

Progetto Definitivo

Pozzo Esplorativo Bella 1

58055001T

Settembre 2017



Per: AleAnna Resources LLC
Viale Manlio Gelsomini, 14
00153 Roma, Italia

Da: Amec Foster Wheeler E & I GmbH
Sede di Milano
Via Sebastiano Caboto 7, 20094 Corsico (MI) Italia

00	20/06/2017	EMISSIONE	F.B.	<i>Franco Bernardini</i>	
REV. REV.	DATE DATA	DESCRIPTION - DESCRIZIONE	DRAFT. DISEGN.	CHECK. CONTR.	APPROV. APPROV.
					
Permesso di ricerca "BELGIOIOSO" POSTAZIONE SONDA "BELLA 1"			LOCATION / LOCALITA' Costa de Nobili (PV)		
IMPIANTO "DRILLMEC HH200"			JOB / COMMESSA		
TITOLO ELABORATO: RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA			UNIT / UNITA'		
			DWG. N. / DIS. N. REL_TEC_MK.dwg		
			SCALE SCALA		REVISION REVISIONE 00
					Sh Fg / of di 1 / 1
Il presente disegno e' aziendale. La societa' tutela i propri diritti a termine di legge./This dwg. is company property. Company lawfulli all rights.					

Indice

GENERALITA'	1
TECNICHE DI PREPARAZIONE DELLA POSTAZIONE	3
1. ZONA IMPIANTO	3
2. ZONA BACINO DI STOCCAGGIO PROVVISORIO FLUIDI ESAUSTI	5
2.1 Raccolta dei fanghi e dei detriti di perforazione.....	5
2.2 Stoccaggio delle acque chiare di perforazione o industriali	6
2.3 Struttura per l'ammasso dei rifiuti urbani e/o assimilabili (cassonetti metallici)	6
2.4 Struttura per l'accumulo delle acque nere	6
3. AREA FIACCOLA	6
4. AREA ESTERNA DI ACCESSO	6
4.1 Dati principali della postazione.....	8

GENERALITA'

Date le coordinate di superficie del centro pozzo, ricevute dal dipartimento "Esplorazione" della società "Aleanna Resources, si è provveduto, previo sopralluogo, all'individuazione della migliore possibile ubicazione della postazione sonda e la relativa viabilità d'accesso.

Eseguiti gli opportuni rilievi topografici, si è ubicata la postazione e il Centro Pozzo in rapporto alle coltivazioni presenti, all'esistenza di opere che impongano distanze di sicurezza minime e alla morfologia del terreno.

Sul sito e nelle vicinanze non sono presenti "linee e infrastrutture interferenti".

L'area individuata per la realizzazione della postazione "**BELLA 1**" è ubicata nel Comune di Costa de Nobili (PV), con accesso dalla Strada vicinale denominata "Padulino", alla distanza di circa un chilometro dal centro abitato del capoluogo.

La postazione si trova in una zona pianeggiante, interamente adibita a coltivazione agricola e non interessata dalla presenza di aree sensibili e/o protette dal punto di vista ambientale e la quota media del terreno agricolo esistente è di 57 mt sul il livello del mare.

La postazione con relativo centro pozzo ricade nel Mappale n° 160 del Foglio 3 del Comune di Costa de Nobili (PV).

Sono state reperite sia la cartografia ufficiale presso l'Ufficio Cartografico della Regione Lombardia sia la cartografia catastale presso l'Agenzia del Territorio di Pavia, con identificazione dei mappali interessati dall'intervento.

La postazione è stata progettata con lo scopo di minimizzarne gli impatti, pur mantenendo gli standard di sicurezza propri delle postazioni convenzionali, secondo gli aspetti che si elencano appresso:

- miglioramento degli standard di tutela dell'ambiente
- riduzione impatto complessivo dell'opera in termini di:
- utilizzo dei materiali
- movimento dei terreni
- materiali da conferire a smaltimento
- riduzione dei tempi operativi
- riduzione dei rifiuti

- riciclo e riutilizzo dei materiali
- riduzione degli impatti in caso di pozzo sterile
- riduzione degli impatti in caso di pozzo produttivo
- riduzione delle opere di ripristino

In particolare, gli obiettivi appena elencati si conseguiranno mediante le seguenti attività:

- **RIDUZIONE OPERE IN C.A.**
 - Pavimentazioni/solette impianto
 - pozzetti calcestruzzo
 - cantina pozzo in acciaio
 - armature per passaggi impianti
- **VASCHE REFLUI E ACQUA INDUSTRIALE FUORI TERRA**
 - nessuna interazione con la falda per lo scavo
 - riduzione movimento terre
 - nessun conferimento di materiali a discarica
 - più agevole rimozione delle vasche
 - minore possibilità di sversamenti in fase di ripristino
- **VASCA DI CONTENIMENTO DEPOSITO GASOLIO**
 - la vasca in acciaio contiene l'intero volume del serbatoio
- **IMPERMEABILIZZAZIONE DELL'INTERA AREA DELLA POSTAZIONE**
- protezione HPDE con doppio strato di tessuto non tessuto
- rete di drenaggi all'interno della massicciata del piazzale per captazione di qualsiasi liquido con sollevamento e stoccaggio all'interno delle vasche adibite allo stoccaggio dell'acqua industriale
- **CANTINA POZZO CON TUBO ACCIAIO**
 - resistenza e tenuta idraulica pari a cantina in c.a. (relazione di calcolo)
 - riduzione c.a. a smaltimento in caso di pozzo sterile
 - recupero cantina in acciaio in caso di pozzo sterile
- **RECINZIONE PROVVISORIA DI TIPO "CANTIERE STRADALE"**
 - nessuno scavo per installazione
 - non utilizzo c.a.
 - diminuzione di materiali a smaltimento
 - riutilizzo della recinzione
 - recinzione fissa, di tipo tradizionale, in caso di esito positivo del pozzo
- **RIDUZIONE UTILIZZO MATERIALI**
 - in caso di esito negativo del sondaggio
 - in caso di coltivazione del giacimento
- **RIDUZIONE MATERIALE A SMALTIMENTO**
 - solette e manufatti in c.a.
 - recinzioni
 - pozzetti calcestruzzo
 - teli vasche
- **LIMITATO AUMENTO MATERIALE RICICLABILE**
 - inerte
 - stabilizzato

L'impianto prescelto per la perforazione del pozzo "BELLA 1 DIR", è il HH200MM DELLA DITTA Drill Mec.

TECNICHE DI PREPARAZIONE DELLA POSTAZIONE

La realizzazione della postazione è stata preceduta da un sopralluogo volto a definire lo stato di fatto (allegati tavole 05 e 06) e ad individuare l'area più idonea per ubicare la postazione sonda in relazione alle infrastrutture e opere esistenti. In tale fase è stato eseguito inoltre il rilievo topografico dell'area.

Per la realizzazione della postazione si occuperà una superficie di circa 6 400 m² (impronta a terra del rilevato recintato), più un'ulteriore area per parcheggio auto ed automezzi di circa 1400 m² (impronta a terra del rilevato) ed un'area per la fiaccola di circa 900 mq. L'occupazione complessiva sarà di circa 8600 m².

Sarà inoltre realizzato un cumulo con il terreno vegetale di scotico e di tutti i materiali di scavo che saranno riutilizzati in caso di pozzo sterile per il conseguente ripristino del sito alle condizioni "ante operam". Il cumulo del terreno di scotico e scavo avrà un ingombro di circa 800 m² nella zona a sud della postazione, a fianco dell'area fiaccola.

La postazione sarà realizzata, mediante la formazione di un rilevato dell'altezza media di 05 m rispetto all'attuale piano medio di campagna e, dunque, alla quota di 57.60 mt. s.l.m..

Nell'area della postazione si possono individuare quattro zone:

1. zona impianto.
2. zona bacino di stoccaggio provvisorio fluidi di perforazione esausti e detriti.
3. area fiaccola.
4. area esterna adibita a strada e parcheggio.

1. ZONA IMPIANTO

Per l'allestimento di questa zona si prevede la realizzazione di differenti tipologie di sottofondo illustrate in dettaglio negli allegati di progetto.

La realizzazione di tali tipologie di sottofondo sarà preceduta dalle seguenti attività:

- Scotico del terreno coltivo, per una profondità media di 20 cm.
- Preparazione del piano di posa del rilevato mediante compattazione e rullatura dell'area interessata dalla postazione sonda e dal parcheggio.
- Esecuzione di massicciata stradale in materiale inerte, dello spessore medio di 55 cm, opportunamente steso, rullato e compattato, fino al raggiungimento della consistenza e della portata richieste;
- Realizzazione di rete di drenaggi interni alla postazione per la captazione di eventuali infiltrazioni delle acque meteoriche nella massicciata di tipo del piazzale.

Le opere da realizzare, saranno:

- a) Scavo per la realizzazione della soletta di fondo cantina e infissione del "Tubo Guida"

- b) Realizzazione della soletta di fondo della cantina, previo infissione del "Tubo Guida", compreso l'inghisaggio del profilato di base per la cantina
- c) Posa di un manufatto in acciaio come cantina avampozzo, per l'alloggiamento del tubo guida della perforazione, saldatura al profilato di base, a cordone continuo, per garantire la massima tenuta idraulica del manufatto.
- d) Rinterro della cantina con sabbia di cava
- e) Tombino di ingresso, a scavalco del fosso laterale della strada di accesso, mediante la posa in opera di manufatto scatolare con getto di sottofondo in CLS e soletta superiore di ripartizione, sempre in C.A.
- f) Realizzazione di pavimentazioni/solette piane in c.a. per l'appoggio dei motori, delle pompe, del vibrovaglio, dei correttivi per i fluidi di perforazione. Tutte queste solette, ad eccezione dell'ultima, saranno contornate da canalette perimetrali di raccolta delle acque di lavaggio e di eventuali reflui di perforazione.
- g) Costruzione della rete delle canalette in c.a. con grigliato carrabile, di opportuna sezione, per la raccolta di eventuali dispersioni di reflui di perforazione e delle acque di lavaggio delle solette/pavimentazioni in c.a. dell'impianto.
- h) Realizzazione di impermeabilizzazione dell'intera della postazione per l'appoggio delle vasche in acciaio dei fanghi e dei reflui, dei generatori, dei container CER 150104-130200. All'interno dello spessore della massiciata in questa area verrà realizzata una rete di tubazioni di drenaggio, con tubi in PVC micro-fessurati Ø nominale 100-160-200 mm opportunamente alloggiati all'interno di una "calza" di tessuto non tessuto. Tale rete convoglierà le acque e gli eventuali sversamenti ricadenti sulle aree impermeabilizzate al pozzetto di raccolta e da questo, tramite pompa, alle vasche dell'acqua industriale per un successivo smaltimento a mezzo di autospurgo a cura di imprese specializzate.
- i) Realizzazione di massiciata stradale con posa di tessuto non tessuto, cui segue uno strato di circa 15/20 cm di sabbia, circa 35 di ghiaia e 5 cm di pietrisco di finitura.
- j) Realizzazione degli attraversamenti per tubo acqua, tubo gasolio, cavi elettrici e passaggio dati, mediante la fornitura e la posa in opera di Casing in acciaio, interrati e relativi pozzetti di testata.
- k) Realizzazione di attraversamenti per cavi elettrici, in corrispondenza dei cancelli pedonali e delle vie di fuga, mediante la fornitura e la posa in opera di canaletta prefabbricata con grigliato carrabile di copertura, e sagomatura delle testate con calcestruzzo a forma di "Gola".
- l) Realizzazione di una rete fognaria, a vista, con tubi in PVC e fosse biologiche tipo IMHOFF, capacità 20 persone cadauna per convogliare le acque reflue provenienti dai servizi igienici al bacino di raccolta temporaneo per un successivo smaltimento a mezzo di autospurgo a cura di imprese specializzate.
- m) I rifiuti solidi urbani od assimilabili saranno smaltiti da un'impresa specializzata di nettezza urbana previa raccolta negli appositi cassonetti installati nella postazione; per i materiali da imballo quali pellicole, sacchetti di plastica e bancali, verrà posizionato un apposito cassone su soletta in C.A., nelle immediate vicinanze del deposito dei correttivi.
- n) All'interno della recinzione perimetrale, provvisoria data a nolo, della postazione, verrà posto in opera un anello di messa a terra con adeguato numero di dispersori a puntazza e relative derivazioni per il collegamento e la messa a terra di tutte le strutture metalliche dell'impianto di perforazione e relativi accessori, la recinzione e tutti i grigliati delle canalette, nonché i grigliati con sovrastante lamiera del cunicolo del passaggio tubo fiaccola.
- o) Verrà installata adeguata segnaletica per l'individuazione del tracciato della linea di messa a terra.
- p) La recinzione, di tipo non permanente, sarà dotata di cancello per l'accesso carrabile, di cancelli pedonali per le uscite di sicurezza, dotati di maniglione "antipánico" a spinta; sopra i cancelli delle "vie di fuga" verranno installate, oltre alla segnaletica di sicurezza di tipo tradizionale, lampade indicanti l'uscita di sicurezza" con illuminazione H24, il cui utilizzo è previsto solamente durante la perforazione.

- q) Per il solo recinto dell'automezzo speciale (esplosivi), per ragioni di sicurezza e come previsto della normativa, verrà utilizzata la recinzione di tipo tradizionale, su fittoni di acciaio e tre corsi di filo spinato.
- r) In corrispondenza dei cancelli per le uscite di sicurezza, saranno realizzate delle solette in C.A., con uno o più gradini, sul lato esterno della postazione. A delimitazione di questi passaggi, verranno realizzati dei parapetti in legno che dovranno avere, per la sola durata della perforazione, la funzione di contenere eventuali cadute laterali, in caso di evacuazione di emergenza.
- s) In prossimità dell'ingresso sulla strada vicinale Padulino verranno messi in opera due cartelli di indicazione del pozzo (frecce) con apposita scritta, per favorire il flusso di traffico per la postazione.
- t) All'interno della postazione, in corrispondenza dei cancelli pedonali per le vie di fuga e di ingresso principale, verranno installati gli appositi cartelli di sicurezza.

2. ZONA BACINO DI STOCCAGGIO PROVVISORIO FLUIDI ESAUSTI

Questa zona consente lo stoccaggio dei fluidi prodotti durante le operazioni di perforazione al fine di consentirne l'eventuale riutilizzo o il prelievo ed il trasporto in piattaforma di trattamento.

Le tipologie dei rifiuti e di effluenti prodotti dalle operazioni di perforazione sono:

- detriti di perforazione, ovvero i resti della roccia fratturata dalla operazione di perforazione;
- fluido di perforazione esausto, ovvero quello scartato per esaurimento delle sue proprietà chimico-fisiche;
- fluidi di intervento esausti ovvero fluidi eventualmente impiegati per diminuire gli attriti;
- acque di lavaggio impianto;
- rifiuti assimilabili ai rifiuti solidi urbani.

Di seguito vengono descritte le strutture previste per il contenimento e la gestione delle diverse categorie di rifiuti.

2.1 Raccolta dei fanghi e dei detriti di perforazione

L'area destinata alla raccolta dei reflui e dei detriti di perforazione consisterà in una zona impermeabilizzata carrabile, sulla quale verranno posizionate fuori terra tre vasche in acciaio a tenuta per la raccolta, lo stoccaggio e il riutilizzo dei reflui di perforazione.

Le vasche in acciaio fuori terra, con un volume di 40 m³ circa ciascuna saranno ubicate a ridosso dell'impianto di perforazione per consentire la raccolta, per gravità, dei detriti di perforazione separati dal fango dai vibrovagli, mud cleaner, centrifughe.

L'area impermeabilizzata si otterrà mediante la stesura di una guaina in HDPE, spessore 2 mm, compresa tra due strati di tessuto non tessuto, ricoperta da una pavimentazione composta da uno strato di 15/20 cm di sabbia, da un ulteriore 35 cm di ghiaia compattato/rullato e, in ultimo, da 5 cm di ghiaietto ad intasamento superficiale, carrabile.

All'interno di questo spessore verrà installata una rete di drenaggio con tubi microfessurati che convoglieranno le acque meteoriche ed eventuali sversamenti a dei pozzetti di raccolta dai quali, mediante pompe, verranno immesse nelle vasche.

Le vasche, della capacità di circa 40 mc cadauna, saranno a perfetta tenuta e verranno svuotate mediante autospurgo. I reflui di perforazione asportati con autospurgo verranno inviati a smaltimento in piattaforma autorizzata.

I detriti di perforazione verranno, invece, presi dalla vasca in acciaio a tenuta e caricati su un autocarro con cassone anch'esso a tenuta (tipico per il trasporto dei materiali da conferire a discarica) mediante una piccola gru con benna mordente o da mini escavatore.

Queste vasche in acciaio saranno inoltre la destinazione dei fluidi di intervento esausti ovvero fluidi eventualmente impiegati per operazioni speciali e delle acque di lavaggio impianto.

2.2 Stoccaggio delle acque chiare di perforazione o industriali

Le acque industriali necessarie per la perforazione saranno stoccate in tre vasche in acciaio della capacità di circa 40 mc cadauna nell'apposito spazio a loro riservato, nell'angolo Sud-Ovest della postazione, tra il serbatoio del gasolio e l'officina.

Le vasche verranno riempite con approvvigionamento periodico mediante autobotte.

L'acqua industriale ivi contenuta verrà inviata per l'utilizzo alle vasche dell'impianto di perforazione, mediante apposita pompa elettrica, il cui tubo di mandata sarà alloggiato all'interno di un tubo guaina, interrato nella massicciata del piazzale. In tal modo non potranno esservi delle dispersioni di acqua sul piazzale medesimo.

Le vasche avranno, inoltre, il compito di contenere le eventuali acque di drenaggio del piazzale, che saranno recapitate in un pozzetto situato nelle immediate vicinanze delle vasche medesime e da questo verranno sollevate mediante pompa.

2.3 Struttura per l'ammasso dei rifiuti urbani e/o assimilabili (cassonetti metallici)

La struttura è costituita da 1 cassone metallico ubicato nei pressi della zona di stoccaggio dei correttivi per i fluidi di perforazione e da una serie di cassonetti ubicati nelle adiacenze delle baracche-container presenti in cantiere.

2.4 Struttura per l'accumulo delle acque nere

La struttura è costituita da due vasche tipo imhoff, della capacità di 15/20 persone, prefabbricate, atte alla raccolta dei reflui provenienti dai servizi e dai bagni, che verrà periodicamente svuotata mediante autospurgo. Le strutture saranno completamente interrate ed a tenuta stagna.

3. AREA FIACCOLA

La parte Sud dell'area verrà utilizzata per il posizionamento della fiaccola di sicurezza durante la fase di perforazione e, in caso di esito positivo del pozzo, vi si allestirà l'area per l'esecuzione delle prove di produzione.

La zona fiaccola verrà delimitata con recinzione metallica, di tipo non permanente e all'interno sarà approntato un bacino di forma circolare con adeguato arginello in terra, entrambi impermeabilizzati con telo in HDPE e ricoperti con un manto protettivo di sabbia.

4. AREA ESTERNA DI ACCESSO

Lungo il lato Nord della postazione, nella parte esterna alla recinzione, si prevede la realizzazione della zona adibita a parcheggio automezzi addetti alla perforazione e/o visitatori e di una zona di manovra per i mezzi di

cantiere, in rilevato con un'altezza di circa 30/40 cm sopra all'attuale piano campagna avente le stesse caratteristiche di quello dell'area della postazione.

4.1 Dati principali della postazione

Di seguito vengono riportati i dati principali della postazione:

.ALLESTIMENTO POSTAZIONE	Realizzazione Lavori Civili	Superficie Postazione: impronta a terra	9.400 m ²	
		Superficie Postazione: recintata ed inghiaata	6.300 m ²	
		Superficie Area Fiaccola: recintata	900 m ²	
		Superficie Parcheggio, area automezzo esplosivi,; impronta a terra	1.400 m ²	
		Superficie cumulo terreno di scotico	800 m ²	
	Viabilità e Accessi	Strada di comparto	1.150 mt	
	Rivestimento Superfici	Solette in C.A.		
		Platea Sottostrutture-motori- pompe – vibrovaglio-serbatoio gasolio		640 m ²
		Soletta correttivi		36 m ²
		Rivestimenti in PVC Area Fiaccola impermeabilizzata Area postazione con esclusione delle solette in C.A.		810 m ² 5.584 m ²

COORDINATE POZZO BELLA 1 :

Gauss Boaga

$X = 1530396.624$

$Y = 4998590.128$

Roma 40 M.M.

$Lat. = 45^{\circ}08'21,453''$

$Long. = -3^{\circ}03'56,679''$

ETRF89 - WGS 84

$Lat. = 45^{\circ}08' 23,83''$

$Long. = 9^{\circ}23' 10,54''$

UTM-ETRF89

$X = 530369,080$

$Y = 4998570,133$

Fontanellato (PR), li 20 giugno 2017






PERMESSO DI RICERCA BELGIOIOSO

BELGIOIOSO PERMIT

Aleanna Resources LLC (100%)

PROGRAMMA GEOLOGICO DELSONDAGGIO BELLA 1

GEOLOGICAL PROGRAM BELLA 1 WELL

Sommario-Index

1.	INTRODUZIONE	3
1.	INTRODUCTION	3
2.	SITUAZIONE AMMINISTRATIVA.....	11
2.	ADMINISTRATIVE STATUS	11
3.	SONDAGGIO BELLA 1	12
3.1	Generalità.....	12
3.2	Obiettivo dell'esplorazione	12
3	BELLA 1 WELL	12
3.1	General Information.....	12
3.2	Exploration Target.....	12
3.3	Elementi del play (obiettivo principale e secondario)	19
3.3	Play Elements (Main and Secondary Target).....	19
3.4	Pozzi di riferimento	20
3.4	Reference Wells	20
4.	PREVISIONE LITOSTRATIGRAFICA.....	21
4.	LITHOSTRATIGRAPHIC PROGNOSIS	22
5.	GRADIENTI DI PRESSIONE E TEMPERATURE	23
6.	MANIFESTAZIONI	24
7.	ASSORBIMENTI – DIFFICOLTA’ DI PERFORAZIONE.....	24
8.	PROGRAMMA GEOLOGICO	25
8.1	Assistenza geologica di perforazione	25
8.2	Campionamento.....	25
8.3	Carotaggio	26
8.4	Programma di logging wireline	26
5.	PRESSURE & TEMPERATURES GRADIENTS.....	23
6	SHOWS	24
7	LOSSES – DIFFICULTY IN DRILLING	24
8	GEOLOGICAL PROGRAM	25
8.1	Geological assistance to drilling	25
8.2	Sampling.....	25
8.3	Coring	26
8.4	Logging Wireline Program	26
8.5	Programma di logging while drilling (LWD).....	27
8.6	Programma di measurement while drilling (MWD)	27
8.5	Logging while Drilling Program (LWD).....	27
8.6	Measurement while Drilling Program (MWD)	27

1. INTRODUZIONE

Il Permesso “Belgioioso” è situato nel settore compreso tra la regione Lombardia e Emilia Romagna, all’interno delle provincie di Pavia, Milano, Lodi e Piacenza (fig. 1). Geologicamente, è situato in corrispondenza delle strutture più esterne delle pieghe emiliane. Il permesso di ricerca ha una superficie di 322,00 km² ed è stato conferito a Aleanna Resources LLC, che ne detiene l’intera titolarità, con D.M. 22/11/2010. L’area del permesso ricade sul territorio di 48 comuni, come mostrato in Figura 1.

1. INTRODUCTION

“Belgioioso” permit is located along the boundary between Lombardia and Emilia Romagna regions, and is within Pavia, Milano, Lodi and Piacenza provinces (figure 1). Geologically, it is in correspondence with the most external features of Emilia Arc folds structure. The permit surface is 322,00 km² and was awarded to AleAnna Resources LLC, which has 100% ownership, by the Ministerial Decree 22/11/2010. The permit area includes 48 municipalities as shown in Figure 1.

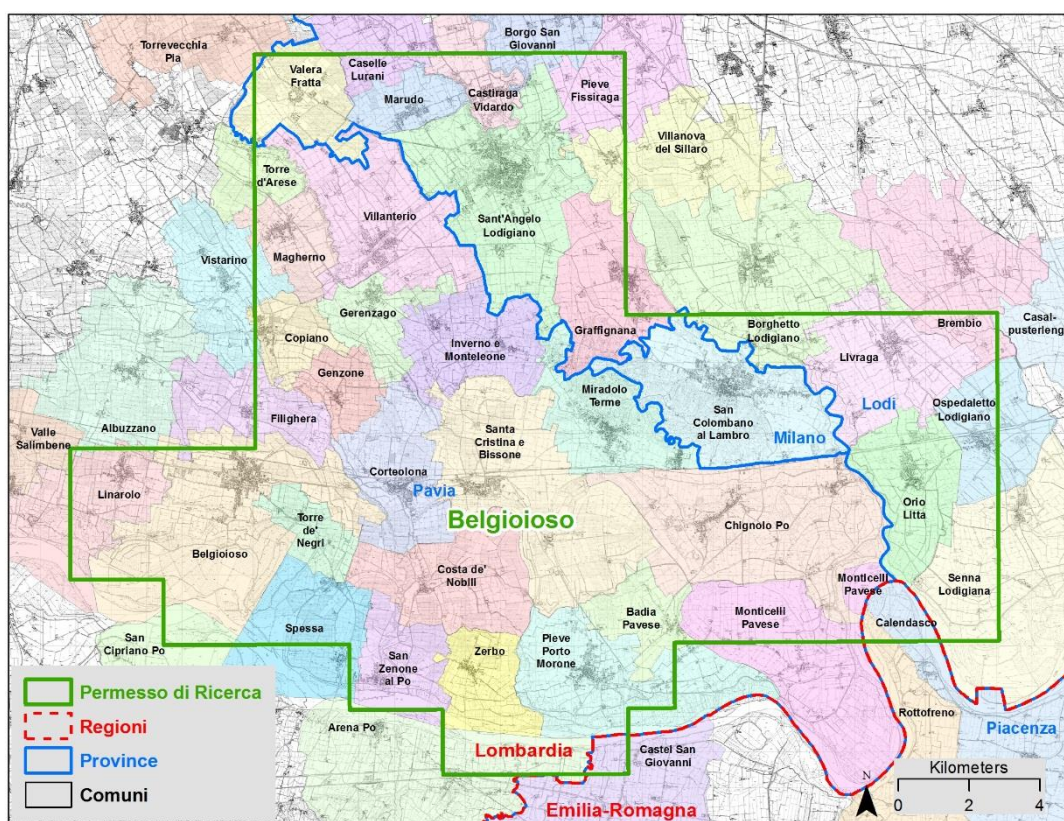


Figura 1 - Ubicazione permesso/Permit location.

In figura 2 sono illustrati i titoli minerari confinanti e attualmente vigenti.

Figure 2 shows the proximal mining assets within the Belgioioso permit area that are currently in force.

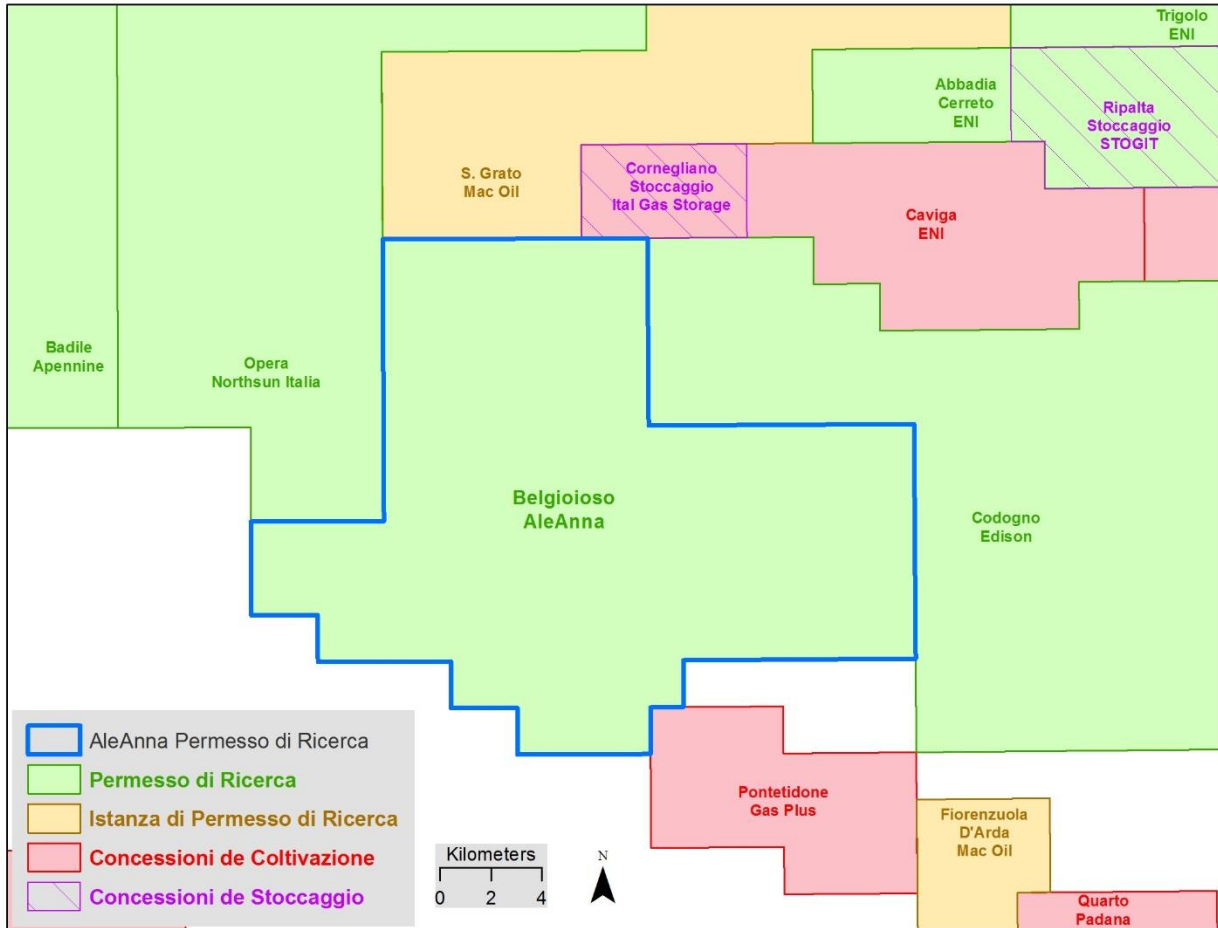


Figura 2 - Titoli minerari confinanti/Proximal mining assets.

Il prospetto minerario che si intende verificare, mediante la perforazione del sondaggio “Bella 1”, è ubicato nella porzione centrale del permesso, nel comune di Costa de Nobili, a nord est del medesimo abitato.

The prospect to be explored by the drilling of “Bella-1” well is located in the central section of the permit, in the Costa de Nobili Commune northeast of the village of Costa de Nobili.



Figura 3 - Ubicazione Bella 1/Bella 1 location.

Tale prospetto è stato messo in evidenza nel corso dell'interpretazione sismica effettuata sui dati 3D registrati nel corso del rilievo "Belgioioso" acquisito da Aleanna Resources tra novembre 2015 e marzo 2016 su una superficie di circa 86 km² (fig. 4).

This prospect was generated by interpretation of seismic data acquired by AleAnna Resources with the "Belgioioso" 3D survey, acquired between November 2015 and March 2016 on a surface of about 86 km² (fig. 4).

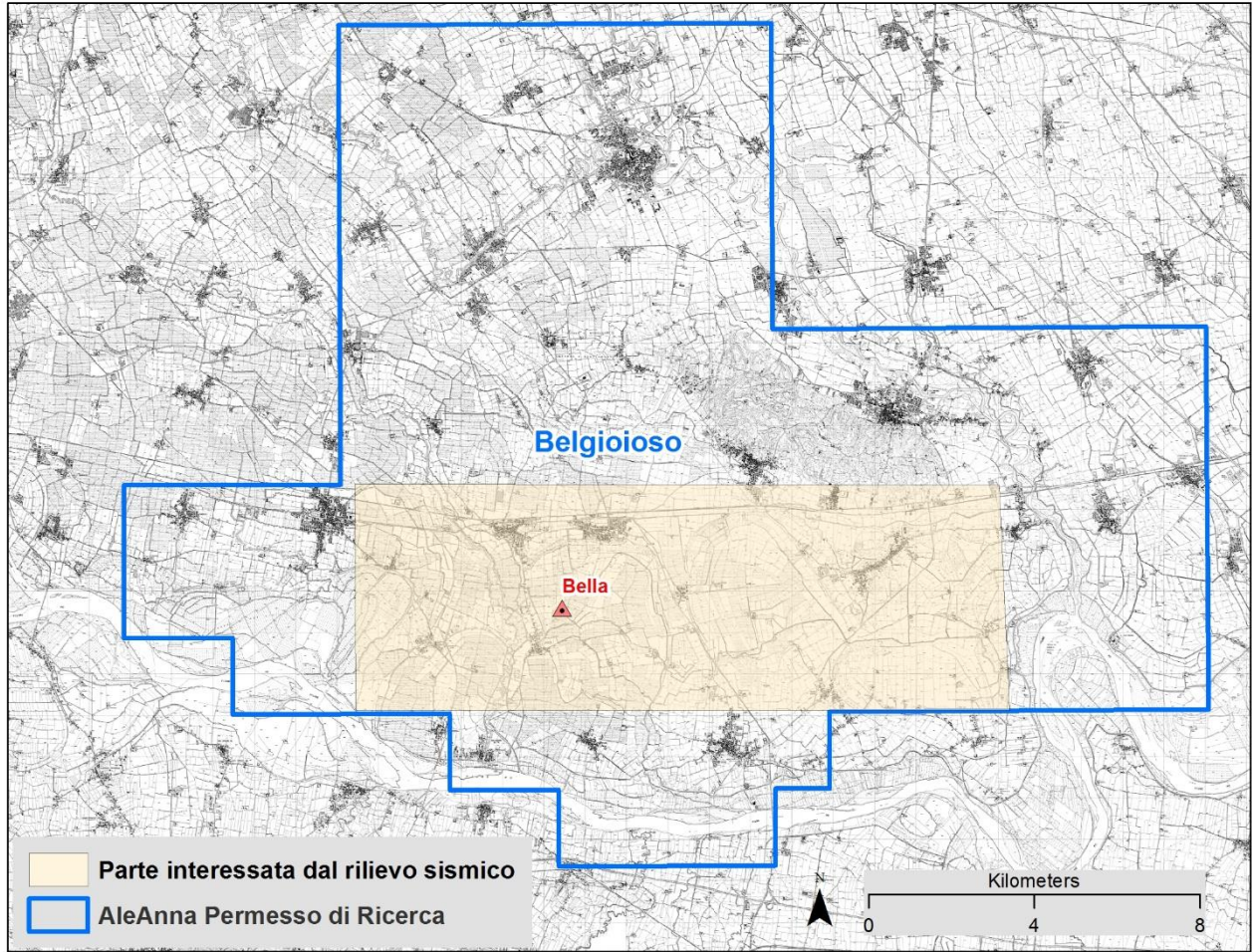


Figura 4 - Permesso di ricerca Belgioioso area interessata dal rilievo geofisico /3D survey area within Belgioioso permit.

