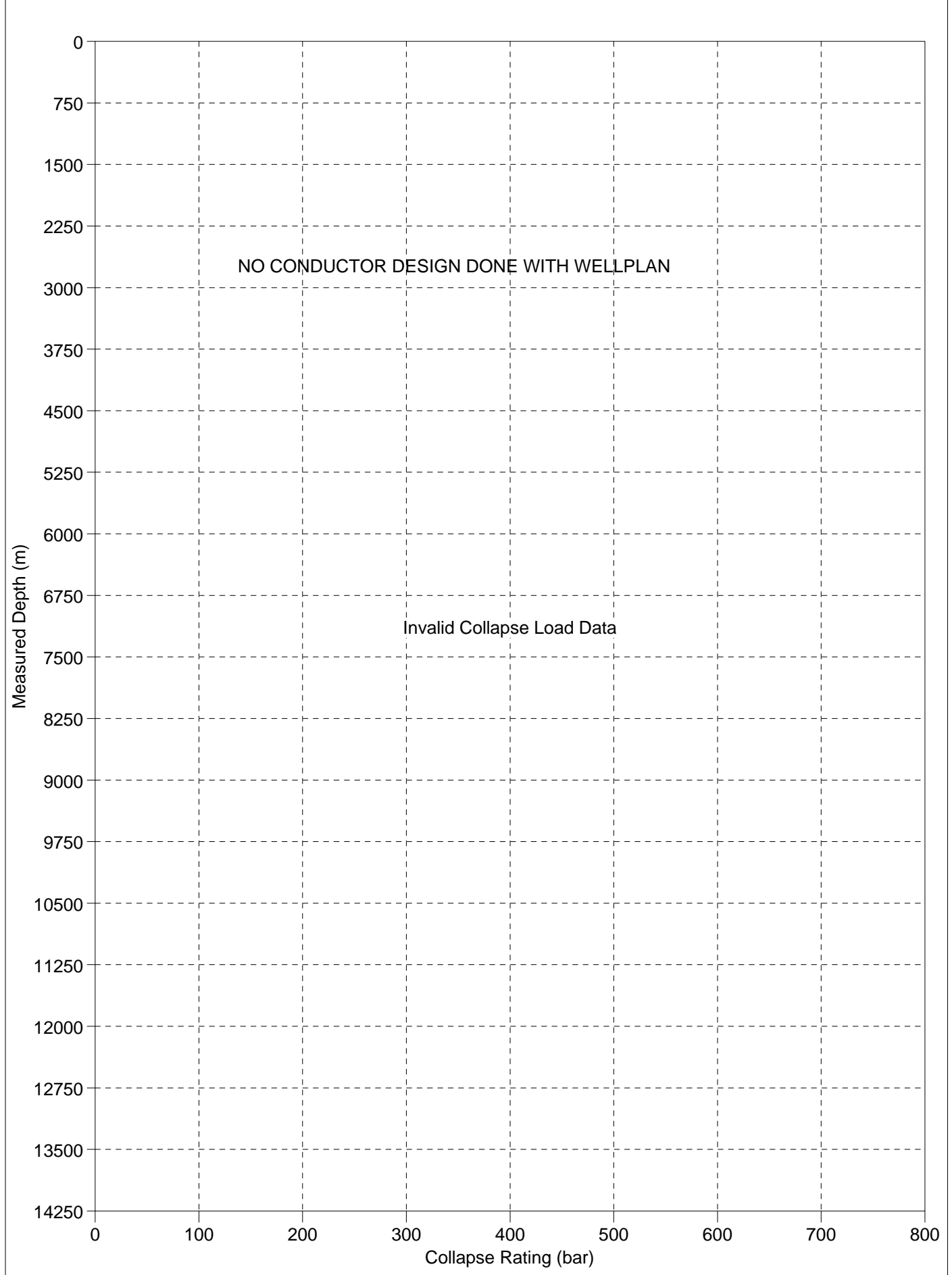
	Depth (MD) (m)	Force (tonne)
1		
2		

Invalid Axial Load Data

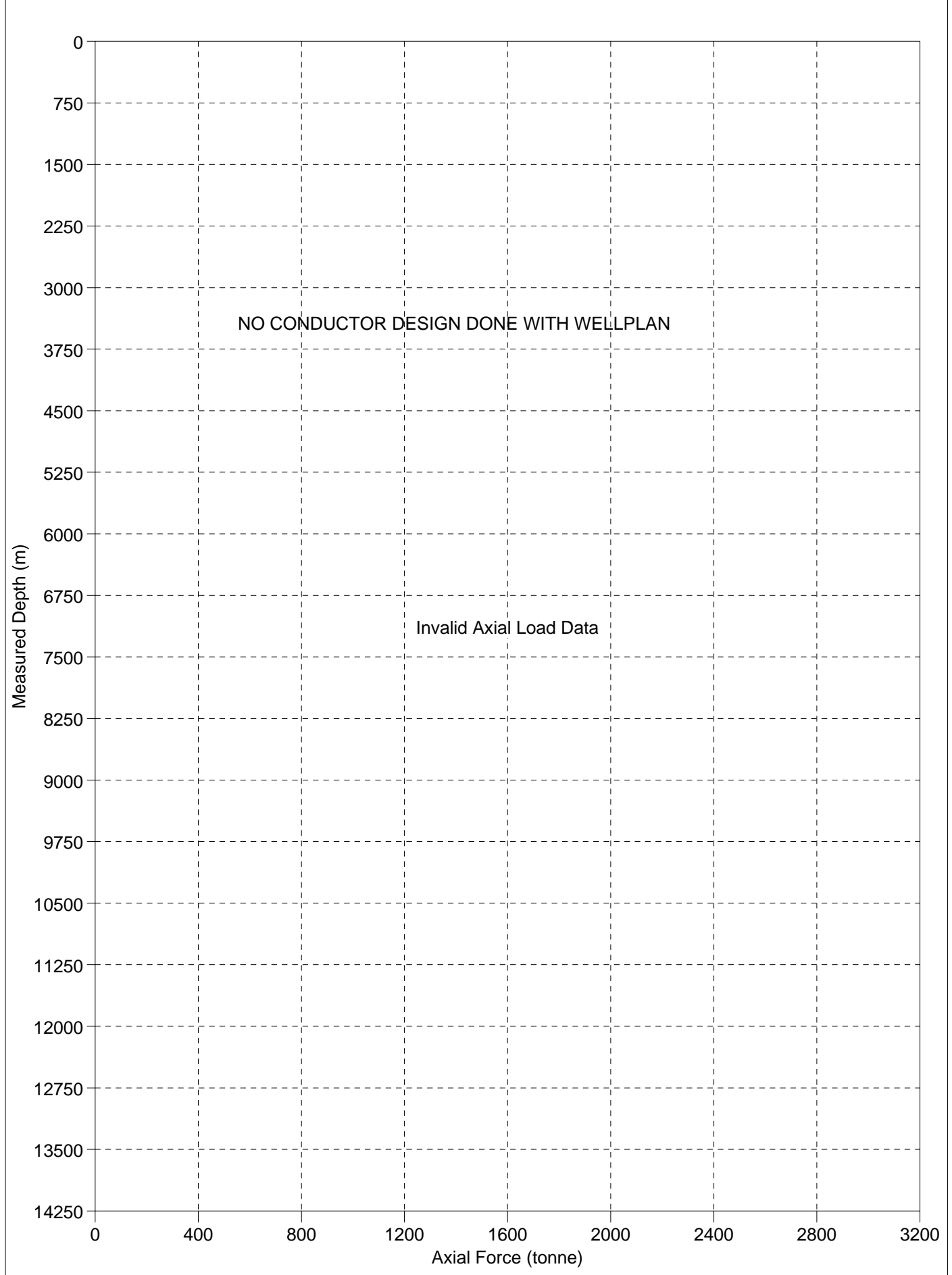
BURST DESIGN (30" Conductor Casing)



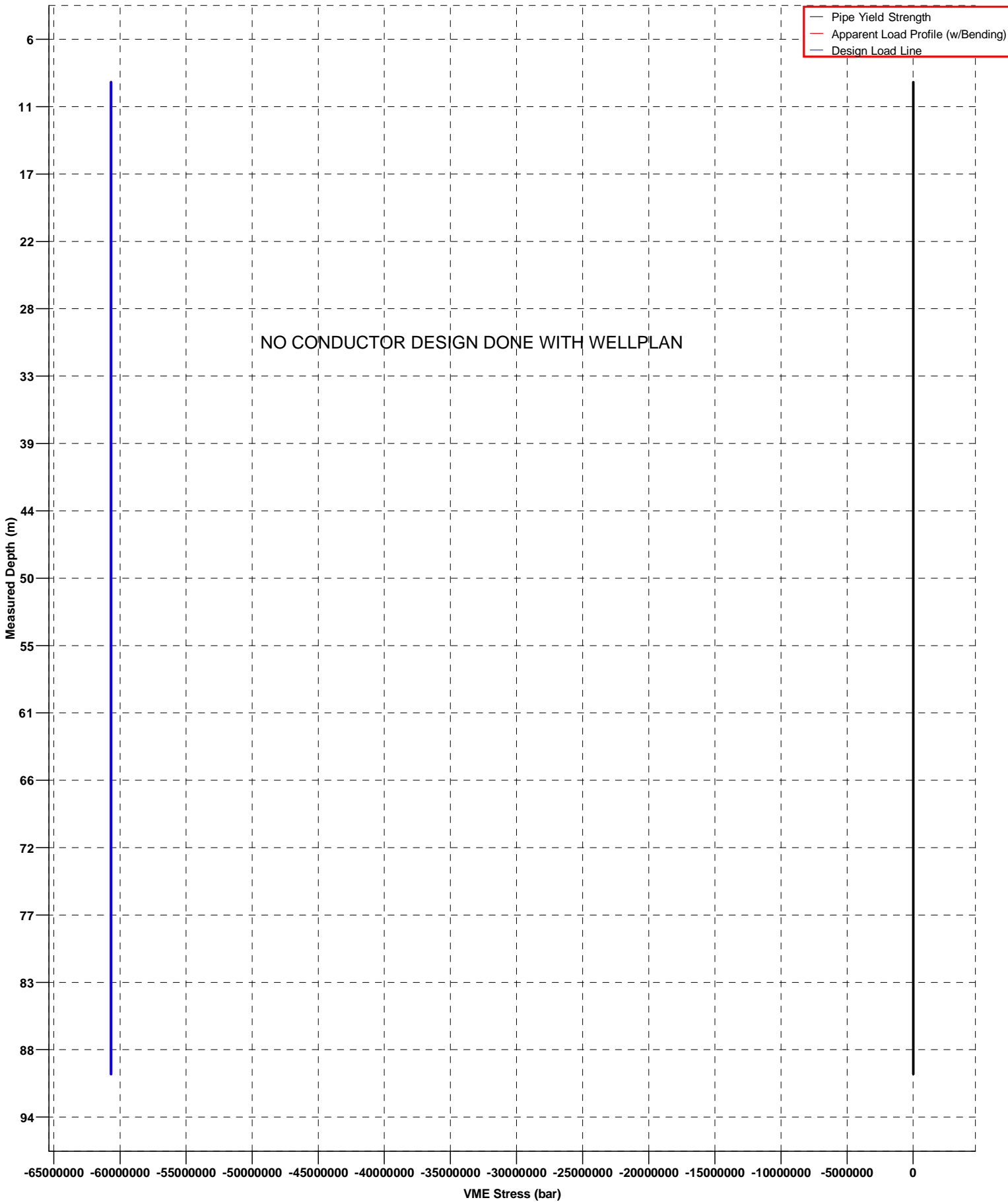
COLLAPSE DESIGN (30" Conductor Casing)



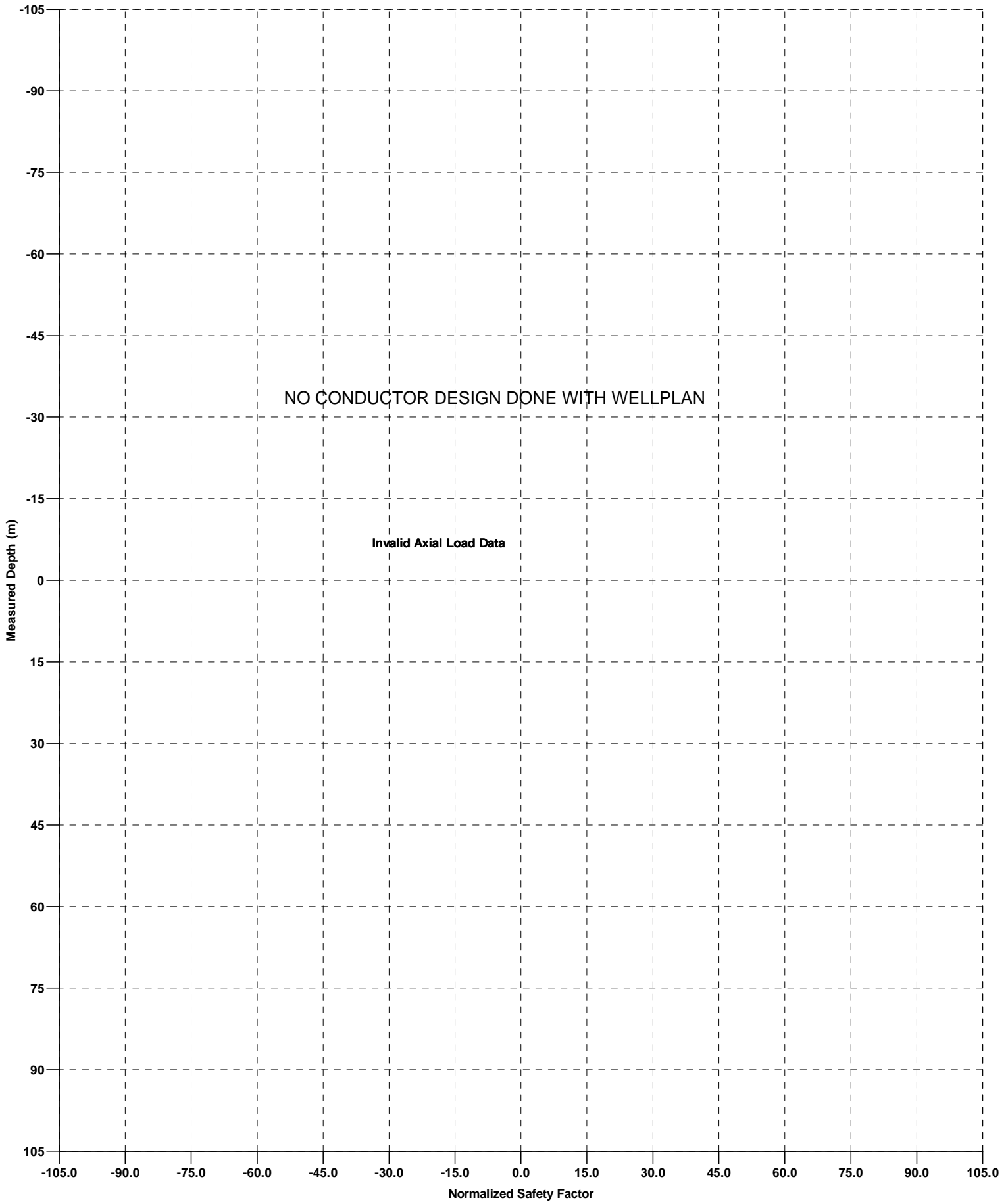
AXIAL DESIGN (30" Conductor Casing)



Triaxial Load Line (30" Conductor Casing)



Triaxial Safety Factors (30" Conductor Casing)



MINIMUM SAFETY FACTORS (30" Conductor Casing)

1	Depth (MD) (m)	OD/Weight/Grade	Connection	Minimum Safety Factor (Abs)			
				Burst	Collapse	Axial	Triaxial

MAXIMUM ALLOWABLE WEAR (30" Conductor Casing)

1	Depth (MD) (m)	OD/Weight/Grade	Remaining Wall Thickness (in)		Max. Wear (% of Wall Thick.)		Max. Wear (in)	
			Burst	Collapse	Burst	Collapse	Burst	Collapse

MAXIMUM ALLOWABLE OVERPULL (30" Conductor Casing)

	Running Depth (MD) (m)	Max. Overpull (tonne)
1	0	1907
2	60	1884
3	81	1875
4	90	* 1876
5		
6		
7		
8		

* Based on Casing Strength Only. Running String not Included

DESIGN PARAMETERS DATA (13 3/8" Surface Casing)

Design Factor (Pipe) - Axial Tension:	1.300
Design Factor (Pipe) - Axial Compression:	1.300
Design Factor (Coupling) - Axial Tension:	1.300
Design Factor (Coupling) - Axial Compression:	1.000
Design Factor (Pipe) - Burst:	1.100
Design Factor (Coupling) - Burst:	1.100
Design Factor (Pipe) - Collapse:	1.000
Design Factor (Pipe) - Triaxial:	1.250
Minimum Internal Drift Diameter:	12.250 in
Single External Pressure Profile:	Yes
Temperature Deration:	No
Limit to Fracture at Shoe:	Yes
Buckling:	No
Use Burst Wall Thickness in Triaxial:	Yes

INITIAL CONDITIONS (13 3/8" Surface Casing)

Mix-Water Density:	0.998 sg
Lead Slurry Density:	1.200 sg
Tail Slurry Density:	1.900 sg
Tail Slurry Length:	150.00 m
Displacement Fluid Density:	1.120 sg
Slackoff Force:	0.0000 tonne
Temperatures:	User-entered
Vertical Depth (m)	Temperature (°C)
60.00 m	0.000 °C
1723.30 m	42.400 °C

BURST LOADS DATA (13 3/8" Surface Casing)

Drilling Load:

Influx Depth, MD:
 Pore Pressure:
 Gas Gradient:
 Fracture at Shoe (MD= 308.00 m):
 Fracture Margin of Error:
 Gas/Mud Interface, MD:
 Mud Weight:
 Assigned External Pressure:
 Pressure is Limited by Fracture Gradient at Shoe

Displacement to Gas

1359.00 m
 127.3606 bar
 0.2306 sg
 45.4575 bar
 0.000 sg
 0.00 m
 1.220 sg

Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)

Drilling Load:

Influx Depth, MD:
 Kick Volume:
 Kick Intensity
 Maximum Mud Weight:
 Kick Gas Gravity:
 Fracture at Shoe (MD= 308.00 m):
 Fracture Margin of Error:
 Drill Pipe OD:
 Collar OD:
 Collar Length:
 Assigned External Pressure:
 Pressure is Limited by Fracture Gradient at Shoe

Gas Kick Profile

430.00 m
 2.88 m³
 0.000 sg
 1.220 sg
 0.70 (0.0549 sg @ 12.879 °C & 51.4014 bar)
 45.4575 bar
 0.000 sg
 5.000 in
 8.000 in
 200.00 m

Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)

Drilling Load:

Test Pressure:
 Mud Weight:
 Plug Depth, MD:
 Assigned External Pressure:

Pressure Test

74.0000 bar
 1.120 sg
 308.00 m

Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)

Drilling Load:

Gas Gradient:
 Shoe Depth, MD :
 Fracture Pressure at Shoe:
 Fracture Margin of Error:

Fracture @ Shoe w/ Gas Gradient Above

0.2306 sg
 308.00 m
 45.4575 bar
 0.000 sg

External Pressure:

TOC, MD:
 Prior Shoe, MD:
 Mud Weight Above TOC:
 Fluid Gradient Below TOC:
 Pore Pressure In Open Hole:

Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)

10.00 m
 90.00 m
 1.120 sg
 0.998 sg
 No

COLLAPSE LOADS DATA (13 3/8" Surface Casing)

Drilling Load:

Mud Weight:
Mud Level, MD:
Assigned External Pressure:

Full/Partial Evacuation

1.220 sg
308.00 m
Cementing (Ext)

Drilling Load:

Mud Weight at Shoe:
TOC, MD:
Lead Slurry Density:
Tail Slurry Density:
Tail Slurry Length:
Displacement Fluid Density:
Float Collar Depth, MD:
Assigned External Pressure:

Cementing

1.120 sg
10.00 m
1.200 sg
1.900 sg
150.00 m
1.120 sg
308.00 m
Cementing (Ext)

External Pressure:

Mud Weight at Shoe:
TOC, MD:
Lead Slurry Density:
Tail Slurry Density:
Tail Slurry Length:

Cementing

1.120 sg
10.00 m
1.200 sg
1.900 sg
150.00 m

AXIAL LOADS DATA (13 3/8" Surface Casing)

Running in Hole - Avg. Speed:
Overpull Force:
Post-Cement Static Load:
Green Cement Pressure Test:
Service Loads:

0.92 m/s
45.0000 tonne
Yes
74.0000 bar
Yes

BURST PRESSURE PROFILES (13 3/8" Surface Casing)

	Depth (MD) (m)	Displacement To Gas (bar)	Gas Kick (bar)	Pressure Test (bar)	Fracture @ Shoe w/ Gas Gradient Above (bar)	Fluid Gradients w/ Pore Press (bar)
1	8.00	38.6729	17.1954	74.8787	38.6729	0.8787
2	10.00	38.7180	17.3800	75.0980	38.7180	1.0980
3	10.00	38.7182	17.3806	75.0987	38.7182	1.0986
4	28.00	39.1252	19.0442	77.0753	39.1252	2.8603
5	60.00	39.8489	22.0023	80.5901	39.8489	5.9926
6	90.00	40.5273	24.7752	83.8847	40.5273	8.9289
7	90.00	40.5274	24.7758	83.8854	40.5274	8.9295
8	230.00	43.6935	37.7171	99.2619	43.6935	22.6331
9	307.99	45.4573	45.4569	107.8283	45.4573	30.2676
10	308.00	45.4575	45.4575	107.8290	45.4575	30.2682

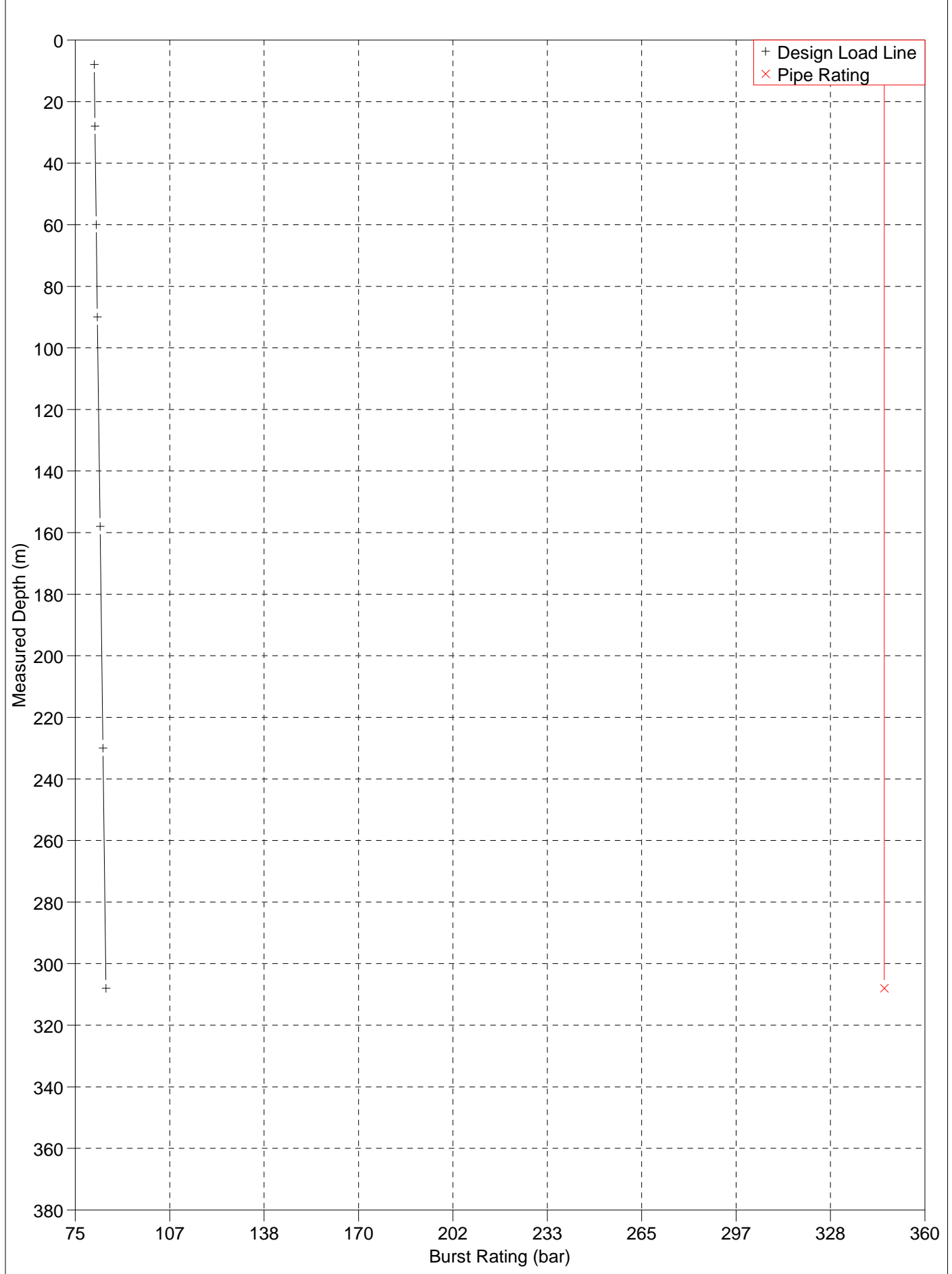
COLLAPSE PRESSURE PROFILES (13 3/8" Surface Casing)

	Depth (MD) (m)	Full/Partial Evacuation (bar)	Cementing (Int) (bar)	Cementing (Ext) (bar)	Cementing (Ext) (bar)
1	8.00	0.0010	0.8787	0.8787	0.8787
2	10.00	0.0013	1.0980	1.0980	1.0980
3	10.00	0.0013	1.0987	1.0987	1.0987
4	28.00	0.0036	3.0753	3.2166	3.2166
5	60.00	0.0078	6.5901	6.9823	6.9823
6	90.00	0.0117	9.8847	10.5123	10.5123
7	90.00	0.0117	9.8854	10.5131	10.5131
8	158.00	0.0207	17.3538	18.5149	18.5149
9	308.00	0.0404	33.8290	46.4639	46.4639

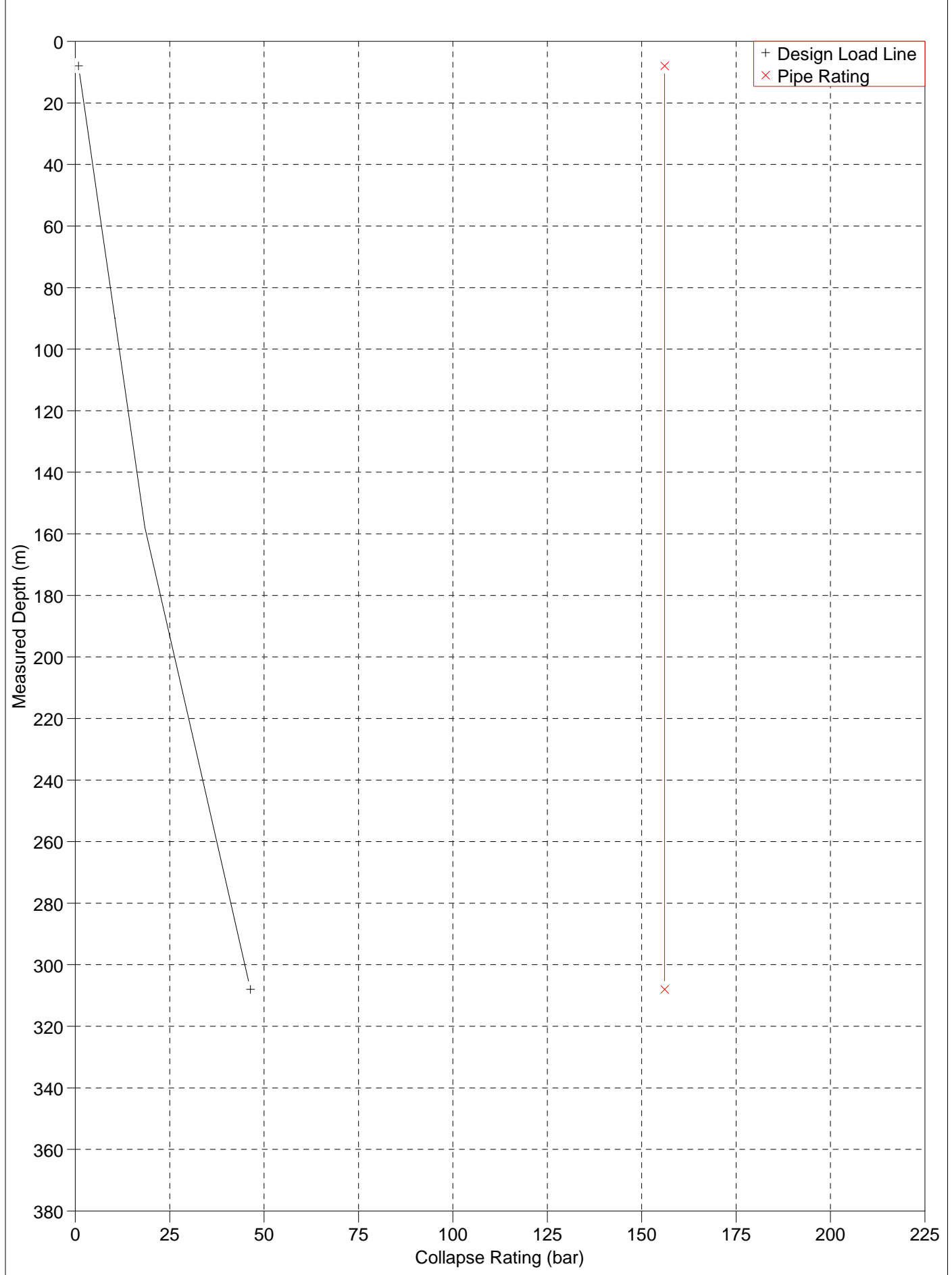
AXIAL LOADS TABLE (13 3/8" Surface Casing)

	Depth (MD) (m)	Running in Hole (tonne)		Overpull Force (tonne)		Post-Cement Static Load (tonne)		Green Cement Pressure Te		Service Loads (tonne)	
		Apparent (w/Bending)	Actual (w/o Bending)	Apparent (w/Bending)	Actual (w/o Bending)	Apparent (w/Bending)	Actual (w/o Bending)	Apparent (w/Bending)	Actual (w/o Bending)	Apparent (w/Bending)	Actual (w/o Bending)
1	8.00	98.0244	98.0244	71.1433	71.1433	14.3522	14.3522	73.2856	73.2856	-65.4968	-65.4968
2	10.00	97.8504	97.8504	70.9693	70.9693	14.1501	14.1501	73.0835	73.0835	-65.6989	-65.6989
3	10.00	97.8499	97.8499	70.9688	70.9688	14.1495	14.1495	73.0829	73.0829	-65.7078	-65.7078
4	28.00	96.2816	96.2816	69.4004	69.4004	12.3283	12.3283	71.2617	71.2617	-67.4810	-67.4810
5	55.81	93.8580	93.8580	66.9769	66.9769	9.5140	9.5140	68.4474	68.4474	-6.7516	-6.7516
6	60.00	93.4929	93.4929	66.6118	66.6118	9.0900	9.0900	68.0235	68.0235	2.3970	2.3970
7	60.00	93.4929	93.4929	66.6118	66.6118	9.0900	9.0900	68.0235	68.0235	2.3970	30.3925
8	90.00	90.8789	90.8789	63.9978	63.9978	6.0545	6.0545	64.9879	64.9879	27.7386	27.7386
9	90.00	90.8783	90.8783	63.9972	63.9972	6.0539	6.0539	64.9873	64.9873	27.7381	27.7381
10	153.61	85.3355	85.3355	58.4544	58.4544	-0.3826	-0.3826	58.5509	58.5509	22.1104	22.1104
11	153.61	85.3355	85.3355	58.4544	58.4544	-0.3826	-0.3826	58.5509	58.5509	22.1104	-22.1104
12	158.00	84.9528	84.9528	58.0716	58.0716	-0.8270	-0.8270	58.1064	58.1064	-22.4798	-22.4798
13	230.00	78.6784	78.6784	51.7973	51.7973	-8.1131	-8.1131	50.8203	50.8203	-25.7936	-25.7936
14	282.27	74.1233	74.1233	47.2422	47.2422	-13.4026	-13.4026	45.5308	45.5308	-28.1994	-28.1994

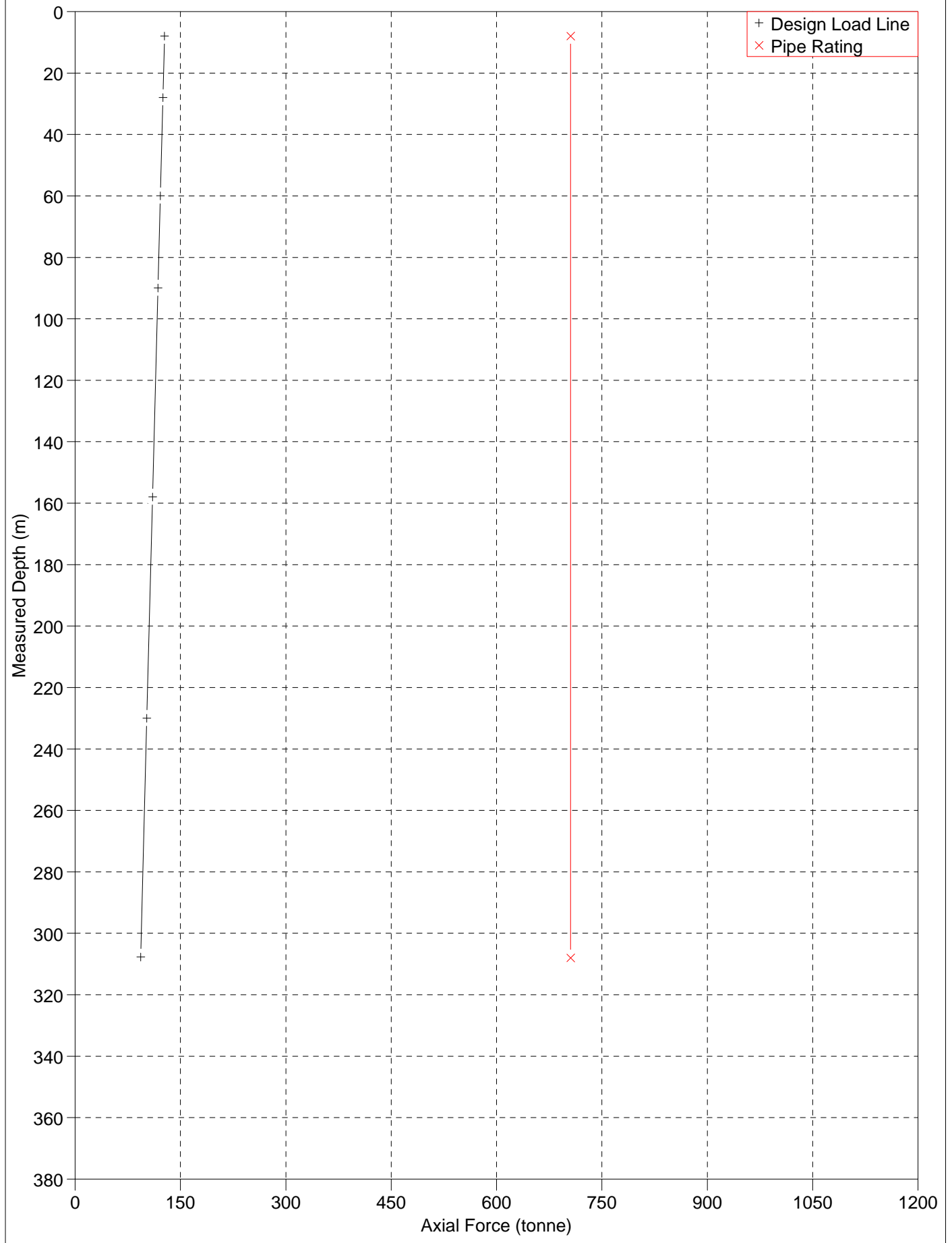
BURST DESIGN (13 3/8" Surface Casing)



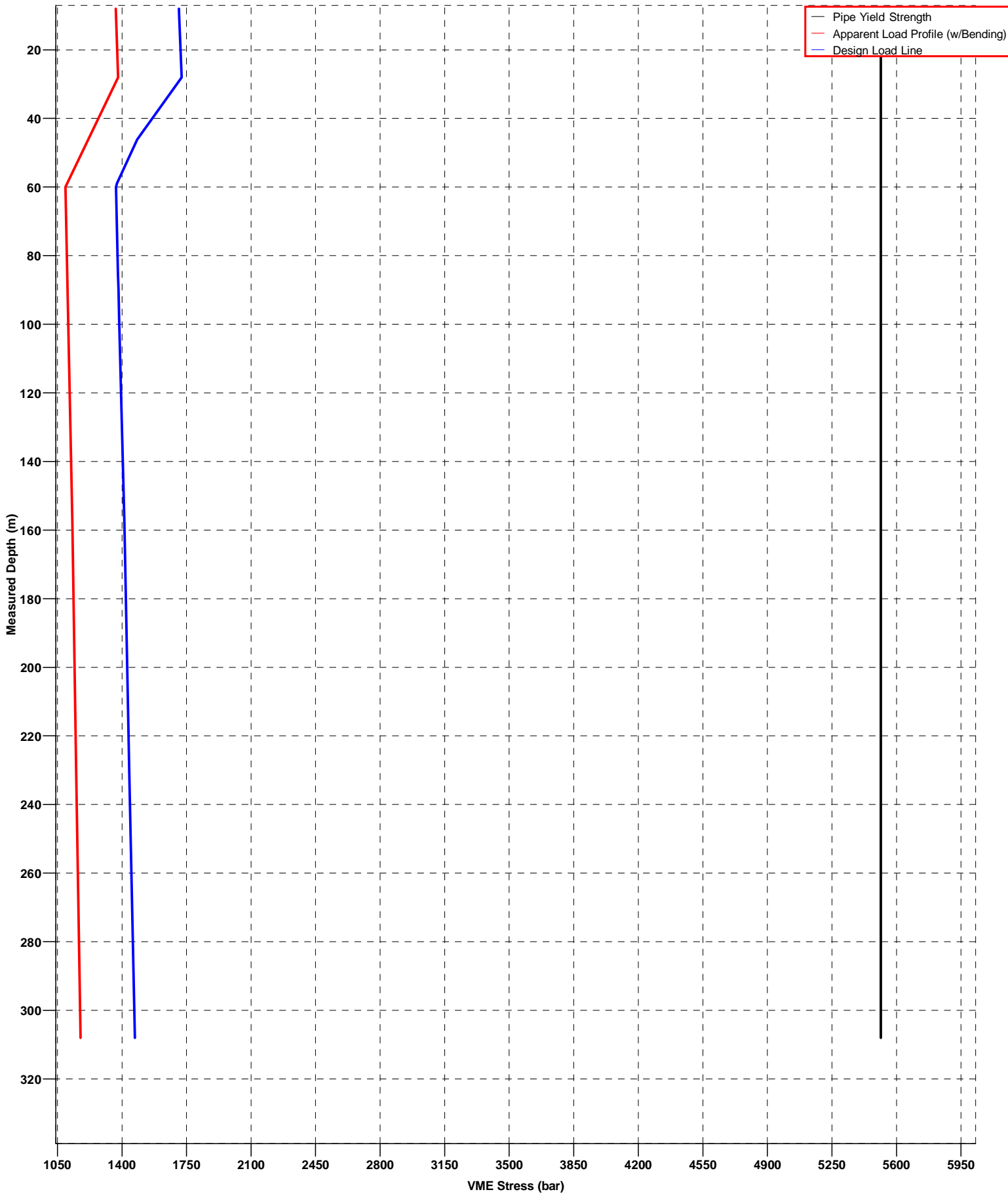
COLLAPSE DESIGN (13 3/8" Surface Casing)



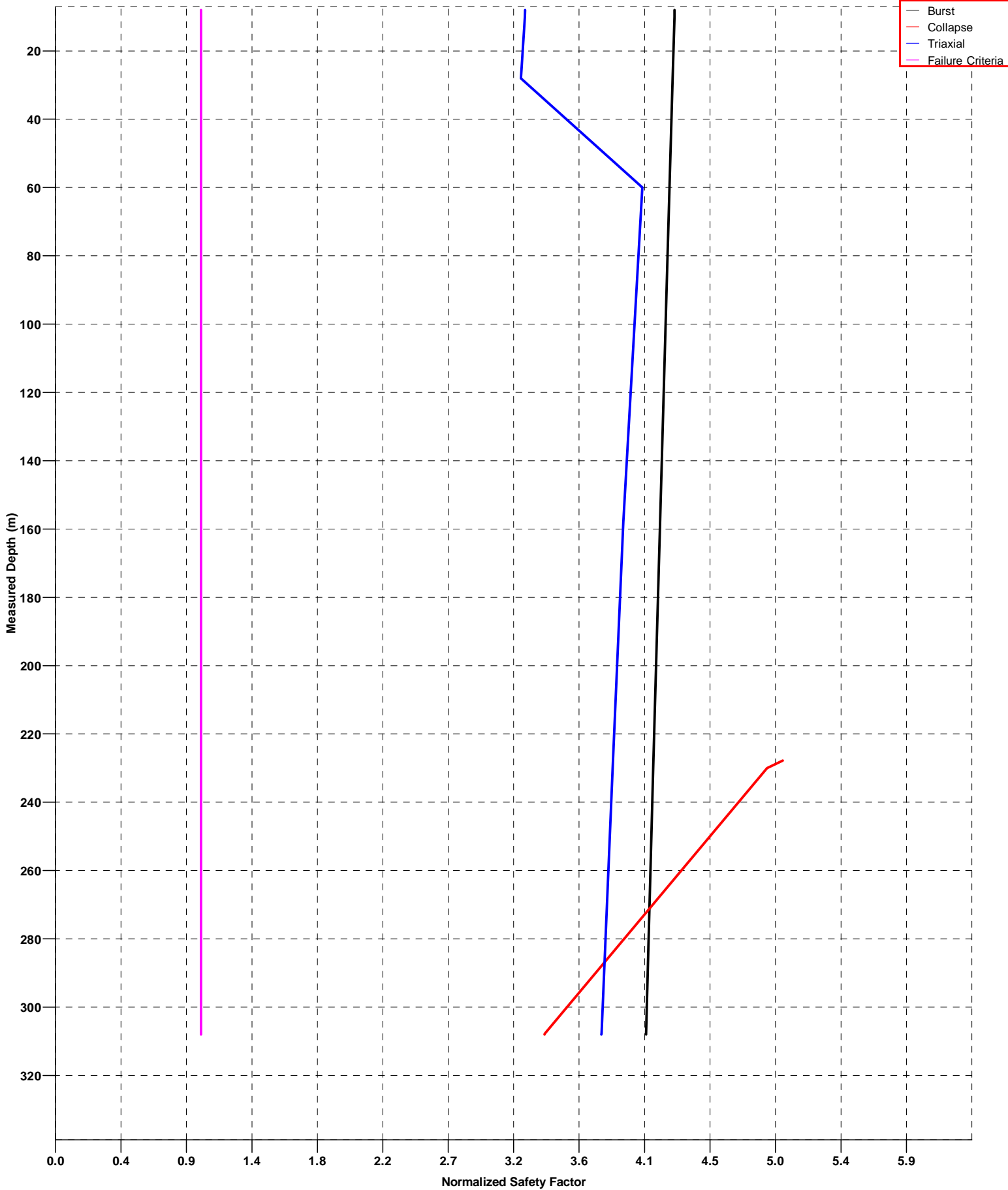
AXIAL DESIGN (13 3/8" Surface Casing)



Triaxial Load Line (13 3/8" Surface Casing)



Triaxial Safety Factors (13 3/8" Surface Casing)



MINIMUM SAFETY FACTORS (13 3/8" Surface Casing)

	Depth (MD) (m)	OD/Weight/Grade	Connection	Minimum Safety Factor (Abs)			
				Burst	Collapse	Axial	Triaxial
1	8	13 3/8", 68.000 ppf, L-80	N/A	4.68 B5	+ 100.00 C1	7.20 A1	4.04 B5
2	10			4.68 B5	+ 100.00 C1	7.21 A1	4.03 B5
3	28			4.67 B5	48.47 C1	7.33 A1	4.00 B5
4	60			4.64 B5	22.35 C1	7.55 A1	5.04 B5
5	90			4.62 B5	14.86 C1	7.76 A1	4.99 B5
6	158			4.57 B5	8.44 C1	8.31 A1	4.88 B5
7	230			4.52 B5	4.89 C1	8.97 A1	4.79 B5
8	308			4.47 B5	3.37 C1	9.81 A1	4.69 B5
9	308			4.47 B5	3.36 C1	9.82 A1	4.69 B5
10							
11	B5	Pressure Test					
12	C1	Full/Partial Evacuation					
13	A1	Running in Hole-Avg. Speed					

MAXIMUM ALLOWABLE WEAR (13 3/8" Surface Casing)

	Depth (MD) (m)	OD/Weight/Grade	Remaining Wall Thickness (in)		Max. Wear (% of Wall Thick.)		Max. Wear (in)	
			Burst	Collapse	Burst	Collapse	Burst	Collapse
1	8.00	13 3/8", 68.000 ppf, L-80	0.113 B5	0.086 C1	76.5	82.0	0.367	0.394
2	10.00		0.113 B5	0.093 C1	76.5	80.6	0.367	0.387
3	28.00		0.113 B5	0.133 C1	76.4	72.4	0.367	0.347
4	60.00		0.114 B5	0.171 C1	76.3	64.3	0.366	0.309
5	90.00		0.114 B5	0.196 C1	76.2	59.2	0.366	0.284
6	158.00		0.115 B5	0.236 C1	75.9	50.8	0.365	0.244
7	230.00		0.117 B5	0.283 C1	75.7	41.1	0.363	0.197
8	307.99		0.118 B5	0.320 C1	75.4	33.4	0.362	0.160
9	308.00		0.118 B5	0.320 C1	75.4	33.4	0.362	0.160
10								
11	B5	Pressure Test						
12	C1	Full/Partial Evacuation						

MAXIMUM ALLOWABLE OVERPULL (13 3/8" Surface Casing)

	Running Depth (MD) (m)	Max. Overpull (tonne)
1	0	543
2	10	542
3	60	538
4	77	536
5	154	529
6	231	523
7	300	517
8	305	* 517
9	308	* 517
10		
11		* Based on Casing Strength
12		Only. Running String not
13		Included

TRIAxIAL RESULTS (13 3/8" Surface Casing) - Displacement to Gas

	Depth (MD) (m)	Axial Force (tonne)		Bending Stress at OD (bar)	Absolute Safety Factor				Temperature (°C)	Addtl Pickup To Prevent Buck. (tonne)	Buckled Length (m)
		Apparent (w/Bending)	Actual (w/o Bending)		Triaxial	Burst	Collapse	Axial			
1	8	-6	-6	0.0	8.78	9.17	N/A	(+ 100.00)	11.643	N/A	N/A
2	10	-6	-6	0.0	8.80	9.21	N/A	(+ 100.00)	11.661		
3	28	-9	-9	0.0	8.92	9.55	N/A	(77.61)	11.820		
4	60	-14	-14	0.0	9.12	10.23	N/A	(49.56)	12.101		
5	90	-17	-17	0.0	9.49	10.96	N/A	(42.10)	12.365		
6	158	-22	-22	0.0	10.37	13.08	N/A	(31.39)	12.964		
7	230	-26	-26	0.0	11.80	16.45	N/A	(27.36)	13.598		
8	308	-29	-29	0.0	13.67	22.81	N/A	(24.01)	14.285		
9											
10	()	Compression									