All'interno del permesso Belgioioso, nei pressi del sondaggio Bella 1, sono stati perforati in passato, da altri operatori, alcuni pozzi (fig. 5). La tabella 1 riassume i dettagli principali relativi a tali sondaggi.

Other wells were drilled by other operators in the past within and around Belgioioso permit, in the vicinity of Bella-1 (Fig. 5). These are shown in Table 1 with their proximity to the location.

Nome/name	Anno/year	TD (m)	Esito/result	TR (m)	m.s.l.m./m.s.l.	Distance/distanza (km)
Santa Cristina-1	1962	1174	Sterile/dry	66,15	63,00	2,0
Linarolo-1	1987	3206	Tracci di Olio & Gas/ Oil & gas Show	86,00	76,00	8,1
Belgioioso-1	1990	1500	Sterile/dry	79,00	74,00	6,6
Stradella-1	1959	2187	Sterile/dry	62,70	59,00	7,3
Inverno-1dir	2001	1323	Sterile/dry	84,12	78,00	7,3
Villanterio-1	1961	1545	Sterile/dry	84,41	79,00	8,9
San Colombano-1	1927	450	Sterile/dry	?	?	9,4
San Colombano-2	1936	1268	Sterile/dry	?	75,00	8,6
San Colombano-3	1958	1601	Sterile, dry	73,80	70,00	8,8
San Colombano-4	1965	4173	Sterile/dry	145,40	140,00	7,6
San Colombano-5	1928	51	Sterile/dry	?	73,30	8,5
Sarmato-1	1958	1370	Sterile/dry	63,00	58,00	8,1
Castel S. Giovanni-1	1996	1142	Gas/Gas	60,10	54,00	10,9
Pontetidone-4	1962	2076	Sterile/dry	?	?	6,4
Monte Acuto-1dir	1995	4350	Sterile/dry	79,80	71,00	8,5

Tabella 1 - Sondaggi perforati all'interno del permesso Belgioioso /wells inside Belgioioso permit.

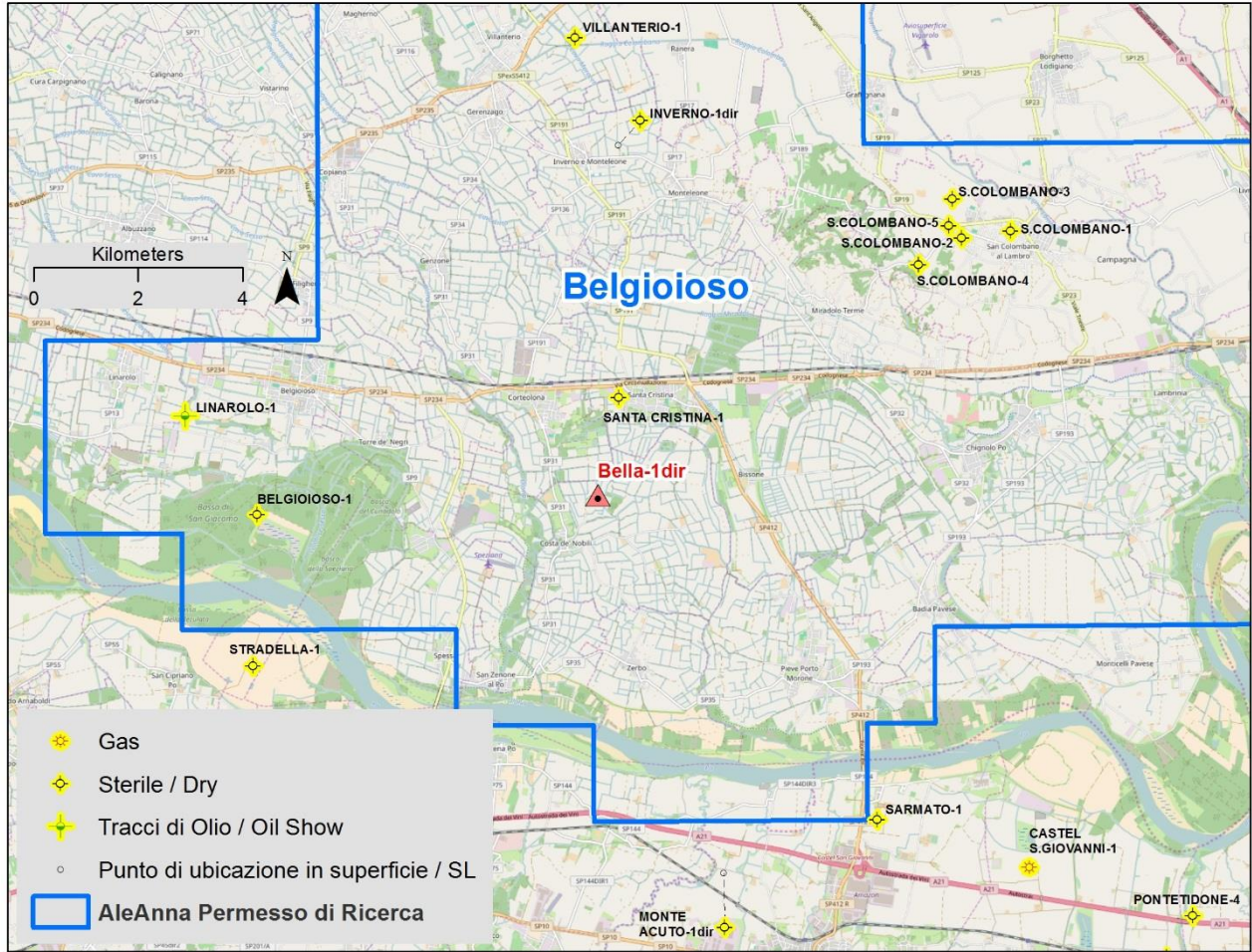


Figura 5 - Sondaggi perforati all'interno del permesso Belgioioso /wells inside Belgioioso permit.

Il territorio nei dintorni del sondaggio è pianeggiante, con quote medie di circa 56 metri sopra il livello del mare. *The surface location is located within a plain area, approximately 56 meters above mean sea level.*

La viabilità nei pressi del punto di ubicazione del sondaggio Bella 1 (fig. 6-8) è rappresentata principalmente dalla Strada Provinciale 31, che attraversa l'abitato del Comune di Costa de' Nobili circa 1 km a Ovest; la SP 199, che attraversa il fiume Po circa 10 km a Sud-Ovest, la SP 35 che collega San Zenone a Pieve Porto Morone; la SP 234 circa 2,5 km a Nord.

Fra le arterie a grande scorrimento, il tratto di autostrada A21 Torino-Brescia, circa 7,0 km a Sud.

The main access roads near the Bella-1 well location (fig. 6-8) are SP 31 which crosses Costa de' Nobili city center 1 km West; SP 199 over the PO about 10 km South, SP 35 from San Zenone to Pieve Porto Morone; SP 234 2,5 km North.

The highway A21 Torino-Brescia is about 7 km South.

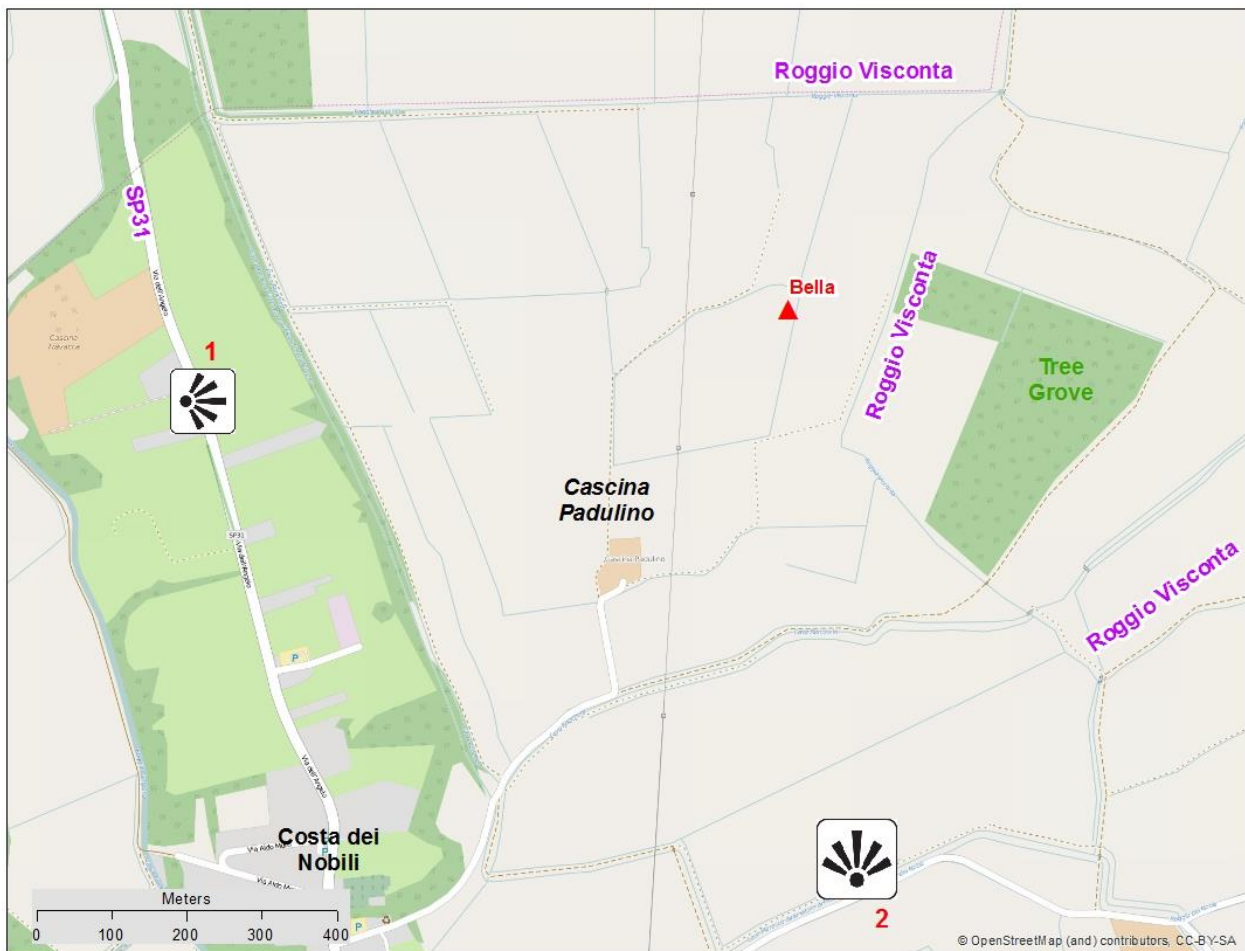


Figura 6 - Viabilità/Main roads



Figura 7 - Viabilità/main roads



Figura 8 - Viabilità

2. SITUAZIONE AMMINISTRATIVA

2. ADMINISTRATIVE STATUS

Permesso/Permit:	<i>Belgioioso</i>
Titolarietà/Owner:	<i>Aleanna Resources LLC 100% (r.u.)</i>
Conferimento/Award:	<i>22-11-2010 (BUIG n° LIV-12)</i>
Scadenza/Expiry:	<i>09-09-2017 (22/11/2016 + 291 days suspension)</i>
Status:	<i>1° periodo di vigenza/ 1st period in force (6 years)</i>
Regione/Region:	<i>Lombardia, Emilia Romagna</i>
Provincia/Province:	<i>Pavia, Milano, Lodi, Piacenza</i>
Sup. dell'area/Surface area:	<i>322,00 km2</i>
U.N.M.I.G.:	<i>Divisione II – Bologna</i>

3. SONDAGGIO BELLA 1

3.1 Generalità

Il sondaggio Bella-1 è ubicato, da un punto di vista strutturale, sul fianco meridionale dell'alto di San Colombano, orientato est-ovest, in un settore delle pieghe emiliane. L'alto di San Colombano è stato perforato in culminazione strutturale da i pozzi San Colombano 1-5, dimostrando l'assenza della serie Pliocenica-Messiniana superiore. Le serie turbiditiche della Porto Corsini (Pliocene inferiore), Porto Garibaldi (Pliocene superiore) e quella Pleistocenica si sono depositate sopra i sedimenti miocenici in un bacino ristretto sul fianco meridionale dell'alto di San Colombano. Le deformazioni di tali strutture, avvenute durante il Plio-Pleistocene, hanno causato significanti variazioni dello spessore delle formazioni interessate evidenziate dalla presenza di numerose unconformity.

3.2 Obiettivo dell'esplorazione

L'obiettivo principale del prospetto è costituito dalle sabbie del Pliocene inferiore della formazione Porto Corsini (fig. 8). Tali sabbie hanno prodotto gas nei campi di Castel San Giovanni e Rottofreno, situati a sud del permesso Belgioioso, al tetto del sistema di faglie di Monte Acuto. A nord del permesso Belgioioso e a tetto dell'Arco Emiliano si trovano i campi di Cornegliano e Caviaga, i quali hanno prodotto gas da sabbie del Pliocene inferiore. Il pozzo più vicino con manifestazioni gassose nella serie pliocenica superiore e ad olio nel Tortonianiano è il Linarolo-1, 8 Km ad ovest.

Il sondaggio Bella-1 è ubicato sul fianco meridionale dell'alto di San Colombano in cui la successione sedimentaria pliocenica inferiore presenta spessori notevoli. Il pozzo Santa Cristina-1 (a 2Km a nord del sondaggio Bella-1) prima di arrivare all'unconformity Plio-Miocenica ha riscontrato una serie spessa 360m di sabbie ad acqua del pliocene inferiore intercalate da argille. La figura 9 mostra che dal pozzo Santa Cristina-1 a Bella-1, questa unconformity (superficie in rosso nella figura 9) erode progressivamente in profondità la serie principale. Come risultato, nella zona del pozzo Bella-1, i livelli del Pliocene inferiore si trovano in onlap sopra l'unconformity. L'interpretazione del volume sismico 3D ha evidenziato due orizzonti con

3 BELLA 1 WELL

3.1 General Information

The Bella-1 prospect is related to the greater San Colombano uplift, oriented east-west, within the Emilia Arc fold belt. The San Colombano high was penetrated by the San Colombano 1-5 wells on the crest of the uplift, demonstrating that the prospective Pliocene to Upper Messinian section is not present. Turbiditic sequences of Porto Corsini (Lower Pliocene age), Porto Garibaldi (Upper Pliocene age) and Pleistocene age formations were deposited over Miocene age sediments in a mini-basin on the south flank of the San Colombano high. The deformation of such structures, which came during the entire Pliocene-Pleistocene time periods, caused significant variations to the thickness of the formations mentioned and the occurrence of many unconformity surfaces and structural features.

3.2 Exploration Target

The well main targets are Lower Pliocene sands of the Porto Corsini Formation (figure 8). Lower Pliocene sands have tested and produced gas in Castel San Giovanni and Rottofreno Fields just south of Belgioioso permit, upthrown to the Monte Acuto fault system. North of Belgioioso permit and upthrown to the Emilia Arc, Cornegliano and Caviaga Fields have produced gas from Lower Pliocene Sands. The closest well with hydrocarbon shows is Linarolo-1, 8 km west, which had a Tortonian oil show and a minor Upper Pliocene gas show.

The Bella-1 location is in an area of expanded Lower Pliocene sedimentary thickness on the south flank of the San Colombano uplift. The Santa Cristina-1 well (2 km N of Bella-1) encountered a 360m thick section of wet Lower Pliocene sands with intercalated shales before penetrating the Pliocene/Miocene unconformity. Figure 9 shows that from Santa Cristina-1 to Bella-1, this unconformity (red surface on figure 9) eroded progressively deeper into the section, resulting in Lower Pliocene layers onlapping onto the unconformity surface in the Bella-1 area. Mapping of 3D seismic reveals two horizons with excellent amplitudes and AVO characteristics pinching out onto this unconformity surface. These are labeled as

eccellenti caratteristiche di ampiezza ed AVO i quali terminano in *pinching out* sull'unconformity. Questi orizzonti sono stati denominati come "Upper Target" e "Lower Target" nelle figure 8 e 9. Tali intervalli non sono stati rinvenuti nel pozzo Santa Cristina-1 per via dell'unconformity.

L'obiettivo principale, denominato "lower target", è situato alla profondità di circa 868 m s.l.m., nella parte bassa del Pliocene inferiore, Porto Corsini. Il target secondario ("shallower target") è anch'esso nella parte bassa del Pliocene inferiore, nella formazione Porto Corsini e si prevede che sia ad una profondità di circa 752 m s.l.m. La mineralizzazione per entrambi i target si aspettano che siano a gas metano. Le mappe con le anomalie di ampiezza per entrambi i target sono mostrate nelle figure 11 e 12.

L'obiettivo minerario principale ("lower target") è costituito da sabbie della Porto Corsini inferiore e si trova a circa 868 m s.l.m., con uno spessore massimo di circa 25 metri. La formazione Porto Corsini in questa area è formata da alternanze di sabbie e argille di vario spessore. Il target secondario, a 752 m s.l.m., si prevede che abbia simile spessore e litologia del primario.

Il reservoir di Bella-1 si trova in una trappola mista, stratigrafico-strutturale. Verso nord/nordovest, i riflettori sismici terminano in "pinch out" contro l'unconformity. Il reservoir, target del sondaggio, presenta un limite stratigrafico verso ovest e sud, interpretato come una troncatura per non deposizione delle sabbie principali (figure 12 e 13).

La profondità di tale obiettivi è stata determinata utilizzando il pozzo Santa Cristina-1 come taratura del 3D. Per tale motivo ci si aspetta che la TD del pozzo Bella-1 sia ad una profondità di 1000m ss TVD.

"Upper Target" and "Lower Target" on figures 8 and 9. These target intervals were not encountered by the Santa Cristina-1 well due to the unconformity.

The main objective (lower target) is about -868 m subsea TVD in the lower section of the Lower Pliocene Porto Corsini Formation. The secondary objective (shallower target) is also in the lower section of the Lower Pliocene Porto Corsini formation and is anticipated at -752 m subsea TVD depth. Expected mineralization in all target levels is methane gas. Amplitude maps for the upper and lower target horizons are shown in figures 11 and 12.

The main objective Porto Corsini sand is expected at a depth of -868 m subsea, with a maximum thickness of about 25 meters in the lower section of Porto Corsini formation (Lower Pliocene), which here is made of successions of medium-fine sands and clays of varying thicknesses. The secondary target at -752m is expected to have similar thickness and lithology.

The Bella-1 reservoirs are in a stratigraphic-structural combination trap. To the north/northwest, the reflectors pinch out and terminate against the unconformity. The target reservoir has a stratigraphic boundary to the west and south, interpreted to be sand truncations due to non-deposition of the target sandstone (figures 12, 13).

Depth of target level has been determined by the tie of the Santa Cristina-1 well to the 3D seismic data acquired by AleAnna. TD will be at about 1000m ss TVD in this vertical well.

Le coordinate metriche e geografiche di ubicazione in superficie sono le seguenti:

Gauss Boaga
X = 1530396.624
Y = 4998590.128

Roma 40 M.M.
Lat. = 45°08'21,453"
Long.= -3°03'56,679"

ETRF89 - WGS 84
Lat. = 45°08' 23,83"
Long.= 9°23' 10,54"

UTM-ETRF89
X = 530369,080
Y = 4998570,133

Metric and geographical coordinates of surface location point are:

Gauss Boaga
X = 1530396.624
Y = 4998590.128

Roma 40 M.M.
Lat. = 45°08'21,453"
Long.= -3°03'56,679"

ETRF89 - WGS 84
Lat. = 45°08' 23,83"
Long.= 9°23' 10,54"

UTM-ETRF89
X = 530369,080
Y = 4998570,133

Trattandosi di pozzo verticale, le coordinate metriche e geografiche degli obiettivi minerari e di TD sono le seguenti:

Gauss Boaga
X = 1530396.624
Y = 4998590.128

Roma 40 M.M.
Lat. = 45°08'21,453"
Long.= -3°03'56,679"

ETRF89 - WGS 84
Lat. = 45°08' 23,83"
Long.= 9°23' 10,54"

UTM-ETRF89
X = 530369,080
Y = 4998570,133

Metric and geographical coordinates of drilling targets and TD are:

Gauss Boaga
X = 1530396.624
Y = 4998590.128

Roma 40 M.M.
Lat. = 45°08'21,453"
Long.= -3°03'56,679"

ETRF89 - WGS 84
Lat. = 45°08' 23,83"
Long.= 9°23' 10,54"

UTM-ETRF89
X = 530369,080
Y = 4998570,133

La quota del piano campagna nel punto di ubicazione è di circa 57 m s.l.m. e sarà verificata ulteriormente prima della fase esecutiva del sondaggio.

Elevation of ground level at location point is about - 57 m.s.l. and will be verified again before the drilling of the well.

Il punto di ubicazione del sondaggio Bella-1 ricade all'interno delle carte topografiche appresso elencate:

The location of Bella-1 falls within the following topographic maps of IGM (Military Geographical Institute):

Foglio IGM scala 1:100 000 - F° 59 "Pavia"
Foglio IGM scala 1:50 000 - F° 161
"Casalpusterlengo"
Tavoletta IGM scala 1:25 000 – F° 161-IV "S.
Colombano di Lambro"

*Scale 1:100,000 - sheet F° 59 "Pavia"
Scale 1:50,000 - sheet F° 161 "Casalpusterlengo"
Scale 1:25,000 – sheet F° 161-IV "San Colombano di
Lambro"*

Al momento il pozzo è progettato come pozzo verticale.

Bella-1 will be drilled as vertical well.

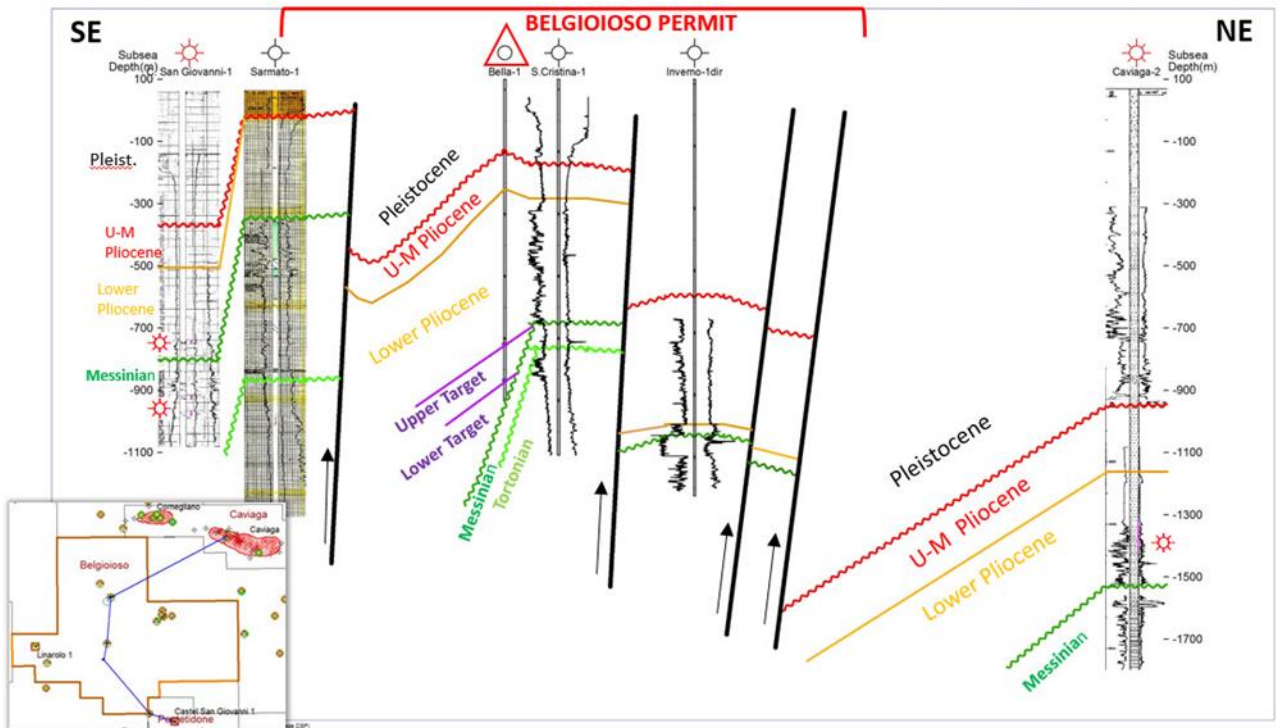


Figura 9 - Cross section showing Lower Pliocene production to South & North of Bella-1.

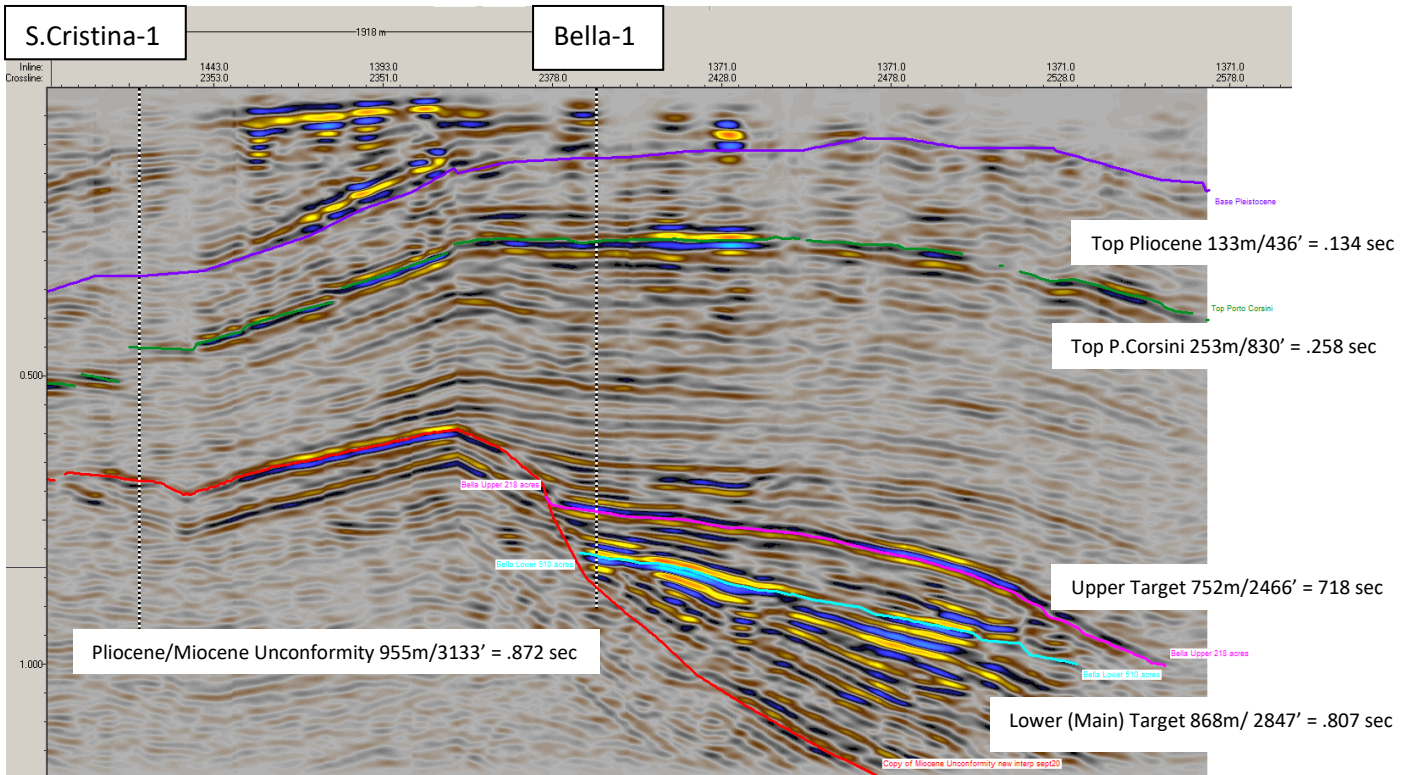


Figura 10 - Sezione sismica rappresentativa degli obiettivi minerari/Seismic section showing targets.

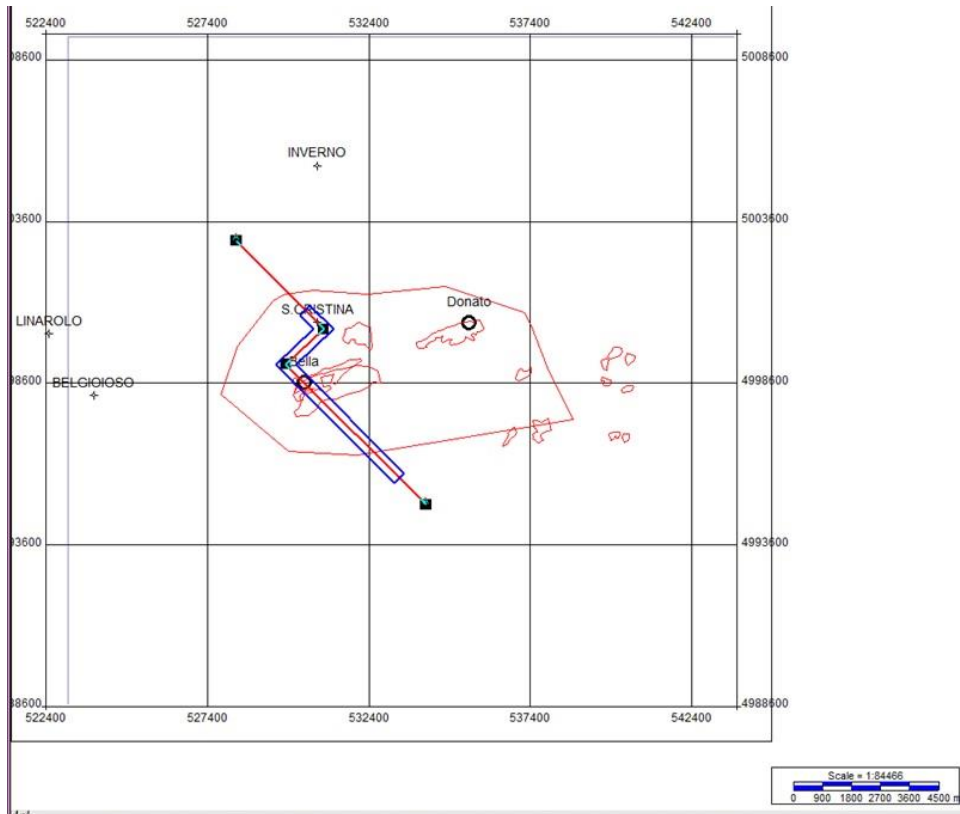


Figura 11 – Basemap della linea sismica arbitraria in figura 9/Location map for arbitray 3D seismic line shown in figure 9.

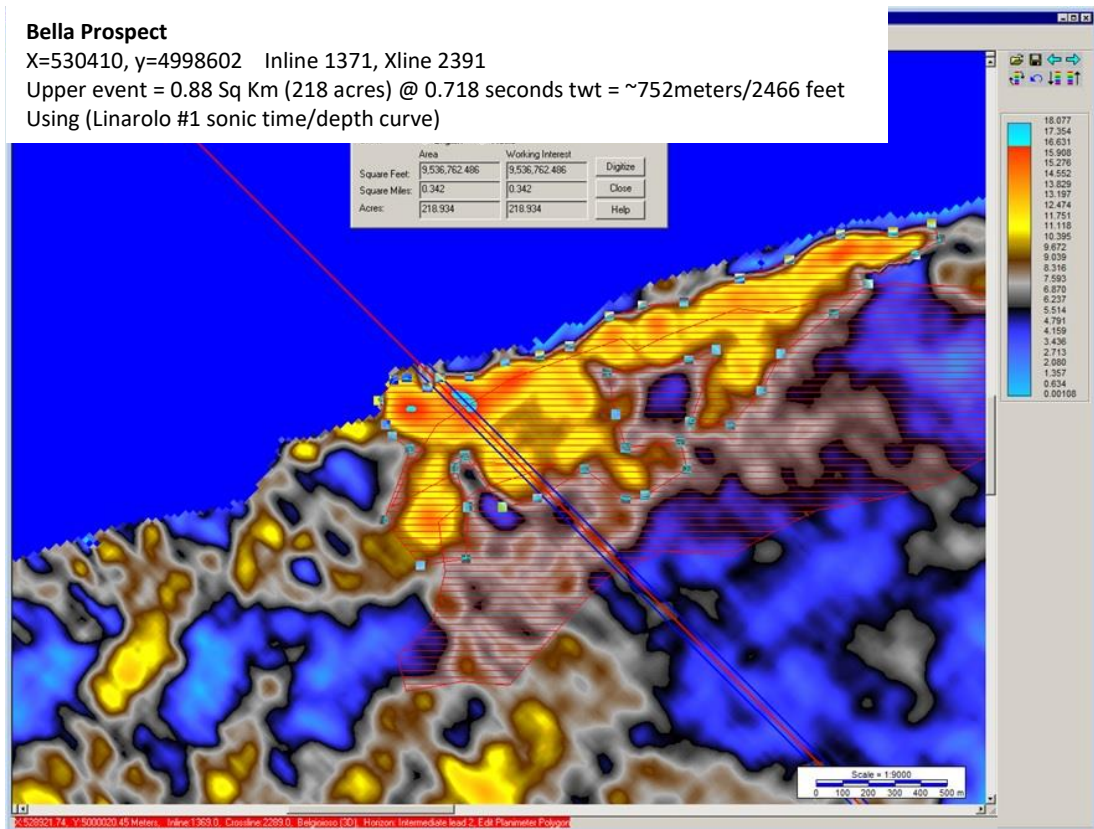


Figura 12 – Mappa dell’anomalia di ampiezza del target secondario di Bella/Bella secondary target amplitude map.