TRIAXIAL RESULTS (13 3/8" Surface Casing) - Gas Kick Profile

	Depth (MD) (m)	Axial Force (tonne)		Bending Stress at OD (bar)	Absolute Safety Factor				Temperature (°C)	Add'l Pickup To Prevent Buck. (tonne)	Buckled Length (m)
		Apparent (w/Bending)	Actual (w/o Bending)		Triaxial	Burst	Collapse	Axial			
1	8	-65	-65	0.0	7.49	21.23	N/A	(10.77)	26.667	N/A	N/A
2	10	-66	-66	0.0	7.47	21.28	N/A	(10.74)	26.667		
3	28	-67	-67	0.0	7.35	21.40	N/A	(10.46)	26.667		
4	59	-0	-0	0.0	21.80	21.63	N/A	(+ 100.00)	5.209		
5	59	0	0	0.0	21.80	21.63	N/A	+ 100.00	5.205		
6	60	2	2	0.0	22.57	21.64	N/A	+ 100.00	4.445		
7	85	0	0	0.0	22.09	21.82	N/A	+ 100.00	5.010		
8	85	-0	-0	0.0	22.09	21.82	N/A	(+ 100.00)	5.010		
9	90	-1	-1	0.0	21.98	21.86	N/A	(+ 100.00)	5.129		
10	158	-7	-7	0.0	20.29	22.38	N/A	(99.55)	6.681		
11	230	-11	-11	0.0	19.38	22.97	N/A	(62.35)	8.324		
12	308	-16	-16	0.0	17.94	22.81	N/A	(45.11)	10.104		
13											
14		()	Compression								

TRIAXIAL RESULTS (13 3/8" Surface Casing) - Pressure Test

	Depth (MD) (m)	Axial Force (tonne)		Bending Stress at OD (bar)	Absolute Safety Factor				Temperature (°C)	Add'l Pickup To Prevent Buck. (tonne)	Buckled Length (m)
		Apparent (w/Bending)	Actual (w/o Bending)		Triaxial	Burst	Collapse	Axial			
1	8	-38	-38	0.0	4.04	4.68	N/A	(18.61)	26.667	N/A	N/A
2	10	-38	-38	0.0	4.03	4.68	N/A	(18.51)	26.667		
3	28	-40	-40	0.0	4.00	4.67	N/A	(17.75)	26.667		
4	46	-0	-0	0.0	4.65	4.65	N/A	(+ 100.00)	14.075		
5	46	0	0	0.0	4.65	4.65	N/A	+ 100.00	14.071		
6	60	30	30	0.0	5.04	4.64	N/A	23.22	4.445		
7	90	28	28	0.0	4.99	4.62	N/A	25.44	5.129		
8	158	22	22	0.0	4.88	4.57	N/A	32.48	6.681		
9	230	18	18	0.0	4.79	4.52	N/A	39.00	8.324		
10	308	14	14	0.0	4.69	4.47	N/A	49.83	10.104		
11											
12		()	Compression								

TRIAXIAL RESULTS (13 3/8" Surface Casing) - Fracture @ Shoe w/ Gas Gradient Above

	Depth (MD) (m)	Axial Force (tonne)		Bending Stress at OD (bar)	Absolute Safety Factor				Temperature (°C)	Add'l Pickup To Prevent Buck. (tonne)	Buckled Length (m)
		Apparent (w/Bending)	Actual (w/o Bending)		Triaxial	Burst	Collapse	Axial			
1	8	-6	-6	0.0	8.78	9.17	N/A	(+ 100.00)	11.643	N/A	N/A
2	10	-6	-6	0.0	8.80	9.21	N/A	(+ 100.00)	11.661		
3	28	-9	-9	0.0	8.92	9.55	N/A	(77.61)	11.820		
4	60	-14	-14	0.0	9.12	10.23	N/A	(49.56)	12.101		
5	90	-17	-17	0.0	9.49	10.96	N/A	(42.10)	12.365		
6	158	-22	-22	0.0	10.37	13.08	N/A	(31.39)	12.964		
7	230	-26	-26	0.0	11.80	16.45	N/A	(27.36)	13.598		
8	308	-29	-29	0.0	13.67	22.81	N/A	(24.01)	14.285		
9											
10		()	Compression								

TRIAXIAL RESULTS (13 3/8" Surface Casing) - Full/Partial Evacuation

	Depth (MD) (m)	Axial Force (tonne)		Bending Stress at OD (bar)	Absolute Safety Factor				Temperature (°C)	Add'l Pickup To Prevent Buck. (tonne)	Buckled Length (m)
		Apparent (w/Bending)	Actual (w/o Bending)		Triaxial	Burst	Collapse	Axial			
1	8	14	14	0.0	42.03	N/A	+ 100.00	50.84	0.000	N/A	N/A
2	10	14	14	0.0	41.92	N/A	+ 100.00	51.59	0.000		
3	10	14	14	0.0	42.07	N/A	+ 100.00	51.79	0.000		
4	28	11	11	0.0	42.04	N/A	48.47	64.97	0.000		
5	60	6	6	0.0	37.19	N/A	22.35	+ 100.00	0.000		
6	90	1	1	0.0	30.84	N/A	14.86	+ 100.00	0.700		
7	90	1	1	0.0	30.84	N/A	14.86	+ 100.00	0.701		
8	99	0	0	0.0	29.12	N/A	13.54	+ 100.00	0.903		
9	99	-0	-0	0.0	29.12	N/A	13.54	(+ 100.00)	0.904		
10	158	-9	-9	0.0	20.23	N/A	8.44	(77.46)	2.288		
11	230	-20	-20	0.0	11.95	N/A	4.89	(34.98)	3.969		
12	308	-32	-32	0.0	8.26	N/A	3.36	(21.95)	5.790		
13											
14		()	Compression								

TRIAxIAL RESULTS (13 3/8" Surface Casing) - Cementing

	Depth (MD) (m)	Axial Force (tonne)		Bending Stress at OD (bar)	Absolute Safety Factor				Temperature (°C)	Add'l Pickup To Prevent Buck. (tonne)	Buckled Length (m)
		Apparent (w/Bending)	Actual (w/o Bending)		Triaxial	Burst	Collapse	Axial			
1	8	14	14	0.0	42.92	N/A	+ 100.00	49.16	26.667	N/A	N/A
2	10	14	14	0.0	43.46	N/A	+ 100.00	49.87	26.667		
3	28	12	12	0.0	48.43	N/A	+ 100.00	57.24	26.667		
4	60	9	9	0.0	60.73	N/A	+ 100.00	77.63	4.445		
5	90	6	6	0.0	79.41	N/A	+ 100.00	+ 100.00	5.129		
6	90	6	6	0.0	79.42	N/A	+ 100.00	+ 100.00	5.129		
7	150	0	0	0.0	+ 100.00	N/A	68.52	+ 100.00	6.494		
8	150	-0	-0	0.0	+ 100.00	N/A	68.38	(+ 100.00)	6.500		
9	158	-1	-1	0.0	+ 100.00	N/A	64.85	(+ 100.00)	6.681		
10	230	-8	-8	0.0	57.90	N/A	18.40	(86.97)	8.324		
11	308	-16	-16	0.0	30.66	N/A	10.36	(44.09)	10.104		
12	308	-16	-16	0.0	30.65	N/A	10.36	(44.08)	10.104		
13											
14		()	Compression								

TRIAxIAL RESULTS (13 3/8" Surface Casing) - Running in Hole

	Depth (MD) (m)	Axial Force (tonne)		Bending Stress at OD (bar)	Absolute Safety Factor				Temperature (°C)	Add'l Pickup To Prevent Buck. (tonne)	Buckled Length (m)
		Apparent (w/Bending)	Actual (w/o Bending)		Triaxial	Burst	Collapse	Axial			
1	8	98	98	0.0	6.32	N/A	+ 100.00	7.20	26.667	N/A	N/A
2	10	98	98	0.0	6.33	N/A	+ 100.00	7.21	26.667		
3	28	96	96	0.0	6.42	N/A	+ 100.00	7.33	26.667		
4	60	93	93	0.0	6.58	N/A	+ 100.00	7.55	4.445		
5	90	91	91	0.0	6.74	N/A	+ 100.00	7.76	5.129		
6	158	85	85	0.0	7.14	N/A	+ 100.00	8.31	6.681		
7	230	79	79	0.0	7.61	N/A	84.46	8.97	8.324		
8	308	72	72	0.0	8.19	N/A	63.26	9.81	10.097		
9	308	72	72	0.0	8.20	N/A	63.20	9.82	10.104		
10											
11		()	Compression								

TRIAxIAL RESULTS (13 3/8" Surface Casing) - Overpull Force

	Depth (MD) (m)	Axial Force (tonne)		Bending Stress at OD (bar)	Absolute Safety Factor				Temperature (°C)	Add'l Pickup To Prevent Buck. (tonne)	Buckled Length (m)
		Apparent (w/Bending)	Actual (w/o Bending)		Triaxial	Burst	Collapse	Axial			
1	8	71	71	0.0	8.71	N/A	+ 100.00	9.92	26.667	N/A	N/A
2	10	71	71	0.0	8.73	N/A	+ 100.00	9.94	26.667		
3	28	69	69	0.0	8.89	N/A	+ 100.00	10.17	26.667		
4	60	67	67	0.0	9.21	N/A	+ 100.00	10.59	4.445		
5	90	64	64	0.0	9.53	N/A	+ 100.00	11.03	5.129		
6	158	58	58	0.0	10.33	N/A	+ 100.00	12.15	6.681		
7	230	52	52	0.0	11.35	N/A	85.08	13.62	8.324		
8	308	45	45	0.0	12.70	N/A	63.70	15.67	10.097		
9	308	45	45	0.0	12.71	N/A	63.64	15.68	10.104		
10											
11		()	Compression								

TRIAxIAL RESULTS (13 3/8" Surface Casing) - Post-Cement Static Load

	Depth (MD) (m)	Axial Force (tonne)		Bending Stress at OD (bar)	Absolute Safety Factor				Temperature (°C)	Add'l Pickup To Prevent Buck. (tonne)	Buckled Length (m)
		Apparent (w/Bending)	Actual (w/o Bending)		Triaxial	Burst	Collapse	Axial			
1	8	14	14	0.0	42.92	N/A	+ 100.00	49.16	26.667	N/A	N/A
2	10	14	14	0.0	43.46	N/A	+ 100.00	49.87	26.667		
3	28	12	12	0.0	48.43	N/A	+ 100.00	57.24	26.667		
4	60	9	9	0.0	60.73	N/A	+ 100.00	77.63	4.445		
5	90	6	6	0.0	79.41	N/A	+ 100.00	+ 100.00	5.129		
6	90	6	6	0.0	79.42	N/A	+ 100.00	+ 100.00	5.129		
7	150	0	0	0.0	+ 100.00	N/A	68.52	+ 100.00	6.494		
8	150	-0	-0	0.0	+ 100.00	N/A	68.38	(+ 100.00)	6.500		
9	158	-1	-1	0.0	+ 100.00	N/A	64.85	(+ 100.00)	6.681		
10	230	-8	-8	0.0	57.90	N/A	18.40	(86.97)	8.324		
11	308	-16	-16	0.0	30.66	N/A	10.36	(44.09)	10.104		
12	308	-16	-16	0.0	30.65	N/A	10.36	(44.08)	10.104		
13											
14		()	Compression								

TRIAxIAL RESULTS (13 3/8" Surface Casing) - Green Cement Pressure Test

	Depth (MD) (m)	Axial Force (tonne)		Bending Stress at OD (bar)	Absolute Safety Factor				Temperature (°C)	Add'l Pickup To Prevent Buck. (tonne)	Buckled Length (m)
		Apparent (w/Bending)	Actual (w/o Bending)		Triaxial	Burst	Collapse	Axial			
1	8	73	73	0.0	5.20	4.68	N/A	9.63	26.667	N/A	N/A
2	10	73	73	0.0	5.20	4.68	N/A	9.65	26.667		
3	10	73	73	0.0	5.20	4.68	N/A	9.66	26.667		
4	28	71	71	0.0	5.22	4.69	N/A	9.90	26.667		
5	60	68	68	0.0	5.25	4.71	N/A	10.37	4.445		
6	90	65	65	0.0	5.27	4.72	N/A	10.86	5.129		
7	158	58	58	0.0	5.32	4.76	N/A	12.14	6.681		
8	230	51	51	0.0	5.75	5.14	N/A	13.88	8.324		
9	308	43	43	0.0	6.31	5.64	N/A	16.43	10.097		
10	308	43	43	0.0	6.31	5.65	N/A	16.44	10.104		
11											

DESIGN PARAMETERS DATA (9 5/8" Production Casing)

Design Factor (Pipe) - Axial Tension:	1.300
Design Factor (Pipe) - Axial Compression:	1.300
Design Factor (Coupling) - Axial Tension:	1.300
Design Factor (Coupling) - Axial Compression:	1.000
Design Factor (Pipe) - Burst:	1.100
Design Factor (Coupling) - Burst:	1.100
Design Factor (Pipe) - Collapse:	1.000
Design Factor (Pipe) - Triaxial:	1.250
Minimum Internal Drift Diameter:	8.500 in
Single External Pressure Profile:	Yes
Temperature Deration:	No
Limit to Fracture at Shoe:	Yes
Buckling:	No
Use Burst Wall Thickness in Triaxial:	Yes

INITIAL CONDITIONS (9 5/8" Production Casing)

Mix-Water Density:	0.998 sg
Lead Slurry Density:	1.400 sg
Tail Slurry Density:	1.900 sg
Tail Slurry Length:	150.00 m
Displacement Fluid Density:	1.220 sg
Slackoff Force:	0.0000 tonne
Temperatures:	User-entered
Vertical Depth (m)	Temperature (°C)
60.00 m	0.000 °C
1723.30 m	42.400 °C

BURST LOADS DATA (9 5/8" Production Casing)**Drilling Load:**

Influx Depth, MD:	1872.00 m
Pore Pressure:	192.6197 bar
Gas Gradient:	0.2306 sg
Fracture at Shoe (MD= 1359.00 m):	207.1443 bar
Fracture Margin of Error:	0.000 sg
Gas/Mud Interface, MD:	0.00 m
Mud Weight:	1.260 sg
Assigned External Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)

Displacement to Gas**Drilling Load:**

Influx Depth, MD:	1872.00 m
Kick Volume:	7.95 m ³
Kick Intensity:	0.000 sg
Maximum Mud Weight:	1.260 sg
Kick Gas Gravity:	0.70 (0.2283 sg @ 27.162 °C & 212.4482 bar)
Fracture at Shoe (MD= 1359.00 m):	207.1443 bar
Fracture Margin of Error:	0.000 sg
Drill Pipe OD:	5.000 in
Collar OD:	6.500 in
Collar Length:	200.00 m
Assigned External Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)

Gas Kick Profile**Drilling Load:**

Test Pressure:	316.0000 bar
Mud Weight:	1.260 sg
Assigned External Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)

Pressure Test**Production Load:**

Packer Fluid Density:	1.160 sg
Packer Depth, MD:	1300.00 m
Perforation Depth, MD:	1477.00 m
Gas/Oil Gradient:	0.2306 sg
Reservoir Pressure:	146.1410 bar
Assigned External Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)

Tubing Leak**Production Load:**

Injection Pressure:	276.0000 bar
Injection Density:	1.050 sg
Assigned External Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)

Injection Down Casing**Drilling Load:**

Test Pressure:	316.0000 bar
Mud Weight at Shoe:	1.220 sg
TOC, MD:	10.00 m
Lead Slurry Density:	1.400 sg
Tail Slurry Density:	1.900 sg
Tail Slurry Length:	150.00 m
Displacement Fluid Density:	1.220 sg
Float Collar Depth, MD:	1359.00 m

Green Cement Pressure Test**External Pressure:**

TOC, MD:	10.00 m
Prior Shoe, MD:	308.00 m
Mud Weight Above TOC:	1.220 sg
Fluid Gradient Below TOC:	0.998 sg
Pore Pressure In Open Hole:	No

Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)

COLLAPSE LOADS DATA (9 5/8" Production Casing)

Drilling Load:	Full/Partial Evacuation
Mud Weight:	1.260 sg
Mud Level, MD:	1359.00 m
Assigned External Pressure:	Mud & Cement Mix-Water
Drilling Load:	Cementing
Mud Weight at Shoe:	1.220 sg
TOC, MD:	10.00 m
Lead Slurry Density:	1.400 sg
Tail Slurry Density:	1.900 sg
Tail Slurry Length:	150.00 m
Displacement Fluid Density:	1.220 sg
Float Collar Depth, MD:	1359.00 m
Assigned External Pressure:	Mud & Cement Mix-Water
Production Load:	Above/Below Packer
Packer Depth, MD:	1300.00 m
Perforation Depth, MD:	1477.00 m
Pore Pressure at Perforation Depth:	146.1410 bar
Density Above Packer:	1.160 sg
Density Below Packer:	0.000 sg
Fluid Drop Above Packer:	No
Assigned External Pressure:	Mud & Cement Mix-Water
External Pressure:	Mud & Cement Mix-Water
TOC, MD:	10.00 m
Mud Weight:	1.220 sg
Cement Mix-Water Density:	0.998 sg

AXIAL LOADS DATA (9 5/8" Production Casing)

Running in Hole - Avg. Speed:	0.92 m/s
Overpull Force:	45.0000 tonne
Pre-Cement Static Load:	Yes
Pickup Force:	0.0000 tonne
Post-Cement Static Load:	Yes
Green Cement Pressure Test:	316.0000 bar
Service Loads:	Yes

BURST PRESSURE PROFILES (9 5/8" Production Casing)

	Depth (MD) (m)	Displacement To Gas (bar)	Gas Kick (bar)	Pressure Test (bar)	Tubing Leak (bar)	Casing Injection (bar)	Green Cement Pres.Test (Int) (bar)	Green Cement Pres. Test (Ext) (bar)	Fluid Gradients w/ Pore Press (bar)
1	8.00	153.9171	80.9612	316.9885	116.2845	276.8237	316.9571	0.9571	0.9571
2	10.00	153.9622	81.0705	317.2352	116.5116	277.0294	317.1960	1.1960	1.1960
3	10.00	153.9624	81.0709	317.2360	116.5123	277.0300	317.1968	1.1968	1.1967
4	28.00	154.3694	82.0558	319.4598	118.5596	278.8831	319.3499	3.6677	2.9583
5	60.00	155.0931	83.8070	323.4138	122.1998	282.1782	323.1784	8.0610	6.0907
6	308.00	160.7016	97.3787	354.0572	150.4112	307.7143	352.8491	42.1093	30.3659
7	308.00	160.7017	97.3791	354.0580	150.4119	307.7150	352.8498	42.1101	30.3665
8	340.00	161.4253	99.1299	358.0113	154.0515	311.0094	356.6776	46.5027	33.4983
9	340.00	161.4254	99.1303	358.0120	154.0522	311.0100	356.6783	46.5035	33.4989
10	450.00	163.8977	106.0424	371.5199	166.4880	322.2666	369.7574	61.5123	44.1996
11	450.00	163.8979	106.0428	371.5206	166.4887	322.2672	369.7581	61.5131	44.2002
12	510.00	165.2138	109.9894	378.7102	173.1077	328.2585	376.7194	69.5015	49.8957
13	510.00	165.2139	109.9898	378.7110	173.1084	328.2592	376.7202	69.5024	49.8963
14	570.00	166.4883	114.0478	385.6738	179.5186	334.0615	383.4619	77.2388	55.4121
15	570.00	166.4884	114.0483	385.6745	179.5192	334.0621	383.4626	77.2396	55.4127
16	600.00	167.1056	116.1148	389.0465	182.6236	336.8721	386.7276	80.9863	58.0840
17	600.00	167.1057	116.1152	389.0472	182.6242	336.8727	386.7282	80.9870	58.0845
18	630.00	167.7073	118.2046	392.3342	185.6504	339.6119	389.9109	84.6393	60.6884
19	630.00	167.7074	118.2051	392.3349	185.6510	339.6124	389.9116	84.6401	60.6890
20	660.00	168.2918	120.5056	395.5279	188.5906	342.2732	393.0032	88.1878	63.2184
21	660.00	168.2919	120.5061	395.5285	188.5912	342.2738	393.0038	88.1885	63.2189
22	690.00	168.8575	123.5963	398.6187	191.4361	344.8489	395.9959	91.6220	65.6669
23	690.00	168.8576	123.5969	398.6193	191.4367	344.8494	395.9965	91.6227	65.6674
24	730.00	169.5798	127.5428	402.5652	195.0694	348.1376	399.8171	96.0070	68.7933
25	730.00	169.5799	127.5434	402.5658	195.0699	348.1381	399.8177	96.0077	68.7937
26	1140.00	176.7870	166.9204	441.9428	231.3218	380.9524	437.9446	139.7600	99.9877
27	1140.00	176.7871	166.9210	441.9434	231.3224	380.9529	437.9452	139.7606	99.9882
28	1170.00	177.3318	169.8973	444.9197	234.0624	383.4331	440.8270	143.0676	102.3459
29	1170.00	177.3319	169.8980	444.9204	234.0630	383.4336	440.8277	143.0683	102.3464
30	1200.00	177.8965	172.9829	448.0052	236.9030	386.0043	443.8146	146.4959	104.7902
31	1200.00	177.8967	172.9835	448.0059	236.9037	386.0049	443.8152	146.4967	104.7907
32	1209.00	178.0697	173.9391	448.9512	237.7740	386.7927	444.7306	147.5471	105.5396
33	1230.00	178.4797	176.1690	451.1914	239.8363	388.6595	446.8996	150.9250	107.3142
34	1230.00	178.4798	176.1697	451.1921	239.8370	388.6601	446.9003	150.9261	107.3148
35	1260.00	179.0797	179.4475	454.4699	242.8546	391.3915	450.0740	155.8688	109.9114
36	1260.00	179.0799	179.4481	454.4705	242.8552	391.3921	450.0746	155.8698	109.9119
37	1300.00	179.9034	183.9805	458.9700	246.9976	395.1417	454.4313	162.6547	113.4764
38	1300.00	179.9035	183.9812	458.9707	246.9983	395.1422	454.4319	162.6558	113.4769
39	1320.00	180.3242	186.2471	461.2695	249.6916	397.0579	456.6577	166.1222	115.2980
40	1320.00	180.3244	186.2478	461.2702	249.6923	397.0585	456.6584	166.1233	115.2985
41	1359.00	181.1600	190.8136	465.8360	253.5274	400.8633	461.0793	173.0082	118.9155

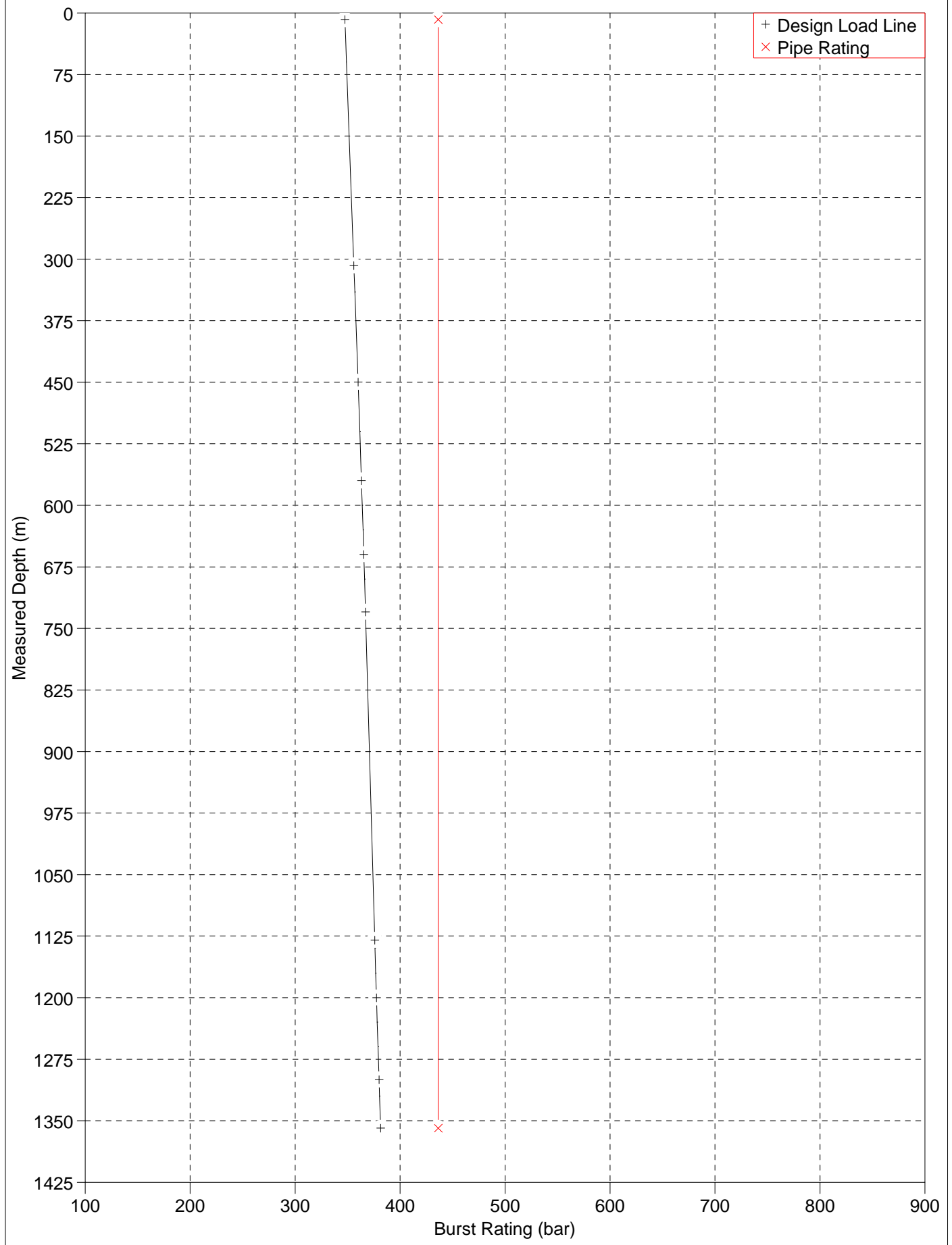
COLLAPSE PRESSURE PROFILES (9 5/8" Production Casing)

	Depth (MD) (m)	Full/Partial Evacuation (bar)	Cementing (Int) (bar)	Cementing (Ext) (bar)	Above/Below Packer (bar)	Mud Cement (bar)
1	8.00	0.0010	0.9571	0.9571	0.9100	0.9571
2	10.00	0.0012	1.1960	1.1960	1.1372	1.1960
3	10.00	0.0012	1.1968	1.1968	1.1379	1.1967
4	28.00	0.0034	3.3499	3.6677	3.1852	2.9583
5	60.00	0.0073	7.1784	8.0610	6.8254	6.0907
6	308.00	0.0380	36.8491	42.1093	35.0368	30.3659
7	308.00	0.0380	36.8498	42.1101	35.0375	30.3665
8	340.00	0.0420	40.6776	46.5027	38.6770	33.4983
9	340.00	0.0420	40.6783	46.5035	38.6777	33.4989
10	450.00	0.0558	53.7574	61.5123	51.1136	44.1996
11	450.00	0.0558	53.7581	61.5131	51.1142	44.2002
12	510.00	0.0632	60.7194	69.5015	57.7332	49.8957
13	510.00	0.0632	60.7202	69.5024	57.7339	49.8963
14	570.00	0.0704	67.4619	77.2388	64.1441	55.4121
15	570.00	0.0704	67.4626	77.2396	64.1447	55.4127
16	600.00	0.0740	70.7276	80.9863	67.2492	58.0840
17	600.00	0.0740	70.7282	80.9870	67.2498	58.0845
18	630.00	0.0774	73.9109	84.6393	70.2760	60.6884
19	630.00	0.0774	73.9116	84.6401	70.2766	60.6890
20	660.00	0.0807	77.0032	88.1878	73.2161	63.2184
21	660.00	0.0807	77.0038	88.1885	73.2167	63.2189
22	690.00	0.0840	79.9959	91.6220	76.0616	65.6669
23	690.00	0.0840	79.9965	91.6227	76.0622	65.6674
24	730.00	0.0881	83.8171	96.0070	79.6949	68.7933
25	730.00	0.0881	83.8177	96.0077	79.6955	68.7937
26	1140.00	0.1303	121.9446	139.7600	115.9474	99.9877
27	1140.00	0.1303	121.9452	139.7606	115.9479	99.9882
28	1170.00	0.1336	124.8270	143.0676	118.6880	102.3459
29	1170.00	0.1336	124.8277	143.0683	118.6886	102.3464
30	1200.00	0.1369	127.8146	146.4959	121.5286	104.7902
31	1200.00	0.1369	127.8152	146.4967	121.5292	104.7907
32	1209.00	0.1380	128.7306	147.5471	122.3996	105.5396
33	1230.00	0.1404	130.8996	150.9250	124.4619	107.3142
34	1230.00	0.1404	130.9003	150.9261	124.4625	107.3148
35	1260.00	0.1440	134.0740	155.8688	127.4802	109.9114
36	1260.00	0.1440	134.0746	155.8698	127.4808	109.9119
37	1300.00	0.1490	138.4313	162.6547	131.6232	113.4764
38	1300.00	0.1490	138.4319	162.6558	0.0000	113.4769
39	1320.00	0.1516	140.6577	166.1222	0.0000	115.2980
40	1320.00	0.1516	140.6584	166.1233	0.0000	115.2985
41	1359.00	0.1567	145.0793	173.0082	0.0000	118.9155

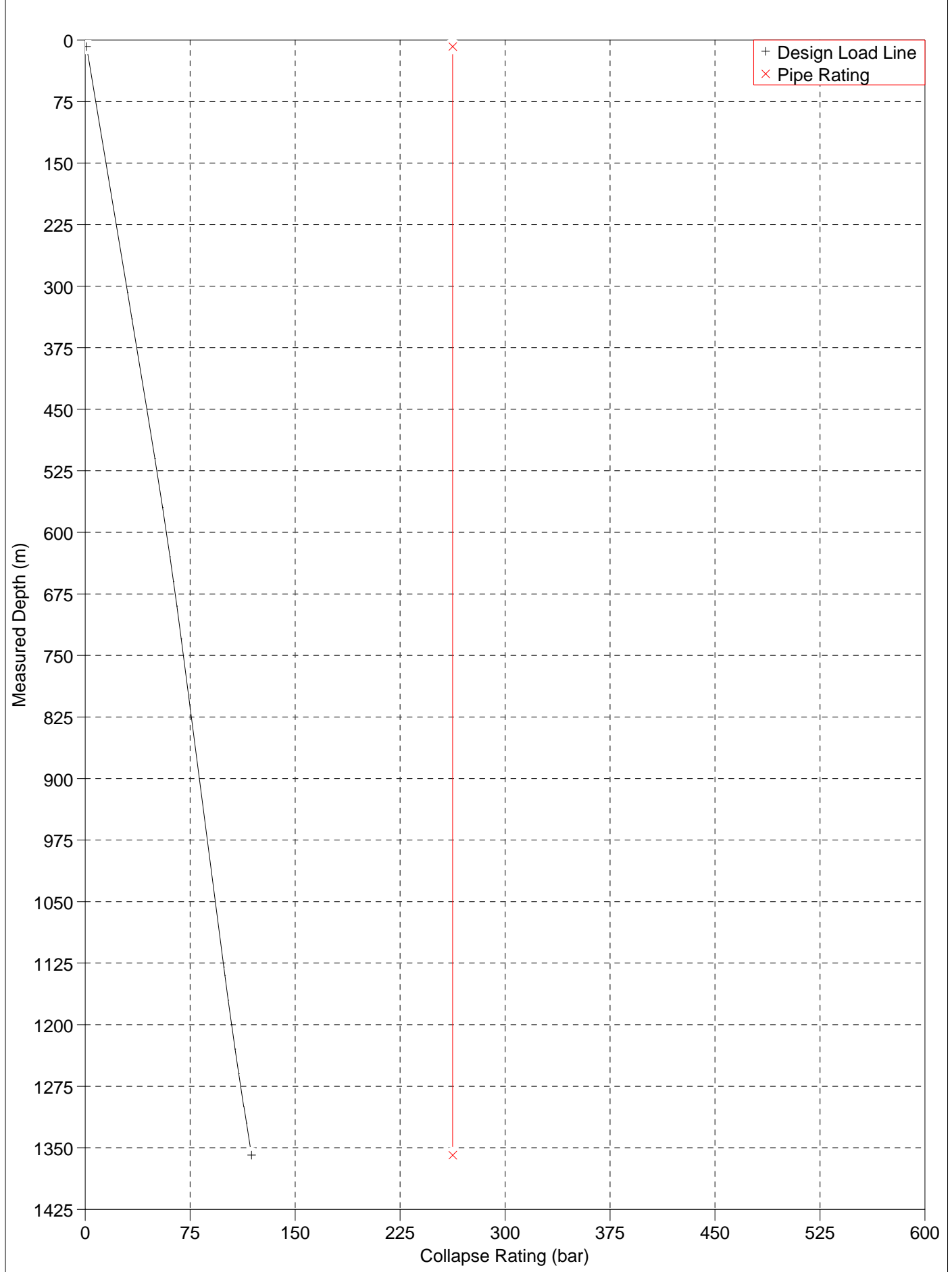
AXIAL LOADS TABLE (9 5/8" Production Casing)

	Depth (MD) (m)	Running in Hole (tonne)		Overpull Force (tonne)		Pre-Cement Static Load		Post-Cement Static Load		Green Cement Pressure		Service Loads (tonne)	
		Apparent (w/Bending)	Actual (w/o Bending)	Apparent (w/Bending)	Actual (w/o Bending)	Apparent (w/Bending)	Actual (w/o Bending)	Apparent (w/Bending)	Actual (w/o Bending)	Apparent (w/Bending)	Actual (w/o Bending)	Apparent (w/Bending)	Actual (w/o Bending)
1	8.00	112.5184	112.5184	111.0929	111.0929	65.9944	65.9944	52.6256	52.6256	177.7771	177.7771	177.7771	177.7771
2	10.00	112.4140	112.4140	110.9885	110.9885	65.8652	65.8652	52.4964	52.4964	177.6478	177.6478	177.6478	177.6478
3	10.00	112.4137	112.4137	110.9882	110.9882	65.8648	65.8648	52.4960	52.4960	177.6474	177.6474	177.6474	177.6474
4	28.00	111.4780	111.4780	110.0524	110.0524	64.6997	64.6997	51.3309	51.3309	176.4824	176.4824	176.4824	176.4824
5	60.00	109.8395	109.8395	108.4140	108.4140	62.6282	62.6282	49.2594	49.2594	174.4109	174.4109	174.4109	174.4109
6	308.00	98.5353	98.5353	97.1097	97.1097	46.5741	46.5741	33.2053	33.2053	158.3568	158.3568	158.3568	158.3568
7	308.00	98.5350	98.5350	97.1094	97.1094	46.5737	46.5737	33.2049	33.2049	158.3564	158.3564	158.3564	158.3564
8	340.00	97.1712	97.1712	95.7457	95.7457	44.5026	44.5026	31.1338	31.1338	156.2852	156.2852	156.2852	156.2852
9	340.00	145.5769	97.1710	144.1514	95.7454	99.1514	44.5022	85.7826	31.1334	210.9340	156.2848	210.9340	156.2848
10	450.00	139.9938	92.4823	138.5682	91.0568	92.0746	37.4254	78.7058	24.0566	203.8572	149.2080	203.8572	149.2080
11	450.00	139.9935	92.4821	138.5680	91.0565	92.0742	37.4250	78.7054	24.0562	203.8569	149.2077	203.8569	149.2077
12	510.00	137.1547	89.9247	135.7291	88.4992	88.3076	33.6584	74.9388	20.2896	200.0902	145.4410	200.0902	145.4410
13	510.00	137.1544	89.9245	135.7289	88.4989	88.3072	33.6580	74.9384	20.2892	200.0898	145.4406	200.0898	145.4406
14	570.00	134.4993	87.3671	133.0738	85.9416	84.6593	30.0101	71.2906	16.6414	196.4420	141.7928	196.4420	141.7928
15	570.00	134.4991	87.3669	133.0735	85.9413	84.6590	30.0098	71.2902	16.6410	196.4417	141.7925	196.4417	141.7925
16	600.00	133.2205	86.0883	131.7950	84.6628	82.8924	28.2431	69.5236	14.8744	194.6750	140.0258	194.6750	140.0258
17	600.00	133.2203	86.0881	131.7947	84.6625	82.8920	28.2428	69.5232	14.8740	194.6747	140.0255	194.6747	140.0255
18	630.00	131.9417	84.8095	130.5162	83.3840	81.1699	26.5207	67.8011	13.1519	192.9526	138.3034	192.9526	138.3034
19	630.00	131.9415	84.8092	130.5159	83.3837	81.1696	26.5204	67.8008	13.1516	192.9522	138.3030	192.9522	138.3030
20	660.00	130.6629	83.5025	129.2374	82.0769	79.4968	24.8476	66.1280	11.4788	191.2794	136.6302	191.2794	136.6302
21	660.00	130.6627	83.5022	129.2371	82.0766	79.4964	24.8472	66.1277	11.4785	191.2791	136.6299	191.2791	136.6299
22	690.00	129.3842	82.1449	127.9586	80.7194	77.8775	23.2283	64.5087	9.8595	189.6602	135.0110	189.6602	135.0110
23	690.00	129.3839	82.1446	127.9583	80.7191	77.8772	23.2280	64.5084	9.8592	189.6598	135.0106	189.6598	135.0106
24	730.00	127.6791	80.2627	126.2535	78.8371	75.8099	21.1607	62.4411	7.7919	187.5926	132.9434	187.5926	132.9434
25	730.00	127.6788	80.2624	126.2533	78.8368	75.8096	21.1604	62.4407	7.7916	187.5923	132.9431	187.5923	132.9431
26	1130.00	109.9428	58.9864	108.5173	57.5608	1.0373	1.0373	-12.3315	-12.3315	112.8199	112.8199	112.8199	112.8199
27	1130.00	109.9425	58.9860	108.5170	57.5605	59.4509	1.0369	-70.7458	-12.3318	171.2335	112.8196	171.2335	112.8196
28	1140.00	109.4357	58.4379	108.0102	57.0123	58.9447	0.5307	-71.2520	-12.8380	170.7273	112.3134	170.7273	112.3134
29	1140.00	109.4354	58.4375	108.0099	57.0120	58.9444	0.5304	-71.2523	-12.8384	170.7270	112.3131	170.7270	112.3131
30	1170.00	107.8936	56.7924	106.4681	55.3668	-59.4428	-1.0288	-72.8116	-14.3976	169.1678	110.7538	169.1678	110.7538
31	1170.00	107.8933	56.7920	106.4677	55.3665	-59.4431	-1.0292	-72.8119	-14.3980	169.1674	110.7535	169.1674	110.7535
32	1200.00	106.3236	55.1469	104.8980	53.7213	-61.0593	-2.6453	-74.4281	-16.0141	167.5513	109.1373	167.5513	109.1373
33	1200.00	106.3233	55.1465	104.8977	53.7210	-61.0596	-2.6457	-74.4284	-16.0145	167.5509	109.1370	167.5509	109.1370
34	1209.00	105.8476	54.6530	104.4221	53.2275	-61.5549	-3.1410	-74.9237	-16.5098	167.0556	108.6417	167.0556	108.6417
35	1230.00	104.7299	53.5014	103.3044	52.0758	-62.7285	-4.3146	-76.0973	-17.6834	165.8820	107.4681	165.8820	107.4681
36	1230.00	104.7296	53.5010	103.3041	52.0755	-62.7289	-4.3149	-76.0977	-17.6837	165.8817	107.4677	165.8817	107.4677
37	1255.88	103.3385	52.0818	101.9130	50.6562	-64.2103	-5.7963	-77.5791	-19.1651	164.4003	105.9863	164.4002	105.9863
38	1260.00	103.1171	51.8559	101.6916	50.4303	-64.4461	-6.0322	-77.8149	-19.4010	164.1644	105.7505	164.1644	105.7505
39	1260.00	103.1168	51.8555	101.6912	50.4300	-64.4465	-6.0325	-77.8152	-19.4013	164.1641	105.7501	164.1641	105.7501
40	1300.00	100.9444	49.6619	99.5188	48.2363	-66.8037	-8.3898	-80.1725	-21.7586	161.8068	103.3929	161.8068	103.3929
41	1300.00	100.9440	49.6615	99.5185	48.2360	-66.8041	-8.3902	-80.1729	-21.7589	161.8064	103.3925	161.8064	103.3925
42	1320.00	99.8514	48.5649	98.4259	47.1393	-68.0084	-9.5945	-81.3772	-22.9633	160.6021	102.1882	160.6021	102.1882
43	1320.00	99.8511	48.5645	98.4256	47.1390	-68.0088	-9.5949	-81.3776	-22.9637	160.6017	102.1878	160.6017	102.1878

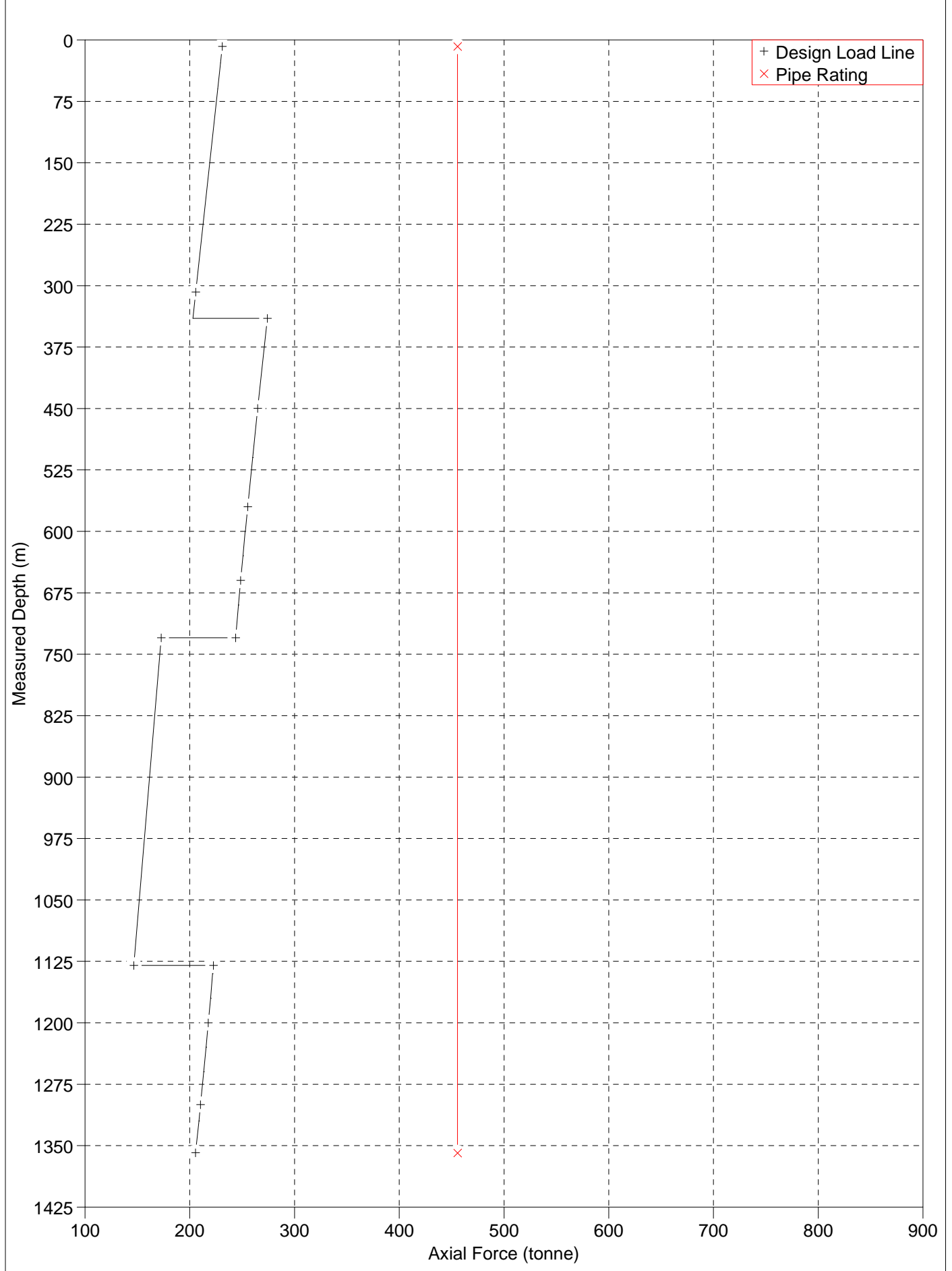
BURST DESIGN (9 5/8" Production Casing)



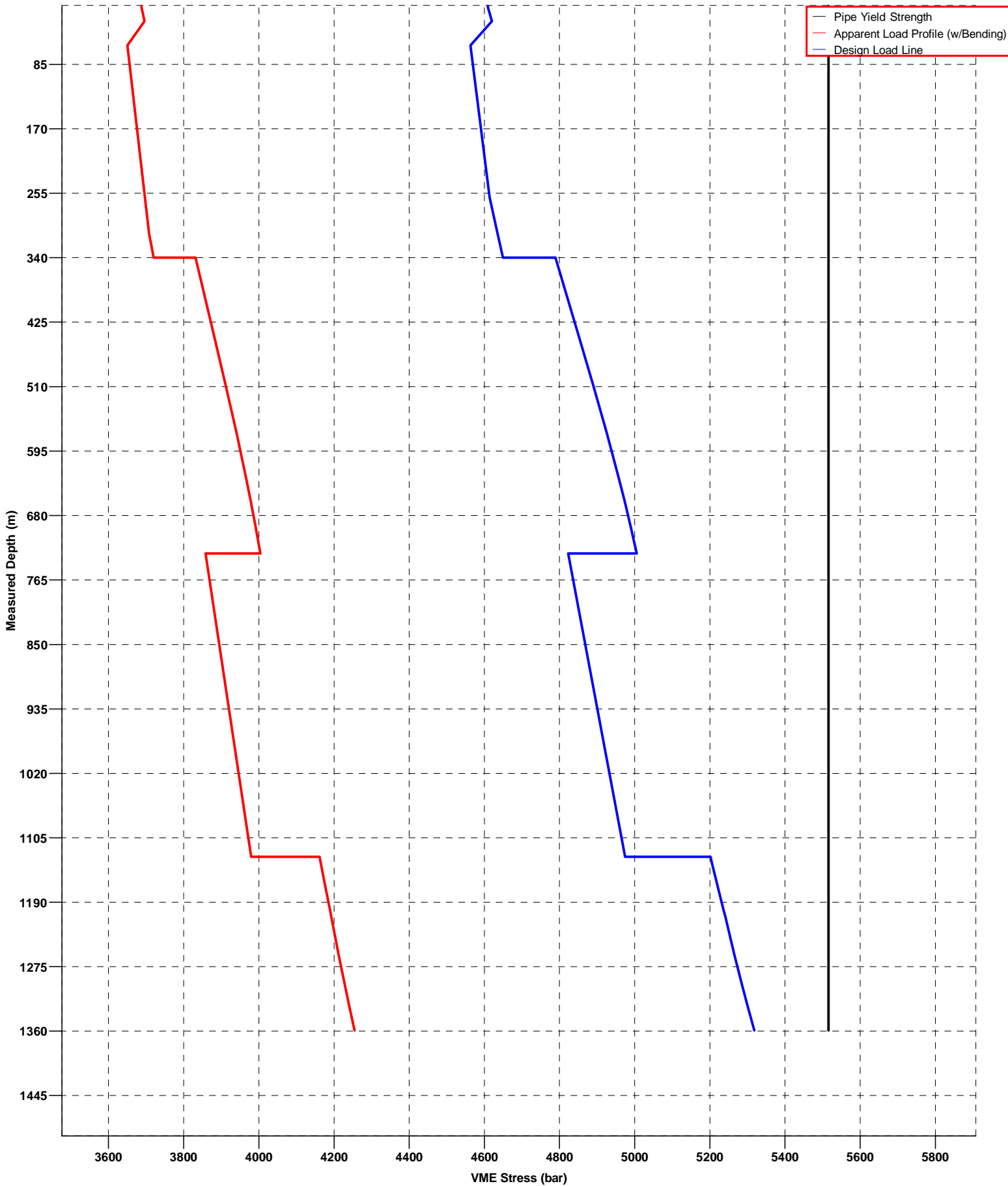
COLLAPSE DESIGN (9 5/8" Production Casing)