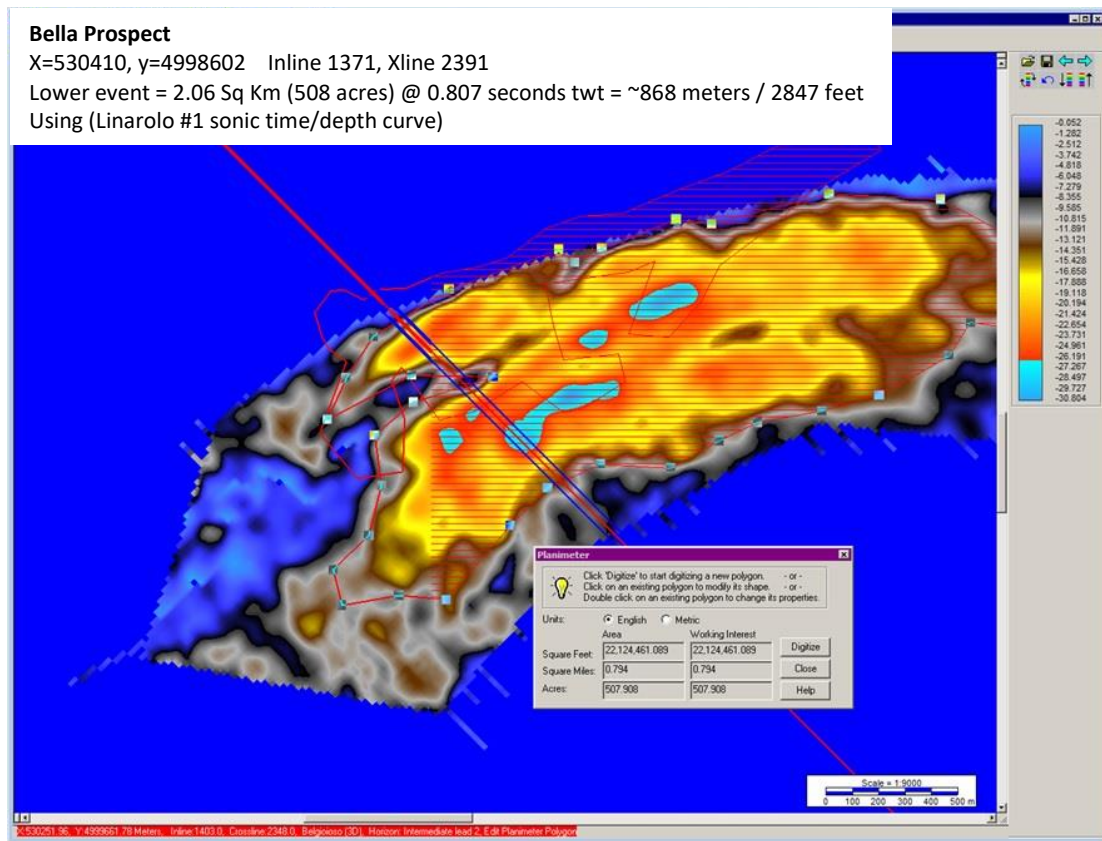


Figura 11 – Mappa dell’anomalia di ampiezza del target primario di Bella/Bella main target amplitude map.

Livelli/Levels	Profondità m s.l.m. TVD/ Depth meters ss TVD	Profondità m da p.c. (57,00 m s.l.m.)/ Depth meters from ground level (57,00 m s.l.)
Porto Corsini	868 m	924 m

Tabella 2 - Prognosi/Prognosis

Il target principale è previsto alla profondità mostrata nella tabella 2, la prognosi è basata sulla calibrazione del pozzo Santa Cristina-1 con il 3D acquisito nel 2016 da AleAnna Resources.

Main target top is expected at the following vertical depth in table 2, resulting from the tie of Bella-1 location to the Santa Cristina-1 well on 3D seismic data acquired by AleAnna Resources in 2016.

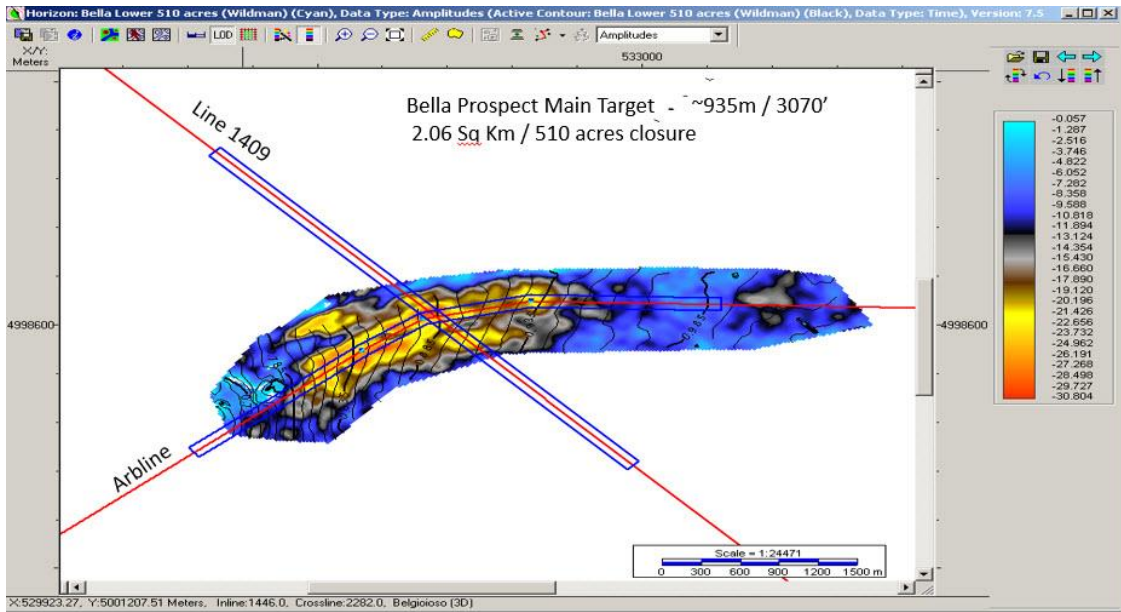


Figura 13 – Mappa strutturale e dell’anomalia di ampiezza del target principale di Bella, ubicazione delle due linee sismiche in figura 14/Bella main target amplitude and structure map, locations of 2 seismic lines in figure 14.

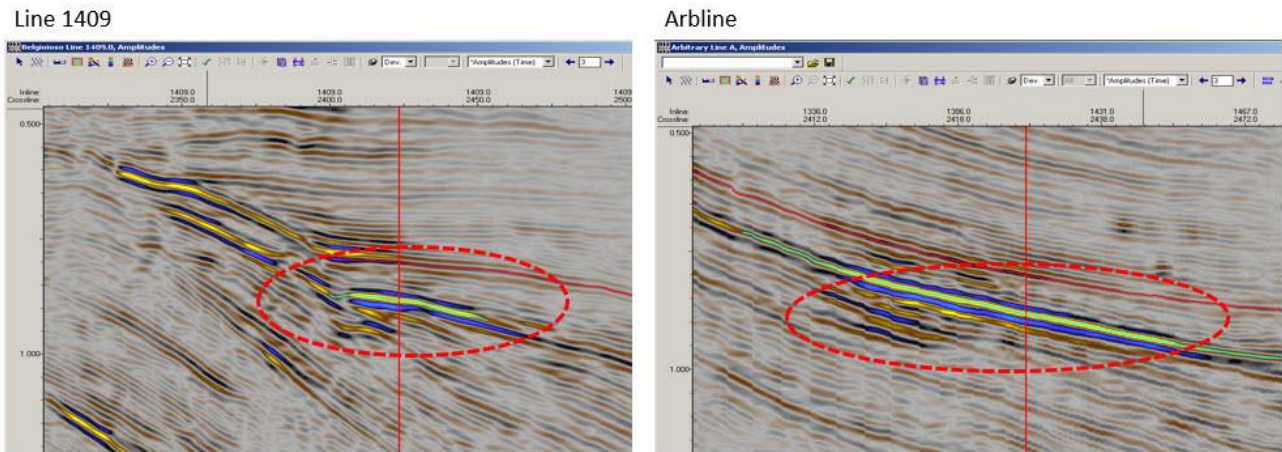


Figura 14 – Linee sismiche di riferimento, ubicazione in figura 13. Il target principale e’ cerchiato in rosso/ Two 3D seismic lines shown on figure 13. Main target is circled.

Il sondaggio Bella-1 ha un target principale più uno secondario; per questo motivo, si prevede un completamento singolo selettivo. Tutte le profondità stimate devono essere considerate con un’incertezza di 25m dovuta alla scarsa taratura del modello di velocità.

Bella-1 well has one likely target plus one secondary target; for this reason, a single completion with selective can be planned possibly with an up hole selective completion. All estimated depth must be considered to be within 25 meters either higher or lower due to the lack of proximal velocity control.

L’ubicazione superficiale è ubicata in un area agricola pianeggiante (fig. 15).

The surface location is within a plain area of farmland (fig. 15).

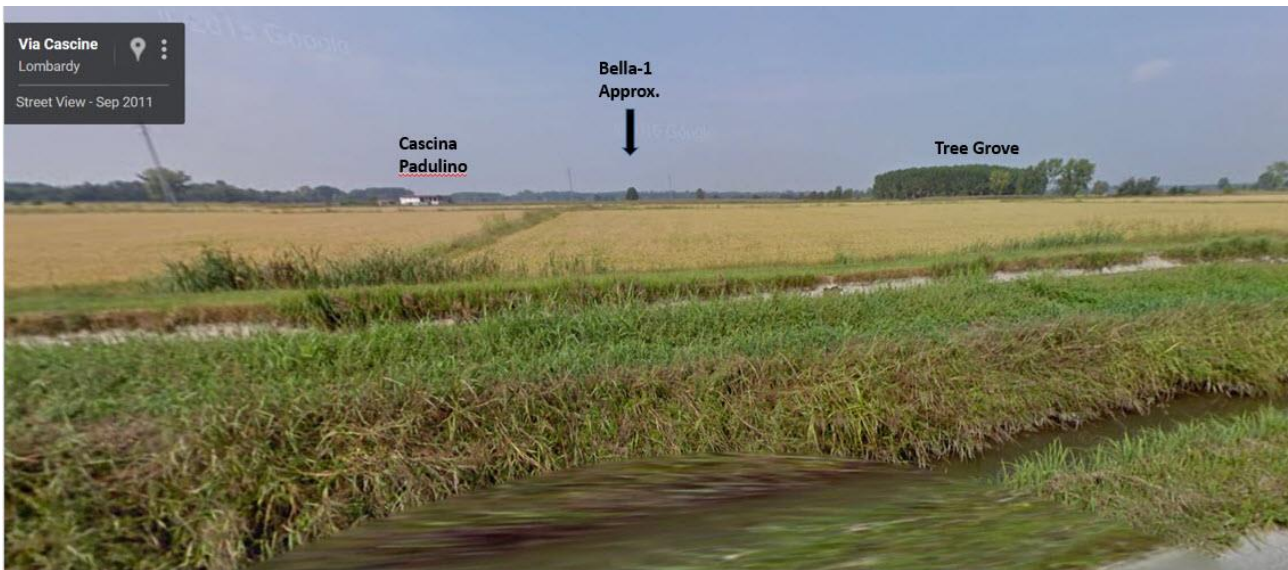


Figura 15 – Prospettiva 2 dell’area di ubicazione del sondaggio Bella-1/View of Bella-1 well area location.

3.3 Elementi del play (obiettivo principale e secondario)

- Idrocarburi: gas biogenico
- Reservoir: livelli sabbioso-siltosi del Pliocene inferiore (F. ne Porto Corsini)
- Source: argille del Plio-Pleistocene
- Trappola: stratigrafica-strutturale
- Seal: argille del Plio-Pleistocene

3.3 Play Elements (Main and Secondary Target)

- *Hydrocarbons: biogenic gas*
- *Reservoir: silt-sandy levels of Lower Pliocene (Porto Corsini Formation)*
- *Source: Plio-Pleistocene clays*
- *Trap: stratigraphic-structural*
- *Seal: Plio-Pleistocene clays*

3.4 Pozzi di riferimento

I pozzi di riferimento per il sondaggio Bella-1 sono (tab. 1 e fig. 5):

- Santa Cristina-1, a circa 2.0 km a NNE (N 10°)
- Linarolo-1, a circa 8.1 km ad E (N 270°)
- Belgioioso-1, a circa 6.6 km a WSW (N 260°)

Questi pozzi sono i più vicini al sondaggio proposto e hanno attraversato una parte della successione clastica Plio-pleistocenica che si ritiene comparabile per caratteristiche litologiche e di facies a quella prevista nel sondaggio Bella-1.

Tutti questi pozzi sono risultati sterili, ad eccezione del pozzo Linarolo 1, il test wireline della formazione sabbiosa del Tortoniano ha rinvenuto olio ad una profondità di circa 1000m. Nello stesso pozzo, l'analisi dei logs e dei fanghi mostrano tre sabbie sottili del Pliocene Superiore indiziate a gas. Le sabbie tortoniane hanno prodotto gas nel campo di Cremona Sud situato a 33Km a NE, mentre le sabbie del Pliocene Inferiore-Messiniano hanno prodotto gas dal campo di Casteggio a circa 25Km a SW. Entrambi i campi sono all'interno dell'area delle pieghe emiliane.

3.4 Reference Wells

Reference wells for Bella-1 are (table 1 and fig. 5):

- *Santa Cristina-1, located about 2.0 km NNE (N 10°)*
- *Linarolo-1, located about 8.1 km E (N 270°)*
- *Belgioioso-1, located about 6.6 km WSW (N 260°)*

These wells are the closest to the planned Bella-1 well. They have crossed portions of a clastic Plio-Pleistocene succession that is expected to be similar, in lithology and facies characteristics, to the one expected for Bella-1 well.

All these wells resulted in dry holes, although in the Linarolo-1 well, a wireline formation test recovered oil from two Tortonian sand intervals at about 1000m. In that same well, log analysis and mudlog shows from 3 thin Upper Pliocene sands indicate gas. Tortonian sands produced gas in Cremona Sud Field 33 km to the NE, and Lower Pliocene to Messinian sands produced gas from Casteggio Field, 25 km to the SW. Both fields are in the Emilia Arc fold belt.

4. PREVISIONE LITOSTRATIGRAFICA

Tutte le quote sono verticalizzate e riferite al livello mare (fig. 10).

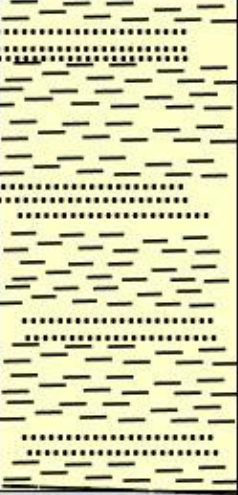

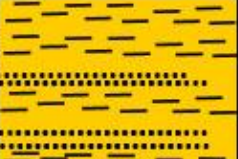


Pozzo Bella-1					
Previsione Litostratigrafica (p.c. 56 m.s.l.m.)					
Età	Formazione	Descrizione litologica	Colonna stratigrafica	Profondità da l.m. (metri)	Obiettivi minerari
OLOCENE PLEISTOCENE	SABBIE DI ASTI	Argilla grigia localmente siltosa con intercalazioni di sabbia quarzoso-micacea. Presenza di livelli di lignite e molluschi.		50	
				133	
PLIOCENE SUPERIORE	ARGILLE SANTERNO	Argilla grigia plastica fossilifera		200	
	PORTO GARIBALDI	Argilla grigia localmente siltosa con intercalazioni di sabbia quarzosa da fine a media. Tracce di lignite e pirite.		253	
PLIOCENE INFERIORE	PORTO CORSINI	Argilla grigia plastica siltosa calcarea sabbia quarzosa a grani da medio-fine a media. Siltite grigio chiara e arenaria grigio-quarzosa a grana fine.		955	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 752 ▪ 868
TORTONIANO	MARNOSO ARENACEA	Marno grigio-verde leggermente siltosa con qualche livelletto di sabbia talora cementata		1000	

Figura 16 - Previsione litostratigrafica

4. LITHOSTRATIGRAPHIC PROGNOSIS

All depths are TVD rom sea level (fig. 11).

Bella-1					
Litostratigrafic Prognosis (p.c. 56 m.s.l.m.)					
Age	Formation	Lithologic Description	Stratigraphic Column	Depth from s.l (meters)	Targets
HOLOCENE	SABBIE DI ASTI	Locally gray silty clay intercalated with quartz-micaceous sand. Presence of levels of lignite and mollusks.		50	
PLEISTOCENE				133	
PLIOCENE UPPER-MIDDLE	ARGILLE SANTERNO	Gray fossiiferous plastic clay		200	
	PORTO GARIBALDI	Locally gray silty clay intercalated with quartz sand from fine to medium. Lignite and pyrite traces.		253	
PLIOCENE LOWER	PORTO CORSINI	Gray plastic calcareous silty clay, quartz sand with grains from medium-fine to medium. Light gray siltstone, and gray quartz fine grained sandstone.		955	
TORTONIAN	MARNOSO ARENACEA	Gray-green slightly silty marl with some sand layers sometimes cemented.		1000	

Figura 17 – Lithostratigraphic prognosis

Nel punto di ubicazione la quota campagna è posta all'altezza di 56 m s.l.m. circa.

- da 0 m a 50 m: sabbie argillose e argille oloceniche

- da 50 m a 133 m: circa 83m di argille plastiche, localmente siltose con intervalli di sabbie quarzose-micacee. Presenza di livelli carboniferi localmente fossiliferi (macrofossili). E' possibile la presenza di lenti ghiaiose con spessori fino a diversi metri. Sabbie di Asti – Pleistocene.

UNCONFORMITY 133m

- da 133 m a 200 m: circa 67m di argille plastiche grigio fossilifere. Argille della Formazione Santerno – Pliocene superiore.

- da 200 m a 253 m: circa 53 m di argille grigie, plastiche, localmente siltose con intercalazioni di sabbie quarzose da medie a fini. F.ne Porto Garibaldi – Pliocene superiore.

UNCONFORMITY 253m

- da 253 m a 955 m: circa 702 m di argilla grigia, plastica, siltosa, fossilifera. Sabbia quarzosa con grana da medio-fine a grossolana. Siltiti grigio chiare e arenarie fine, grigio, quarzose. F.ne Porto Corsini – Pliocene inferiore.

POSSIBILE UNCONFORMITY MIOCENICA 955m

- da 955 m a 1000 m: circa 45 m di marna verde impermeabile, leggermente siltosa con a volte alcuni livelli cementati e livelli sabbiosi impermeabili possibili ma non previsti.

NOTA: Tutte le profondità stimate devono essere considerate con un'incertezza di 25m dovuta alla scarsa taratura del modello di velocità nella sezione del Pliocene inferiore.

At the location, GL is about at 56,00 meters above mean sea level.

- From 0-50 m-Holocene shales sands and clays

- From 50m to 133m: about 83m of plastic clays, locally silty with quartz-micaceous sand interlayers. Presence of carbonaceous levels (wood coal) and locally fossiliferous (macrofossils). It is possible the presence of gravel lenses with thickness up to several meters. Asti Sands - Pleistocene.

UNCONFORMITY 133m

- from 133m to 200m: about 67m of fossiliferous grey plastic clay. Santerno Clay formation – Upper Pliocene.

- from 200m to 253m: about 53m of silty, grey plastic clay with some medium to fine grain quartz sand. Porto Garibaldi Formation – Upper Pliocene.

UNCONFORMITY 253m

- from 253m to 955m: about 702m of gray plastic calcareous silty clay, quartz sand with grains from medium-fine to medium. Light gray siltstone, and gray quartz fine grained sandstone. Porto Corsini Formation – Lower Pliocene.

POSSIBILE MIOCENE UNCONFORMITY 955m

- from 955m to 1000m: about 45m of impermeable gray-green slightly silty marl with some tightly cemented and impermeable sand layers possible but not expected in the Miocene.

NOTE: All expected depth are relative to each other but may vary by as much as 25 meters due to a lack of relatively close velocity control in the objective lower Pliocene section.

5. GRADIENTI DI PRESSIONE E TEMPERATURE

Non sono disponibili dati di pressione nel sottosuolo nei pozzi di riferimento. Non viene comunque riportata l'occorrenza di pressioni anomale e i dati indicano l'esistenza di un regime di pressione

5. PRESSURE & TEMPERATURES GRADIENTS

Bottom hole pressure data of proximal reference wells are not available. However, pressure anomalies are not reported, and the data show a hydrostatic pressure or only slightly higher than

idrostatico o solo leggermente in sovrappressione.

hydrostatic pressure trend.

Non si prevedono quindi sovrappressioni significanti nella serie silico-clastica Plio-pleistocenica nel sondaggio Bella-1 ne sono state registrate in questa serie dai pozzi di riferimento.

Significant over pressures are not expected in the clastic-siliceous Plio-Pleistocene series of Bella-1 and were not encountered in the three reference wells in this section.

I dati di temperatura rilevati nei pozzi Inverno-1 mostrano una temperatura di 49° @ 1321 m, un gradiente medio di circa 0.37° C/10 m. Non si registrano dati di temperatura per il pozzo Santa Cristina-1, pozzo più vicino all'ubicazione del sondaggio Bella-1.

Temperature data reported in area well Inverno-1 show a temperature of 49 degrees C at 1321 meters, an average gradient of about 0.37° C/10 m. No temperature data is available from Santa Cristina-1, the closest well to Bella-1.

La temperatura prevista a TD (1 000m TVD da p.c.) sarà quindi di circa 37°C.

Expected temperature at TD (1 000 m TVD from GL) is around 37°C.

6. MANIFESTAZIONI

6 SHOWS

La presenza di acqua dolce è riportata dai log dei pozzi:

- S. Cristina-1 @ 175 m TR (p.c. m 63m)
- S. Colombano-1 @ 170 m TR (p.c. m 140)

Presence of freshwater is reported in the logs of the following wells:

- S. Cristina-1 @175 meters (GL 63.0m)
- S. Colombano-1 @ 170 m TR (GL 140.0m)

E' possibile ipotizzare la quota di base delle acque dolci a circa 175 m da p.c.

Base level of freshwater is supposed to be found at about 175 m from GL

Nella serie terrigena superficiale pleistocenica si possono prevedere possibili deboli manifestazioni di gas metano dovute alla possibile presenza di livelli di torba.

In the very shallow terrigenous Pleistocene sequence you can expect possible weak shows of methane gas, caused by the possible presence of peat.

Non e' ipotizzata la presenza di livelli mineralizzati a gas metano nella sezione stratigrafica sottostante l'obiettivo principale.

The presence of levels mineralized with methane gas in the stratigraphic section below the main target is unlikely.

7. ASSORBIMENTI – DIFFICOLTA' DI PERFORAZIONE

7 LOSSES – DIFFICULTY IN DRILLING

Nei sondaggi limitrofi (fig. 5 – tabella 2) non sono riportati assorbimenti nella serie clastica Plio-pleistocenica né si prevedono nella perforazione del sondaggio Bella-1.

Proximal wells (fig. 5 – table 2) didn't report fluid losses in the clastic Plio-Pleistocene series, nor are they expected for Bella-1 drilling.

DI livelli conglomeratici non se ne prevede la presenza in superficie a determinare possibili difficoltà di infissione del C.P fino a 50m.

Conglomerate levels in the surface is not expected, and they should not impact C.P. driving to 50 meters.

8. PROGRAMMA GEOLOGICO

8.1 Assistenza geologica di perforazione

a) Sorveglianza da parte di geologi di cantiere fino a raggiungimento della TD. Eventuale presenza di un supervisore durante operazioni speciali (logging, testing ecc).

b) Unità standard di mud logging, operativa fin dall'inizio del sondaggio, equipaggiata per il controllo dei seguenti parametri:

- misura di velocità di avanzamento (ROP) e parametri connessi
- contacolpi e misuratore di portata delle pompe di circolazione
- livelli del fango di perforazione e suoi parametri
- pressione del fango allo "stand pipe" e al casing
- gas detector continuo e gas cromatografo per H₂S e CO₂
- attrezzature per sezioni sottili, lavaggi, determinazione della fluorescenza e altre analisi di cantiere
- controllo della "pore pressure"

L'unità di mud logging sarà inoltre equipaggiata con sensori per il rilevamento di gas e miscele esplosive e sarà preposta al monitoraggio di tali sistemi.

8.2 Campionamento

Durante la perforazione del sondaggio Bella-1 saranno prelevati campioni con la seguente frequenza (campionamento variabile in funzione dell'avanzamento; profondità da p.c.):

a) 2 serie di campioni lavati e asciugati:

- ogni 10 m da 0 m a 700 m
- ogni 5 m da 700 m a 1000 m (TD)

b) 2 serie di campioni non lavati:

- ogni 10 m da 0 m a 700 m
- ogni 5 m da 700 m a 1000 m (TD)

c) 1 serie di campioni di fango in contenitori di plastica alla fine di ogni fase e di additivi dello stesso

8 GEOLOGICAL PROGRAM

8.1 Geological assistance to drilling

a) Surveillance by well site geologists until TD has been reached. Eventual presence of a supervisor during special operations (logging, testing, etc.).

b) Standard unit of mud logging, ready to operate as drilling activities start, equipped for the control of the following parameters:

- *measure of progress speed (ROP) and related parameters*
- *counter and flow rate meter of circulation pumps*
- *drilling mud levels and parameters*
- *mud pressure at "stand pipe" and casing*
- *continuous gas detector and gas chromatograph for H₂S and CO₂*
- *equipment for thin sections, washes, fluorescence determination and other well site analysis*
- *pore pressure control*

The mud logging unit will be also equipped with sensors to detect gas and explosive mixtures, and will be also dedicated to the monitoring of such systems.

8.2 Sampling

Samples will be collected during Bella-1 well drilling, with the following sampling rate (sampling can change based on progress; depth level from GL):

a) 2 series of samples washed and dried:

- every 10 m from 0 m to 700 m*
- every 5 m from 700 m to 1000 m (TD)*

b) 2 series of samples not washed:

- every 10 m from 0 m to 700 m*
- every 5 m from 700 m to 1000 m (TD)*

c) 1 series of mud samples in plastic boxes at the end of each phase with its additive, if used.

qualora impiegati.

d) prelievo eventuale di campioni di fluidi di strato, se ritenuto necessario, in contenitori con indicazione della fase, delle caratteristiche del fango, profondità, data e ora.

d) Collect sampling of layer fluids, if deemed necessary, in boxes showing phase, mud characteristics, depth, date and time.

8.3 Carotaggio

Carote di fondo

Non previste.

Bottom Cores

Not expected.

Carote di parete

Il prelievo delle carote di parete sarà previsto, in funzione della disponibilità dei tool adeguati, per la caratterizzazione granulometrica e geo meccanica degli intervalli di interesse (reservoir e roccia di copertura).

Sidewall Cores

The cutting of sidewall cores is planned, based on proper tools available, for the granulometric and geo-mechanic characterization of the levels of interest (reservoir and cap rock).

8.4 Programma di logging wireline

Il programma di logging è definito attualmente in maniera preliminare. Ci si riserva l'opportunità di effettuare la revisione con eventuali modifiche una volta selezionata la compagnia contrattista (quote logging indicative nel presente programma). Gli assemblaggi e il numero delle discese (run) saranno stabiliti in funzione dei tools disponibili e della possibile composizione degli stessi.

8.4 Logging Wireline Program

The logging program is currently available. We reserve the opportunity to review and amend it once the contractor company has been selected (logging levels are approximate in the current program). Assemblies and number of runs will be decided based on the available tools and on their possible combinations.

Fase/Phase	Da/from	A/to	Log	Note
16" (C.P.)	0.0 m	50.0 m (TVD)	Non previsti/ Not expected	
12" ^{1/4}	50.0 m	600.0 m (TVD)	Non previsti/ Not expected	
8" ^{1/2}	600.0 m (TVD)	1 000.0 m (TVD)	CAL-GR-SP-INDUCT-DEN-NEU (GR-CBL in casing 12" ¼ fino a p.c.) Eventuali GR-SP-DIPOLE SONIC	

Tabella 3 - Programma logging wireline del pozzo Bella 1/Logging wireline program

I log saranno forniti, per ogni discesa, in scala 1:200 e 1:1000; in formato cartaceo (file PDF - 3 copie) e su supporto digitale (CD-ROM. Files in formato digitale TIFF, LAS e PDS).

Logs will be delivered, for each run, in scale 1:200 and 1:1000; hard & digital copies (PDF files - 3 copies each), (CD-ROM. Files TIFF, LAS e PDS format).

8.5 Programma di logging while drilling (LWD)

Non previsto.

8.5 Logging while Drilling Program (LWD)

Not expected.

8.6 Programma di measurement while drilling (MWD)

Non previsto.

8.6 Measurement while Drilling Program (MWD)

Not expected.