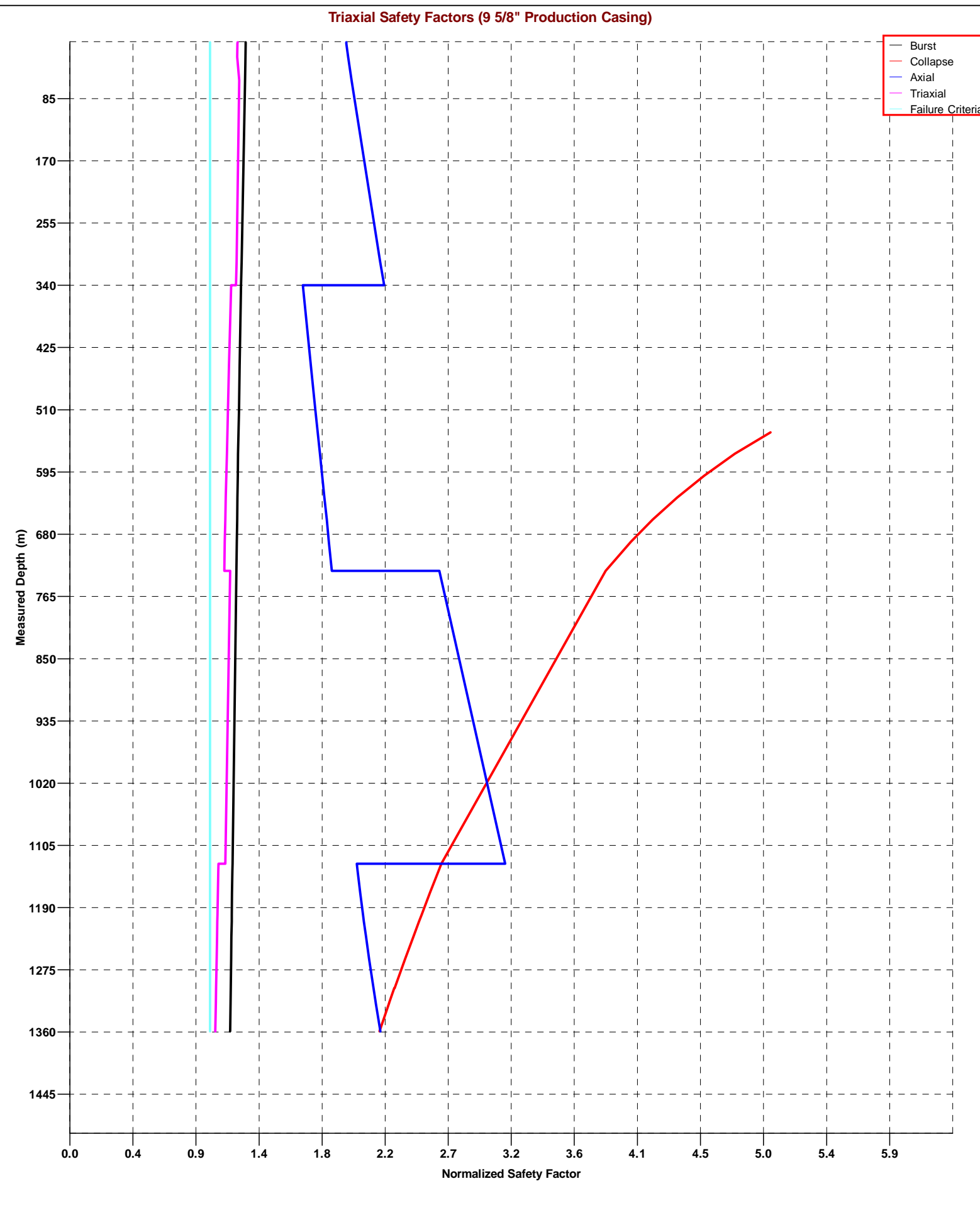


AXIAL DESIGN (9 5/8" Production Casing)



Triaxial Load Line (9 5/8" Production Casing)





MINIMUM SAFETY FACTORS (9 5/8" Production Casing)

	Depth (MD) (m)	OD/Weight/Grade	Connection	Minimum Safety Factor (Abs)			
				Burst	Collapse	Axial	Triaxial
1	8	9 5/8", 43.500 ppf, L-80	N/A	1.38 B5	+ 100.00 C1	2.56 A5	1.50 B5
2	10			1.38 B5	+ 100.00 C1	2.57 A5	1.50 B5
3	28			1.38 B5	88.53 C1	2.58 A5	1.49 B5
4	60			1.37 B5	43.05 C1	2.61 A5	1.51 B12
5	308			1.35 B5	8.66 C1	2.88 A5	1.49 B5
6	340			1.34 B5	7.85 C1	2.92 A5	1.48 B5
7	340			1.34 B5	7.85 C1	2.16 A5	1.44 B5
8	450			1.33 B5	5.95 C1	2.24 A5	1.42 B5
9	510			1.33 B5	5.27 C1	2.28 A5	1.41 B5
10	570			1.32 B5	4.75 C1	2.32 A5	1.40 B5
11	600			1.32 B5	4.53 C1	2.34 A5	1.40 B5
12	630			1.32 B5	4.33 C1	2.36 A5	1.39 B5
13	660			1.31 B5	4.16 C1	2.38 A5	1.39 B5
14	690			1.31 B5	4.00 C1	2.40 A5	1.38 B5
15	730			1.31 B5	3.82 C1	2.43 A5	1.38 B5
16	730			1.31 B5	3.82 C1	3.43 A5	1.43 B5
17	1130			1.28 B5	2.65 C1	4.04 A5	1.39 B5
18	1130			1.28 B5	2.65 C1	2.66 A5	1.33 B5
19	1140			1.28 B5	2.63 C1	2.67 A5	1.32 B5
20	1170			1.27 B5	2.57 C1	2.69 A5	1.32 B5
21	1200			1.27 B5	2.51 C1	2.72 A5	1.32 B5
22	1209			1.27 B5	2.49 C1	2.73 A5	1.32 B5
23	1230			1.27 B5	2.45 C1	2.75 A5	1.31 B5
24	1260			1.27 B5	2.39 C1	2.78 A5	1.31 B5
25	1300			1.26 B5	2.32 C1	2.82 A5	1.30 B5
26	1300			1.26 B5	2.31 C6	2.82 A5	1.30 B5
27	1320			1.26 B5	2.28 C6	2.84 A5	1.30 B5
28	1359			1.26 B5	2.21 C6	2.88 A5	1.30 B5
29							
30	B5	Pressure Test					
31	B12	Green Cement Pressure Test(Burst)					
32	C1	Full/Partial Evacuation					
33	C6	Above Below Packer					
34	A5	Green Cement Pressure Test(Axial)					

MAXIMUM ALLOWABLE WEAR (9 5/8" Production Casing)

	Depth (MD) (m)	OD/Weight/Grade	Remaining Wall Thickness (in)		Max. Wear (% of Wall Thick.)		Max. Wear (in)	
			Burst	Collapse	Burst	Collapse	Burst	Collapse
1	8.00	9 5/8", 43.500 ppf, L-80	0.347 B5	0.064 C1	20.3	85.3	0.088	0.371
2	10.00		0.347 B5	0.069 C1	20.3	84.2	0.088	0.366
3	28.00		0.347 B5	0.093 C1	20.2	78.6	0.088	0.342
4	60.00		0.348 B5	0.118 C1	20.0	72.9	0.087	0.317
5	308.00		0.355 B5	0.200 C1	18.4	54.0	0.080	0.235
6	340.00		0.356 B5	0.207 C1	18.2	52.5	0.079	0.228
7	450.00		0.359 B5	0.226 C1	17.5	48.0	0.076	0.209
8	510.00		0.361 B5	0.236 C1	17.1	45.9	0.074	0.199
9	570.00		0.362 B5	0.244 C1	16.7	44.0	0.073	0.191
10	600.00		0.363 B5	0.248 C1	16.5	43.1	0.072	0.187
11	630.00		0.364 B5	0.251 C1	16.4	42.3	0.071	0.184
12	660.00		0.364 B5	0.255 C1	16.2	41.5	0.071	0.180
13	690.00		0.365 B5	0.258 C1	16.0	40.8	0.070	0.177
14	730.00		0.366 B5	0.262 C1	15.8	39.9	0.069	0.173
15	1130.00		0.375 B5	0.295 C1	13.8	32.2	0.060	0.140
16	1140.00		0.375 B5	0.296 C1	13.8	32.0	0.060	0.139
17	1170.00		0.376 B5	0.298 C1	13.6	31.5	0.059	0.137
18	1200.00		0.376 B5	0.300 C1	13.5	31.0	0.059	0.135
19	1209.00		0.377 B5	0.301 C1	13.4	30.8	0.058	0.134
20	1230.00		0.377 B5	0.303 C1	13.3	30.4	0.058	0.132
21	1260.00		0.378 B5	0.305 C1	13.1	29.9	0.057	0.130
22	1300.00		0.379 B5	0.308 C1	12.9	29.2	0.056	0.127
23	1300.00		0.379 B5	0.308 C6	12.9	29.1	0.056	0.127
24	1320.00		0.379 B5	0.310 C6	12.8	28.8	0.056	0.125
25	1359.00		0.381 B5	0.313 C6	12.5	28.0	0.054	0.122
26								
27	B5	Pressure Test						
28	C1	Full/Partial Evacuation						
29	C6	Above Below Packer						

MAXIMUM ALLOWABLE OVERPULL (9 5/8" Production Casing)

	Running Depth (MD) (m)	Max. Overpull (tonne)
1	0	351
2	10	350
3	60	347
4	80	346
5	160	342
6	240	337
7	305	334
8	320	333
9	340	332
10	340	299
11	400	296
12	450	293
13	480	292
14	510	290
15	560	288
16	570	287
17	600	285
18	610	285
19	630	284
20	640	284
21	660	283
22	690	281
23	719	280
24	730	279
25	799	277
26	879	273
27	914	272
28	959	270
29	1039	266
30	1119	263
31	1130	262
32	1140	262
33	1170	261
34	1199	259
35	1200	259
36	1219	258
37	1230	258
38	1260	256
39	1279	256
40	1320	253
41	1351	252
42	1359	* 251
43		
44		
45		
46		

* Based on Casing Strength
Only. Running String not
Included

TRIAxIAL RESULTS (9 5/8" Production Casing) - Displacement to Gas

	Depth (MD) (m)	Axial Force (tonne)		Bending Stress at OD (bar)	Absolute Safety Factor				Temperatur e (°C)	Addtl Pickup To Prevent Buck. (tonne)	Buckled Length (m)
		Apparent (w/Bending)	Actual (w/o Bending)		Triaxial	Burst	Collapse	Axial			
1	8	50	50	0.0	3.15	2.85	N/A	9.08	18.264	N/A	N/A
2	10	50	50	0.0	3.15	2.86	N/A	9.11	18.275		
3	28	48	48	0.0	3.18	2.88	N/A	9.41	18.368		
4	60	46	46	0.0	3.23	2.93	N/A	9.99	18.535		
5	308	36	36	0.0	3.68	3.35	N/A	12.58	19.824		
6	340	35	35	0.0	3.75	3.41	N/A	13.02	19.991		
7	340	90	35	661.4	3.31	3.41	N/A	5.08	19.991		
8	450	86	31	661.4	3.48	3.64	N/A	5.33	20.559		
9	510	83	29	661.4	3.58	3.78	N/A	5.46	20.861		
10	510	83	29	661.4	3.58	3.78	N/A	5.46	20.862		
11	570	81	27	661.4	3.68	3.93	N/A	5.59	21.154		
12	570	81	27	661.4	3.68	3.93	N/A	5.59	21.155		
13	600	81	26	661.4	3.73	4.00	N/A	5.66	21.296		
14	630	80	25	661.4	3.78	4.08	N/A	5.72	21.435		
15	660	79	24	661.4	3.83	4.15	N/A	5.77	21.569		
16	690	78	24	661.4	3.88	4.23	N/A	5.82	21.699		
17	730	77	23	661.4	3.96	4.33	N/A	5.89	21.865		
18	730	23	23	0.0	4.74	4.33	N/A	20.01	21.865		
19	1130	15	15	0.0	6.19	5.64	N/A	29.59	23.481		
20	1130	74	15	707.0	4.70	5.64	N/A	6.17	23.482		
21	1140	74	15	707.0	4.73	5.68	N/A	6.19	23.522		
22	1170	73	15	707.0	4.80	5.82	N/A	6.24	23.647		
23	1200	72	14	707.0	4.88	5.97	N/A	6.30	23.777		
24	1209	72	14	707.0	4.90	6.01	N/A	6.32	23.817		
25	1230	72	13	707.0	4.97	6.13	N/A	6.35	23.911		
26	1260	71	13	707.0	5.07	6.31	N/A	6.39	24.049		
27	1300	71	12	707.0	5.21	6.57	N/A	6.45	24.239		
28	1320	70	12	707.0	5.28	6.71	N/A	6.49	24.335		
29	1359	69	11	707.0	5.43	7.01	N/A	6.56	24.528		
30											

TRIAxIAL RESULTS (9 5/8" Production Casing) - Gas Kick Profile

	Depth (MD) (m)	Axial Force (tonne)		Bending Stress at OD (bar)	Absolute Safety Factor				Temperatur e (°C)	Addtl Pickup To Prevent Buck. (tonne)	Buckled Length (m)
		Apparent (w/Bending)	Actual (w/o Bending)		Triaxial	Burst	Collapse	Axial			
1	8	33	33	0.0	6.05	5.45	N/A	13.88	18.264	N/A	N/A
2	10	33	33	0.0	6.06	5.46	N/A	13.93	18.275		
3	10	33	33	0.0	6.06	5.46	N/A	13.94	18.275		
4	28	31	31	0.0	6.12	5.52	N/A	14.58	18.368		
5	60	29	29	0.0	6.22	5.61	N/A	15.88	18.535		
6	308	21	21	0.0	7.20	6.51	N/A	21.52	19.824		
7	340	20	20	0.0	7.35	6.65	N/A	22.56	19.991		
8	340	75	20	661.4	5.51	6.65	N/A	6.09	19.991		
9	450	72	17	661.4	5.65	7.05	N/A	6.35	20.559		
10	510	70	16	661.4	5.72	7.26	N/A	6.48	20.861		
11	510	70	16	661.4	5.72	7.26	N/A	6.48	20.862		
12	570	69	14	661.4	5.77	7.44	N/A	6.60	21.154		
13	570	69	14	661.4	5.77	7.44	N/A	6.60	21.155		
14	600	68	14	661.4	5.79	7.52	N/A	6.66	21.296		
15	630	68	13	661.4	5.81	7.58	N/A	6.71	21.435		
16	660	68	13	661.4	5.82	7.62	N/A	6.74	21.569		
17	690	67	13	661.4	5.77	7.53	N/A	6.75	21.699		
18	730	67	13	661.4	5.73	7.43	N/A	6.76	21.865		
19	730	13	13	0.0	8.17	7.43	N/A	35.63	21.865		
20	1130	13	13	0.0	7.19	6.54	N/A	35.41	23.481		
21	1130	71	13	707.0	5.17	6.54	N/A	6.39	23.482		
22	1140	71	13	707.0	5.16	6.52	N/A	6.39	23.522		
23	1170	71	13	707.0	5.13	6.46	N/A	6.40	23.647		
24	1200	71	13	707.0	5.10	6.40	N/A	6.41	23.777		
25	1209	71	13	707.0	5.09	6.38	N/A	6.41	23.817		
26	1230	71	13	707.0	5.07	6.34	N/A	6.40	23.911		
27	1260	71	13	707.0	5.05	6.27	N/A	6.38	24.049		
28	1300	72	13	707.0	5.02	6.19	N/A	6.36	24.239		
29	1320	72	13	707.0	5.00	6.15	N/A	6.36	24.335		
30	1359	72	13	707.0	4.97	6.07	N/A	6.35	24.528		
31											

TRIAXIAL RESULTS (9 5/8" Production Casing) - Pressure Test

	Depth (MD) (m)	Axial Force (tonne)		Bending Stress at OD (bar)	Absolute Safety Factor				Temperatur e (°C)	Addt'l Pickup To Prevent Buck. (tonne)	Buckled Length (m)
		Apparent (w/Bending)	Actual (w/o Bending)		Triaxial	Burst	Collapse	Axial			
1	8	71	71	0.0	1.50	1.38	N/A	6.41	26.667	N/A	N/A
2	10	71	71	0.0	1.50	1.38	N/A	6.42	26.667		
3	28	70	70	0.0	1.49	1.38	N/A	6.51	26.667		
4	60	116	116	0.0	1.52	1.37	N/A	3.94	4.445		
5	308	103	103	0.0	1.49	1.35	N/A	4.43	10.104		
6	340	101	101	0.0	1.48	1.34	N/A	4.51	10.834		
7	340	156	101	661.4	1.44	1.34	N/A	2.93	10.834		
8	450	150	96	661.4	1.42	1.33	N/A	3.03	13.329		
9	510	147	93	661.4	1.41	1.33	N/A	3.09	14.656		
10	510	147	93	661.4	1.41	1.33	N/A	3.09	14.657		
11	570	145	90	661.4	1.40	1.32	N/A	3.15	15.942		
12	570	145	90	661.4	1.40	1.32	N/A	3.15	15.943		
13	600	143	89	661.4	1.40	1.32	N/A	3.18	16.565		
14	630	142	87	661.4	1.39	1.32	N/A	3.21	17.172		
15	630	142	87	661.4	1.39	1.32	N/A	3.21	17.173		
16	660	141	86	661.4	1.39	1.31	N/A	3.23	17.762		
17	690	140	85	661.4	1.38	1.31	N/A	3.26	18.333		
18	730	139	84	661.4	1.38	1.31	N/A	3.28	19.062		
19	730	84	84	0.0	1.43	1.31	N/A	5.42	19.062		
20	1130	73	73	0.0	1.39	1.28	N/A	6.28	26.155		
21	1130	131	73	707.0	1.33	1.28	N/A	3.48	26.156		
22	1140	131	72	707.0	1.32	1.28	N/A	3.49	26.334		
23	1170	130	71	707.0	1.32	1.27	N/A	3.51	26.884		
24	1200	129	70	707.0	1.32	1.27	N/A	3.54	27.454		
25	1209	128	70	707.0	1.32	1.27	N/A	3.55	27.628		
26	1230	128	69	707.0	1.31	1.27	N/A	3.57	28.042		
27	1260	127	69	707.0	1.31	1.27	N/A	3.59	28.647		
28	1260	127	69	707.0	1.31	1.27	N/A	3.59	28.648		
29	1300	126	67	707.0	1.30	1.26	N/A	3.62	29.479		
30	1320	125	67	707.0	1.30	1.26	N/A	3.64	29.903		
31	1359	124	66	707.0	1.30	1.26	N/A	3.68	30.747		
32											

TRIAXIAL RESULTS (9 5/8" Production Casing) - Tubing Leak

	Depth (MD) (m)	Axial Force (tonne)		Bending Stress at OD (bar)	Absolute Safety Factor				Temperatur e (°C)	Addt'l Pickup To Prevent Buck. (tonne)	Buckled Length (m)
		Apparent (w/Bending)	Actual (w/o Bending)		Triaxial	Burst	Collapse	Axial			
1	8	9	9	0.0	3.90	3.78	N/A	49.70	33.384	N/A	N/A
2	10	9	9	0.0	3.90	3.78	N/A	50.41	33.384		
3	10	9	9	0.0	3.90	3.78	N/A	50.42	33.384		
4	28	8	8	0.0	3.88	3.77	N/A	56.60	33.384		
5	60	6	6	0.0	3.84	3.76	N/A	72.36	33.384		
6	308	5	5	0.0	3.72	3.63	N/A	91.25	33.384		
7	340	5	5	0.0	3.70	3.62	N/A	94.43	33.384		
8	340	59	5	661.4	3.04	3.62	N/A	7.66	33.384		
9	450	59	4	661.4	3.01	3.57	N/A	7.73	33.384		
10	510	59	4	661.4	2.99	3.54	N/A	7.76	33.384		
11	570	59	4	661.4	2.98	3.52	N/A	7.78	33.384		
12	600	59	4	661.4	2.98	3.50	N/A	7.78	33.384		
13	630	59	4	661.4	2.97	3.49	N/A	7.77	33.384		
14	660	59	4	661.4	2.97	3.48	N/A	7.76	33.384		
15	690	59	4	661.4	2.96	3.47	N/A	7.75	33.384		
16	730	59	4	661.4	2.96	3.45	N/A	7.72	33.384		
17	730	4	4	0.0	3.56	3.45	N/A	+ 100.00	33.384		
18	1130	7	7	0.0	3.47	3.32	N/A	63.54	33.384		
19	1130	66	7	707.0	2.89	3.32	N/A	6.95	33.384		
20	1140	66	7	707.0	2.89	3.32	N/A	6.94	33.384		
21	1170	66	7	707.0	2.89	3.31	N/A	6.92	33.384		
22	1200	66	8	707.0	2.88	3.30	N/A	6.91	33.384		
23	1209	66	8	707.0	2.88	3.30	N/A	6.91	33.384		
24	1230	66	8	707.0	2.88	3.29	N/A	6.88	33.384		
25	1260	67	8	707.0	2.88	3.28	N/A	6.84	33.384		
26	1300	67	9	707.0	2.88	3.27	N/A	6.78	33.384		
27	1300	-75	-16	707.0	5.43	15.15	N/A	(6.11)	33.384		
28	1320	-75	-16	707.0	5.49	15.93	N/A	(6.10)	33.384		
29	1359	-75	-17	707.0	5.61	17.73	N/A	(6.07)	33.384		
30											
31		() Compression									

TRIAxIAL RESULTS (9 5/8" Production Casing) - Injection Down Casing

	Depth (MD) (m)	Axial Force (tonne)		Bending Stress at OD (bar)	Absolute Safety Factor				Temperatur e (°C)	Addtl Pickup To Prevent Buck. (tonne)	Buckled Length (m)
		Apparent (w/Bending)	Actual (w/o Bending)		Triaxial	Burst	Collapse	Axial			
1	8	62	62	0.0	1.71	1.58	N/A	7.40	26.667	N/A	N/A
2	10	61	61	0.0	1.71	1.58	N/A	7.42	26.667		
3	28	60	60	0.0	1.71	1.58	N/A	7.54	26.667		
4	60	59	59	0.0	1.71	1.58	N/A	7.78	26.667		
5	308	57	57	0.0	1.70	1.57	N/A	8.05	26.667		
6	340	56	56	0.0	1.70	1.57	N/A	8.08	26.667		
7	340	111	56	661.4	1.60	1.57	N/A	4.10	26.667		
8	450	110	56	661.4	1.60	1.57	N/A	4.14	26.667		
9	510	110	55	661.4	1.60	1.57	N/A	4.15	26.667		
10	570	110	55	661.4	1.60	1.57	N/A	4.16	26.667		
11	600	110	55	661.4	1.60	1.56	N/A	4.16	26.667		
12	630	109	55	661.4	1.60	1.56	N/A	4.16	26.667		
13	660	109	55	661.4	1.60	1.56	N/A	4.16	26.667		
14	690	110	55	661.4	1.60	1.56	N/A	4.16	26.667		
15	730	110	55	661.4	1.60	1.56	N/A	4.16	26.667		
16	730	55	55	0.0	1.69	1.56	N/A	8.28	26.667		
17	1130	57	57	0.0	1.68	1.55	N/A	7.99	26.667		
18	1130	115	57	707.0	1.59	1.55	N/A	3.95	26.667		
19	1140	115	57	707.0	1.59	1.55	N/A	3.95	26.667		
20	1170	116	57	707.0	1.59	1.55	N/A	3.94	26.667		
21	1200	116	57	707.0	1.59	1.55	N/A	3.94	26.667		
22	1209	116	57	707.0	1.59	1.55	N/A	3.94	26.667		
23	1230	116	57	707.0	1.59	1.55	N/A	3.93	26.667		
24	1260	116	58	707.0	1.59	1.55	N/A	3.92	26.667		
25	1300	117	58	707.0	1.59	1.55	N/A	3.91	26.667		
26	1320	117	58	707.0	1.59	1.55	N/A	3.90	26.667		
27	1359	117	59	707.0	1.59	1.55	N/A	3.89	26.667		
28											

TRIAxIAL RESULTS (9 5/8" Production Casing) - Green Cement Pressure Test

	Depth (MD) (m)	Axial Force (tonne)		Bending Stress at OD (bar)	Absolute Safety Factor				Temperatur e (°C)	Addtl Pickup To Prevent Buck. (tonne)	Buckled Length (m)
		Apparent (w/Bending)	Actual (w/o Bending)		Triaxial	Burst	Collapse	Axial			
1	8	178	178	0.0	1.50	1.38	N/A	2.56	11.643	N/A	N/A
2	10	178	178	0.0	1.50	1.38	N/A	2.57	11.661		
3	28	176	176	0.0	1.51	1.38	N/A	2.58	11.820		
4	60	174	174	0.0	1.51	1.38	N/A	2.61	12.101		
5	308	158	158	0.0	1.54	1.40	N/A	2.88	14.285		
6	340	156	156	0.0	1.55	1.41	N/A	2.92	14.566		
7	340	211	156	661.4	1.48	1.41	N/A	2.16	14.566		
8	450	204	149	661.4	1.50	1.42	N/A	2.24	15.529		
9	510	200	145	661.4	1.51	1.42	N/A	2.28	16.041		
10	570	196	142	661.4	1.52	1.42	N/A	2.32	16.537		
11	600	195	140	661.4	1.52	1.43	N/A	2.34	16.778		
12	630	193	138	661.4	1.53	1.43	N/A	2.36	17.012		
13	660	191	137	661.4	1.53	1.43	N/A	2.38	17.239		
14	690	190	135	661.4	1.53	1.43	N/A	2.40	17.460		
15	730	188	133	661.4	1.54	1.44	N/A	2.43	17.741		
16	730	133	133	0.0	1.59	1.44	N/A	3.43	17.741		
17	1130	113	113	0.0	1.62	1.46	N/A	4.04	20.478		
18	1130	171	113	707.0	1.58	1.46	N/A	2.66	20.478		
19	1140	171	112	707.0	1.58	1.46	N/A	2.67	20.546		
20	1170	169	111	707.0	1.59	1.47	N/A	2.69	20.759		
21	1200	168	109	707.0	1.59	1.47	N/A	2.72	20.978		
22	1209	167	109	707.0	1.59	1.47	N/A	2.73	21.046		
23	1230	166	107	707.0	1.60	1.47	N/A	2.75	21.205		
24	1260	164	106	707.0	1.61	1.48	N/A	2.78	21.439		
25	1300	162	103	707.0	1.62	1.50	N/A	2.82	21.760		
26	1320	161	102	707.0	1.63	1.50	N/A	2.84	21.923		
27	1359	158	100	707.0	1.64	1.51	N/A	2.88	22.247		
28	1359	158	100	707.0	1.64	1.51	N/A	2.88	22.249		
29											

TRIAXIAL RESULTS (9 5/8" Production Casing) - Full/Partial Evacuation

	Depth (MD) (m)	Axial Force (tonne)		Bending Stress at OD (bar)	Absolute Safety Factor				Temperatur e (°C)	Addtl Pickup To Prevent Buck. (tonne)	Buckled Length (m)
		Apparent (w/Bending)	Actual (w/o Bending)		Triaxial	Burst	Collapse	Axial			
1	8	13	13	0.0	28.72	N/A	+ 100.00	33.80	18.315	N/A	N/A
2	10	13	13	0.0	28.73	N/A	+ 100.00	34.12	18.325		
3	10	13	13	0.0	28.81	N/A	+ 100.00	34.23	18.325		
4	28	12	12	0.0	30.19	N/A	88.53	39.14	18.418		
5	60	9	9	0.0	31.74	N/A	43.05	52.54	18.584		
6	261	0	0	0.0	16.31	N/A	10.22	+ 100.00	19.623		
7	261	-0	-0	0.0	16.31	N/A	10.22	(+ 100.00)	19.623		
8	308	-2	-2	0.0	14.29	N/A	8.66	(+ 100.00)	19.869		
9	340	-3	-3	0.0	13.17	N/A	7.85	(+ 100.00)	20.035		
10	340	-58	-3	661.4	6.16	N/A	7.85	(7.85)	20.035		
11	450	-63	-8	661.4	5.85	N/A	5.95	(7.26)	20.601		
12	510	-65	-11	661.4	5.66	N/A	5.27	(6.99)	20.903		
13	570	-67	-13	661.4	5.43	N/A	4.75	(6.75)	21.195		
14	600	-69	-14	661.4	5.31	N/A	4.53	(6.65)	21.336		
15	630	-69	-15	661.4	5.20	N/A	4.33	(6.56)	21.474		
16	660	-70	-16	661.4	5.10	N/A	4.16	(6.47)	21.608		
17	690	-71	-17	661.4	4.99	N/A	4.00	(6.40)	21.738		
18	730	-72	-18	661.4	4.86	N/A	3.82	(6.31)	21.903		
19	730	-18	-18	0.0	6.80	N/A	3.82	(25.93)	21.903		
20	1130	-27	-27	0.0	4.73	N/A	2.65	(17.13)	23.514		
21	1130	-85	-27	707.0	3.76	N/A	2.65	(5.36)	23.514		
22	1140	-85	-27	707.0	3.74	N/A	2.63	(5.35)	23.554		
23	1170	-86	-28	707.0	3.68	N/A	2.57	(5.30)	23.679		
24	1200	-87	-28	707.0	3.62	N/A	2.51	(5.25)	23.808		
25	1209	-87	-29	707.0	3.60	N/A	2.49	(5.23)	23.848		
26	1230	-87	-29	707.0	3.55	N/A	2.45	(5.21)	23.942		
27	1260	-88	-30	707.0	3.49	N/A	2.39	(5.17)	24.079		
28	1300	-89	-31	707.0	3.41	N/A	2.32	(5.12)	24.268		
29	1320	-89	-31	707.0	3.36	N/A	2.28	(5.10)	24.365		
30	1359	-90	-32	707.0	3.29	N/A	2.21	(5.04)	24.556		
31											
32		() Compression									

TRIAxIAL RESULTS (9 5/8" Production Casing) - Cementing

	Depth (MD) (m)	Axial Force (tonne)		Bending Stress at OD (bar)	Absolute Safety Factor				Temperatur e (°C)	Addtl Pickup To Prevent Buck. (tonne)	Buckled Length (m)
		Apparent (w/Bending)	Actual (w/o Bending)		Triaxial	Burst	Collapse	Axial			
1	8	53	53	0.0	7.61	N/A	+ 100.00	8.66	11.643	N/A	N/A
2	10	52	52	0.0	7.63	N/A	+ 100.00	8.68	11.661		
3	28	51	51	0.0	7.75	N/A	+ 100.00	8.88	11.820		
4	60	49	49	0.0	7.99	N/A	+ 100.00	9.25	12.101		
5	308	33	33	0.0	10.38	N/A	30.20	13.72	14.285		
6	340	31	31	0.0	10.78	N/A	27.33	14.64	14.566		
7	340	86	31	661.4	4.38	N/A	27.33	5.31	14.566		
8	450	79	24	661.4	4.64	N/A	20.65	5.79	15.529		
9	450	79	24	661.4	4.64	N/A	20.64	5.79	15.529		
10	510	75	20	661.4	4.79	N/A	18.28	6.08	16.041		
11	510	75	20	661.4	4.79	N/A	18.27	6.08	16.041		
12	570	71	17	661.4	4.94	N/A	16.45	6.39	16.537		
13	600	70	15	661.4	5.02	N/A	15.69	6.56	16.778		
14	630	68	13	661.4	5.10	N/A	15.02	6.72	17.012		
15	660	66	11	661.4	5.18	N/A	14.42	6.89	17.239		
16	690	65	10	661.4	5.26	N/A	13.88	7.06	17.460		
17	730	62	8	661.4	5.36	N/A	13.25	7.30	17.741		
18	730	8	8	0.0	18.10	N/A	13.25	58.49	17.741		
19	885	0	0	0.0	21.86	N/A	11.33	+ 100.00	18.800		
20	885	-0	-0	0.0	21.86	N/A	11.32	(+ 100.00)	18.801		
21	1130	-12	-12	0.0	25.94	N/A	9.18	(36.96)	20.478		
22	1130	-71	-12	707.0	6.75	N/A	9.18	(6.44)	20.478		
23	1140	-71	-13	707.0	6.71	N/A	9.11	(6.40)	20.546		
24	1170	-73	-14	707.0	6.58	N/A	8.90	(6.26)	20.759		
25	1200	-74	-16	707.0	6.45	N/A	8.69	(6.12)	20.978		
26	1209	-75	-17	707.0	6.41	N/A	8.63	(6.08)	21.046		
27	1230	-76	-18	707.0	6.34	N/A	8.25	(5.99)	21.205		
28	1260	-78	-19	707.0	6.24	N/A	7.75	(5.86)	21.439		
29	1300	-80	-22	707.0	6.10	N/A	7.15	(5.68)	21.760		
30	1320	-81	-23	707.0	6.03	N/A	6.88	(5.60)	21.923		
31	1359	-84	-25	707.0	5.90	N/A	6.40	(5.44)	22.249		
32											
33		() Compression									

TRIAxIAL RESULTS (9 5/8" Production Casing) - Above/Below Packer

	Depth (MD) (m)	Axial Force (tonne)		Bending Stress at OD (bar)	Absolute Safety Factor				Temperatur e (°C)	Addtl Pickup To Prevent Buck. (tonne)	Buckled Length (m)
		Apparent (w/Bending)	Actual (w/o Bending)		Triaxial	Burst	Collapse	Axial			
1	8	-18	-18	0.0	22.09	N/A	+ 100.00	(24.98)	33.384	N/A	N/A
2	10	-18	-18	0.0	21.96	N/A	+ 100.00	(24.80)	33.384		
3	28	-19	-19	0.0	20.85	+ 100.00	N/A	(23.54)	33.384		
4	60	-21	-21	0.0	19.12	+ 100.00	N/A	(21.58)	33.384		
5	308	-22	-22	0.0	17.87	93.40	N/A	(20.33)	33.384		
6	340	-23	-23	0.0	17.70	84.24	N/A	(20.17)	33.384		
7	340	-77	-23	661.4	5.69	84.24	N/A	(5.90)	33.384		
8	450	-78	-23	661.4	5.65	63.10	N/A	(5.86)	33.384		
9	510	-78	-23	661.4	5.63	55.66	N/A	(5.84)	33.384		
10	570	-78	-23	661.4	5.62	49.96	N/A	(5.83)	33.384		
11	600	-78	-23	661.4	5.62	47.60	N/A	(5.83)	33.384		
12	630	-78	-23	661.4	5.62	45.50	N/A	(5.84)	33.384		
13	660	-78	-23	661.4	5.63	43.63	N/A	(5.84)	33.384		
14	690	-78	-23	661.4	5.64	41.97	N/A	(5.85)	33.384		
15	730	-78	-23	661.4	5.65	40.02	N/A	(5.87)	33.384		
16	730	-23	-23	0.0	16.57	40.02	N/A	(19.79)	33.384		
17	1130	-20	-20	0.0	17.09	27.55	N/A	(22.51)	33.384		
18	1130	-79	-20	707.0	5.59	27.55	N/A	(5.79)	33.384		
19	1140	-79	-20	707.0	5.60	27.33	N/A	(5.80)	33.384		
20	1170	-78	-20	707.0	5.61	26.69	N/A	(5.81)	33.384		
21	1200	-78	-20	707.0	5.61	26.06	N/A	(5.82)	33.384		
22	1209	-78	-20	707.0	5.61	25.87	N/A	(5.82)	33.384		
23	1230	-78	-20	707.0	5.64	25.44	N/A	(5.84)	33.384		
24	1260	-78	-19	707.0	5.67	24.83	N/A	(5.87)	33.384		
25	1300	-77	-19	707.0	5.70	24.04	N/A	(5.91)	33.384		
26	1300	-108	-50	707.0	3.74	N/A	2.31	(4.21)	33.384		
27	1320	-109	-50	707.0	3.68	N/A	2.28	(4.20)	33.384		
28	1359	-109	-51	707.0	3.58	N/A	2.21	(4.17)	33.384		
29											
30		() Compression									

TRIAxIAL RESULTS (9 5/8" Production Casing) - Running in Hole

	Depth (MD) (m)	Axial Force (tonne)		Bending Stress at OD (bar)	Absolute Safety Factor				Temperatur e (°C)	Addtl Pickup To Prevent Buck. (tonne)	Buckled Length (m)
		Apparent (w/Bending)	Actual (w/o Bending)		Triaxial	Burst	Collapse	Axial			
1	8	113	113	0.0	3.56	N/A	+ 100.00	4.05	11.643	N/A	N/A
2	10	112	112	0.0	3.57	N/A	+ 100.00	4.05	11.661		
3	28	111	111	0.0	3.59	N/A	+ 100.00	4.09	11.820		
4	60	110	110	0.0	3.63	N/A	+ 100.00	4.15	12.101		
5	308	99	99	0.0	3.96	N/A	75.24	4.63	14.285		
6	340	97	97	0.0	4.01	N/A	68.22	4.69	14.566		
7	340	146	97	661.4	2.70	N/A	68.49	3.13	14.566		
8	450	140	92	661.4	2.79	N/A	52.01	3.26	15.529		
9	510	137	90	661.4	2.83	N/A	46.12	3.32	16.041		
10	570	134	87	661.4	2.88	N/A	41.58	3.39	16.537		
11	600	133	86	661.4	2.90	N/A	39.69	3.42	16.778		
12	630	132	85	661.4	2.92	N/A	38.01	3.45	17.012		
13	660	131	84	661.4	2.94	N/A	36.51	3.49	17.239		
14	690	129	82	661.4	2.97	N/A	35.17	3.52	17.460		
15	730	128	80	661.4	3.00	N/A	33.59	3.57	17.741		
16	730	128	80	0.0	3.00	N/A	32.38	3.57	17.741		
17	1130	110	59	0.0	3.38	N/A	22.73	4.15	20.478		
18	1130	110	59	707.0	3.38	N/A	23.53	4.15	20.478		
19	1140	109	58	707.0	3.39	N/A	23.35	4.16	20.546		
20	1170	108	57	707.0	3.43	N/A	22.83	4.22	20.759		
21	1200	106	55	707.0	3.47	N/A	22.31	4.29	20.978		
22	1209	106	55	707.0	3.48	N/A	22.16	4.31	21.046		
23	1230	105	54	707.0	3.51	N/A	21.80	4.35	21.205		
24	1260	103	52	707.0	3.55	N/A	21.30	4.42	21.439		
25	1300	101	50	707.0	3.61	N/A	20.65	4.51	21.760		
26	1320	100	49	707.0	3.64	N/A	20.34	4.56	21.923		
27	1359	98	46	707.0	3.70	N/A	19.74	4.66	22.247		
28	1359	98	46	707.0	3.71	N/A	19.73	4.66	22.249		
29											
30		() Compression									

TRIAxIAL RESULTS (9 5/8" Production Casing) - Overpull Force

	Depth (MD) (m)	Axial Force (tonne)		Bending Stress at OD (bar)	Absolute Safety Factor				Temperatur e (°C)	Addtl Pickup To Prevent Buck. (tonne)	Buckled Length (m)
		Apparent (w/Bending)	Actual (w/o Bending)		Triaxial	Burst	Collapse	Axial			
1	8	111	111	0.0	3.61	N/A	+ 100.00	4.10	11.643	N/A	N/A
2	10	111	111	0.0	3.61	N/A	+ 100.00	4.11	11.661		
3	28	110	110	0.0	3.64	N/A	+ 100.00	4.14	11.820		
4	60	108	108	0.0	3.68	N/A	+ 100.00	4.20	12.101		
5	308	97	97	0.0	4.02	N/A	75.31	4.69	14.285		
6	340	96	96	0.0	4.06	N/A	68.28	4.76	14.566		
7	340	144	96	661.4	2.73	N/A	68.55	3.16	14.566		
8	450	139	91	661.4	2.82	N/A	52.05	3.29	15.529		
9	510	136	88	661.4	2.86	N/A	46.16	3.36	16.041		
10	570	133	86	661.4	2.91	N/A	41.61	3.42	16.537		
11	600	132	85	661.4	2.93	N/A	39.72	3.46	16.778		
12	630	131	83	661.4	2.95	N/A	38.04	3.49	17.012		
13	660	129	82	661.4	2.97	N/A	36.54	3.53	17.239		
14	660	129	82	661.4	2.97	N/A	36.53	3.53	17.239		
15	690	128	81	661.4	3.00	N/A	35.19	3.56	17.460		
16	730	126	79	661.4	3.03	N/A	33.62	3.61	17.741		
17	730	126	79	0.0	3.03	N/A	32.42	3.61	17.741		
18	1130	109	58	0.0	3.42	N/A	22.76	4.20	20.478		
19	1130	109	58	707.0	3.42	N/A	23.54	4.20	20.478		
20	1140	108	57	707.0	3.43	N/A	23.37	4.22	20.546		
21	1170	106	55	707.0	3.47	N/A	22.85	4.28	20.759		
22	1200	105	54	707.0	3.51	N/A	22.33	4.34	20.978		
23	1209	104	53	707.0	3.53	N/A	22.17	4.36	21.046		
24	1230	103	52	707.0	3.56	N/A	21.82	4.41	21.205		
25	1260	102	50	707.0	3.60	N/A	21.32	4.48	21.439		
26	1300	100	48	707.0	3.66	N/A	20.67	4.58	21.760		
27	1320	98	47	707.0	3.69	N/A	20.35	4.63	21.923		
28	1359	96	45	707.0	3.75	N/A	19.75	4.73	22.247		
29	1359	96	45	707.0	3.75	N/A	19.75	4.73	22.249		
30											
31		() Compression									

TRIAXIAL RESULTS (9 5/8" Production Casing) - Pre-Cement Static Load

	Depth (MD) (m)	Axial Force (tonne)		Bending Stress at OD (bar)	Absolute Safety Factor				Temperatur e (°C)	Addtl Pickup To Prevent Buck. (tonne)	Buckled Length (m)
		Apparent (w/Bending)	Actual (w/o Bending)		Triaxial	Burst	Collapse	Axial			
1	8	66	66	0.0	6.07	N/A	+ 100.00	6.91	11.643	N/A	N/A
2	10	66	66	0.0	6.08	N/A	+ 100.00	6.92	11.661		
3	28	65	65	0.0	6.18	N/A	+ 100.00	7.04	11.820		
4	60	63	63	0.0	6.35	N/A	+ 100.00	7.28	12.101		
5	308	47	47	0.0	8.14	N/A	77.44	9.79	14.285		
6	340	45	45	0.0	8.45	N/A	70.22	10.24	14.566		
7	340	99	45	661.4	3.93	N/A	70.22	4.60	14.566		
8	450	92	37	661.4	4.18	N/A	53.30	4.95	15.529		
9	510	88	34	661.4	4.33	N/A	47.26	5.16	16.041		
10	570	85	30	661.4	4.48	N/A	42.61	5.38	16.537		
11	570	85	30	661.4	4.48	N/A	42.60	5.38	16.537		
12	600	83	28	661.4	4.56	N/A	40.67	5.50	16.778		
13	630	81	27	661.4	4.63	N/A	38.94	5.61	17.012		
14	660	79	25	661.4	4.71	N/A	37.40	5.73	17.239		
15	690	78	23	661.4	4.79	N/A	36.03	5.85	17.460		
16	730	76	21	661.4	4.90	N/A	34.41	6.01	17.741		
17	730	21	21	0.0	14.72	N/A	34.41	21.54	17.741		
18	1130	1	1	0.0	40.78	N/A	24.01	+ 100.00	20.478		
19	1130	59	1	707.0	5.88	N/A	24.01	7.67	20.478		
20	1140	59	1	707.0	5.92	N/A	23.83	7.73	20.546		
21	1150	58	0	707.0	5.96	N/A	23.64	7.80	20.618		
22	1150	-58	-0	707.0	7.49	N/A	23.64	(7.80)	20.619		
23	1170	-59	-1	707.0	7.37	N/A	23.28	(7.67)	20.759		
24	1200	-61	-3	707.0	7.18	N/A	22.74	(7.46)	20.978		
25	1209	-62	-3	707.0	7.13	N/A	22.57	(7.40)	21.046		
26	1230	-63	-4	707.0	7.00	N/A	22.20	(7.27)	21.205		
27	1260	-64	-6	707.0	6.83	N/A	21.67	(7.07)	21.439		
28	1300	-67	-8	707.0	6.60	N/A	20.99	(6.82)	21.760		
29	1320	-68	-10	707.0	6.49	N/A	20.66	(6.70)	21.923		
30	1359	-70	-12	707.0	6.28	N/A	20.03	(6.47)	22.249		
31											
32		() Compression									