PROGRAMMA DI PERFORAZIONE POZZO BELLA 1



Immagine da: [website del Comune di Costa de Nobili](#)

INDICE

1	INFORMAZIONI GENERALI	4
2	DATI GENERALI DEL POZZO	5
2.1	TABELLA DATI GENERALI	5
2.2	PROFILO POZZO	7
2.3	PROGRAMMA DI DEVIAZIONE	8
2.4	DIAGRAMMA DI AVANZAMENTO PREVISTO	9
2.5	PREVISIONE E PROGRAMMA DI ACQUISIZIONE INFORMAZIONI GEOLOGICHE	11
2.6	OBIETTIVI DEL POZZO.....	12
2.7	POZZI DI RIFERIMENTO	12
2.8	RACCOMANDAZIONI GENERALI	13
2.9	CARATTERISTICHE GENERALI IMPIANTO, BOP STACK E DOTAZIONI DI SICUREZZA.....	14
2.10	ELENCO PRINCIPALI CONTRATTISTE.....	15
2.11	CONTATTI DI EMERGENZA	15
2.12	DOCUMENTI DI RIFERIMENTO	15
2.13	UNITA' DI MISURA	16
3	PROGRAMMA DI PERFORAZIONE	17
3.1	SEQUENZA OPERATIVA E PROBLEMATICHE DI PERFORAZIONE.....	17
3.1.1	INFORMAZIONI PRELIMINARI	17
3.1.2	INSTALLAZIONE DEL DIVERTER SUL CP E PREPARATIVI PER LA FASE DI PERFORAZIONE	20
3.1.3	FASE 16" PER CASING SUPERFICIALE 13 3/8" A M 200 MDRT.....	20
3.1.4	FASE 12 1/4" PER CASING DI PRODUZIONE 9 5/8" A M 600 MDRT.....	23
3.1.5	FASE 8"1/2 PER LINER DI PRODUZIONE DA 7" A CIRCA 1050 M MDRT.....	25
3.1.6	PULIZIA DEL LINER DA 7" E SPIAZZAMENTO A BRINE	27
3.2	CHIUSURA MINERARIA	28
3.3	PROGETTAZIONE DEL POZZO	29
3.3.1	PRESSIONI	29
3.3.2	SCELTA DEI CASING POINT	31
3.3.3	KICK TOLERANCE	33
3.4	CASING DESIGN	36
3.4.1	PANORAMICA COLONNE DI TUBAGGIO.....	36
3.4.2	PROFILO DEL POZZO.....	37
3.4.3	RISULTATI CASING DESIGN - CASING SUPERFICIALE 13 3/8"	38

3.4.4	RISULTATI CASING DESIGN - CASING DI PRODUZIONE 9 5/8"	40
3.4.5	RISULTATI CASING DESIGN – LINER DI PRODUZIONE 7"	42
3.5	PROGRAMMA FANGO	44
3.6	PROGRAMMA DI CEMENTAZIONE	46
3.7	IDRAULICA.....	49
3.7.1	PERFORAZIONE DEL FORO DA 16"	49
3.7.2	PERFORAZIONE DEL FORO DA 12 1/4"	52
3.7.3	PERFORAZIONE DEL FORO DA 8 1/2"	55
3.8	BOP STACK.....	58
3.9	PROFILO DI DEVIAZIONE PREVISTO.....	59
3.10	ANTICOLLISION	59
4	ALLEGATI	60
4.1	CASING DESIGN REPORT (STRESSCHECK)	60
4.2	PROGRAMMA FANGHI	60

1 INFORMAZIONI GENERALI

AUTORIZZAZIONI			
	Nome / Ruolo	Firma	Data
Scritto da:	Valentina Gagliardi Senior Drilling Engineer		
Revisionato da:	Chris Collie Wells Team Leader		
Approvato da:	Richard Green Project Manager		
Approvato da:	Sioux Sinnott CEO		
DOCUMENT CONTROL			
Documento:	SIA DP Bella1_04_EC CC Review_VG2		
Posizione:	S:\Projects\Aleanna\Bella		
Controllo delle modifiche:			
Rev N.	Data	Modifiche	Scritte/revisionate da
A	27/04/17	Bozza iniziale	Gagliardi/Collie
B	14/07/17	Modifiche alle Coordinate di Superficie	Gagliardi/Collie
C	24/07/17	Uguale a bozza iniziale (pozzo verticale) ma con rig e controllo anticollisione di versione B	Gagliardi/Collie
D	17/08/17	Uguale a Versione C ma con tabella e grafico pressioni aggiornati in base all'ultimo Programma Geologico, commento sulla selezione dei pozzi di riferimento rilevanti e sulla possibilità di tracce di gas nel top hole, varie piccole migliorie.	
E	30/08/17	Uguale a versione D, ma con modifiche a coordinate di fondo. Aggiunte coordinate Roma 40 M.M.	Vannini

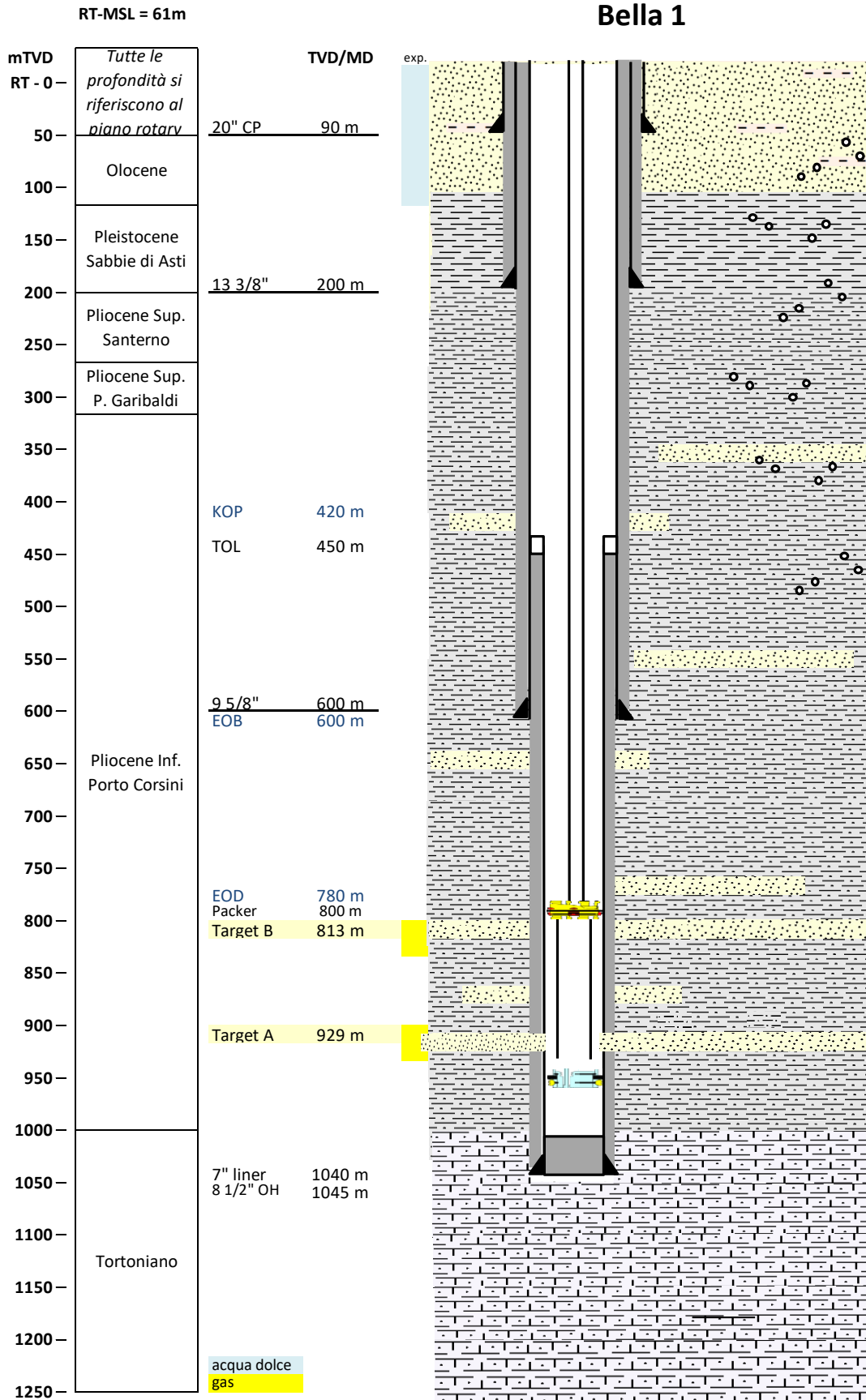
**TUTTE LE PROFONDITA' IN QUESTO DOCUMENTO, SE NON SPECIFICATO
DIVERSAMENTE, SI RIFERISCONO ALLA PROFONDITA' MISURATA (MEASURED
DEPTH) RISPETTO AL PIANO ROTARY ORIGINALE**

2 DATI GENERALI DEL POZZO

2.1 TABELLA DATI GENERALI

BELLA 1		DESCRIZIONE
ANAGRAFICA		
Nome e sigla del pozzo	Bella 1	
Profondità finale prevista (Verticale/Misurata)	1000 m TVDSS / 1000m MDSS	
Concessione	Belgioioso	
Operatore	Aleanna Resources LLC	
Quote di titolarità	Aleanna Resources LLC (100%)	
Comune	Costa de Nobili	
Provincia / Regione	Pavia / Lombardia	
OBIETTIVI		
Linea sismica di riferimento	"Belgioioso" 3D survey, acquisita tra Novembre 2015 e Marzo 2016 su una superficie di circa 86 km ²	
Litologia obiettivo principale (Target 1)	Livello di sabbia in argilla siltosa	
Formazione obiettivo principale (Target 1)	Porto Corsini (Pliocene Inferiore)	
Profondità obiettivo principale (mMDSS)	868 m MDSS	
Profondità obiettivo principale (m TVDSS)	868 m TVDSS	
COORDINATES		
Ellipsoide e Datum Geodetico		WGS84 / UTM Zona 32 N
Target 1	Profondità	868 m TVDSS / 868 m MDSS
	Latitudine (geografica)	45° 8' 23,83" N
	Longitudine (geografica)	9° 23' 10,54" E
	Latitudine (metrica)	4998570.133 m N
	Longitudine (metrica)	530369.080 m E
Target 2	Profondità	752 m TVDSS / 752 m MDSS
	Latitudine (geografica)	45° 8' 23,83" N
	Longitudine (geografica)	9° 23' 10,54" E
	Latitudine (metrica)	4998570.133 m N
	Longitudine (metrica)	530369.080 m E
Well TD	Profondità	1000 m TVDSS / 1000 m MDSS
	Latitudine (geografica)	45° 8' 23,83" N
	Longitudine (geografica)	9° 23' 10,54" E
	Latitudine (metrica)	4998570.133 m N
	Longitudine (metrica)	530369.080 m E
Coordinate ROMA 40 M.M.		
Latitudine = 45° 08' 21,453" Longitudine = -3° 03' 56,679"		
Tipo di proiezione		UTM Zona 32 N
Semiassse maggiore		a = 6 378 137,000 000m
Semiassse minore		c = 6 356 752,314 245m
Flattening		f = 1/298,257223563
Declinazione magnetica (da confermare prima dello spud)		2.29° (IGRF200510 31/12/2009)

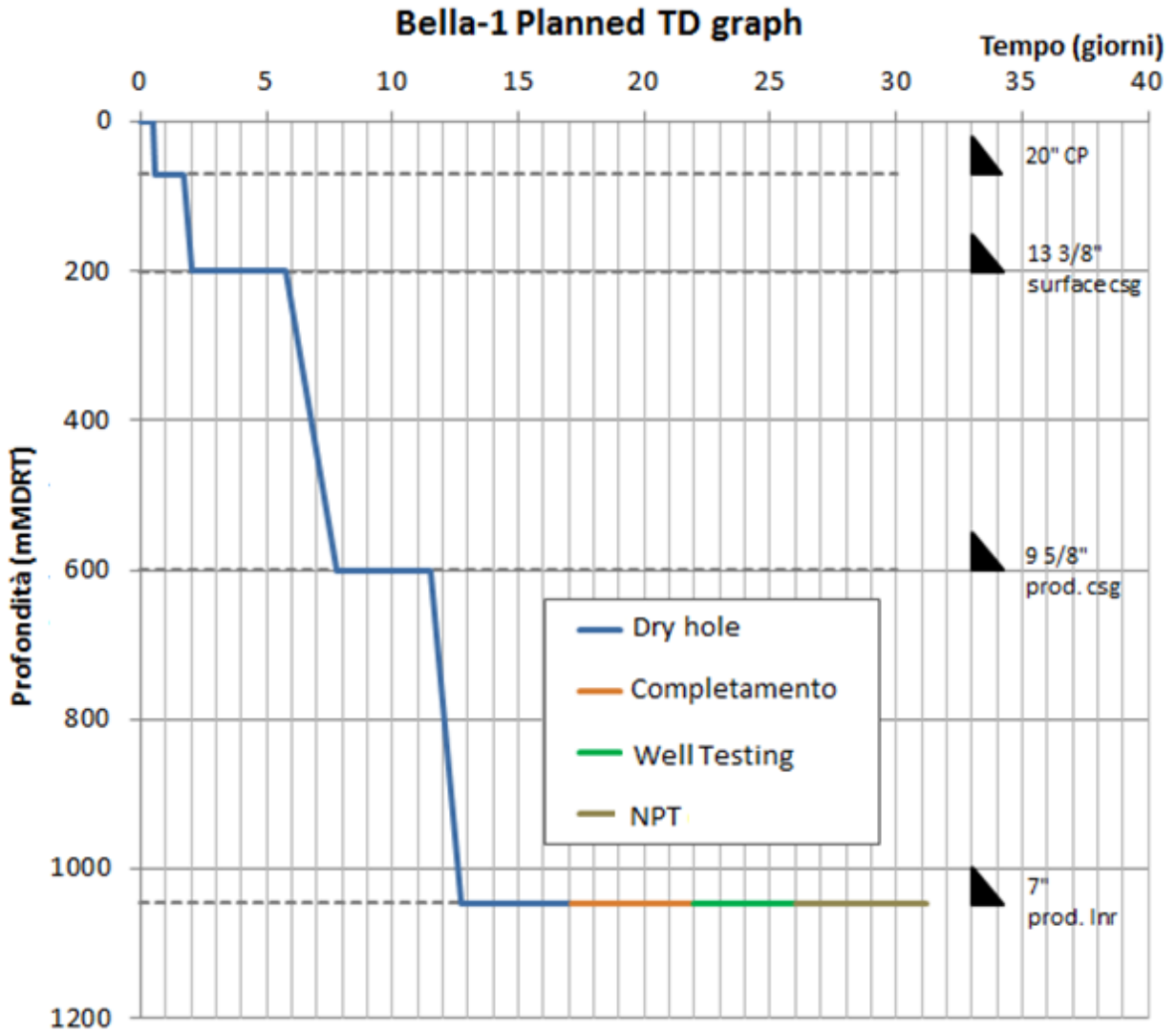
2.2 PROFILO POZZO



2.3 PROGRAMMA DI DEVIAZIONE

Al momento il pozzo è progettato come pozzo verticale. Le coordinate di superficie saranno definite prima dello spud ed in base a questo il pozzo potrebbe essere leggermente deviato. Le coordinate di obiettivi e di fondo pozzo sono mostrate nella Sezione 2.1.

2.4 DIAGRAMMA DI AVANZAMENTO PREVISTO



Operazione	Tempo previsto (giorni)	Attività	Tempo previsto (giorni)
00 – Inizio attività	0.00		
01 – Preparazione rig	0.50		
02 – Tubo guida	0.60		
03 – Diverter	0.35		
04 – Preparativi per Drilling	0.17		
05 – Foro da 16in	0.94		
06 – Casing da 13 3/8in	0.33		
07 – Cementazione 13 3/8in	0.82		
08 – Testa pozzo 13 3/8	0.38		
09 – BOP dopo 13 3/8in csg	0.77		
10 – Foro da 12 1/4in	3.67	Fase Dry hole	17.1
11 – Casing da 9 5/8in	0.72		
12 – Cementazione 9 5/8in	0.77		
13 – Op. Testa pozzo 9 5/8	0.33		
14 – BOP dopo 9 5/8in csg	0.35		
15 – Foro da 8 1/2in	2.58		
16 – Logging in 8 1/2in	1.09		
17 – Liner da 7in	1.16		
18 – Cementazione 7in	0.44		
19 – Fresaggio da 6in	0.93		
20 – Cased hole logging 7in	0.15		
21 – Completamento	4.93	Fase Completamento	4.90
22 – Well Test	3.00	Fase Well Test	4.00
23 – Preparativi rig move	1.00		
TEMPO CUMULATIVO			26.00

2.5 PREVISIONE E PROGRAMMA DI ACQUISIZIONE INFORMAZIONI GEOLOGICHE

mMD	Litologia	Obiettivi*	Fase	Campionamento	Campionamento fluidi	Campionamento gas	Controllo pressione	Carotaggi	Production Tests	Drilling Fluid	Losses	LWD logs	MWD	Wireline logs	Seismic logs
RT 0															
GL 5															
MSL 61	Olocene	CP @ 70m	Driven CP												
100															
150	Pleistocene Sabbie di Asti		16"	2 serie di campioni lavati e asciugati E 2 serie di campioni non lavati ogni 10 m; calcimetria						1.22sg FW-GE-PO				no OH W/L; no cased hole WL	
200		13 3/8" @ 200m	200m												
250	Pliocene Sup. Santerno														
300															
350	Pliocene Sup. P. Garibaldi		12 1/4"							1.22 sg FW-HP-POLYMER				no OH W/L planned;	
400														cased hole: CBL-VDL- GR-CCL (together with 7" liner cased hole WL)	
450															
500															
550		TOL @ 550m (150m liner lap)	603												
600		9 5/8" @ 603m													
650	Pliocene Inf. Porto Corsini			2 serie di campioni lavati e asciugati E 2 serie di campioni non lavati ogni 5 m; calcimetria											
700															
750															
800			8 1/2"							1.22 sg FW-HP-POLYMER				OH logs: • CAL-GR- SP-INDUCT- DEN-NEU • GR-SP- DIPOLE SONIC (tbc)	
850															
900															
950															
1000															
1050			1050m	2 serie di campioni lavati e asciugati E 2 serie di campioni non lavati ogni 5 m; calcimetria											
1100		7" Inr @ 1045m 8 1/2" hole @ 1050m													
1150	Tortoniano														
1200															
1250															

2.6 OBIETTIVI DEL POZZO

Gli obiettivi del pozzo Bella-1 sono:

- Perforare gli strati di sabbia medio-fine e di argilla nella Formazione di Porto Corsini a 868m SSTVD (obiettivo principale di circa 25m di spessore) ed a 752m TVDSS (obiettivo secondario, di circa 25m di spessore);
- Effettuare log wireline su tutto lo spessore perforato della Formazione di Corsini
- Completare il pozzo

2.7 POZZI DI RIFERIMENTO

I pozzi di riferimento, in base alla vicinanza ed alle caratteristiche geologiche) per il pozzo Bella-1 sono i seguenti:

Nome del pozzo	Anno	TD (mRT)	Esito	Distanza di superficie (km)
Inverno-1dir	2001	1323	Dry	7.3
Belgioioso-1	1990	1500	Dry	6.6
Linarolo-1 (non esattamente la stessa geologia)	1987	3206	Oil & gas Shows	8.1

Un pozzo molto vicino è S.Cristina-1, a circa 2Km di distanza, che però i geologi hanno consigliato di non considerare un valido offset dato che va a penetrare sedimenti su una struttura diversa da quella di Bella-1, appartenente ad un diverso periodo, con un gradiente di pressione non previsto in Bella-1 (come da Tabella Pressioni 3.6.2 nel Programma Geologico). Nel pozzo sono riportate tracce di gas da 80 a 175m di profondità.

2.8 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 questioni ambientali;
 - Verifica e discussione dettagliata del programma;
 - Sensibilizzazione sulle procedure da adottare in caso di Shallow gas.
- Uno dei rischi in tutti i pozzi è la perforazione della fase iniziale (in Bella-1 il foro da 16" fino a 200m) senza il BOP (con il solo diverter) attraverso sabbie. La prognosis geologica non prevede livelli di gas a queste profondità, anche se nella serie terrigena superficiale pleistocenica si possono prevedere possibili deboli manifestazioni di gas metano dovute alla possibile presenza di livelli di torba (Programma geologico Sezione 6); sono state adottate le seguenti misure cautelative:
 - Perforare un foro da 16" (invece che 17 1/2") nella fase iniziale
 - Limitare la profondità finale (TD) del foro iniziale a 200m
 - Selezionare un fango di perforazione in sovrappressione rispetto alla formazione ed avere un fango appesantito (kill fluid) a disposizione sul rig per poter prontamente aumentare la colonna idrostatica in pozzo
 - Avere cuscini LCM compatibili con il fango di perforazione pronti sul rig per poter curare eventuali assorbimenti che potrebbero far diminuire la colonna idrostatica nel pozzo
 - Far adottare le procedure di perforazione con diverter durante la perforazione del foro iniziale

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.**, Aleanna Resources 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.

2.9 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)

RIG DATI GENERALI	Draw Work	Drillmec HH-200MM
	Sistema	Mechanic
	Hook Load	200 METRIC TONS 440 lbs
MAST	Tipo	Drillmec HH-200
	Sistema	Hydraulic Hoisting
	Altezza totale incl. substructure	30 m
	Clear Height	16 m
	Capacità di Carico Hookload	200 Ton (444000 lbs)
	Racking Capacity DP 5"	3800 mt
SUBSTRUCTURE	Tipo	Drillmec HH
	Altezza del piano sonda	7.60 m
	Altezza sotto alla RT	7.00 m
	Capacità di Carico	200 Ton (444000 lbs)
POWER GENERATION	Tipo di motore	2 - Scania DC16 72 A 2-12
	Rating del motore	652kW a 1800 rpm
	Gen set rating	700 kVA - 560 kW
TOP DRIVE	Tipo	HTD 200
	Capacità di Carico	200 Ton
ROTARY TABLE	Tipo	Drillmec
	Misura:	27 1/2"
	Capacità di Carico	200 ton
MUD PUMPS	Tipo	Drillmec 9T1000
	Numero	2 (3 optional)
	Motori	CAT 3512 – 1250 HP
	Pressione massima	5000 psi
MUD TANK SYSTEM	Tipo	Rectangular tanks
	Volume	187 + 100 mc
	Tipo di Shale Shaker	Swaco Moonguse PT
	Desander	2 x 12"
	Desilter	16 x 4"
SISTEMA BOP	Diverter	21 1/4" Shaffer - type - 2M
	Annular	13 5/8" Shaffer -type - 5M
	Double Rams	13 5/8" Cemeron - type -10M
	Single Rams	13 5/8" Cemeron - type - 10M
	Choke Manifold	MCM – 4 1/16" 10M

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 sovrappressioni;
- 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)

2.10 ELENCO PRINCIPALI CONTRATTISTE

Tutti i servizi sono da definire.

2.11 CONTATTI DI EMERGENZA

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

2.12 DOCUMENTI DI RIFERIMENTO

- Programma Geologico: Aleanna Resources Geological Programme "GEOLOGICAL PROGRAM BELLA 1 WELL", revision issued on 22/04/2017
- Zenith Energy Wells Management System
- DRAFT INTERNATIONAL STANDARD, ISO/DIS 16530-1.2 "Well integrity"
- Oil & Gas UK "Well integrity" issue 4, 2012

2.13 UNITA' DI MISURA

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 or Kg/m
VOLUME DI GAS	Nmc
PLASTIC VISCOSITY	Centipoise
YELD & GEL	g/100cm ²
SALINITA'	ppm ore g/l di NaCl-equivalent

3 PROGRAMMA DI PERFORAZIONE

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

3.1 SEQUENZA OPERATIVA E PROBLEMATICHE DI PERFORAZIONE

3.1.1 INFORMAZIONI PRELIMINARI

Lo scopo del pozzo è di determinare la presenza di gas nella formazione di Porto Corsini e, in caso positivo, di completare il pozzo, testarlo e chiuderlo temporaneamente.

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

- Preparazione della piazzola e battitura del conductor (non descritto in questo programma di perforazione)
- Posizionamento impianto
- Installazione Diverter
- Pulizia del Conductor Pipe (CP)
- Perforazione fase 16" fino a 200m TVD RT
- Discesa e cementazione casing superficiale 13 3/8"
- Rimozione Diverter, installazione testa pozzo e BOP stack 13 5/8" , test BOP (in parte testato offline sullo stump)
- Perforazione fase 12 1/4" fino ad almeno 600m TVD RT
- Registrazione Logs elettrici (non pianificati in OH, ma sono necessari logs in cased hole per il casing da 13 3/8")
- Discesa e cementazione casing di produzione 9 5/8"
- Installazione spool per 9 5/8" (si assume testa pozzo non è del tipo compact)
- Test del BOP
- Perforazione della scarpa del casing da 9 5/8" e FIT su 3m di formazione scoperta

- Perforazione fase da 8 ½”
- Registrazione log elettrici sul foro da 8 ½”

in caso di esito
log positivo

in case di
pozzo sterile

- | | |
|--|--|
| <ul style="list-style-type: none"> • Scesa e cementazione del liner da 7” • Fresaggio del liner da 7” • Registrazione log cased hole sul liner da 7” e sul casing da 9 5/8” • Completamento provvisorio ed installazione Xmas tree • Flow test • Chiusura temporanea del pozzo per successivo completamento • Smontaggio dell’impianto di perforazione e rig move | <ul style="list-style-type: none"> • Chiusura mineraria del pozzo • Smontaggio dell’impianto di perforazione e rig move • Ripristino della piazzola |
|--|--|

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;
- Una centrifuga sarà utilizzata per tutta la durata del pozzo, per aiutare l'eliminazione dei solidi più sottili e mantenere fango di perforazione in buone condizioni;
- 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;
- 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 debbano altresì essere disponibili acqua e materiali in modo da assicurare l'eventuale sostituzione completa del fango in circolazione.
- Assicurarsi che il sistema di monitoraggio del gas e del flusso del fango siano perfettamente funzionanti. Il personale del contrattista di Mud Logging dovrà controllare tali sensori ogni ora durante la perforazione;
- Assicurarsi che le operazioni siano pianificate ed i materiali organizzati nel pieno rispetto delle leggi vigenti;
- Assicurarsi che il volume delle pompe sia misurato quando il rig viene installato, e lo spiazzamento ed efficienza delle pompe venga ricalcolato e comunicato all'ingegnere progettista, così da poter progettare accuratamente le cementazioni;
- Preparare il BOP sullo stack and testarlo offline;
- Non vi è rischio di collisione con altri pozzi. Inoltre, data la distanza dei pozzi più vicini, non ci si aspetta nessuna interferenza magnetica sugli strumenti;
- Avere a disposizione gli strumenti di fishing che possono rendersi necessari con le filettature corrette per l'intera stringa in pozzo.

3.1.2 INSTALLAZIONE DEL DIVERTER SUL CP E PREPARATIVI PER LA FASE DI PERFORAZIONE

Prima dell'inizio delle operazioni, preparare il fango da 1.15sg ed il fango appesantito (kill mud) da 1.5sg in una vasca separata.

- Tagliare il CP come da istruzioni della ditta fornitrice della testa pozzo ed installare la flangia del diverter, il diverter spool, il diverter e le kill lines.
- Misurare la quota tavola rotary al di sopra della flangia per il diverter e registrare nel depth reference report.
- Installare il diverter annular preventer ed eseguire il collaudo con acqua; il massimo tempo consentito per la chiusura del diverter è di 45 secondi sulla DP da 5”.
- Installare il bell-nipple flowline. Misurare l'HOP (hang off point, e cioè la distanza tra il landing ring ed il piano sonda) e registrarla nel depth reference report.
- Collegare il low pressure riser (clamp connection). Riempire il bell nipple e confermare che non vi siano perdite.
- 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.

3.1.3 FASE 16” PER CASING SUPERFICIALE 13 3/8” A M 200 MDRT

Fango previsto FW-GE-PO 1.15-1.20 sg. Massimo gradiente dei pori= 1.01 bar/10m.

Vasca di kill-mud a 1.5sg.

PERFORAZIONE

- Preparare le lunghezze di HWDP e di drill pipe da 5” necessarie per la perforazione del foro da 16” e del foro da 12 ¼” fino a 1050m.
- Nella serie terrigena superficiale pleistocenica si possono prevedere possibili deboli manifestazioni di gas metano dovute alla possibile presenza di livelli di torba (Programma geologico Sezione 6); questa sezione sarà perforata seguendo le misure cautelative per la perforazione con diverter.
- 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 (Sezione 0)

- 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 la batteria (BHA), eseguire un accurato lavaggio del CP con lo scalpello, 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 200m MDRT.
- Tenere sotto osservazione la forma e consistenza dei cuttings, e limitare la ROP nel caso sia necessario. Usare cuscini viscosi (hi-vis pills) se necessario.
- Durante la perforazione della fase, verificare la verticalità del foro a circa 150m; in caso di inizio di deviazione spontanea, adottare tutte le misure per riportare il pozzo in verticale.
- Mantenere le proprietà del fango come da programma è molto importante per prevenire fenomeni di instabilità del pozzo nella fase superficiale. I metodi per riuscirci sono i seguenti:
 - Mantenere una concentrazione dei polimeri sufficiente per prevenire i fenomeni di "clay balls" e "bit balling" (scalpello imballato)
 - Limitare il build up di solidi nel fango. Controllare i valori di MBT, API FL e peso del fango. Nota: una centrifuga sarà utilizzata in tutte le fasi del pozzo.
 - Assicurarci che gli shaker screens (vibrovalgi) siano in condizioni ottime per tutta la durata della perforazione.
 - Per prevenire instabilità meccanica delle argille, aumentare leggermente il peso del fango se necessario, come da istruzioni del mud engineer.
- Evitare la circolazione continua alla stessa profondità durante le manovre corte; questo potrebbe causare una deviazione accidentale.
- Giunti alla profondità della 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.

SCESA DEL CASING E CEMENTAZIONE

- Controllare la lunghezza ed il tipo di filettature per la discesa dei casing da 13 3/8" e da 9 5/8".
- 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 nel pozzo.
- Discendere il Casing 13 3/8" utilizzando 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.
- La cementazione sarà effettuata on-the-fly. La malta verrà spiazzata con le pompe del fango, il che richiede un buon coordinamento tra tutto il personale addetto. La malta verrà spiazzata a giorno. Assicurarsi che le vasche da utilizzare per la cementazione siano isolate e controllare il loro livello prima dell'inizio della cementazione.
- Effettuare la cementazione limitando la quantità di cemento da smaltire, e separando malta, cuscini e fango, che verrà rimandato nell'active volume.
- Il volume della malta è stato maggiorato del 50% sul diametro del foro, in base all'esperienza in quest'area. Se dall'osservazione dei cuttings si stima un diverso volume del foro, il calcolo dei volumi per la cementazione deve essere aggiornato.
- Cementare la colonna a giorno. Pompare malta 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 tubini 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, tagliare e rimuovere la diverter flange, effettuare un taglio provvisorio del casing da 13 3/8", tagliare il CP e successivamente procedere con il taglio definitivo al casing da 13 3/8", alla distanza necessaria per installare la casing head housing e la landing base. Nota: tagliare in modo che la casing head housing non si appoggi direttamente sul conductor. Installare la landing base.

- Sollevare la casing head housing e scenderla sul casing di superficie, orientando gli outlet come da programma. Energizzare gli slips avvitando i bulloni pre-installati sulla flangia.
- 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
- Eseguire i test BOP di prima installazione come da procedure del manufacturer e valori del Programma di Perforazione finale. Nota: il BOP dovrebbe essere testato in precedenza sullo stump; dopo l'installazione, soltanto la connessione con la flangia della testa pozzo appena effettuata deve essere testata.

3.1.4 FASE 12 1/4" PER CASING DI PRODUZIONE 9 5/8" A M 600 MDRT

Fango previsto: FW-HP-POLYMER a 1.22 sg. Massimo gradiente dei pori = 1.01 bar/10m.

Gradiente fratturazione sotto scarpa precedente 13 3/8" casing = 1.70 bar/10m (teorico).

NOTA: Assicurarsi che nessun additivo contenente K o Cl sia sull'impianto, dato che potrebbe rendere impossibile effettuare logging SP sul pozzo; questi additivi NON DEVONO essere pompati nel pozzo.

PERFORAZIONE

- Il Driller deve mantenere aggiornato il kill sheet e tenerlo disponibile nella doghouse. Il kill sheet deve essere aggiornato come minimo ogni 12 ore o 300m perforati. Avere un KC sul rig floor in posizione open.
- Attraverso il sistema closed loop, cercare di massimizzare il recupero dell'acqua e limitare il volume di fango da smaltire.
- Non vi è alcun rischio di collisione con altri pozzi. In ogni caso, per mantenere un buon controllo della deviazione del pozzo, è buona pratica fare una directional survey ogni 150m perforati, e registrare una survey Gyro Multishot alla fine di ogni sezione prima di perforare al di fuori della scarpa.
- Registrare una gyro nel casing da 13 3/8".
- 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, condizionando il fango, se necessario, per contrastare la presenza del cemento. Prima di fresare la scarpa, effettuare il test del casing da 13 3/8" a 77 bar per 15 minuti.

- Assicurarsi che le condizioni e peso del fango siano come da programma prima di continuare con la perforazione.
- Fresare la scarpa, pulire il rat-hole, perforare 3 o 4 m ed eseguire un limit test a 1.73sg EMW.
- Proseguire la perforazione del foro da 12 ¼” 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 a 600m MDRT; nel caso in cui si debba fermarsi ad una TD minore, controllare che la profondità raggiunta fornisca una kick tollerabile sufficiente per la perforazione della sezione successiva. Rilevare l'inclinazione (MWD) massimo ogni 30 metri. In questa fase non è prevista l'acquisizione di Logs While Drilling (LWD)..
- Al fondo, circolare BU per osservare i cuttings ed assicurarsi di non essere in un livello di sabbia, prima di definire questa profondità come TD della sezione.
- Circolare fino a completa pulizia foro e condizionare il fango in previsione del tubaggio; valutare se sia necessario eseguire una manovra di controllo foro.
- Effettuare la registrazione dei log elettrici in OH sul foro da 12 ¼” ed in cased hole sul casing da 13 3/8”, come da programma geologico. Recuperare il wearbushing.

SCESA DEL CASING E CEMENTAZIONE

- Preparare un fill sheet per la discesa del casing e tenerlo sul piano sonda; controllare che il volume ottenuto durante la discesa del casing sia corretto; in caso contrario, fermarsi ed effettuare un flowcheck.
- Avere XO per il KC pronto sul piano sonda, e KC in posizione open.
- 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.
- Scendere il Casing da 9 5/8” utilizzando 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”. Assicurarsi di riempire il casing ogni giunto e controllare il trip sheet.
- 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 malta a giorno secondo il paragrafo specifico come da programma cementazione in Sezione 3.6. Il TOC (di cemento buono e con buona adesione) deve essere non più profondo di 150m al di sopra dello strato dia gas più superficiale; non si prevedono strati di gas nel foro da 12 ¼", ma nel caso questo venisse rilevato durante la perforazione, la sua profondità dovrebbe essere usata per determinare il minimo TOC.
- 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 275 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) e con il BOP chiuso; il WOC verrà determinato in base al tipo di cemento e alle condizioni dei campioni in superficie.
- Smontare la testa di cementazione. P/U BOP.
- Lavare l'area del casing head housing da 13 3/8" dove verrà installato l'hanger attraverso le ports nella testa pozzo.
- Tagliare il casing da 9 5/8" all'altezza giusta (in base alle indicazioni del manufacturer della testa pozzo), ed installare la wellhead housing e lo spool da 9 5/8".
- Effettuare un test della testa pozzo come da istruzioni del manufacturer.
- Installare il BOP e testare la flangia testa pozzo-BOP.
- Testare il BOP come da indicazioni del manufacturer.

3.1.5 FASE 8"1/2 PER LINER DI PRODUZIONE DA 7" A CIRCA 1050 M MDRT

Fango previsto FW-HP-POLYMER a 1.22 sg. Massimo gradiente dei pori = 1.03 bar/10m. Gradiente di fratturazione sotto scarpa da 9"5/8 = 2.13 bar/10m (teorico).

NOTA: Assicurarsi che nessun additivo contenente K o Cl sia sull'impianto, dato che potrebbe rendere impossibile effettuare logging SP sul pozzo; questi additivi NON DEVONO essere pompati nel pozzo.

- La massima pressione dei pori prevista è di 1.03 bar/10m nel Miocene; dato che questo foro penetra il giacimento di gas, tutti i parametri devono essere monitorati in continuazione: connection gas, gas shows, D-exponent e sigma log, ed il peso del fango deve essere

aumentato in base all'andamento del pozzo, per assicurarsi che sovrappressione sia mantenuta in ogni momento, più un trip margine di 14 bar dai 750m in poi (vedere Sezione 3.3). Mantenere il kick tolerance sheet aggiornato.