TRIAxIAL RESULTS (9 5/8" Production Casing) - Post-Cement Static Load

	Depth (MD) (m)	Axial Force (tonne)		Bending Stress at OD (bar)	Absolute Safety Factor				Temperature (°C)	Addtl Pickup To Prevent Buck. (tonne)	Buckled Length (m)
		Apparent (w/Bending)	Actual (w/o Bending)		Triaxial	Burst	Collapse	Axial			
1	8	53	53	0.0	7.61	N/A	+ 100.00	8.66	26.667	N/A	N/A
2	10	52	52	0.0	7.63	N/A	+ 100.00	8.68	26.667		
3	28	51	51	0.0	7.75	N/A	+ 100.00	8.88	26.667		
4	60	49	49	0.0	7.99	N/A	+ 100.00	9.25	4.445		
5	308	33	33	0.0	10.38	N/A	30.20	13.72	10.104		
6	340	31	31	0.0	10.78	N/A	27.33	14.64	10.834		
7	340	86	31	661.4	4.38	N/A	27.33	5.31	10.834		
8	450	79	24	661.4	4.64	N/A	20.65	5.79	13.329		
9	450	79	24	661.4	4.64	N/A	20.64	5.79	13.329		
10	510	75	20	661.4	4.79	N/A	18.28	6.08	14.656		
11	510	75	20	661.4	4.79	N/A	18.27	6.08	14.657		
12	570	71	17	661.4	4.94	N/A	16.45	6.39	15.942		
13	570	71	17	661.4	4.94	N/A	16.45	6.39	15.943		
14	600	70	15	661.4	5.02	N/A	15.69	6.56	16.565		
15	630	68	13	661.4	5.10	N/A	15.02	6.72	17.172		
16	630	68	13	661.4	5.10	N/A	15.02	6.72	17.173		
17	660	66	11	661.4	5.18	N/A	14.42	6.89	17.762		
18	690	65	10	661.4	5.26	N/A	13.88	7.06	18.333		
19	730	62	8	661.4	5.36	N/A	13.25	7.30	19.062		
20	730	8	8	0.0	18.10	N/A	13.25	58.49	19.062		
21	885	0	0	0.0	21.86	N/A	11.33	+ 100.00	21.808		
22	885	-0	-0	0.0	21.86	N/A	11.32	(+ 100.00)	21.811		
23	1130	-12	-12	0.0	25.94	N/A	9.18	(36.96)	26.155		
24	1130	-71	-12	707.0	6.75	N/A	9.18	(6.44)	26.156		
25	1140	-71	-13	707.0	6.71	N/A	9.11	(6.40)	26.334		
26	1170	-73	-14	707.0	6.58	N/A	8.90	(6.26)	26.884		
27	1200	-74	-16	707.0	6.45	N/A	8.69	(6.12)	27.454		
28	1209	-75	-17	707.0	6.41	N/A	8.63	(6.08)	27.628		
29	1230	-76	-18	707.0	6.34	N/A	8.25	(5.99)	28.042		
30	1260	-78	-19	707.0	6.24	N/A	7.75	(5.86)	28.647		
31	1260	-78	-19	707.0	6.24	N/A	7.75	(5.86)	28.648		
32	1300	-80	-22	707.0	6.10	N/A	7.15	(5.68)	29.479		
33	1320	-81	-23	707.0	6.03	N/A	6.88	(5.60)	29.903		
34	1359	-84	-25	707.0	5.90	N/A	6.40	(5.44)	30.747		
35											
36		() Compression									

TRIAxIAL RESULTS (9 5/8" Production Casing) - Green Cement Pressure Test

	Depth (MD) (m)	Axial Force (tonne)		Bending Stress at OD (bar)	Absolute Safety Factor				Temperature (°C)	Add'l Pickup To Prevent Buck. (tonne)	Buckled Length (m)
		Apparent (w/Bending)	Actual (w/o Bending)		Triaxial	Burst	Collapse	Axial			
1	8	178	178	0.0	1.50	1.38	N/A	2.56	11.643	N/A	N/A
2	10	178	178	0.0	1.50	1.38	N/A	2.57	11.661		
3	28	176	176	0.0	1.51	1.38	N/A	2.58	11.820		
4	60	174	174	0.0	1.51	1.38	N/A	2.61	12.101		
5	308	158	158	0.0	1.54	1.40	N/A	2.88	14.285		
6	340	156	156	0.0	1.55	1.41	N/A	2.92	14.566		
7	340	211	156	661.4	1.48	1.41	N/A	2.16	14.566		
8	450	204	149	661.4	1.50	1.42	N/A	2.24	15.529		
9	510	200	145	661.4	1.51	1.42	N/A	2.28	16.041		
10	570	196	142	661.4	1.52	1.42	N/A	2.32	16.537		
11	600	195	140	661.4	1.52	1.43	N/A	2.34	16.778		
12	630	193	138	661.4	1.53	1.43	N/A	2.36	17.012		
13	660	191	137	661.4	1.53	1.43	N/A	2.38	17.239		
14	690	190	135	661.4	1.53	1.43	N/A	2.40	17.460		
15	730	188	133	661.4	1.54	1.44	N/A	2.43	17.741		
16	730	133	133	0.0	1.59	1.44	N/A	3.43	17.741		
17	1130	113	113	0.0	1.62	1.46	N/A	4.04	20.478		
18	1130	171	113	707.0	1.58	1.46	N/A	2.66	20.478		
19	1140	171	112	707.0	1.58	1.46	N/A	2.67	20.546		
20	1170	169	111	707.0	1.59	1.47	N/A	2.69	20.759		
21	1200	168	109	707.0	1.59	1.47	N/A	2.72	20.978		
22	1209	167	109	707.0	1.59	1.47	N/A	2.73	21.046		
23	1230	166	107	707.0	1.60	1.47	N/A	2.75	21.205		
24	1260	164	106	707.0	1.61	1.48	N/A	2.78	21.439		
25	1300	162	103	707.0	1.62	1.50	N/A	2.82	21.760		
26	1320	161	102	707.0	1.63	1.50	N/A	2.84	21.923		
27	1359	158	100	707.0	1.64	1.51	N/A	2.88	22.247		
28	1359	158	100	707.0	1.64	1.51	N/A	2.88	22.249		
29											

DESIGN PARAMETERS DATA (7" Production Liner)

Design Factor (Pipe) - Axial Tension:	1.300
Design Factor (Pipe) - Axial Compression:	1.300
Design Factor (Coupling) - Axial Tension:	1.300
Design Factor (Coupling) - Axial Compression:	1.000
Design Factor (Pipe) - Burst:	1.100
Design Factor (Coupling) - Burst:	1.100
Design Factor (Pipe) - Collapse:	1.000
Design Factor (Pipe) - Triaxial:	1.250
Minimum Internal Drift Diameter:	5.125 in
Single External Pressure Profile:	Yes
Temperature Deration:	No
Limit to Fracture at Shoe:	Yes
Buckling:	No
Use Burst Wall Thickness in Triaxial:	Yes

INITIAL CONDITIONS (7" Production Liner)

Mix-Water Density:	0.998 sg
Lead Slurry Density:	1.900 sg
Displacement Fluid Density:	1.260 sg
Slackoff Force:	0.0000 tonne
Temperatures:	User-entered
Vertical Depth (m)	Temperature (°C)
60.00 m	0.000 °C
1723.30 m	42.400 °C

BURST LOADS DATA (7" Production Liner)

Drilling Load:

Influx Depth, MD:
 Pore Pressure:
 Gas Gradient:
 Fracture Gradient (MD= 1873.00 m):
 Fracture Margin of Error:
 Gas/Mud Interface, MD:
 Mud Weight:
 Assigned External Pressure:

Displacement to Gas

1876.00 m
 193.0635 bar
 0.2306 sg
 307.7018 bar
 0.000 sg
 0.00 m
 1.260 sg

Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)

Drilling Load:

Test Pressure:
 Mud Weight:
 Assigned External Pressure:

Pressure Test

311.0000 bar
 1.260 sg

Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)

Production Load:

Packer Fluid Density:
 Packer Depth, MD:
 Perforation Depth, MD:
 Gas/Oil Gradient:
 Reservoir Pressure:
 Assigned External Pressure:

Tubing Leak

1.160 sg
 1300.00 m
 1477.00 m
 0.2306 sg
 146.1410 bar

Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)

Production Load:

Injection Pressure:
 Injection Density:
 Assigned External Pressure:

Injection Down Casing

276.0000 bar
 1.050 sg

Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)

Drilling Load:

Test Pressure:
 Mud Weight at Shoe:
 TOC, MD:
 Lead Slurry Density:
 Displacement Fluid Density:
 Float Collar Depth, MD:

Green Cement Pressure Test

311.0000 bar
 1.260 sg
 1209.00 m
 1.900 sg
 1.260 sg
 1873.00 m

External Pressure:

TOC, MD:
 Prior Shoe, MD:
 Mud Weight Above TOC:
 Fluid Gradient Below TOC:
 Pore Pressure In Open Hole:

Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)

1209.00 m
 1359.00 m
 1.260 sg
 0.998 sg
 No

COLLAPSE LOADS DATA (7" Production Liner)

Drilling Load:

Mud Weight at Shoe:
 TOC, MD:
 Lead Slurry Density:
 Displacement Fluid Density:
 Float Collar Depth, MD:
 Assigned External Pressure:

Cementing

1.260 sg
 1209.00 m
 1.900 sg
 1.260 sg
 1873.00 m

Mud & Cement Mix-Water

Production Load:

Packer Depth, MD:
 Perforation Depth, MD:
 Pore Pressure at Perforation Depth:
 Density Above Packer:
 Density Below Packer:
 Fluid Drop Above Packer:
 Assigned External Pressure:

Above/Below Packer

1300.00 m
 1477.00 m
 146.1410 bar
 1.160 sg
 0.000 sg
 No

Mud & Cement Mix-Water

External Pressure:

TOC, MD:
 Mud Weight:
 Cement Mix-Water Density:

Mud & Cement Mix-Water

1209.00 m
 1.260 sg
 0.998 sg

AXIAL LOADS DATA (7" Production Liner)

Invalid Axial Load Data

BURST PRESSURE PROFILES (7" Production Liner)

	Depth (MD) (m)	Displacement To Gas (bar)	Pressure Test (bar)	Tubing Leak (bar)	Casing Injection (bar)	Green Cement Pres.Test (Int) (bar)	Green Cement Pres. Test (Ext) (bar)	Fluid Gradients w/ Pore Press (bar)
1	1209.00	178.4239	443.9512	237.7740	386.7927	443.9512	132.9512	132.9512
2	1230.00	178.8339	446.1914	239.8363	388.6595	446.1914	136.3292	134.7258
3	1230.00	178.8340	446.1921	239.8370	388.6601	446.1921	136.3303	134.7264
4	1260.00	179.4339	449.4699	242.8546	391.3915	449.4699	141.2730	137.3230
5	1260.00	179.4341	449.4705	242.8552	391.3921	449.4705	141.2740	137.3235
6	1300.00	180.2576	453.9700	246.9976	395.1417	453.9700	148.0589	140.8880
7	1300.00	180.2577	453.9707	142.2709	395.1422	453.9707	148.0599	140.8885
8	1320.00	180.6784	456.2695	142.6916	397.0579	456.2695	151.5263	142.7096
9	1320.00	180.6786	456.2702	142.6918	397.0585	456.2702	151.5274	142.7101
10	1359.00	181.5142	460.8356	143.5274	400.8630	460.8356	158.4118	146.3268
11	1359.00	181.5143	460.8363	143.5275	400.8636	460.8363	158.4128	146.3274
12	1380.00	181.9714	463.3336	143.9846	402.9447	463.3336	162.1786	148.3057
13	1380.00	181.9715	463.3343	143.9847	402.9453	463.3343	162.1797	148.3062
14	1470.00	183.9709	474.2586	145.9841	412.0488	474.2586	178.6528	156.9603
15	1470.00	183.9711	474.2594	145.9843	412.0495	474.2594	178.6540	156.9609
16	1477.00	184.1278	475.1155	146.1410	412.7629	475.1155	179.9450	157.6391
17	1860.00	192.7051	521.9795	189.2856	451.8163	521.9795	250.6129	194.7641
18	1860.00	192.7052	521.9802	189.2863	451.8169	521.9802	250.6140	194.7647
19	1873.00	192.9963	523.5706	190.7504	453.1421	523.5706	253.0121	196.0245

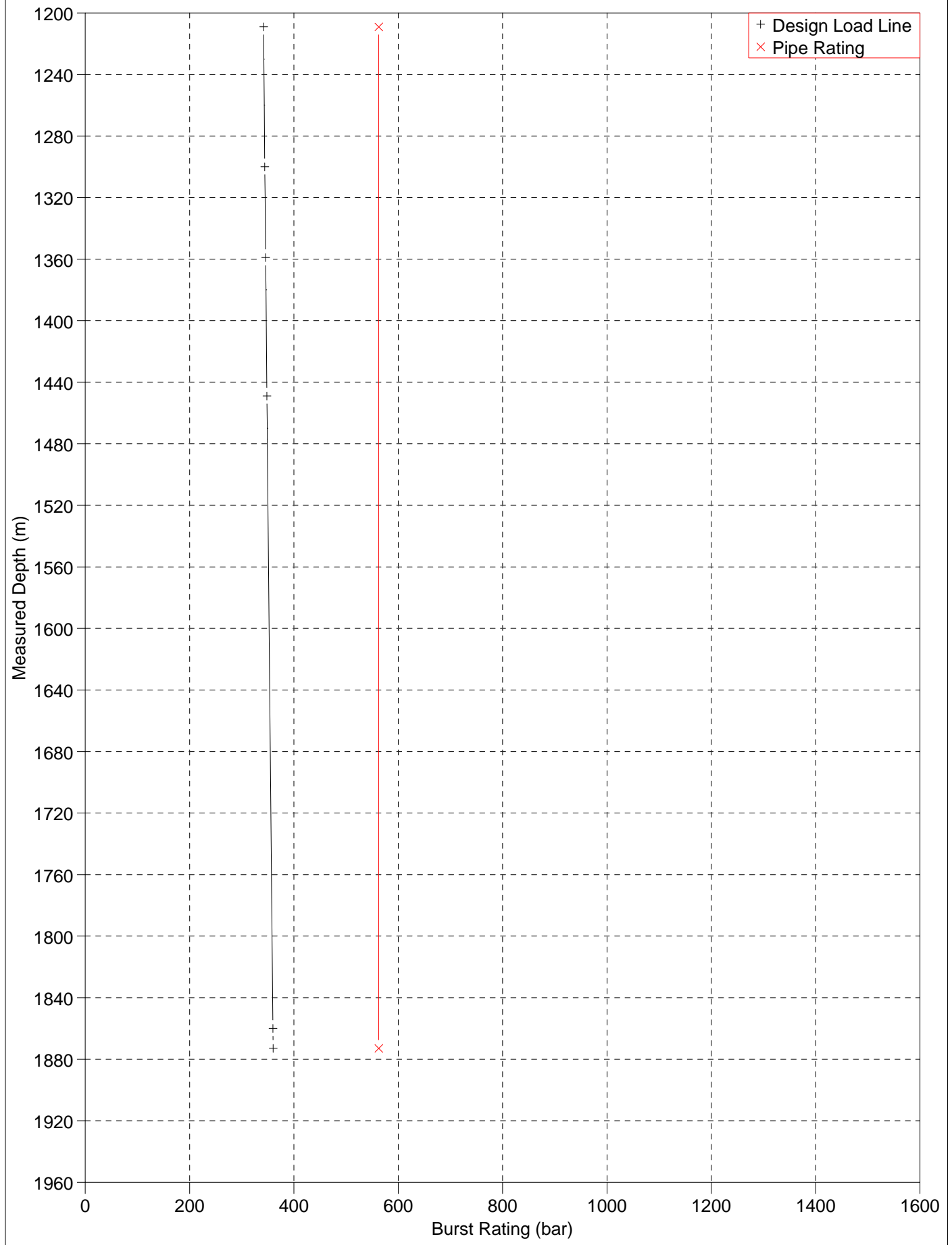
COLLAPSE PRESSURE PROFILES (7" Production Liner)

	Depth (MD) (m)	Cementing (Int) (bar)	Cementing (Ext) (bar)	Above/Below Packer (bar)	Mud Cement (bar)
1	1209.00	132.9512	132.9512	122.3996	132.9512
2	1230.00	135.1914	136.3292	124.4619	134.7258
3	1230.00	135.1921	136.3303	124.4625	134.7264
4	1260.00	138.4699	141.2730	127.4802	137.3230
5	1260.00	138.4705	141.2740	127.4808	137.3235
6	1300.00	142.9700	148.0589	131.6232	140.8880
7	1300.00	142.9707	148.0599	0.0000	140.8885
8	1320.00	145.2695	151.5263	0.0000	142.7096
9	1320.00	145.2702	151.5274	0.0000	142.7101
10	1359.00	149.8356	158.4118	0.0000	146.3268
11	1359.00	149.8363	158.4128	0.0000	146.3274
12	1380.00	152.3336	162.1786	0.0000	148.3057
13	1380.00	152.3343	162.1797	0.0000	148.3062
14	1470.00	163.2586	178.6528	0.0000	156.9603
15	1470.00	163.2594	178.6540	0.0000	156.9609
16	1477.00	164.1155	179.9450	0.0000	157.6391
17	1860.00	210.9795	250.6129	0.0000	194.7641
18	1860.00	210.9802	250.6140	0.0000	194.7647
19	1873.00	212.5706	253.0121	0.0000	196.0245

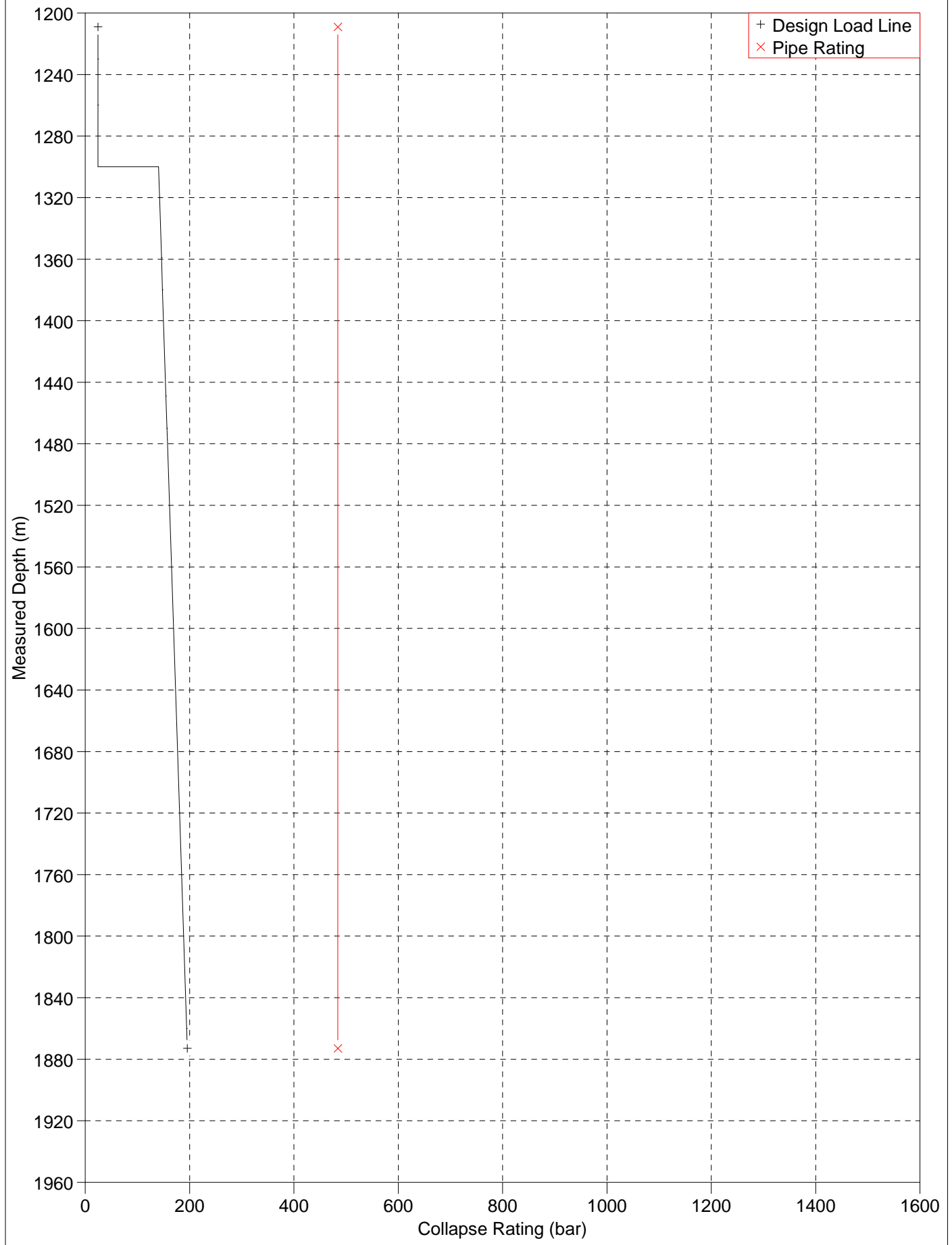
AXIAL LOADS TABLE (7" Production Liner)

	Depth (MD) (m)	Force (tonne)
1		
2		
Invalid Axial Load Data		

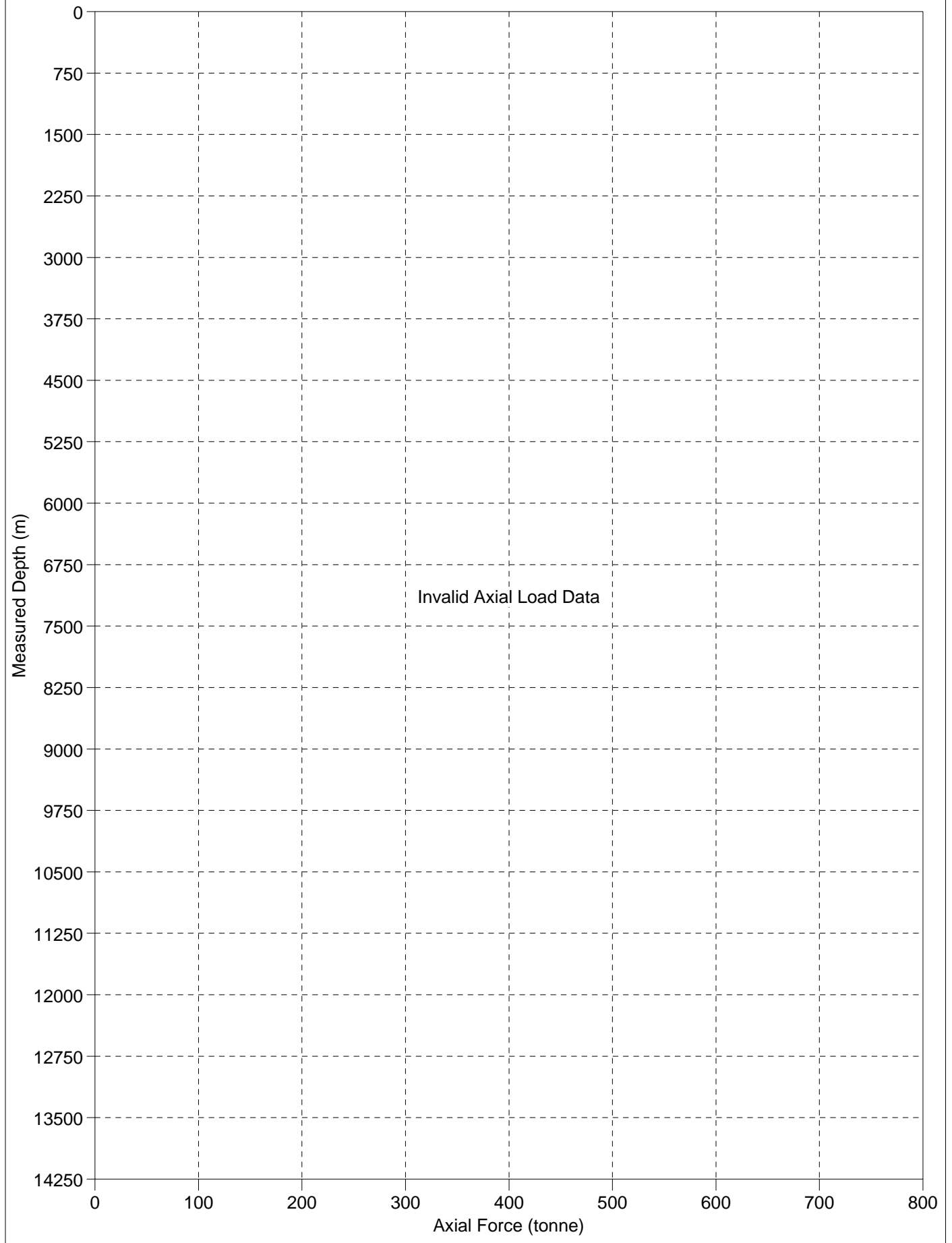
BURST DESIGN (7" Production Liner)