- Questo foro deve penetrare l'obiettivo con traiettoria verticale; assicurarsi di mantenere la verticalità del foro.
- Effettuare Gyro dalla scarpa del casing da 9 5/8" alla scarpa del casing 13 3/8", assicurandosi che vi sia tie-in con almeno una misurazione precedente all'interno del casing da 13 3/8". Le misurazioni Gyro devono essere fatte ogni 150m.
- Le aste per questo foro sono state assemblate precedentemente, prima della perforazione del foro da 16". Assemblare il BHA da 8 1/2", eseguire il test di superficie e discendere fino a taggare il collare. Fresare quindi il collare ed il cemento. Eseguire un limit test a 1.71sg EMW (sufficienti per circolare un kick di 4m3 (API) causato da swabbing dalla TD del foro). Nota: ricontrollare questo valore dopo aver perforato la sezione precedente, in base a profondità scarpa e peso del fango.
- Proseguire la perforazione del foro da 8 1/2". Rilevare l'inclinazione (MWD) massimo ogni 30 metri. In questa fase non è prevista l'acquisizione di Logs While Drilling (LWD).
- Perforare il foro da 8 1/2" fino a TD (prevista a 1042m MDRT, ma potrebbe essere ad una diversa profondità in base alla geologia ed alle manifestazioni di gas). Al fondo, eseguire una manovra di controllo foro se necessaria, circolare fino a completa pulizia foro e condizionare il fango in previsione del tubaggio con liner da 7".
- Registrare log elettrici come da programma geologico e la CBL nel casing da 9 5/8". Vi è un solo run definitivo (CAL-GR-SP-INDUCT-DEN-NEU) ed un altro (GR-SP-DIPOLE SONIC) dipendente dai risultati del primo; una manovra di controllo tra i due run potrebbe risultare necessaria in base alle condizioni del foro.
- Valutare se sia necessario eseguire un controllo foro alla fine della registrazione dei log elettrici.

SCESA DEL LINER E CEMENTAZIONE

- Recuperare il wearbushing. Assemblare il Liner Assembly e posizionarlo sulla rastrelliera. Discendere la la scarpa del liner da 7". Controllare il float equipment prima della discesa per verificare l'efficienza delle valvole.
- Continuare la discesa del Liner fino all'ultimo giunto (assumendo un liner lap da 150m, un totale di circa 610m inclusivi di scarpa) sul quale avvitare il Liner Assembly con ZXP packer

e circolare almeno il volume interno del Liner (massima pressione di circolazione 80% della pressione di fissaggio del Liner). Inserire marcatori per facilitare il logging e le perforazioni.

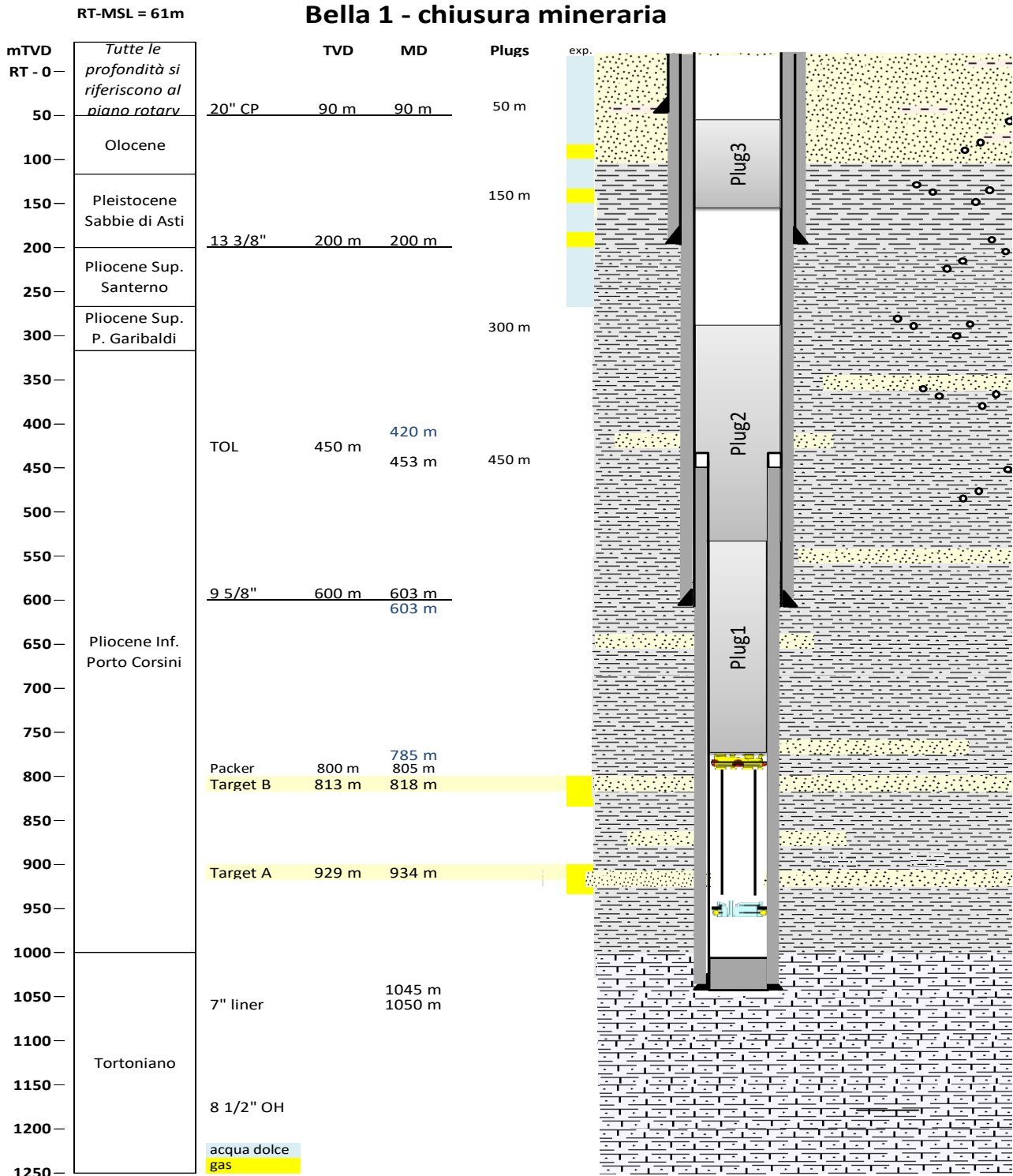
- Riprendere la discesa con DP 5" fino a raggiungere la quota di tubaggio prevista, con TOL 150m all'interno della scarpa del casing da 9 5/8", mantenendo il foro pieno. Tenere un fill sheet aggiornato sul piano sonda e controllare costantemente i volumi.
- Circolare almeno un bottoms UP, fissare il Liner Hanger e svincolare il Setting Tool.
- Eseguire la cementazione come previsto dal programma di cementazione. Effettuare il test del liner a 250 bar per 15 minuti bar 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.

3.1.6 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 il collare nè il cemento.
- Eseguire i log in cased hole nel liner da 7".
- Proseguire allo spiazzamento del pozzo a brine (vedere Programma di Completamento per dettagli di questa fase).
- **POZZO PRONTO PER LA FASE DI COMPLETAMENTO.**

3.2 CHIUSURA MINERARIA

Il pozzo è stato progettato in modo da poter essere chiuso, se sterile oppure una volta terminata la produzione, in base alle direttive del documento ISO_DIS_16530-1 sulla Well Integrity. Uno schema pozzo per la chiusura mineraria (a fine produzione) è dato di seguito.



3.3 PROGETTAZIONE DEL POZZO

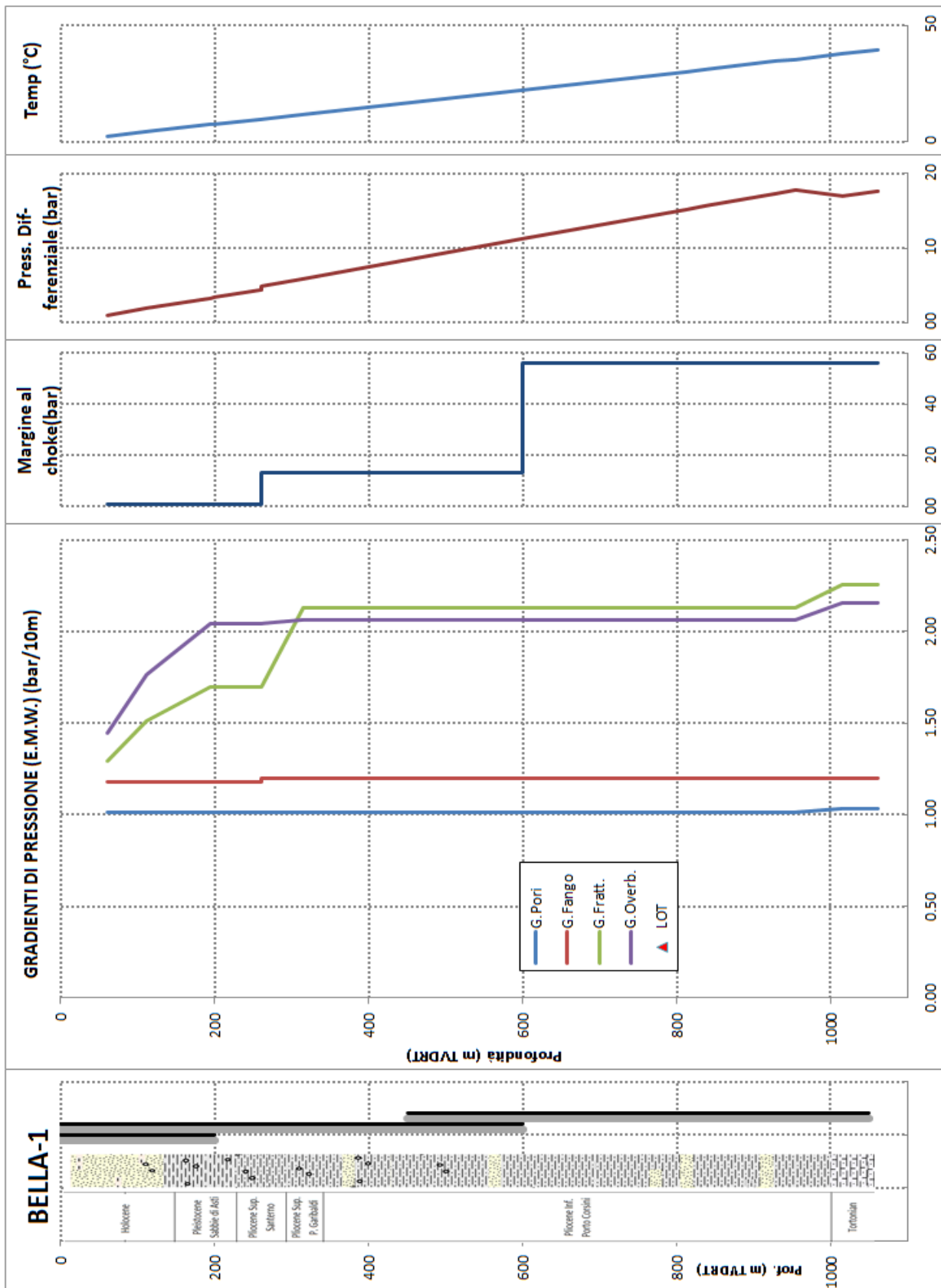
3.3.1 PRESSIONI

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 e le operazioni devono essere pianificate in modo da prevenire lo swabbing (pompando durante l'estrazione, usando un fill sheet e con continuo monitoraggio del pozzo).
- 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
- Dai 750m in poi vi è un trip margin di 14 bar, e questo è basato sulla scelta del peso del fango, a sua volta basata anche su considerazioni di kick tolerance per swabbing.

BELLA-1	TVD RT	G.Pore	G.Fango	G.Fango	G.Overb	G.Frattu- razione	Margine al Choke	Press. Dif- ferenziale	Temp.	TVD ssl
Sezione	m	bar/10m	kg/l	bar/10m	bar/10m	bar/10m	bar	bar	°C	m
foro 16"	61	1.01	1.20	1.18	1.44	1.29	0.7	1.0	0	0
foro 16"	111	1.01	1.20	1.18	1.76	1.51	0.7	1.9	2	50
foro 16"	194	1.01	1.20	1.18	2.04	1.70	0.7	3.2	5	133
foro 16"	200	1.01	1.20	1.18	2.04	1.70	0.7	3.3	5	139
foro 16"	261	1.01	1.20	1.18	2.04	1.70	0.7	4.4	7	200
foro 12 1/4"	261	1.01	1.22	1.20	2.04	1.70	13.1	4.9	7	200
foro 12 1/4"	314	1.01	1.22	1.20	2.06	2.13	13.1	5.8	9	253
foro 12 1/4"	600	1.01	1.22	1.20	2.06	2.13	13.1	11.2	20	539
foro 8 1/2"	600	1.01	1.22	1.20	2.06	2.13	55.9	11.2	20	539
foro 8 1/2"	813	1.01	1.22	1.20	2.06	2.13	55.9	15.1	28	752
foro 8 1/2"	838	1.01	1.22	1.20	2.06	2.13	55.9	15.6	29	777
foro 8 1/2"	929	1.01	1.22	1.20	2.06	2.13	55.9	17.3	32	868
foro 8 1/2"	954	1.01	1.22	1.20	2.06	2.13	55.9	17.8	33	893
foro 8 1/2"	1016	1.03	1.22	1.20	2.16	2.25	55.9	16.9	35	955
foro 8 1/2"	1061	1.03	1.22	1.20	2.16	2.25	55.9	17.7	37	1000



3.3.2 SCELTA DEI CASING POINT

- **Conductor Pipe 20" a circa 70 m TVDRT**

Il CP, che isolerà le sabbie inconsolidate superficiali, verrà battuto fino a rifiuto fino alla profondità prevista di 70mRT. A questa profondità, le simulazioni idrauliche (vedere Sezione 3.7) mostrano che la ECD con portata tipica di 3000 lpm arriverà molto vicino al gradiente di fratturazione alla scarpa; quindi, se possibile (in base ai colpi/m), il conductor dovrebbe essere infisso anche più in profondità di 70mRT; le simulazioni idrauliche mostrano che la ECD a 90mRT darebbe un margine di 2 bar. Sul CP verrà installato il Diverter. Il CP verrà poi pulito al suo interno con scalpello da 16".

- **Foro 16" per casing superficiale 13 3/8" a minimo 200 m TVDRT**

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 per:

- Isolare l'acqua dolce superficiale (prevista fino a 130mMD)
- Raggiungere un sufficiente gradiente di fratturazione alla scarpa per perforare la fase successiva

Perforare questa sezione fino a qualche metro più in profondità aumenterebbe il gradiente di fratturazione alla scarpa per la perforazione della fase successiva, e quindi può essere fatto se permesso dalla ROP e dalle condizioni anche geologiche del foro. Non vi sono strati di gas previsti da 200m alla TD della sezione successiva a 600m.

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 600m TVDRT**

La profondità per il casing da 9 5/8" è stata scelta per:

- Isolare le formazioni al di sopra dei livelli mineralizzati da produrre; questi sono previsti a 813m TVDRT (+/-25m) ed a 929m TVDRT (+/-25m).

- Mantenere la swab kick tolerance per la perforazione del foro da 12 ¼" da una profondità della scarpa da 13 3/8" di 200m. Non sono previsti livelli mineralizzati a gas nel foro da 12 ¼". In ogni caso, se dovesse essere rilevato gas, la swab kick tolerance in questa sezione è limitata (vedere Sezione 3.3.3). E' quindi necessario monitorare continuamente ed accuratamente i volumi.
- Avere un sufficiente gradiente di fratturazione alla scarpa per perforare la fase successiva; in base ai gradienti dei pori e di fratturazione, una profondità della scarpa di 450m è sufficiente per swab e drilled kick tolerance.
- Facilitare la progettazione della chiusura mineraria, in modo da poter pompare due tappi da 150m sopra al TOP del liner da 7" (liner lap di 150m).

Il casing sarà cementato fino in superficie. 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; non si prevedono strati di gas nel foro da 12 ¼", ma nel caso questo venisse rilevato durante la perforazione, la sua profondità dovrebbe essere usata per determinare il minimo TOC

- **Foro 8 ½" per liner di produzione 7" a circa 1050m TVDRT**

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'intercapedine.

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 pressioni dei pori e ai gradienti di fratturazione previste nel Programma Geologico. Se queste dovessero cambiare in una qualsiasi fase del progetto, i suddetti valori dovranno essere ricalcolati.

3.3.3 KICK TOLERANCE

La kick tolerance è 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 in Bella-1, 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 (shoe) nel momento in cui il fluido entrato in pozzo (cuscino) è in fondo al pozzo, attorno al BHA:

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

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

$$\rho_{gas} = \text{densità del gas} \quad \rho_{mud} = \text{densità del fango (mud)}$$

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

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

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

- 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:

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

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

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

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

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

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

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

Si allega grafico con i valori del volume massimo di gas che nelle varie fasi può entrare in pozzo prima della fratturazione della scarpa.

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 per la situazione di shut-in iniziale del pozzo, per la circolazione di un kick dato dalla pressione dei pori, e per quella di uno swab kick, con pressione di fondo pozzo uguale alla pressione esercitata dalla colonna idrostatica.

Nel pozzo Bella-1, 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 3.3.1).

- 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 4.3 m3. Questo limite è addirittura superato da quella di uno swab kick a colonna idrostatica dalla section TD (600m MDRT) data da un fango di 1.22 sg (1.20bar/10m), che consente un kick massimo di 2.11m3 (WellPlan 2.3 m3). E' però da dire che questo scenario non è realistico dato che non vi sono strati a gas previsti a queste profondità (vedere Programma Geologico). Secondo la stratigrafia e previsione degli strati a gas, lo strato a gas più profondo si trova a 200m (peat-induced). La kick tolerance deve essere ricalcolata in tempo reale, in base ai risultati del FIT alla scarpa, e nel caso si riscontrasse gas al di sotto di 200m TVDRT.
- Per quanto riguarda il foro da 8 ½", il massimo valore di kick consentito è di 7.7m3 (per il casing da 9 5/8" a 600m TVDRT), and questo si riduce nel caso il casing da 9 5/8" venga sceso a profondità minore (vedere tabella Kick tolerance).

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 con pressione a fondo pozzo (BHP) uguale a colonna idrostatica / Kick con BHP uguale a pressione dei pori

Sezione in	Aste (DP) in	Volume intercapedine attorno a aste DP ltr/m	Profondità della scarpa precedente		Inclinazione media alla scarpa deg	Profondità del kick		Inclinazione media a TD deg	Rmud sg	Gradiente di fratturazione alla scarpa bar/10m	Rgas bar/10m	TD pressione pori / BHP se = colonna idrostatica bar/10m	Volume kick minimo richiesto da API	Volume massimo per non fratturare scarpa a condizioni iniziali			Volume kick massimo durante circolazione del kick				E' il volume massimo consentito* < volume minimo prescritto da API?	Controllo con WellPlan - massimo consentito m3		
			Dshoe TVD RT m	Dshoe MD RT m		Dkick TVD m	Dkick MD m							Volume kick m3	Gradiente fratturazione richiesto alla scarpa bar/10m	Fratturazione della scarpa a shut-in	Hmax TVD m	Hmax MD m	Volume cuscino alla scarpa m3	Volume cuscino aTD m3				
12.25h-csg@200mRT-MW1.22sg																								
12.25h-csg@200mRT-MW1.22sg-swab@250mMD	12.25	5	62.8	200	200	0	250	250	0	1.22	1.70	0.20	1.20	8.00	2.18	1.45	OK						Entro limiti API	**
12.25h-csg@200mRT-MW1.22sg-swab@350mMD	12.25	5	62.8	200	200	0	350	350	0	1.22	1.70	0.20	1.20	8.00	4.30	1.70	Max influx	101	101	6.33	3.62		Richiedere dispensation	2.37
12.25h-csg@200mRT-MW1.22sg-swab@450mMD	12.25	5	62.8	200	200	0	450	450	0	1.22	1.70	0.20	1.20	8.00	4.30	1.70	Max influx	101	101	6.33	2.81			
12.25h-csg@200mRT-MW1.22sg-swab@600mMD	12.25	5	62.8	200	200	0	600	600	0	1.22	1.70	0.20	1.20	8.00	4.30	1.70	Max influx	101	101	6.33	2.11			
8.5h-csg@600mRT-MW1.22sg																								
8.5h-csg@600mRT-MW1.22sg-swab@750mMD	8.5	5	23.4	600	600	0	750	750	0	1.22	2.13	0.20	1.20	4.00	2.03	1.45	OK						Entro limiti API	**
8.5h-csg@600mRT-MW1.22sg-swab@788mMD	8.5	5	23.4	600	600	0	788	788	0	1.22	2.13	0.20	1.20	4.00	2.54	1.51	OK						Entro limiti API	**
8.5h-csg@600mRT-MW1.22sg-swab@813mMD	8.5	5	23.4	600	600	0	813	813	0	1.22	2.13	0.20	1.20	4.00	3.01	1.55	OK						Entro limiti API	**
8.5h-csg@600mRT-MW1.22sg-swab@904mMD	8.5	5	23.4	600	600	0	904	904	0	1.22	2.13	0.20	1.20	4.00	4.00	1.62	OK	560	560	13.11	8.70		Entro limiti API	
8.5h-csg@600mRT-MW1.22sg-swab@929mMD	8.5	5	23.4	600	600	0	929	929	0	1.22	2.13	0.20	1.20	4.00	4.00	1.62	OK	560	560	13.11	8.47		Entro limiti API	
8.5h-csg@600mRT-MW1.05sg-kick from top Miocen	8.5	5	23.4	600	600	0	991	991	0	1.05	2.13	0.20	1.03	4.00	4.00	1.39	OK	792	792	18.53	11.21		Entro limiti API	
8.5h-csg@600mRT-MW1.22sg-swab@1016mMD	8.5	5	23.4	600	600	0	1016	1016	0	1.22	2.13	0.20	1.20	4.00	4.00	1.62	OK	560	560	13.11	7.74		Entro limiti API	
8.5h-csg@450mRT-MW1.22sg																								
8.5h-csg@450mRT-MW1.22sg-swab@750mMD	8.5	5	23.4	450	450	0	750	750	0	1.22	2.13	0.20	1.20	4.00	4.00	1.76	OK	420	420	9.83	5.90		Entro limiti API	**
8.5h-csg@450mRT-MW1.22sg-swab@788mMD	8.5	5	23.4	450	450	0	788	788	0	1.22	2.13	0.20	1.20	4.00	4.00	1.76	OK	420	420	9.83	5.62		Entro limiti API	**
8.5h-csg@450mRT-MW1.22sg-swab@813mMD	8.5	5	23.4	450	450	0	813	813	0	1.22	2.13	0.20	1.20	4.00	4.00	1.76	OK	420	420	9.83	5.44		Entro limiti API	**
8.5h-csg@450mRT-MW1.22sg-swab@904mMD	8.5	5	23.4	450	450	0	904	904	0	1.22	2.13	0.20	1.20	4.00	4.00	1.76	OK	420	420	9.83	4.90		Entro limiti API	
8.5h-csg@450mRT-MW1.22sg-swab@929mMD	8.5	5	23.4	450	450	0	929	929	0	1.22	2.13	0.20	1.20	4.00	4.00	1.76	OK	420	420	9.83	4.76		Entro limiti API	
8.5h-csg@450mRT-MW1.05sg-kick from top Miocen	8.5	5	23.4	450	450	0	991	991	0	1.05	2.13	0.20	1.03	4.00	4.00	1.50	OK	594	594	13.89	6.30		Entro limiti API	
8.5h-csg@450mRT-MW1.22sg-swab@1016mMD	8.5	5	23.4	450	450	0	1016	1016	0	1.22	2.13	0.20	1.20	4.00	4.00	1.76	OK	420	420	9.83	4.36		Entro limiti API	

* Il più piccolo volume del kick tra il massimo consentito a condizioni iniziali ed il massimo consentito durante la circolazione del kick

** il top del cuscino raggiunge la scarpa prima che la formazione alla scarpa si fratturi

3.4 CASING DESIGN

3.4.1 PANORAMICA 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	-

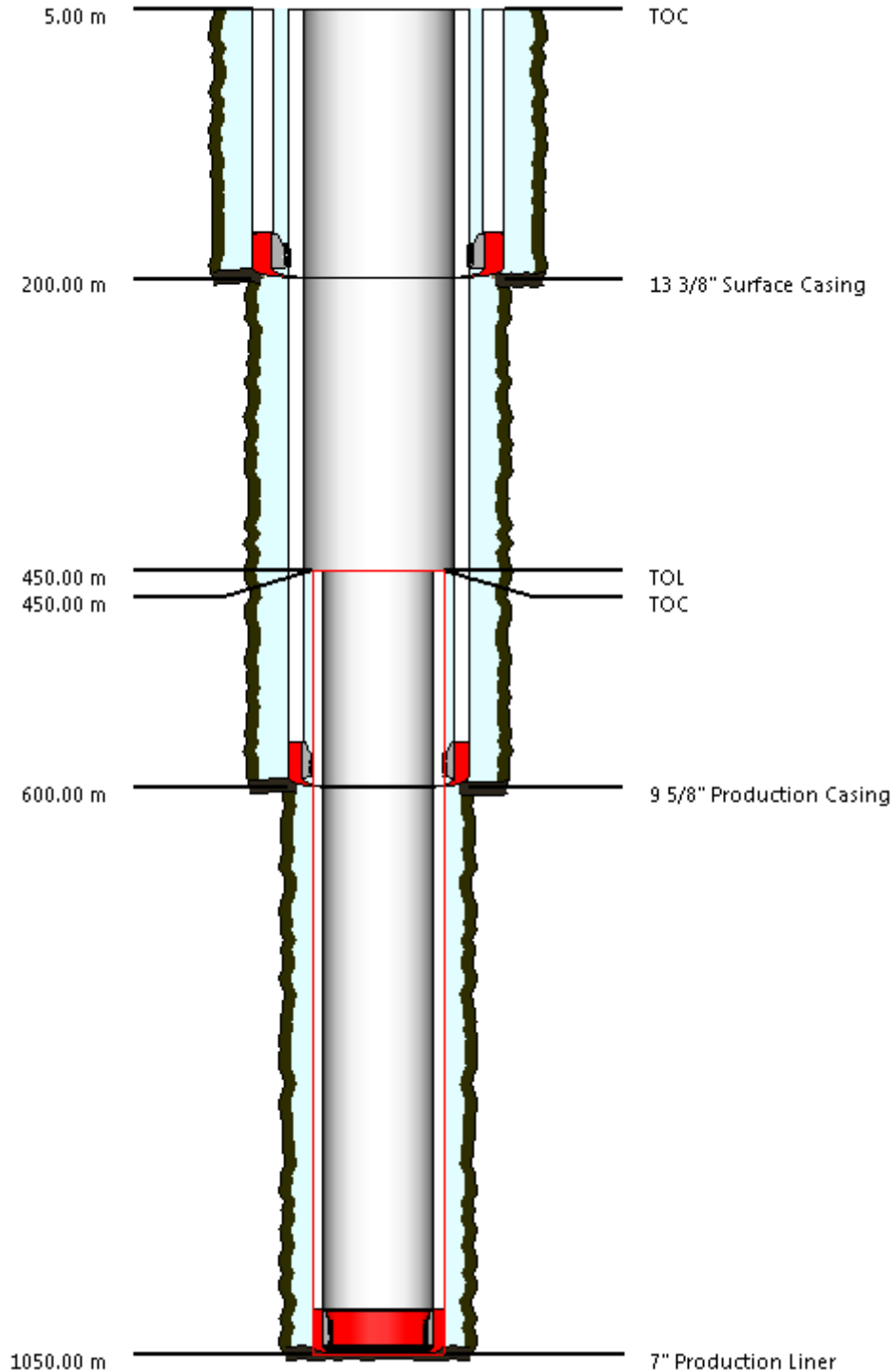
Per gli input e gli output del casing design si rimanda al report in Allegato.

File: Bella-1 vertical

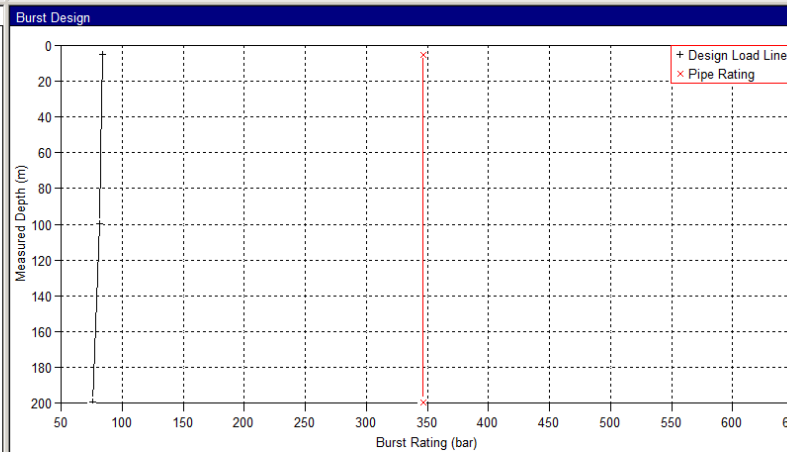
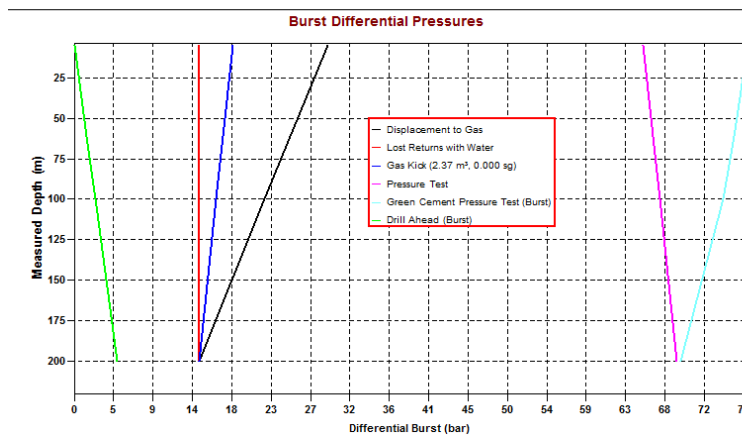
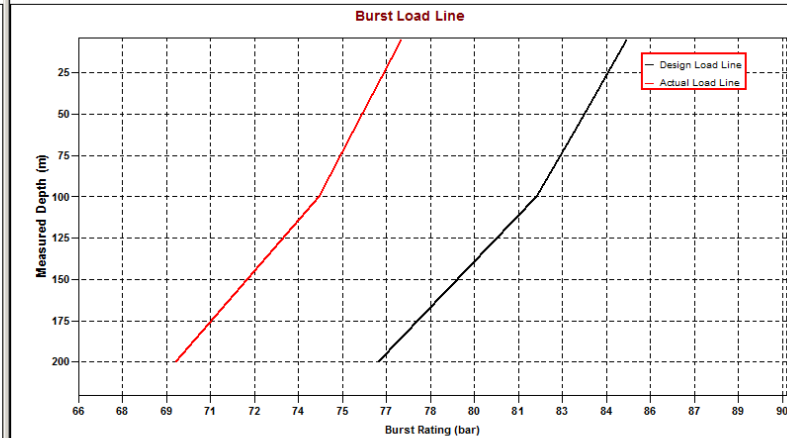
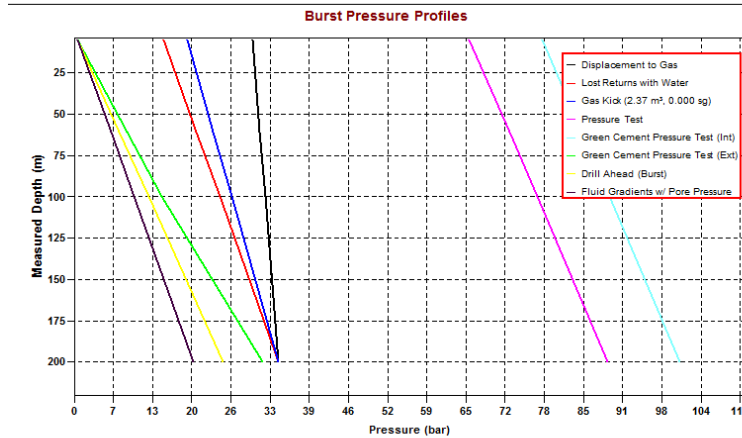
Date: April 27, 2017

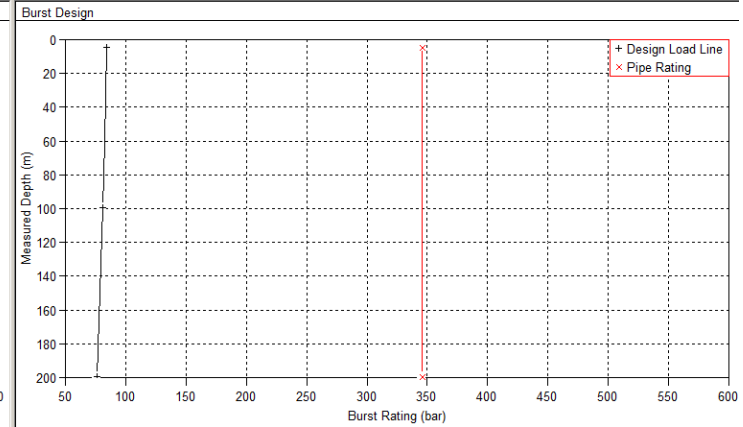
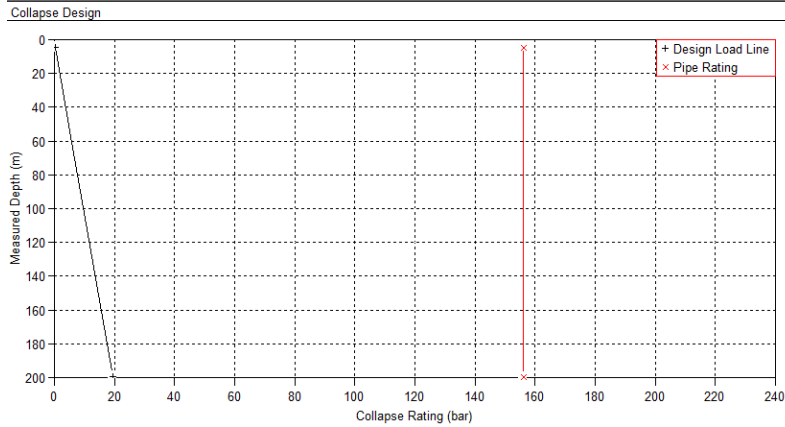
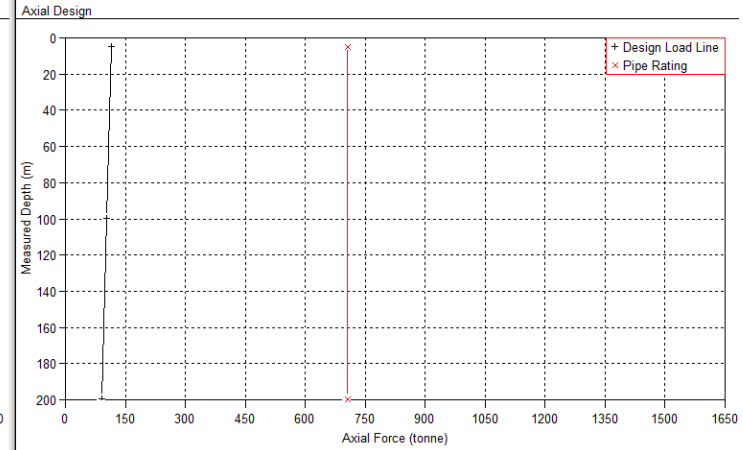
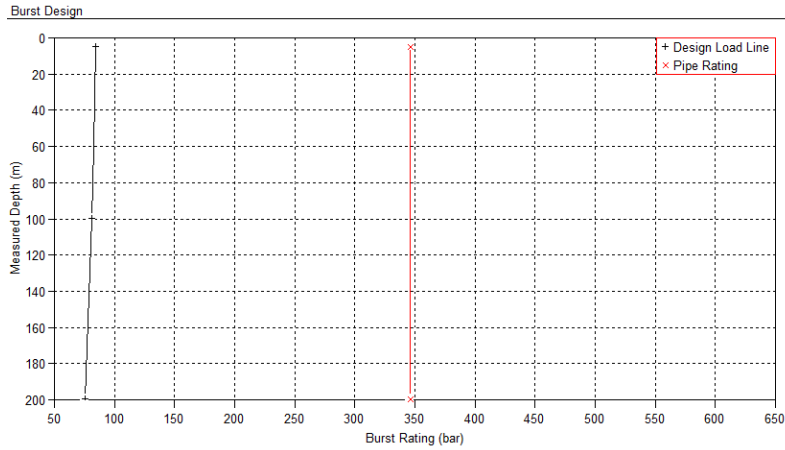
WELL SUMMARY									
	String	OD/Weight/Grade	Connection	MD Interval (m)	Drift Dia. (in)	Minimum Safety Factor (Abs)			
						Burst	Collapse	Axial	Triaxial
1	Surface Casing	13 3/8", 68.000 ppf, L-80	N/A	5.00-200.00	12.259	4.50	7.94	7.96	4.70
2									
3									
4	Production Casing	9 5/8", 47.000 ppf, L-80	N/A	5.00-600.00	8.625 A	1.75	5.58	3.83	2.12
5									
6									
7	Production Liner	7", 29.000 ppf, L-80	N/A	450.00-1050.0	6.059	2.25	4.31	4.89	2.77
8									
9									
10									
11	A Alternate Drift								

3.4.2 PROFILO DEL POZZO

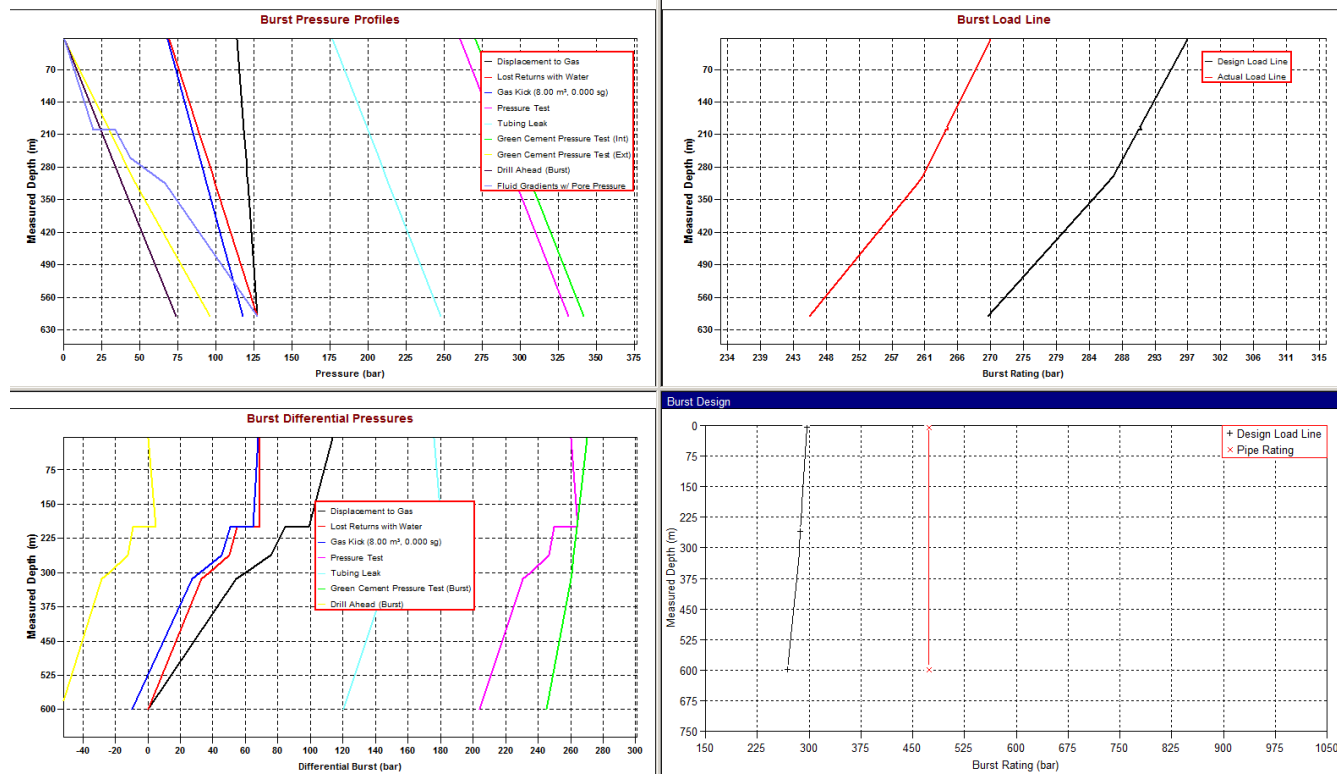


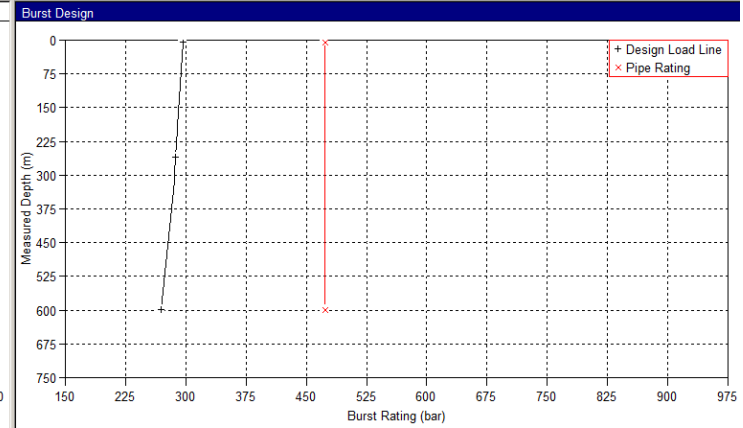
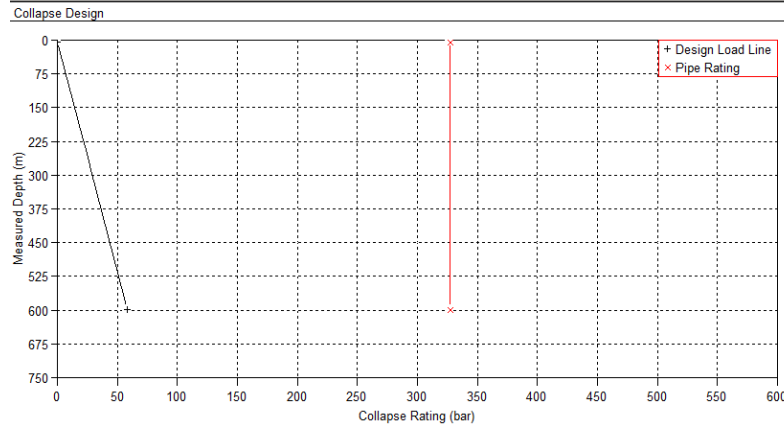
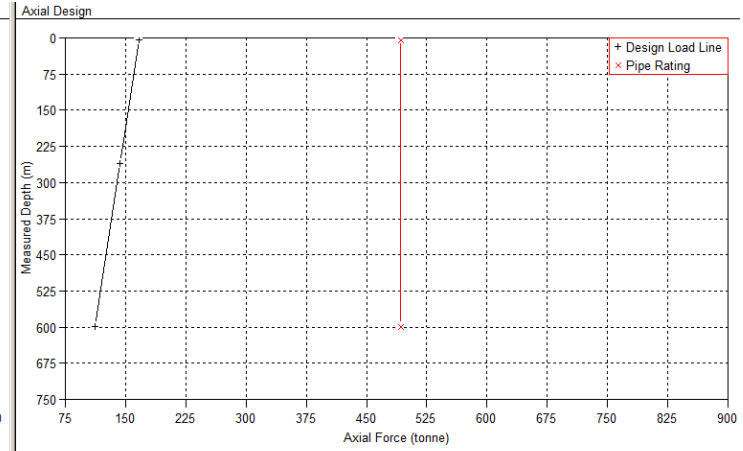
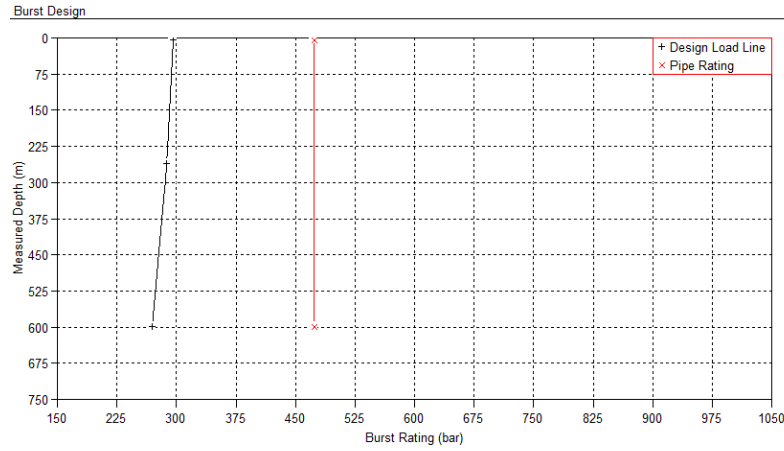
3.4.3 RISULTATI CASING DESIGN - CASING SUPERFICIALE 13 3/8"



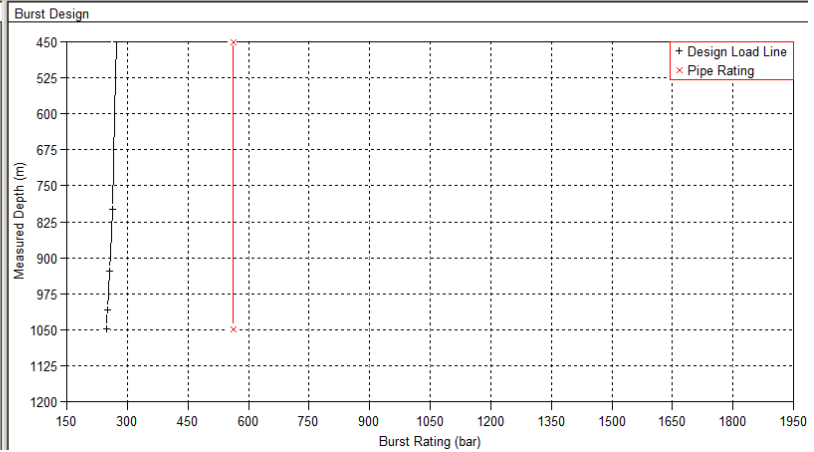
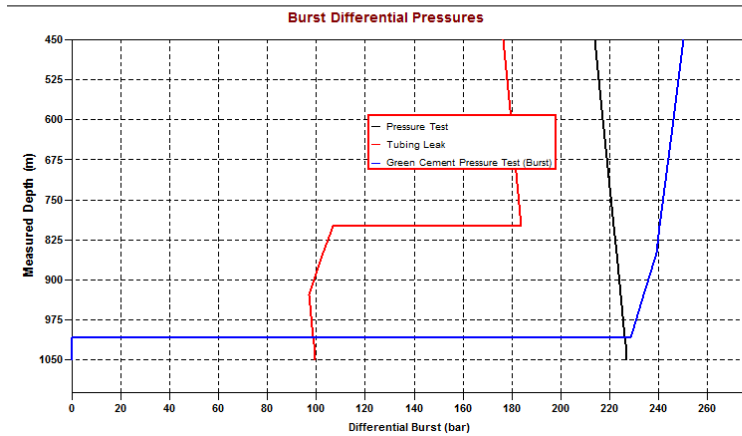
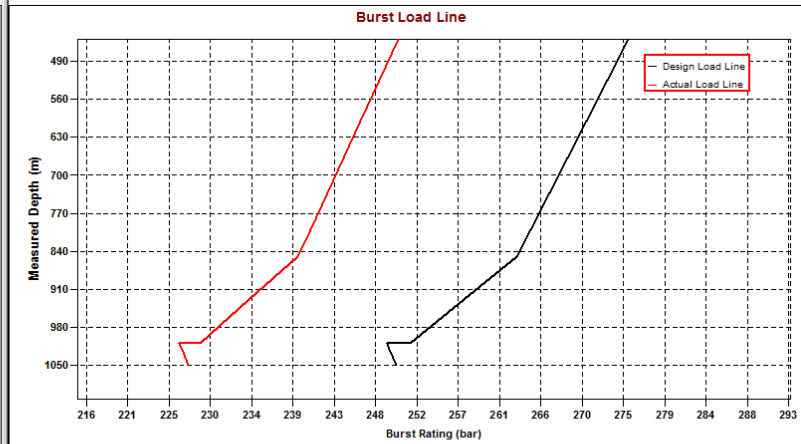
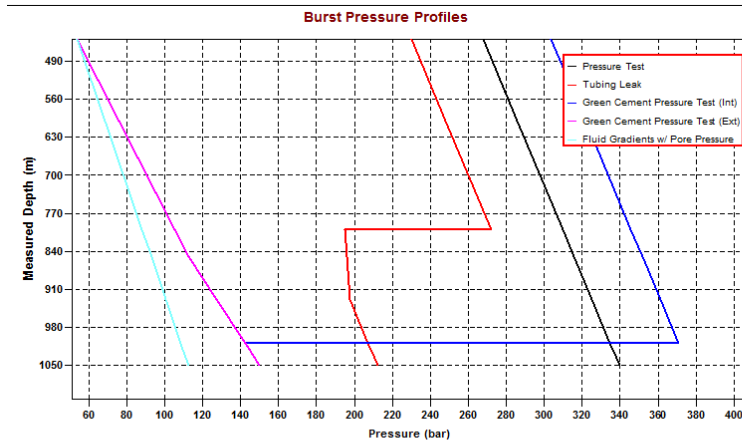


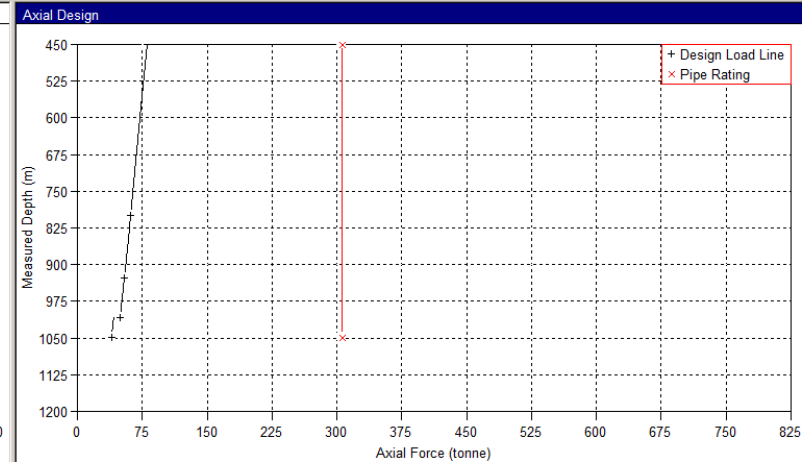
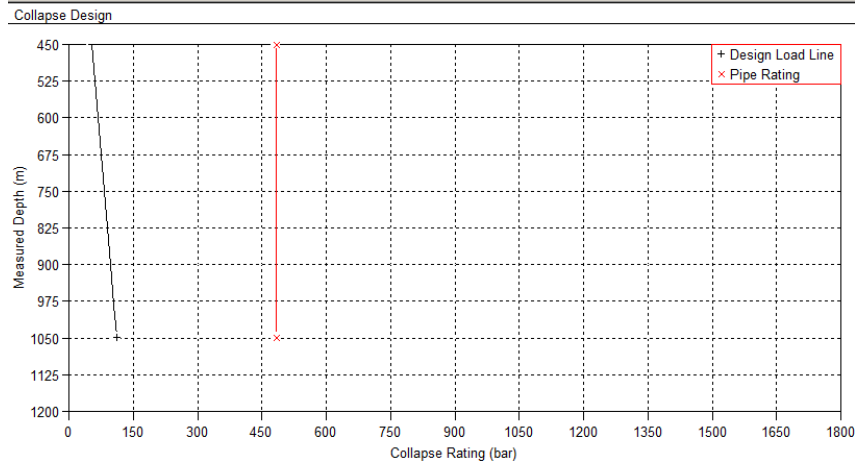
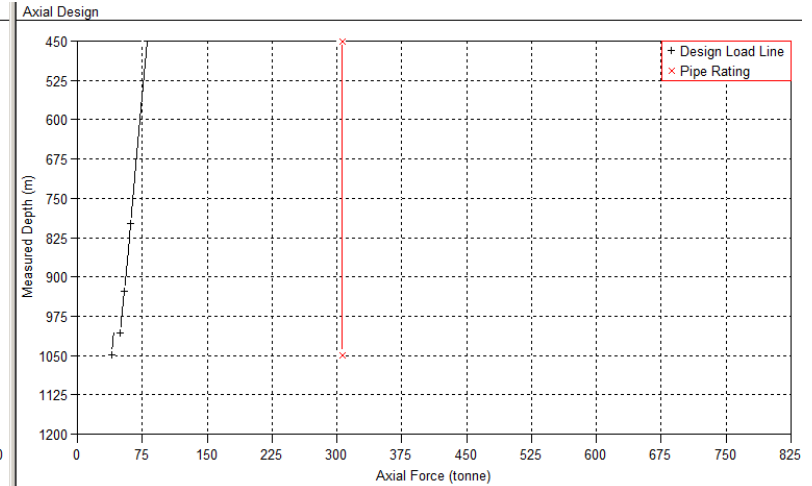
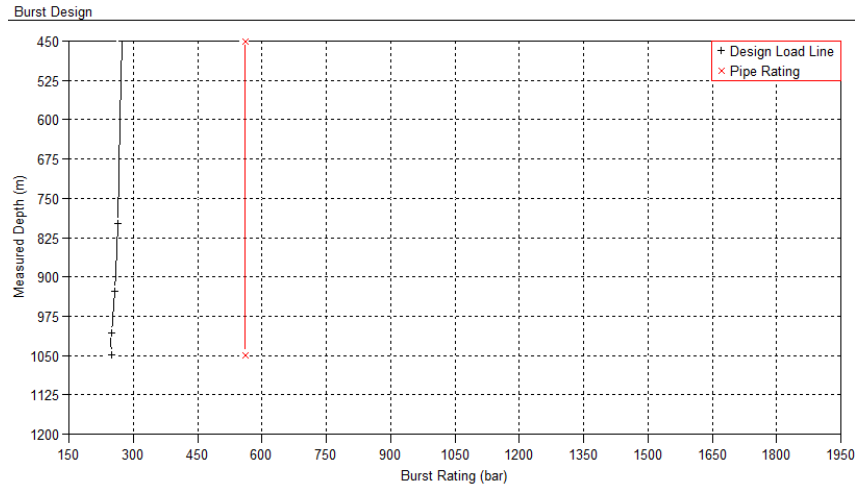
3.4.4 RISULTATI CASING DESIGN - CASING DI PRODUZIONE 9 5/8"





3.4.5 RISULTATI CASING DESIGN – LINER DI PRODUZIONE 7”





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 Bella-1.

Il fango in tutte le sezioni sarà ad acqua (FW).

Nella fase 16" (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. Dato che log SP saranno registrati nel pozzo, non si possono utilizzare K o Cl e quindi, per contrastare lo swelling delle argille, verrà utilizzato un sistema fanghi a high performance polymer, che non contiene questi ioni.

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 della fase da 16". Saranno inoltre disponibili cuscini viscosi e LCM nel caso si verificassero assorbimenti.

Un programma fanghi è stato preparato da una delle ditte di servizio fanghi che hanno lavorato in passato per Aleanna Resources ed è allegato.

I pesi del fango sono stati scelti per garantire un trip margin di 14 bar (200 psi); questo è stato possibile ad eccezione che per le profondità inferiori a 750m MDRT (vedere sezione sulle pressioni).

Caratteristiche fango	Unità di misura	Fase 1*	Fase 2	Fase 3	Fase 4	Fase 5
Diametro bit	in	17 1/2"	16"	12 1/4"	8 1/2"	Completamento
Intervallo (MD)	m	0-70m	70-200m	200-600m	600-1050m	-
Metraggio	m	70	130	400	450	-
Casing da scendere	in	-	13 3/8"	9 5/8"	7" liner	-
Deviazione massima	° dalla verticale	-	0°	0°	0°	-
Tipo di fluido	-	FW-GE-PO		FW-EXTRADRILL	FW-EXTRADRILL	Brine CaCl ₂
Densità	sg	1.15-1.20		1.22	1.22	1.22
Viscosità all'imbuto	500 sec/l	50 - 55		50 - 55	50 - 55	
PV	cP	10 - 12		12 - 14	12 - 14	
Yield Point	gr/100cm ²	10 - 14		10 - 14	10 - 14	
Gel 10 sec	gr/100cm ²	8 - 10		6 - 8	6 - 8	
Gel 10 min	gr/100cm ²	6 - 8		4 - 6	4 - 6	
Filtrato API @100psi	cm ³ /30'	< 7		< 7	< 7	
pH	-	9,5 - 10,0		9,5 - 10,0	9,5 - 10,0	7,0
LGS (solidi perforazione)	% Vol	4,0 - 7,0		5,0 - 8,0	5,0 - 8,0	
MBT	Kg/m ³	< 40		< 35	< 35	
Salinità NaCl	g/l					310
Salinità Cl-	g/l					188
ID hole	in	16		12.25	8.5	6.184
ID previous casing	in	19		12.415	8.681	8.681
Volume foro	m ³	17		30	16	12
Volume casing	m ³	13		16	23	17
Volume fine fase	m ³	30		46	39	29
Volume superficie + kill mud	m ³	80		100	100	71
Volume di diluizione/mant.	m ³	30		44	21	0
Volume necessario	m ³	140		190	160	100
Volume recuperato	m ³	0		50	80	0
Volume da confezionare	m ³	140		140	80	100
NOTA: i volumi di diluizione/mantenimento e del fango recuperato sono stati calcolati dalla service company (vedere Allegati)						
* Il fango mostrato per questa sezione si riferisce a quello usato per la pulizia del conductor pipe						

3.6 PROGRAMMA DI CEMENTAZIONE

Cementazione Csg 13 3/8"

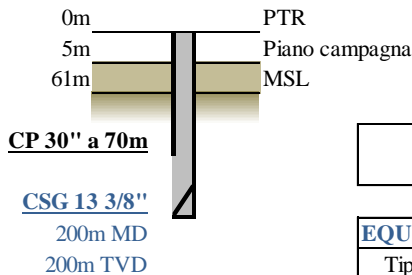
200 m MD

200 m TVD

Risalita cemento

5 m MD

5 m TVD



Mud (Kg/l)	Spacer (Kg/l)
1.20	1.00

EQUIPAGGIMANETO CASING

Tipo centr.	Spacing	da m	a m	Centralizz.	Tipo	Stop Collar
1C2	25	200	100	4	STA4	4
1C4	50	100	0	2	Positivi	2
				TOTALE	6	6

VOLUME MALTA

	Diam foro/csg (in)	Diam. Esterno csg (in)	Vol. Interc. (l/m)	m	Volume m3	
Intercap.	16"	13 3/8"	39.07	130	5.1	
Intercap.	17 1/2"	13 3/8"	64.53	70	4.5	
Interno csg.	-	-	0.00	0	0.0	
Maggiorazione su foro scoperto			100%		5.1	
					VOLUME TOTALE	14.7

NOTA: Questo programma cementazione utilizza un cemento classico; sarà necessario utilizzare una formulazione ad-hoc per cemento più leggero e curare eventuali assorbimenti prima della cementazione con LCM, per ridurre il rischio di assorbimenti durante la cementazione. Se non a giorno, riempimento fino a giorno dell'intercapedine con tubini da 2 7/8". Questo verrà definito nella fase di programma di dettaglio.

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

VOLUME TOTALE MALTA "A"		10.8 m3	208 H mTVD	
Densità	1.50 Kg/l			
CEMENTO malta leggera	10.77 m3	/	1.26 m3/MT	= 8.5 MT
additivo leggero extender	5%	0.4 MT		
ACQUA dolce	868.2 ltr/MT	x	8.5 MT	= 7.4 m3
Tempo di pompabilità richiesto	BHST			
200-300 minuti (da confermare)	5 °C			

VOLUME TOTALE MALTA "B"		3.9 m3	H=m 100 100 H mTVD	
Densità	1.70 Kg/l			
CEMENTO malta leggera	3.91 m3	/	0.89 m3/MT	= 4.4 MT
additivo leggero extender	5%	0.2 MT		
ACQUA dolce	520.1 ltr/MT	x	4.4 MT	= 2.3 m3
Tempo di pompabilità richiesto	BHST			
200-300 minuti (da confermare)	9 °C			

VERIFICA PRESSIONI al fondo

P. Fratturazione	1.70 bar/10m	x	200 m	=	34 bar
P. Idr. A fine spiazzamento	(Dens"a"xH"a"+Den"b"xH"b")				= 47 bar
Margine alla fratturazione					-13 bar
P. Formazione	1.01 bar/10m	x	200 m	=	20 bar
P. Idr. Durante WOC	(Dens"mixwater"xH"b"+Dens cem x H"a")				= 41 bar
Situazione di OVERBALANCE di					20 bar
P. Idr. A fine presa	(Dens"mixwater"x(H"a"+H"b"))				= 31 bar
Situazione di OVERBALANCE di					10 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"

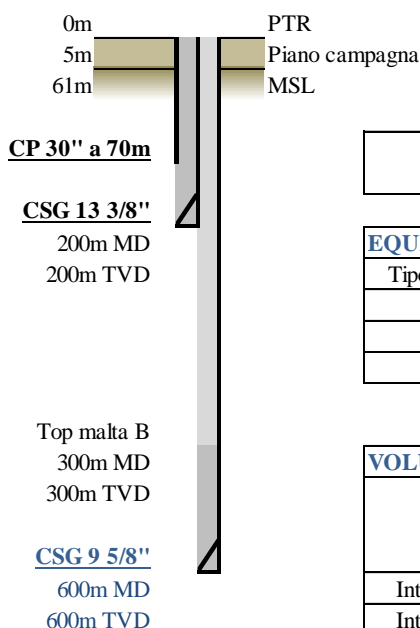
600 m MD

600 m TVD

Risalita cemento

5 m MD

5 m TVD



Mud	Spacer
1.22 (Kg/l)	1.00 (Kg/l) 150 mTVD

Deviazione alla scarpa 0°

EQUIPAGGIMANETO CASING

Tipo centr.	Spacing	da m	a m	Centralizz.	Tipo	Stop Collar
1C2	25	600	200	16	Spiral	16
1C4	50	200	0	4	Positivi	4
TOTALE				20		20

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	400	11.6
Intercap.	13 3/8"	9 5/8"	31.16	200	6.2
Interno csg.	-	9 5/8"	38.84	36	1.4
Maggiorazione su foro scoperto			50%		5.8
VOLUME TOTALE					25.1

VOLUME TOTALE MALTA "A"		16.4 m3	300 H mTVD
Densità	1.54 Kg/l		
CEMENTO malta leggera	16.36 m3	/	1.16 m3/MT = 14.1 MT
additivo leggero extender	5%		0.7 MT
ACQUA dolce	778.0 ltr/MT	x	14.1 MT = 11.0 m3
Tempo di pompabilità richiesto		BHST	
400 minuti		11 °C	

VOLUME TOTALE MALTA "B"		8.7 m3	H=m 300	300 H mTVD
Densità	1.75 Kg/l			
CEMENTO malta leggera	8.73 m3	/	0.84 m3/MT = 10.4 MT	
additivo leggero extender	5%		0.5 MT	
ACQUA dolce	455.7 ltr/MT	x	10.4 MT = 4.7 m3	
Tempo di pompabilità richiesto		BHST		
200-300 minuti		22 °C		

VERIFICA PRESSIONI al fondo

P. Fratturazione	2.13 bar/10m	x	600 m	=	128 bar
P. Idr. A fine spiazzamento	(Dens"a"xH"a"+Den"b"xH"b")				= 97 bar
Margine alla fratturazione					31 bar
P. Formazione	1.01 bar/10m	x	600 m	=	61 bar
P. Idr. Durante WOC	(Dens"mixwater"xH"b"+Dens cem x H"a"+ spacer + mud above)				75 bar
Situazione di OVERBALANCE di					15 bar
P. Idr. A fine presa	(Dens"mixwater"x(H"a"+H"b"))				= 60 bar
Situazione di UNDERBALANCE di					-1 bar

NOTE: Pompate 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"

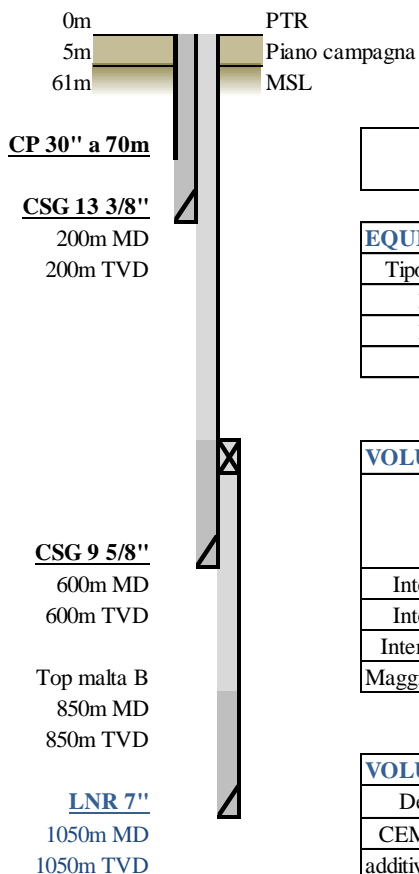
1050 m MD

1050 m TVD

Risalita cemento

450 m MD

450 m TVD



Mud	Spacer
1.22 (Kg/l)	1.36 (Kg/l) 150 mTVD

Deviazione alla scarpa 0°

EQUIPAGGIMANETO CASING

Tipo centr.	Spacing	da m	a m	Centralizz.	Tipo	Stop Collar
1C1	12.5	1050	600	36	Spiral-type	72
1C4	50	600	450	3	Positivi	6
						0
TOTALE				39		78

VOLUME MALTA

	Diam foro/csg (in)	Diam. Esterno csg (in)	Vol. Interc. (l/m)	m	Volume m3
Intercap.	8 1/2"	7"	11.78	450	5.3
Intercap.	9 5/8"	7"	14.01	150	2.1
Interno csg.	-	7"	18.82	36	0.7
Maggiorazione su foro scoperto				50%	2.7
VOLUME TOTALE					10.7

VOLUME TOTALE MALTA "A"

8.4 m3

250 H mTVD

Densità	1.50 Kg/l				
CEMENTO malta leggera	8.37 m3	/	1.52 m3/MT	=	5.5 MT
additivo leggero extender	18%				1.0 MT
additivo fluid loss	2%				0.1 MT
ACQUA dolce	1013.0 ltr/MT	x	5.5 MT	=	5.6 m3
Tempo di pompabilità richiesto			BHST		
400 minuti			31 °C		

VOLUME TOTALE MALTA "B"

2.4 m3

H=m 200 200 H mTVD

Densità	1.90 Kg/l				
CEMENTO gastight	2.36 m3	/	0.78 m3/MT	=	3.0 MT
additivo gas tight	5%				0.2 MT
additivo fluid loss	4%				0.1 MT
ACQUA dolce	381.3 ltr/MT	x	3.0 MT	=	1.2 m3
Tempo di pompabilità richiesto			BHST		
400 minuti			39 °C		

NOTE:

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

VERIFICA PRESSIONI al fondo

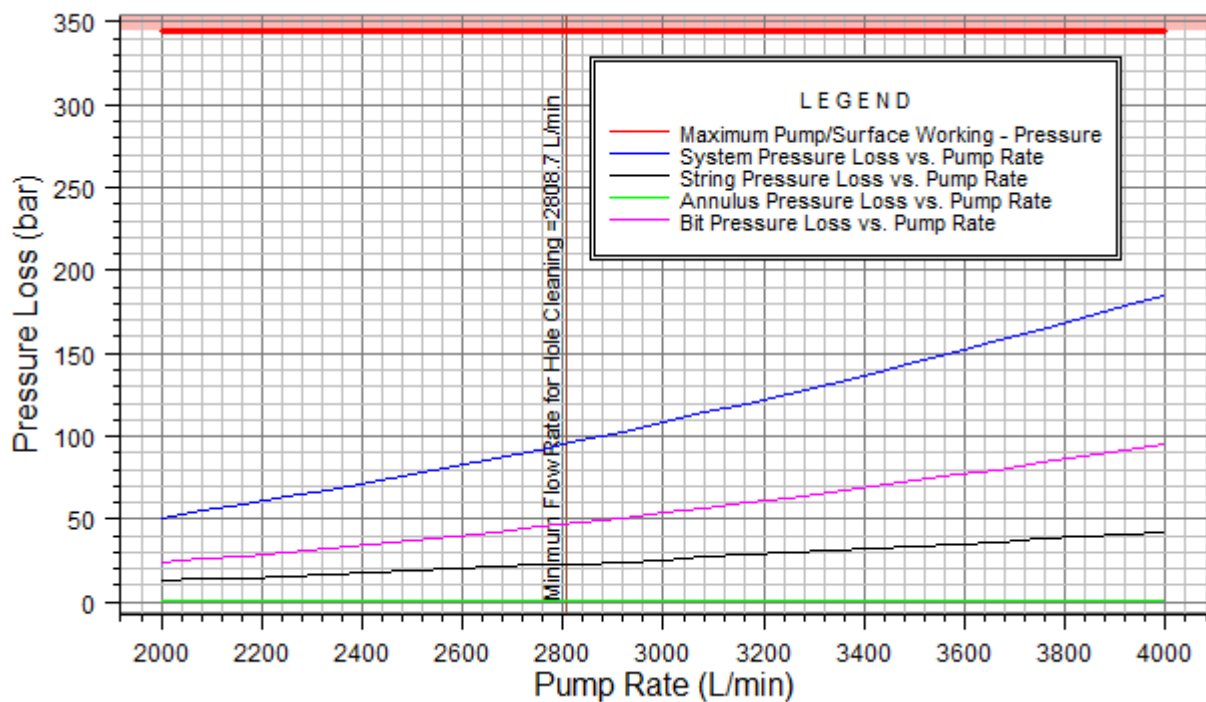
P. Fratturazione	2.13 bar/10m	x	1050 m	=	224 bar
P. Idr. A fine spiazzamento	(Dens"a" xH"a"+Den"b"x (H"b"+150m)+MW x Hmud) ingnoring spacer			=	156 bar
Margine alla fratturazione					68 bar
P. Formazione	1.01 bar/10m	x	1050 m	=	106 bar
P. Idr. Durante WOC	(Dens"mixwater"xH"b"+Dens cem x H"a"+ spacer + mud above)			=	130 bar
Situazione di OVERBALANCE di					24 bar

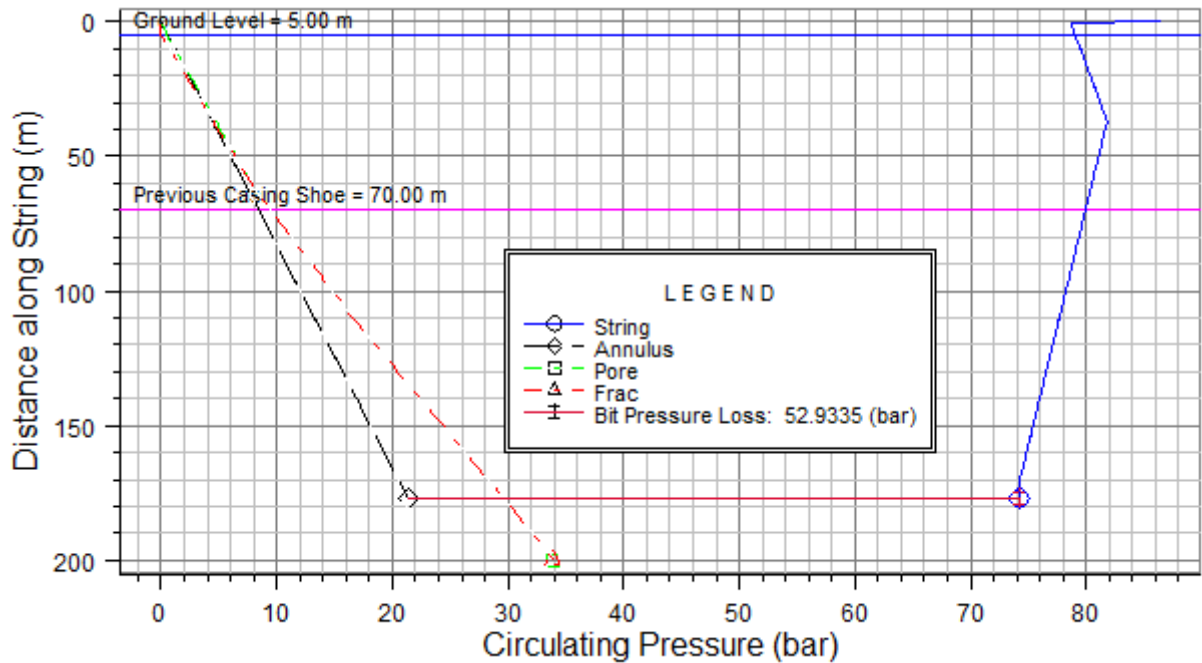
3.7 IDRAULICA

3.7.1 PERFORAZIONE DEL FORO DA 16"

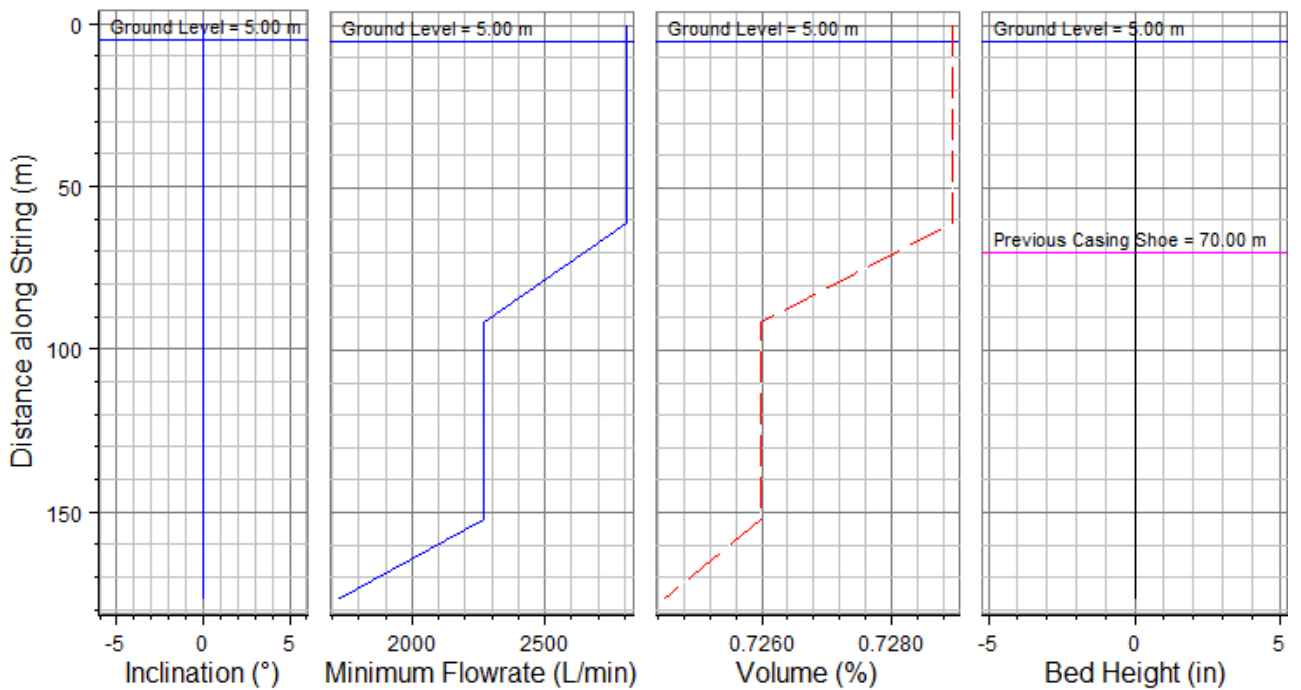
La tabella sottostante mostra una batteria-tipo per la perforazione (la scelta di bit e batteria verranno effettuate in base alla compagnia di servizi selezionata prima delle operazioni).

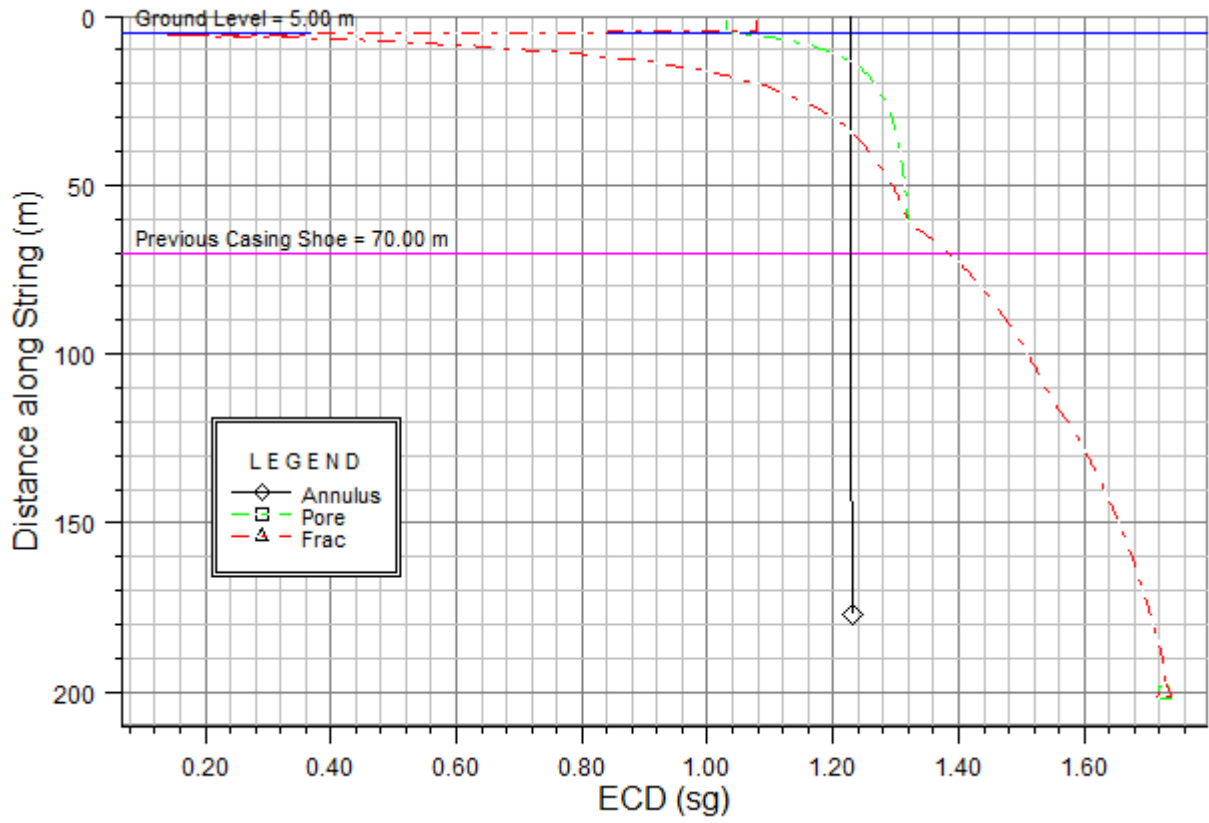
Tipo	Lunghezza (m)	Profondità MD (m)	OD (in)	ID (in)	Peso (ppf)	Descrizione
Drill Pipe	36.995	37	5	4.276	23.4	Drill Pipe 5 in, 19.50 ppf, S, 5 1/2 FH, 1
Heavy Weight	135	172	5	3	51.1	Heavy Weight Drill Pipe Grant Prideco - Spiral, 5 in, 51.10 ppf
Sub	0.9	172.9	7.92	3.24	142.83	Non-Mag Crossover Sub 8, 8 x3 1/4 in
Sub	0.9	173.8	7.92	3	147	Float Sub 8, 8 x3 in
Stabilizer	2.9	176.7	9	3.75	178.91	Integral Blade Stabilizer 14 3/4" FG, 9 x3 3/4 in
Bit	0.305	177	16		525	Tri-Cone Bit, 5x19, 5.568 cm ²





NOTA: Battendo il conductor pipe più in profondità, la scarpa avrà un gradiente di fratturazione maggiore per la perforazione del foro da 16". Se possibile, battere il CP più in profondità di 70m.

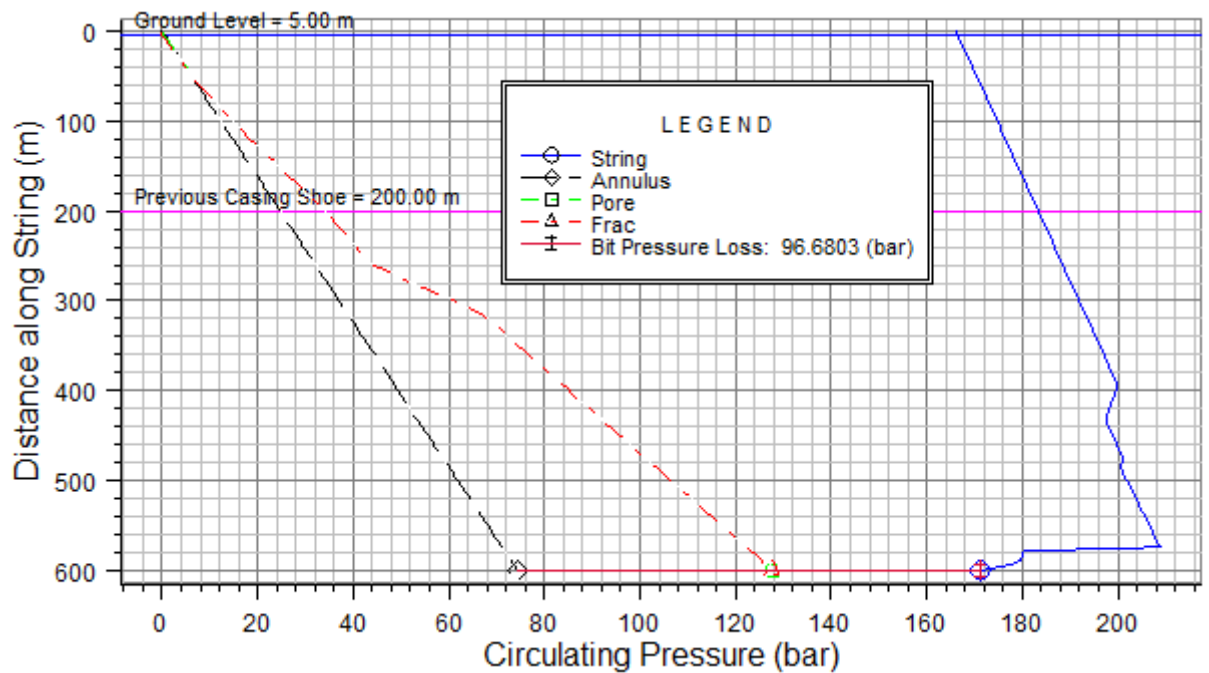
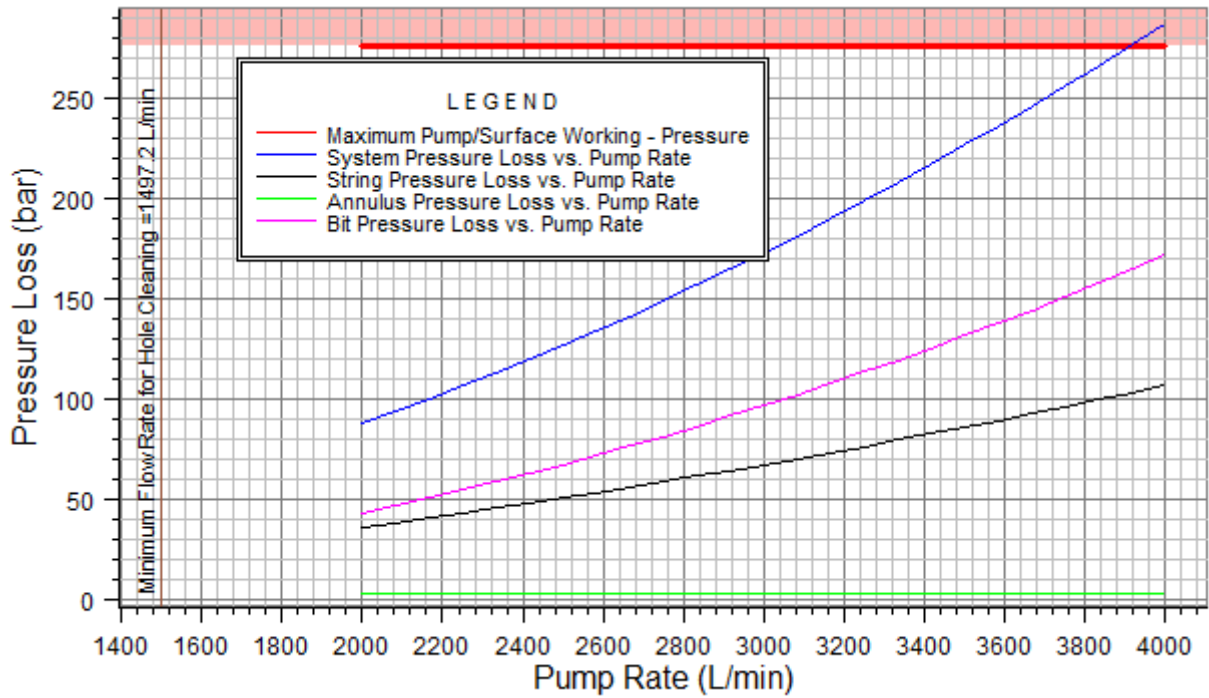


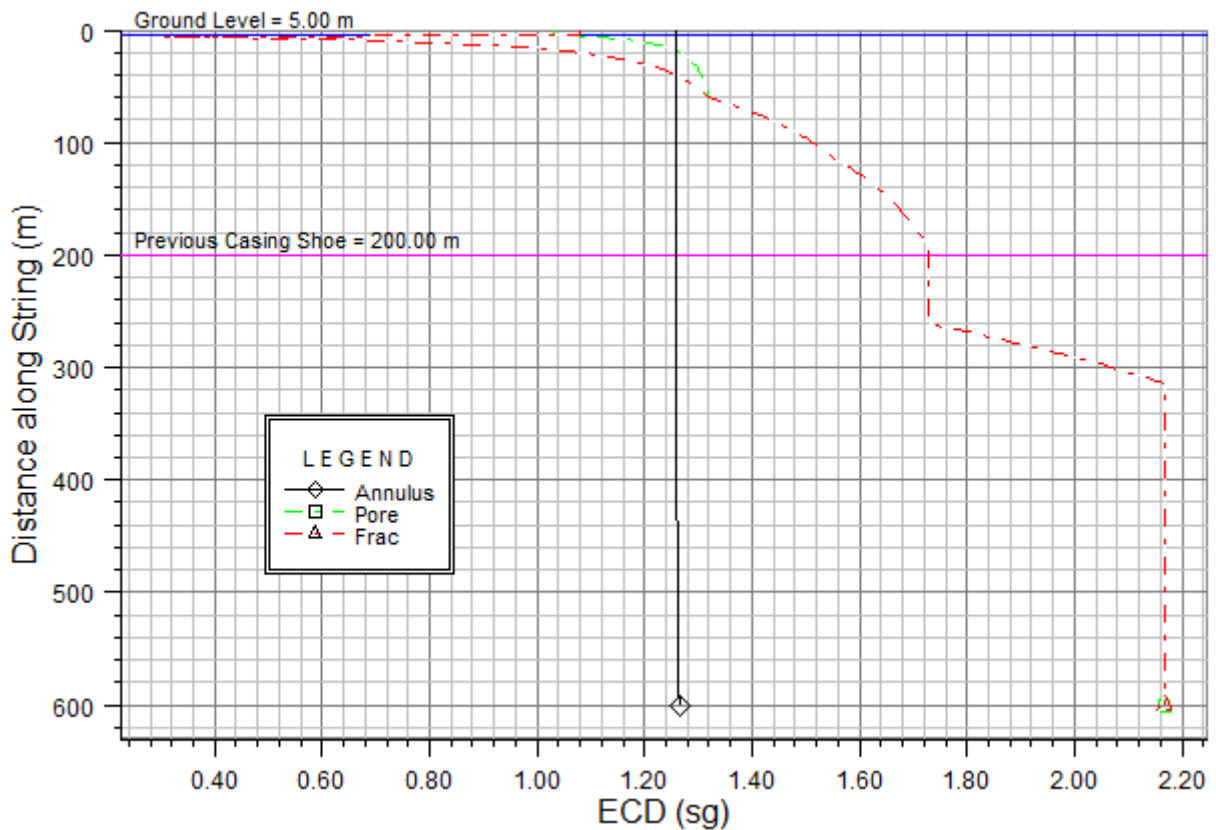
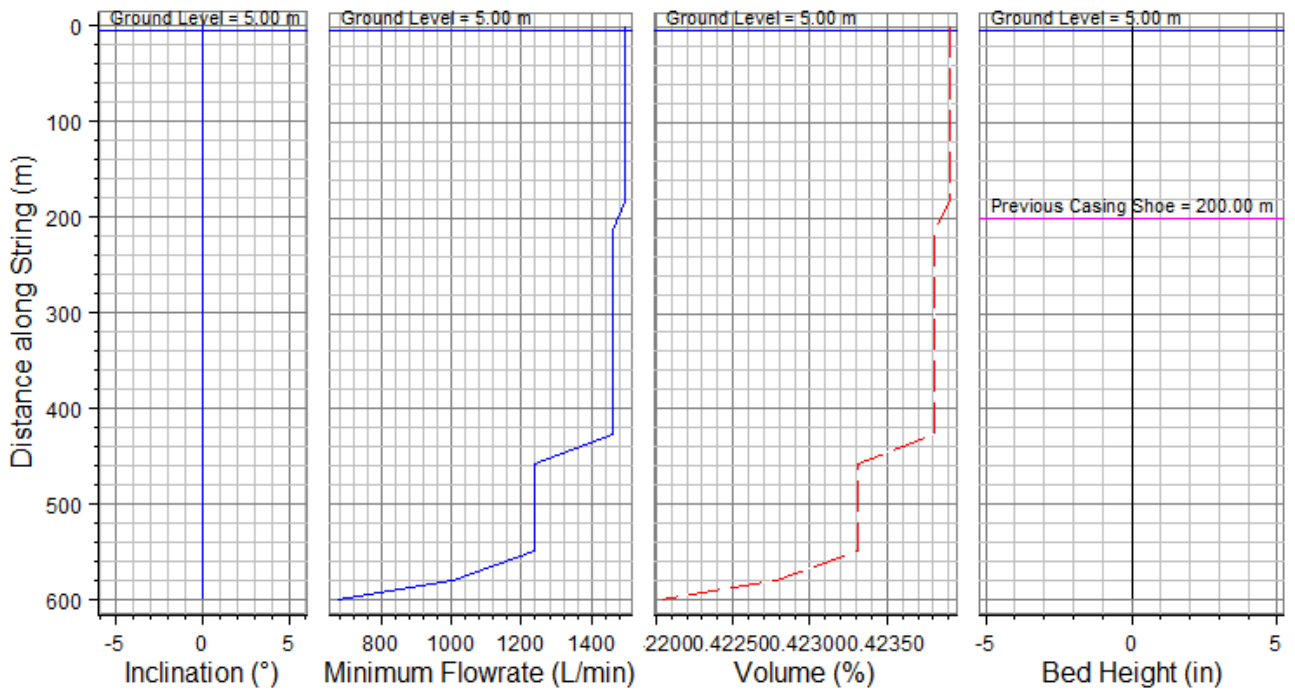


3.7.2 PERFORAZIONE DEL FORO DA 12 1/4"

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

Tipo	Lunghezza (m)	Profondità MD (m)	OD (in)	ID (in)	Peso (ppf)	Descrizione
Drill Pipe	393.52	393.52	5	4.276	23.4	Drill Pipe 5 in, 19.50 ppf, S, 5 1/2 FH, 1
Heavy Weight	36	429.52	5	3	49.7	Heavy Weight Drill Pipe Grant Prideco, 5 in, 49.70 ppf
Accelerator	10	439.52	7.75	3.5	132.31	Accelerator Wilson, 7 3/4 in
Heavy Weight	36	475.52	6.625	4.5	70.5	Heavy Weight Drill Pipe Grant Prideco, 6 5/8 in, 70.50 ppf
Jar	10	485.52	7.75	3	136.48	Hydraulic Jar Dailey Hyd., 7 3/4 in
Heavy Weight	90	575.52	6.625	4.5	70.5	Heavy Weight Drill Pipe Grant Prideco, 6 5/8 in, 70.50 ppf
Sub	2	577.52	3.72	1.2	33.41	Cross Over 3 3/4, 3 3/4 x1 1/4 in
MWD	10	587.52	8	3	147.01	MWD Tool 8, 8 x3 in
Sub	0.9	588.42	7.92	3	147	Float Sub 8, 8 x3 in
Stabilizer	2	590.42	8	3.25	142.83	Integral Blade Stabilizer 11" FG, 8 x3 1/4 in
Mud Motor	9	599.42	9.625	3.75	145.7	Bent Housing 9 5/8"-3:4-6 Stage, 9.625 in
Bit	0.58	600	12.25		267	Tri-Cone Bit, 3x16, 0.648 in ²

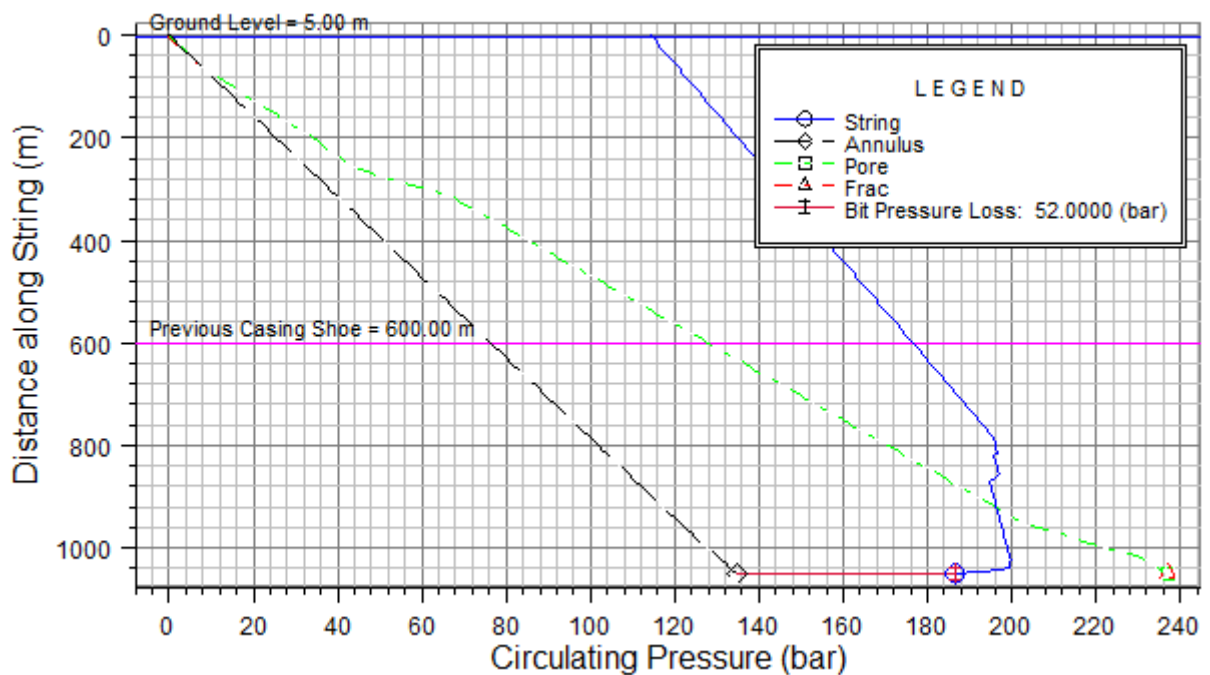
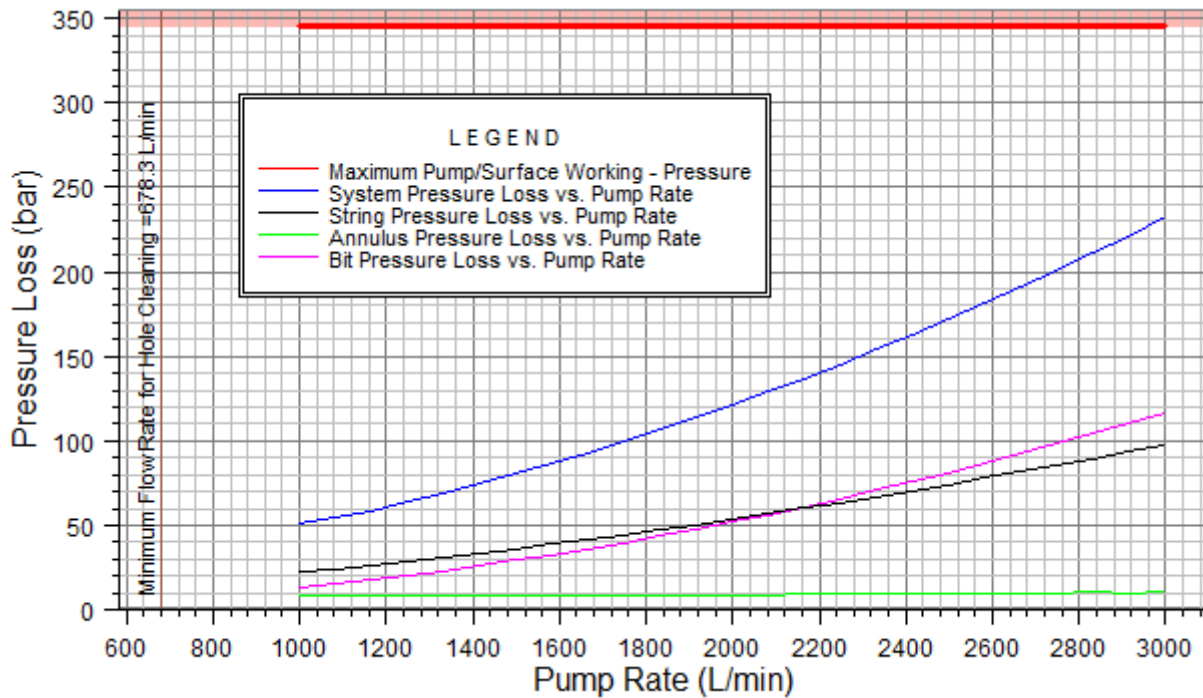