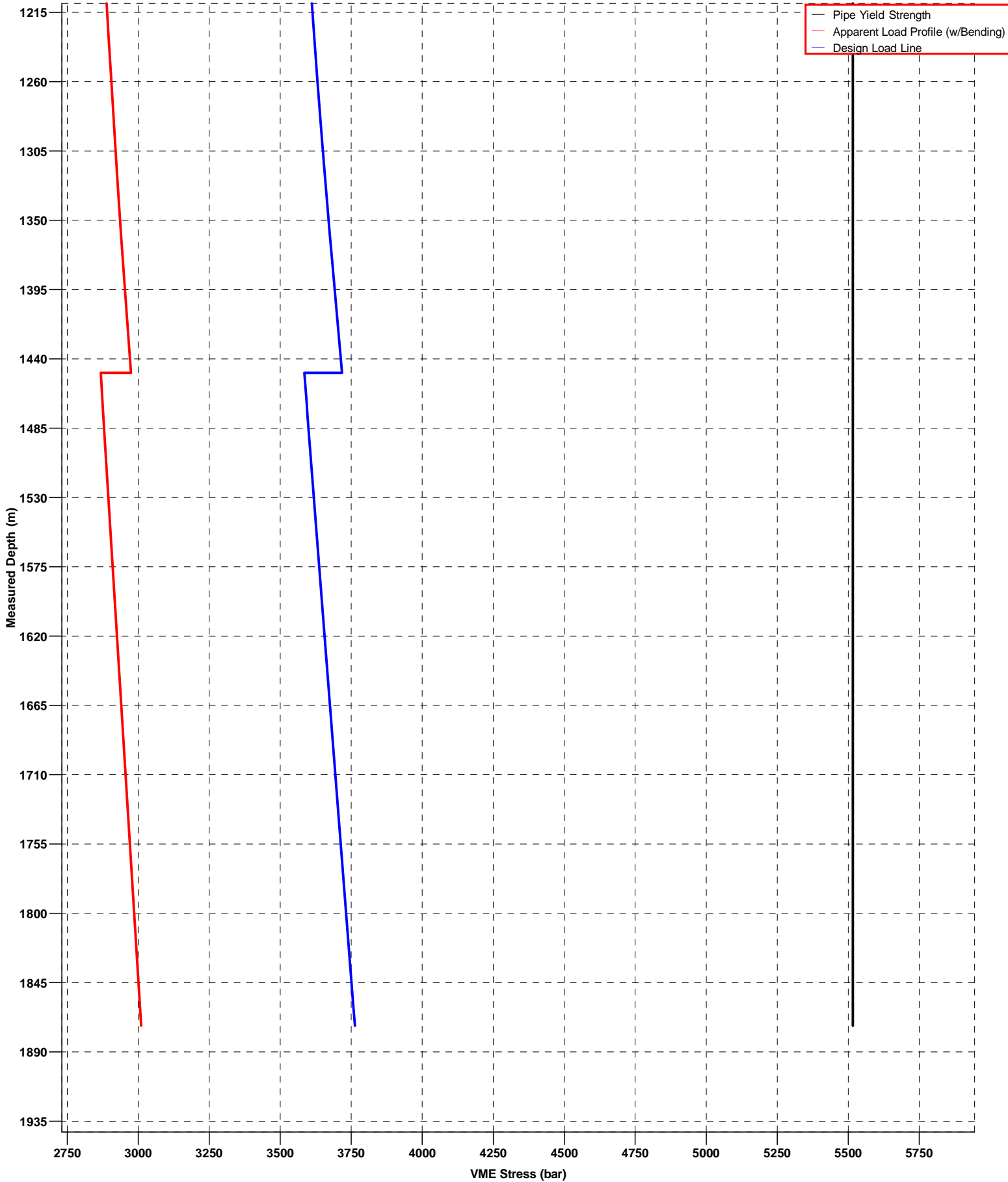
COLLAPSE DESIGN (7" Production Liner)



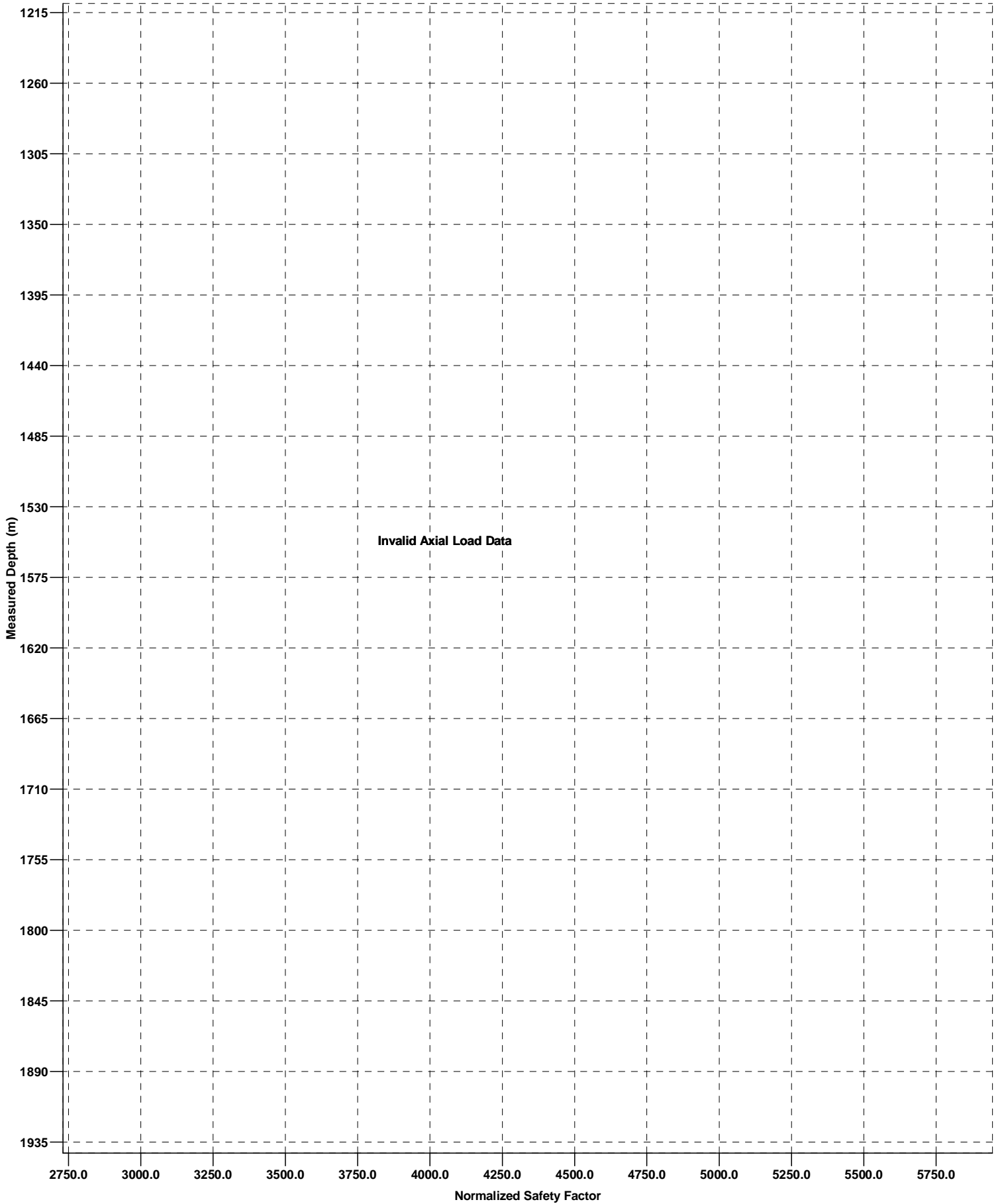
AXIAL DESIGN (7" Production Liner)



Triaxial Load Line (7" Production Liner)



Triaxial Safety Factors (7" Production Liner)



MINIMUM SAFETY FACTORS (7" Production Liner)

	Depth (MD) (m)	OD/Weight/Grade	Connection	Minimum Safety Factor (Abs)			
				Burst	Collapse	Axial	Triaxial
1	1209	7", 29.000 ppf, L-80	N/A	1.81 B5	19.52 C6	N/A	1.91 B5
2	1230			1.81 B5	19.55 C6	N/A	1.90 B5
3	1260			1.80 B5	19.61 C6	N/A	1.90 B5
4	1300			1.80 B5	19.68 C6	N/A	1.89 B5
5	1300			1.80 B5	3.44 C6	N/A	1.89 B5
6	1320			1.79 B5	3.39 C6	N/A	1.89 B5
7	1359			1.79 B5	3.31 C6	N/A	1.88 B5
8	1380			1.79 B5	3.27 C6	N/A	1.87 B5
9	1449			1.78 B5	3.13 C6	N/A	1.85 B5
10	1449			1.78 B5	3.13 C6	N/A	1.92 B5
11	1470			1.77 B5	3.09 C6	N/A	1.92 B5
12	1477			1.77 B5	3.07 C6	N/A	1.92 B5
13	1860			1.72 B5	2.49 C6	N/A	1.84 B5
14	1873			1.72 B5	2.47 C6	N/A	1.83 B5
15							
16	B5	Pressure Test					
17	C6	Above Below Packer					

MAXIMUM ALLOWABLE WEAR (7" Production Liner)

	Depth (MD) (m)	OD/Weight/Grade	Remaining Wall Thickness (in)		Max. Wear (% of Wall Thick.)		Max. Wear (in)	
			Burst	Collapse	Burst	Collapse	Burst	Collapse
1	1209.00	7", 29.000 ppf, L-80	0.248 B5	0.136 C6	39.2	66.6	0.160	0.272
2	1230.00		0.248 B5	0.136 C6	39.1	66.6	0.160	0.272
3	1260.00		0.249 B5	0.136 C6	39.0	66.7	0.159	0.272
4	1300.00		0.250 B5	0.136 C6	38.8	66.7	0.158	0.272
5	1300.00		0.250 B5	0.242 C6	38.8	40.8	0.158	0.166
6	1320.00		0.250 B5	0.243 C6	38.7	40.5	0.158	0.165
7	1359.00		0.251 B5	0.245 C6	38.5	39.9	0.157	0.163
8	1380.00		0.251 B5	0.246 C6	38.4	39.6	0.157	0.162
9	1449.00		0.253 B5	0.251 C6	38.1	38.6	0.155	0.157
10	1470.00		0.253 B5	0.252 C6	38.0	38.3	0.155	0.156
11	1477.00		0.253 B5	0.252 C6	37.9	38.2	0.155	0.156
12	1860.00		0.261 B5	0.276 C6	36.0	32.4	0.147	0.132
13	1873.00		0.261 B5	0.277 C6	36.0	32.2	0.147	0.131
14								
15	B5	Pressure Test						
16	C6	Above Below Packer						

MAXIMUM ALLOWABLE OVERPULL (7" Production Liner)

	Running Depth (MD) (m)	Max. Overpull (tonne)
1	0	236
2	60	234
3	78	233
4	156	230
5	234	227
6	305	225
7	312	225
8	340	224
9	340	211
10	390	210
11	450	207
12	468	207
13	510	205
14	546	204
15	570	203
16	600	202
17	610	202
18	624	202
19	630	201
20	660	200
21	664	200
22	690	* 200
23	702	* 199
24	730	* 198
25	780	* 197
26	858	* 195
27	914	* 193
28	937	* 193
29	1015	* 191
30	1093	* 192
31	1130	* 192
32	1140	* 193
33	1170	* 193
34	1171	* 193
35	1200	* 193
36	1209	* 193
37	1219	* 193
38	1230	* 194
39	1249	* 194
40	1260	* 194
41	1320	* 194
42	1327	* 194
43	1380	* 194
44	1405	* 205
45	1449	* 204
46	1470	* 203
47	1483	* 203
48	1524	* 201
49	1561	* 200
50	1639	* 197
51	1717	* 194
52	1795	* 191
53	1829	* 191
54	1860	* 191
55	1873	* 191
56		
57		
58		
59		

* Based on Casing Strength
Only. Running String not
Included

TRIAxIAL RESULTS (7" Production Liner) - Displacement to Gas

	Depth (MD) (m)	Axial Force (tonne)		Bending Stress at OD (bar)	Absolute Safety Factor				Temperatur e (°C)	Addt'l Pickup To Prevent Buck. (tonne)	Buckled Length (m)
		Apparent (w/Bending)	Actual (w/o Bending)		Triaxial	Burst	Collapse	Axial			
1	1209	44	15	514.2	6.58	12.37	N/A	6.97	23.848	N/A	N/A
2	1230	44	15	514.2	6.58	12.76	N/A	7.00	23.942		
3	1260	43	15	514.2	6.59	13.36	N/A	7.05	24.079		
4	1300	43	14	514.2	6.60	14.29	N/A	7.12	24.268		
5	1320	43	14	514.2	6.61	14.82	N/A	7.17	24.365		
6	1359	42	14	514.2	6.62	15.99	N/A	7.25	24.556		
7	1380	42	13	514.2	6.63	16.71	N/A	7.30	24.661		
8	1449	41	12	514.2	6.66	19.69	N/A	7.49	25.011		
9	1449	12	12	0.0	14.31	19.69	N/A	24.77	25.011		
10	1470	12	12	0.0	14.60	20.83	N/A	25.42	25.119		
11	1477	12	12	0.0	14.69	21.24	N/A	25.65	25.155		
12	1860	6	6	0.0	16.80	N/A	19.62	50.22	27.120		
13	1860	6	6	0.0	16.80	N/A	19.62	50.23	27.120		
14	1873	6	6	0.0	16.70	N/A	18.85	51.91	27.187		
15											

TRIAxIAL RESULTS (7" Production Liner) - Pressure Test

	Depth (MD) (m)	Axial Force (tonne)		Bending Stress at OD (bar)	Absolute Safety Factor				Temperatur e (°C)	Addt'l Pickup To Prevent Buck. (tonne)	Buckled Length (m)
		Apparent (w/Bending)	Actual (w/o Bending)		Triaxial	Burst	Collapse	Axial			
1	1209	70	41	514.2	1.91	1.81	N/A	4.38	27.628	N/A	N/A
2	1230	70	41	514.2	1.90	1.81	N/A	4.40	28.042		
3	1260	69	40	514.2	1.90	1.80	N/A	4.44	28.647		
4	1260	69	40	514.2	1.90	1.80	N/A	4.44	28.648		
5	1300	68	39	514.2	1.89	1.80	N/A	4.51	29.479		
6	1320	68	39	514.2	1.89	1.79	N/A	4.54	29.903		
7	1359	67	38	514.2	1.88	1.79	N/A	4.61	30.746		
8	1359	67	38	514.2	1.88	1.79	N/A	4.61	30.747		
9	1380	66	37	514.2	1.87	1.79	N/A	4.65	31.208		
10	1449	64	35	514.2	1.85	1.78	N/A	4.79	32.751		
11	1449	35	35	0.0	1.92	1.78	N/A	8.64	32.751		
12	1470	35	35	0.0	1.92	1.77	N/A	8.79	33.225		
13	1470	35	35	0.0	1.92	1.77	N/A	8.79	33.226		
14	1477	35	35	0.0	1.92	1.77	N/A	8.84	33.384		
15	1860	24	24	0.0	1.84	1.72	N/A	12.86	42.038		
16	1860	24	24	0.0	1.84	1.72	N/A	12.86	42.039		
17	1873	23	23	0.0	1.83	1.72	N/A	13.06	42.332		
18											

TRIAxIAL RESULTS (7" Production Liner) - Tubing Leak

	Depth (MD) (m)	Axial Force (tonne)		Bending Stress at OD (bar)	Absolute Safety Factor				Temperatur e (°C)	Addt'l Pickup To Prevent Buck. (tonne)	Buckled Length (m)
		Apparent (w/Bending)	Actual (w/o Bending)		Triaxial	Burst	Collapse	Axial			
1	1209	37	9	514.2	4.99	5.37	N/A	8.20	33.384	N/A	N/A
2	1230	38	9	514.2	4.99	5.35	N/A	8.17	33.384		
3	1260	38	9	514.2	4.98	5.33	N/A	8.13	33.384		
4	1300	38	9	514.2	4.98	5.30	N/A	8.08	33.384		
5	1300	-32	-3	514.2	9.40	+ 100.00	N/A	(9.69)	33.384		
6	1320	-32	-3	514.2	9.32	N/A	29.09	(9.65)	33.384		
7	1359	-32	-3	514.2	9.15	N/A	24.80	(9.58)	33.384		
8	1380	-32	-4	514.2	9.06	N/A	22.95	(9.54)	33.384		
9	1449	-33	-4	514.2	8.77	N/A	18.37	(9.39)	33.384		
10	1449	-4	-4	0.0	39.61	N/A	18.37	(75.16)	33.384		
11	1470	-4	-4	0.0	36.28	N/A	17.30	(72.21)	33.384		
12	1477	-4	-4	0.0	35.27	N/A	16.98	(71.27)	33.384		
13	1860	-3	-3	0.0	34.67	N/A	17.59	(94.47)	33.384		
14	1873	-3	-3	0.0	34.55	N/A	17.61	(95.52)	33.384		
15											
16		() Compression									

TRIAXIAL RESULTS (7" Production Liner) - Injection Down Casing

	Depth (MD) (m)	Axial Force (tonne)		Bending Stress at OD (bar)	Absolute Safety Factor				Temperatur e (°C)	Addt'l Pickup To Prevent Buck. (tonne)	Buckled Length (m)
		Apparent (w/Bending)	Actual (w/o Bending)		Triaxial	Burst	Collapse	Axial			
1	1209	65	36	514.2	2.33	2.22	N/A	4.74	26.667	N/A	N/A
2	1230	65	36	514.2	2.34	2.22	N/A	4.73	26.667		
3	1260	65	36	514.2	2.34	2.21	N/A	4.72	26.667		
4	1300	65	37	514.2	2.34	2.21	N/A	4.71	26.667		
5	1320	65	37	514.2	2.34	2.21	N/A	4.71	26.667		
6	1359	65	37	514.2	2.34	2.21	N/A	4.70	26.667		
7	1380	65	37	514.2	2.33	2.21	N/A	4.69	26.667		
8	1449	65	37	514.2	2.33	2.21	N/A	4.69	26.667		
9	1449	37	37	0.0	2.41	2.21	N/A	8.32	26.667		
10	1470	37	37	0.0	2.41	2.21	N/A	8.31	26.667		
11	1477	37	37	0.0	2.41	2.21	N/A	8.31	26.667		
12	1860	37	37	0.0	2.40	2.19	N/A	8.18	26.667		
13	1873	37	37	0.0	2.40	2.19	N/A	8.18	26.667		
14											

TRIAXIAL RESULTS (7" Production Liner) - Green Cement Pressure Test

	Depth (MD) (m)	Axial Force (tonne)		Bending Stress at OD (bar)	Absolute Safety Factor				Temperatur e (°C)	Addt'l Pickup To Prevent Buck. (tonne)	Buckled Length (m)
		Apparent (w/Bending)	Actual (w/o Bending)		Triaxial	Burst	Collapse	Axial			
1	1209	96	67	514.2	1.92	1.81	N/A	3.20	23.825	N/A	N/A
2	1230	95	66	514.2	1.92	1.82	N/A	3.23	23.919		
3	1260	94	65	514.2	1.94	1.83	N/A	3.27	24.057		
4	1300	92	64	514.2	1.95	1.84	N/A	3.32	24.246		
5	1320	91	63	514.2	1.96	1.85	N/A	3.35	24.343		
6	1359	90	61	514.2	1.98	1.86	N/A	3.41	24.535		
7	1380	89	60	514.2	1.99	1.87	N/A	3.44	24.640		
8	1449	86	58	514.2	2.02	1.89	N/A	3.56	24.991		
9	1449	58	58	0.0	2.07	1.89	N/A	5.33	24.991		
10	1470	57	57	0.0	2.08	1.90	N/A	5.42	25.099		
11	1477	56	56	0.0	2.09	1.91	N/A	5.44	25.135		
12	1860	40	40	0.0	2.27	2.07	N/A	7.67	27.105		
13	1873	39	39	0.0	2.28	2.08	N/A	7.78	27.171		
14	1873	39	39	0.0	2.28	2.08	N/A	7.78	27.172		
15											

TRIAXIAL RESULTS (7" Production Liner) - Cementing

	Depth (MD) (m)	Axial Force (tonne)		Bending Stress at OD (bar)	Absolute Safety Factor				Temperatur e (°C)	Addt'l Pickup To Prevent Buck. (tonne)	Buckled Length (m)
		Apparent (w/Bending)	Actual (w/o Bending)		Triaxial	Burst	Collapse	Axial			
1	1209	34	6	514.2	6.62	N/A	31.06	8.93	23.825	N/A	N/A
2	1230	34	5	514.2	6.68	N/A	28.51	9.14	23.919		
3	1260	32	4	514.2	6.77	N/A	25.46	9.46	24.057		
4	1300	31	2	514.2	6.90	N/A	22.21	9.94	24.246		
5	1320	30	1	514.2	6.97	N/A	20.85	10.21	24.343		
6	1355	29	0	514.2	7.09	N/A	18.79	10.73	24.517		
7	1356	-29	-0	514.2	12.28	N/A	18.78	(10.73)	24.517		
8	1359	-29	-0	514.2	12.23	N/A	18.60	(10.67)	24.535		
9	1380	-30	-1	514.2	11.95	N/A	17.55	(10.36)	24.640		
10	1449	-33	-4	514.2	11.06	N/A	14.76	(9.43)	24.991		
11	1449	-4	-4	0.0	27.80	N/A	14.76	(77.92)	24.991		
12	1470	-5	-5	0.0	27.66	N/A	14.07	(63.45)	25.099		
13	1477	-5	-5	0.0	27.58	N/A	13.86	(59.75)	25.135		
14	1860	-21	-21	0.0	15.52	N/A	7.54	(14.26)	27.105		
15	1873	-22	-22	0.0	15.20	N/A	7.43	(13.90)	27.172		
16											
17		() Compression									

TRIAxIAL RESULTS (7" Production Liner) - Above/Below Packer

	Depth (MD) (m)	Axial Force (tonne)		Bending Stress at OD (bar)	Absolute Safety Factor				Temperature (°C)	Add'l Pickup To Prevent Buck. (tonne)	Buckled Length (m)
		Apparent (w/Bending)	Actual (w/o Bending)		Triaxial	Burst	Collapse	Axial			
1	1209	-33	-5	514.2	9.24	N/A	19.52	(9.17)	33.384	N/A	N/A
2	1230	-33	-5	514.2	9.19	N/A	19.55	(9.21)	33.384		
3	1260	-33	-5	514.2	9.13	N/A	19.61	(9.26)	33.384		
4	1300	-33	-4	514.2	9.06	N/A	19.68	(9.32)	33.384		
5	1300	-49	-20	514.2	3.72	N/A	3.44	(6.32)	33.384		
6	1320	-49	-20	514.2	3.68	N/A	3.39	(6.30)	33.384		
7	1359	-49	-20	514.2	3.59	N/A	3.31	(6.26)	33.384		
8	1380	-49	-21	514.2	3.55	N/A	3.27	(6.23)	33.384		
9	1449	-50	-21	514.2	3.42	N/A	3.13	(6.14)	33.384		
10	1449	-21	-21	0.0	3.85	N/A	3.13	(14.37)	33.384		
11	1470	-22	-22	0.0	3.80	N/A	3.09	(14.23)	33.384		
12	1477	-22	-22	0.0	3.78	N/A	3.07	(14.18)	33.384		
13	1860	-26	-26	0.0	3.05	N/A	2.49	(11.94)	33.384		
14	1873	-26	-26	0.0	3.03	N/A	2.47	(11.87)	33.384		
15											
16		() Compression									

COMPRESSION LOAD CHECK DATA

Wellhead (or BOP) Weight:	0.0000 tonne
Tubing Weight:	0.0000 tonne
Tubing Stability (or Setting) Load:	0.0000 tonne
Conductor Casing:	30", 309.700 ppf, X-60
Axial Compressive Force:	99.8891 tonne
Absolute Safety Factor:	24.82

SPECIAL CONNECTION INVENTORY

Name	Pipe Body					Connection						
	OD (in)	Weight (ppf)	Grade	Type	Seal Typ	OD (in)	Yield (bar)	UTS (bar)	Burst (bar)	Tension (ton)	Compression (t)	Max Bend(°)