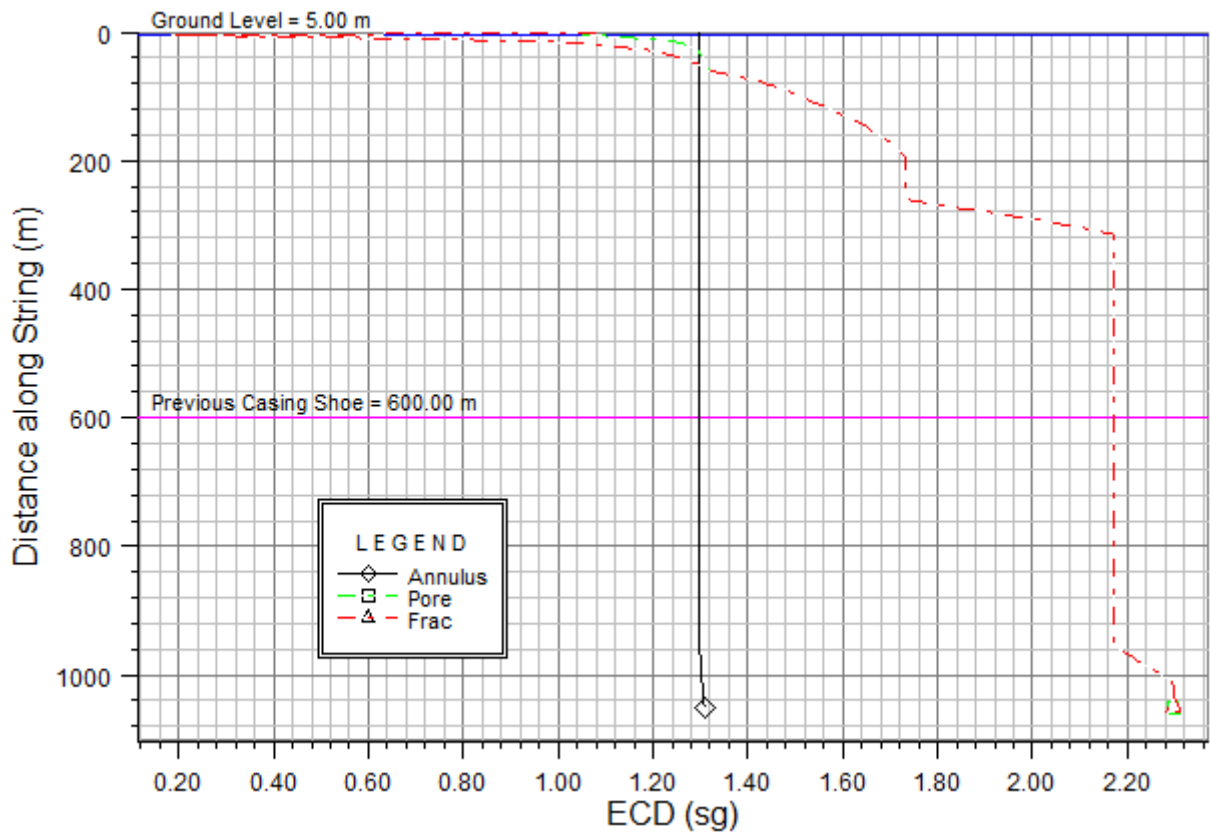
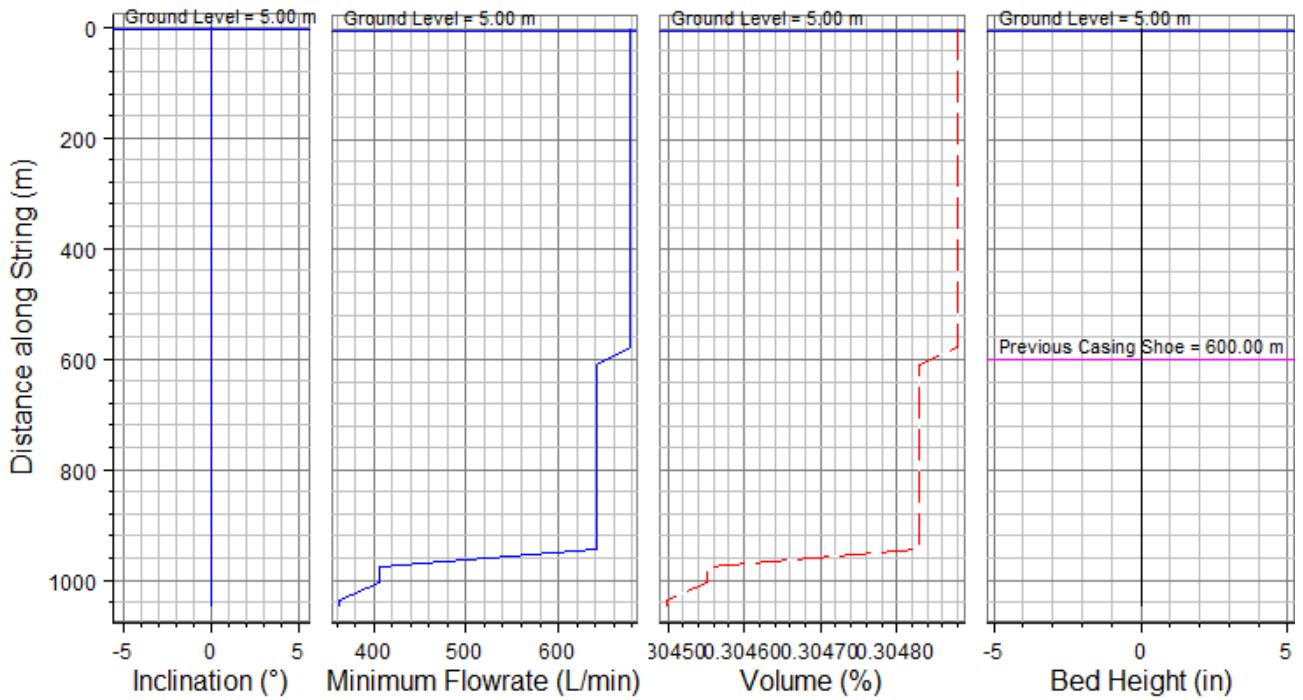


3.7.3 PERFORAZIONE DEL FORO DA 8 1/2"

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

Tipo	Lunghezza (m)	Profondità MD (m)	OD (in)	ID (in)	Peso (ppf)	Descrizione
Drill Pipe	784.268	784.27	5	4.276	23.4	Drill Pipe 5 in, 19.50 ppf, S, 5 1/2 FH, P
Heavy Weight	30	814.27	5	3	49.7	Heavy Weight Drill Pipe, Grant Prideco, 5 in, 49.70 ppf
Accelerator	3.938	818.21	6.25	2.25	90.88	Griffith, 6 1/4 in
Heavy Weight	40	858.21	5	3	49.7	Heavy Weight Drill Pipe, Grant Prideco, 5 in, 49.70 ppf
Jar	10.241	868.45	6.25	2.25	90.88	Hydraulic Jar, Eastman Hyd., 6 1/4 in
Heavy Weight	100	968.45	5	3	49.7	Heavy Weight Drill Pipe, Grant Prideco, 5 in, 49.70 ppf
Drill Collar	60	1028.45	6.5	3	88.86	Drill Collar 6 1/2 in, 3.000 in, 4 1/2 H-90
Stabilizer	1.524	1029.97	6.25	2	93.72	Integral Blade Stabilizer, 8 1/2" FG, 6 1/4 x2 in
MWD	9.144	1039.12	6.75	3	97.73	6 3/4, 6 3/4 x3 in
Stabilizer	1.524	1040.64	6.75	2	85.53	Integral Blade Stabilizer, 6.750 in, 85.53 ppf, 4145H MOD, 4 1/2 REG
Mud Motor	9.056	1049.69	6.75	2.5	68.7	Mud Motor, 6.75 in
Bit	0.305	1050	8.5		90	Tri-Cone Bit, 3x16, 0.589 in ²





3.8 BOP STACK

La pulizia del CP e la fase da 16" saranno perforate con un Diverter System da 21 1/4" 500 psi ed una valvola di contro nella batteria di perforazione.

Le fasi da 12 1/4" e 8 1/2" saranno perforate con un BOP Stack da 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 (vedere Sezione 2.9). Testare blind e shear rams con plug tester; pipe rams e bag preventer con cup tester.

Bella-1 BOP test

Foro	Casing	BOP	Pressione massima prevista alla testa pozzo (ignorado colonna idrostatica del gas)**	Pressione del tubing sul XT e sul casing di produzione nel caso di squarciamento del tubing	Pressione massima	80% della pressione di squarciamento del casing*	Pressione nominale testa pozzo		Pressione nominale BOP		Test BOP da effettuare ogni 21 giorni o come descritto da testo	Pressione annular preventer nominale		Test annular preventer P da effettuare ogni 21 giorni o come descritto da testo (70% del nominale)
							psi	bar	psi	bar		psi	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	61	n/a	61	277	5,000	345	5,000	345	61	5,000	345	241
8 1/2"	9 5/8"	BOP stack 13 5/8"-5000	108	214	214	349	5,000	345	5,000	345	214	5,000	345	241

Test alla testa pozzo ed alla flangia BOP-testa pozzo

Test al BOP su stump

Test al BOP ogni 21 giorni o vedi testo

Test annular preventer ogni 21 giorni o vedi testo

* Nota: pressione di squarciamento del liner da 7" è maggiore di quella del casing da 9 5/8"

** Data dalla pressione dei pori della TD in superficie

3.9 PROFILO DI DEVIAZIONE PREVISTO

Il pozzo è al momento progettato come verticale.

3.10 ANTICOLLISION

In base al Programma Geologico, i pozzi nella seguente tabella sono quelli più vicini a Bella-1. Come mostrato dalla tabella, il pozzo più vicino è S.Cristina-1, che è verticale. Quindi, non vi sono rischi di collisione con altri pozzi.

Nome	Anno	TD (m)	Esito	TR (m)	m.s.l.m. /m.s.l.	Distanza dagli obiettivi di Bella-1 (km)
Santa Cristina-1	1962	1174	Dry	66.15	63	2
Linarolo-1	1987	3206	Oil & gas	86	76	8.1
Belgioioso-1	1990	1500	Dry	79	74	6.6
Stradella-1	1959	2187	Dry	62.7	59	7.3
Inverno-1dir	2001	1323	Dry	84.12	78	7.3
Villanterio-1	1961	1545	Dry	84.41	79	8.9
San Colombano-1	1927	450	Dry	?	?	9.4
San Colombano-2	1936	1268	Dry	?	75	8.6
San Colombano-3	1958	1601	Dry	73.8	70	8.8
San Colombano-4	1965	4173	Dry	145.4	140	7.6
San Colombano-5	1928	51	Dry	?	73.3	8.5
Sarmato-1	1958	1370	Dry	63	58	8.1
Castel S. Giovanni-1	1996	1142	Gas/Gas	60.1	54	10.9
Pontetidone-4	1962	2076	Dry	?	?	6.4
Monte Acuto-1dir	1995	4350	Dry	79.8	71	8.5

4 ALLEGATI

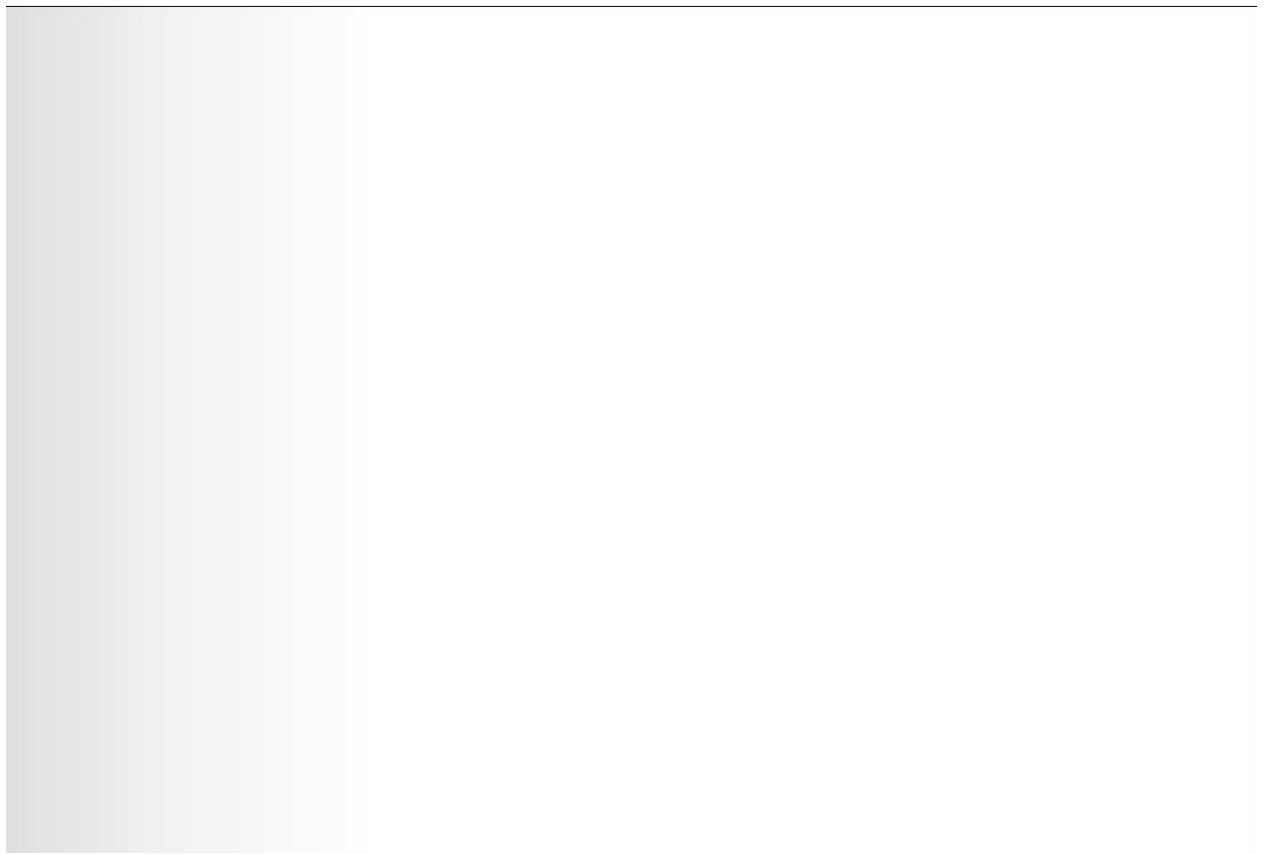
4.1 CASING DESIGN REPORT (STRESSCHECK)

4.2 PROGRAMMA FANGHI

WELL SUMMARY

	String	OD/Weight/Grade	Connection	MD Interval (m)	Drift Dia. (in)	Minimum Safety Factor (Abs)				Design Cost (\$)
						Burst	Collapse	Axial	Triaxial	
1	Surface Casing	13 3/8", 68.000 ppf, L-80	N/A	5.00-200.00	12.259	4.50	7.94	7.96	4.70	21,470
2										Total = 21,470
3										
4	Production Casing	9 5/8", 47.000 ppf, L-80	N/A	5.00-600.00	8.625 A	1.75	5.58	3.83	2.12	45,269
5										Total = 45,269
6										
7	Production Liner	7", 29.000 ppf, L-80	N/A	450.00-1050.0	6.059	2.25	4.31	4.89	2.77	28,169
8										Total = 28,169
9										
10										Total = 94,908
11	A Alternate Drift									

WELL SCHEMATIC (DEPTH - MD)



GENERAL DATA

Description:	Bella-1 vertical
Well Options, Deviated:	Yes
Well Options, Offshore:	No
Well TD (MD):	1050.00 m
Reference Point:	OTR
Air Gap:	5.00 m
Origin N:	0.00 m
Origin E:	0.00 m
Azimuth:	0.00 °

OFFSHORE DATA

Invalid General Data

CASING AND TUBING SCHEME

	OD (in)	Name	Type	Hole Size (in)	Measured Depths (m)			Mud at Shoe (sg)
					Hanger	Shoe	TOC	
1	13 3/8"	Surface	Casing	16.000	5.00	200.00	5.00	1.200
2	9 5/8"	Production	Casing	12.250	5.00	600.00	5.00	1.220
3	7"	Production	Liner	8.500	450.00	1050.00	450.00	1.220

PRODUCTION DATA

Packer Fluid Density:	1.220 sg
Packer Depth, MD:	800.00 m
Perforation Depth, MD:	929.00 m
Gas/Oil Gradient:	0.2306 sg

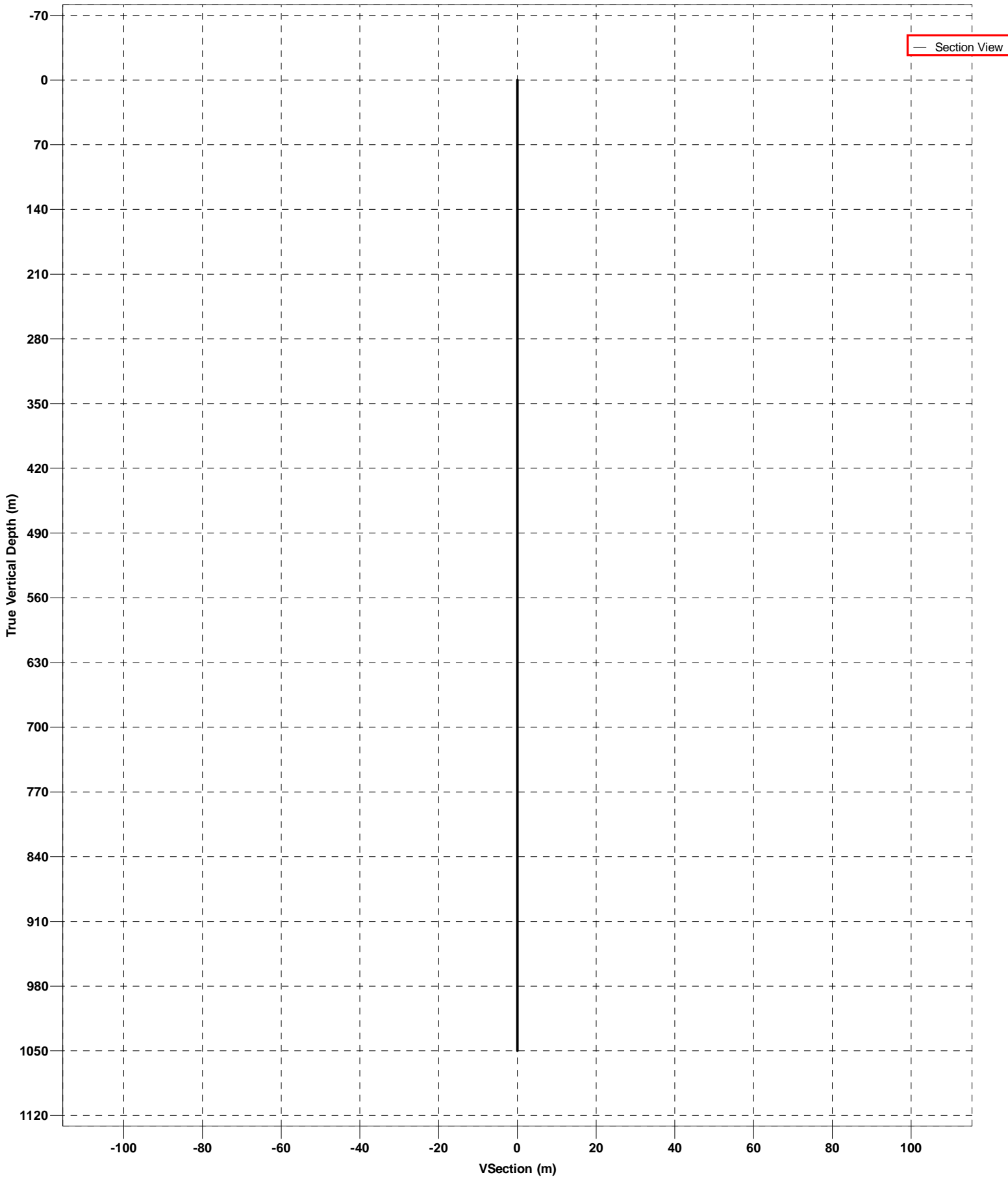
WELLPATH EDITOR

	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	0.00	0.00			0.00	0.00
2	MD-INC-AZ	30.00	0.00	0.00	30.00	0.000	0.000	0.00	0.00
3	MD-INC-AZ	60.00	0.00	0.00	60.00	0.000	0.000	0.00	0.00
4	MD-INC-AZ	90.00	0.00	0.00	90.00	0.000	0.000	0.00	0.00
5	MD-INC-AZ	120.00	0.00	0.00	120.00	0.000	0.000	0.00	0.00
6	MD-INC-AZ	150.00	0.00	0.00	150.00	0.000	0.000	0.00	0.00
7	MD-INC-AZ	180.00	0.00	0.00	180.00	0.000	0.000	0.00	0.00
8	MD-INC-AZ	210.00	0.00	0.00	210.00	0.000	0.000	0.00	0.00
9	MD-INC-AZ	240.00	0.00	0.00	240.00	0.000	0.000	0.00	0.00
10	MD-INC-AZ	270.00	0.00	0.00	270.00	0.000	0.000	0.00	0.00
11	MD-INC-AZ	300.00	0.00	0.00	300.00	0.000	0.000	0.00	0.00
12	MD-INC-AZ	330.00	0.00	0.00	330.00	0.000	0.000	0.00	0.00
13	MD-INC-AZ	360.00	0.00	0.00	360.00	0.000	0.000	0.00	0.00
14	MD-INC-AZ	390.00	0.00	0.00	390.00	0.000	0.000	0.00	0.00
15	MD-INC-AZ	420.00	0.00	0.00	420.00	0.000	0.000	0.00	0.00
16	MD-INC-AZ	450.00	0.00	0.00	450.00	0.000	0.000	0.00	0.00
17	MD-INC-AZ	480.00	0.00	0.00	480.00	0.000	0.000	0.00	0.00
18	MD-INC-AZ	510.00	0.00	0.00	510.00	0.000	0.000	0.00	0.00
19	MD-INC-AZ	540.00	0.00	0.00	540.00	0.000	0.000	0.00	0.00
20	MD-INC-AZ	570.00	0.00	0.00	570.00	0.000	0.000	0.00	0.00
21	MD-INC-AZ	600.00	0.00	0.00	600.00	0.000	0.000	0.00	0.00
22	MD-INC-AZ	630.00	0.00	0.00	630.00	0.000	0.000	0.00	0.00
23	MD-INC-AZ	660.00	0.00	0.00	660.00	0.000	0.000	0.00	0.00
24	MD-INC-AZ	690.00	0.00	0.00	690.00	0.000	0.000	0.00	0.00
25	MD-INC-AZ	720.00	0.00	0.00	720.00	0.000	0.000	0.00	0.00
26	MD-INC-AZ	750.00	0.00	0.00	750.00	0.000	0.000	0.00	0.00
27	MD-INC-AZ	780.00	0.00	0.00	780.00	0.000	0.000	0.00	0.00
28	MD-INC-AZ	810.00	0.00	0.00	810.00	0.000	0.000	0.00	0.00
29	MD-INC-AZ	840.00	0.00	0.00	840.00	0.000	0.000	0.00	0.00
30	MD-INC-AZ	870.00	0.00	0.00	870.00	0.000	0.000	0.00	0.00
31	MD-INC-AZ	900.00	0.00	0.00	900.00	0.000	0.000	0.00	0.00
32	MD-INC-AZ	930.00	0.00	0.00	930.00	0.000	0.000	0.00	0.00
33	MD-INC-AZ	960.00	0.00	0.00	960.00	0.000	0.000	0.00	0.00
34	MD-INC-AZ	990.00	0.00	0.00	990.00	0.000	0.000	0.00	0.00
35	MD-INC-AZ	1020.00	0.00	0.00	1020.00	0.000	0.000	0.00	0.00
36	MD-INC-AZ	1050.00	0.00	0.00	1050.00	0.000	0.000	0.00	0.00

DEVIATION PROFILE

	MD (m)	INC (°)	AZ (°)	TVD (m)	DLS (°/30m)	Max DLS (°/30m)	Vsection (m)	Departure (m)
1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	0.000	0.00	0.00
2	5.00	0.00	0.00	5.00	0.000	0.000	0.00	0.00
3	30.00	0.00	0.00	30.00	0.000	0.000	0.00	0.00
4	60.00	0.00	0.00	60.00	0.000	0.000	0.00	0.00
5	90.00	0.00	0.00	90.00	0.000	0.000	0.00	0.00
6	120.00	0.00	0.00	120.00	0.000	0.000	0.00	0.00
7	150.00	0.00	0.00	150.00	0.000	0.000	0.00	0.00
8	180.00	0.00	0.00	180.00	0.000	0.000	0.00	0.00
9	200.00	0.00	0.00	200.00	0.000	0.000	0.00	0.00
10	210.00	0.00	0.00	210.00	0.000	0.000	0.00	0.00
11	240.00	0.00	0.00	240.00	0.000	0.000	0.00	0.00
12	270.00	0.00	0.00	270.00	0.000	0.000	0.00	0.00
13	300.00	0.00	0.00	300.00	0.000	0.000	0.00	0.00
14	330.00	0.00	0.00	330.00	0.000	0.000	0.00	0.00
15	360.00	0.00	0.00	360.00	0.000	0.000	0.00	0.00
16	390.00	0.00	0.00	390.00	0.000	0.000	0.00	0.00
17	420.00	0.00	0.00	420.00	0.000	0.000	0.00	0.00
18	450.00	0.00	0.00	450.00	0.000	0.000	0.00	0.00
19	480.00	0.00	0.00	480.00	0.000	0.000	0.00	0.00
20	510.00	0.00	0.00	510.00	0.000	0.000	0.00	0.00
21	540.00	0.00	0.00	540.00	0.000	0.000	0.00	0.00
22	570.00	0.00	0.00	570.00	0.000	0.000	0.00	0.00
23	600.00	0.00	0.00	600.00	0.000	0.000	0.00	0.00
24	600.00	0.00	0.00	600.00	0.000	0.000	0.00	0.00
25	630.00	0.00	0.00	630.00	0.000	0.000	0.00	0.00
26	660.00	0.00	0.00	660.00	0.000	0.000	0.00	0.00
27	690.00	0.00	0.00	690.00	0.000	0.000	0.00	0.00
28	720.00	0.00	0.00	720.00	0.000	0.000	0.00	0.00
29	750.00	0.00	0.00	750.00	0.000	0.000	0.00	0.00
30	780.00	0.00	0.00	780.00	0.000	0.000	0.00	0.00
31	800.00	0.00	0.00	800.00	0.000	0.000	0.00	0.00
32	810.00	0.00	0.00	810.00	0.000	0.000	0.00	0.00
33	840.00	0.00	0.00	840.00	0.000	0.000	0.00	0.00
34	870.00	0.00	0.00	870.00	0.000	0.000	0.00	0.00
35	900.00	0.00	0.00	900.00	0.000	0.000	0.00	0.00
36	929.00	0.00	0.00	929.00	0.000	0.000	0.00	0.00
37	930.00	0.00	0.00	930.00	0.000	0.000	0.00	0.00
38	960.00	0.00	0.00	960.00	0.000	0.000	0.00	0.00
39	990.00	0.00	0.00	990.00	0.000	0.000	0.00	0.00
40	1020.00	0.00	0.00	1020.00	0.000	0.000	0.00	0.00
41	1050.00	0.00	0.00	1050.00	0.000	0.000	0.00	0.00

Section View



DOGLEG SEVERITY OVERRIDES

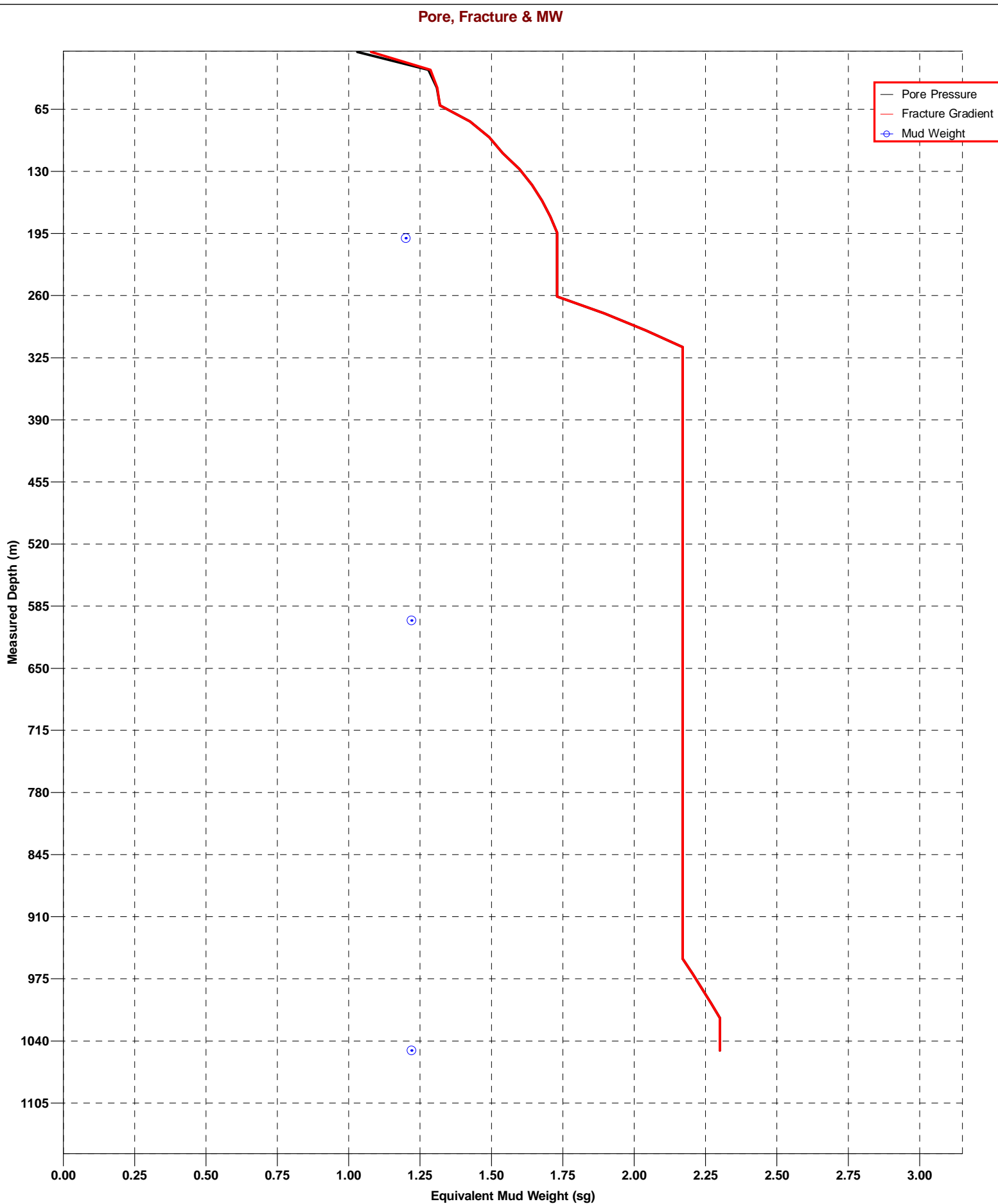
Top, MD (m)	Base, MD (m)	DLS (°/30m)
-------------	--------------	-------------

PORE PRESSURE

	Vertical Depth (m)	Pore Pressure/EMW		Permeable Zones
		(bar)	(sg)	
1	5.00	0.5050	1.030	No
2	61.00	7.8963	1.320	No
3	111.00	16.7635	1.540	No
4	194.00	32.9131	1.730	No
5	200.00	33.9310	1.730	No
6	261.00	44.2799	1.730	No
7	314.00	66.8205	2.170	No
8	600.00	127.6825	2.170	No
9	813.00	173.0098	2.170	Yes
10	838.00	178.3299	2.170	No
11	929.00	197.6951	2.170	Yes
12	954.00	203.0152	2.170	No
13	1016.00	229.1616	2.300	No
14	1061.00	239.3115	2.300	No

FRACTURE GRADIENT

	Vertical Depth (m)	Fracture Pressure/EMW	
		(bar)	(sg)
1	5.00	0.0000	1.078
2	61.00	7.8963	1.320
3	111.00	16.7635	1.540
4	194.00	32.9131	1.730
5	200.00	33.9310	1.730
6	261.00	44.2799	1.730
7	314.00	66.8205	2.170
8	600.00	127.6825	2.170
9	813.00	173.0098	2.170
10	838.00	178.3299	2.170
11	929.00	197.6951	2.170
12	954.00	203.0152	2.170
13	1016.00	229.1616	2.300
14	1061.00	239.3115	2.300



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
Bottomhole Temperature - 1050.00 m TVD:	39.000 °C
Bottomhole Gradient - 1050.00 m TVD:	0.69 °C/100m

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:	1.300
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:	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:	No

INITIAL CONDITIONS (13 3/8" Surface Casing)

Mix-Water Density:	0.998 sg
Lead Slurry Density:	1.500 sg
Tail Slurry Density:	1.700 sg
Tail Slurry Length:	100.00 m
Displacement Fluid Density:	1.200 sg
Slackoff Force:	0.0000 tonne
Temperatures:	User-entered
Vertical Depth (m)	Temperature (°C)
60.00 m	0.000 °C
1000.00 m	37.000 °C

BURST LOADS DATA (13 3/8" Surface Casing)**Drilling Load:**

Influx Depth, MD:
 Pore Pressure:
 Gas Gradient:
 Fracture at Shoe (MD= 200.00 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

600.00 m
 127.6824 bar
 0.2306 sg
 33.9309 bar
 0.000 sg
 0.00 m
 1.220 sg

Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)

Drilling Load:

Fracture at Shoe (MD= 200.00 m):
 Fracture Margin of Error:
 Mud/Water Interface, MD:
 Mud Weight
 Assigned External Pressure:

Lost Returns with Water

33.9309 bar
 0.000 sg
 200.00 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= 200.00 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

600.00 m
 2.37 m³
 0.000 sg
 1.220 sg
 0.70 (0.0730 sg @ 30.148 °C & 71.7846 bar)
 33.9309 bar
 0.000 sg
 5.000 in
 8.000 in
 200.00 m

Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)

Drilling Load:

Test Pressure:
 Mud Weight:
 Assigned External Pressure:

Pressure Test

65.0000 bar
 1.200 sg

Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)

Drilling Load:

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

Green Cement Pressure Test

77.0000 bar
 1.200 sg
 5.00 m
 1.500 sg
 1.700 sg
 100.00 m
 1.200 sg
 200.00 m

Drilling Load:

Hanger Depth, MD:
 TOC, MD:
 Shoe Depth, MD:
 MW next hole section:
 ECD:
 Assigned External Pressure:

Drill Ahead (Burst)

5.00 m
 5.00 m
 200.00 m
 1.220 sg
 0.036 sg

Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)

External Pressure:

TOC, MD:

Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)

5.00 m

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

TOC, MD:	5.00 m
Prior Shoe, MD:	5.00 m
Mud Weight Above TOC:	1.200 sg
Fluid Gradient Below TOC:	0.998 sg
Pore Pressure In Open Hole:	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
200.00 m
Mud & Cement Mix-Water

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

1.200 sg
5.00 m
1.500 sg
1.700 sg
100.00 m
1.200 sg
200.00 m
Mud & Cement Mix-Water

Drilling Load:

Hanger Depth, MD:
TOC, MD:
Shoe Depth, MD:
MW next hole section:
ECD:
Assigned External Pressure:

Drill Ahead (Collapse)

5.00 m
5.00 m
200.00 m
1.220 sg
0.036 sg
Mud & Cement Mix-Water

External Pressure:

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

Mud & Cement Mix-Water

5.00 m
1.200 sg
0.998 sg

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

Running in Hole - Avg. Speed: 0.92 m/s
Overpull Force: 45.0000 tonne
Pre-Cement Static Load: Yes
Pickup Force: 10.0000 tonne
Green Cement Pressure Test: 77.0000 bar
Service Loads: No

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

	Depth (MD) (m)	Displacement To Gas (bar)	Lost Returns (bar)	Gas Kick (bar)	Pressure Test (bar)	Green Cement Pres. Test (Int) (bar)	Green Cement Pres. Test (Ext) (bar)	Drill Ahead (Burst) (bar)	Fluid Gradients w/ Pore Press (bar)
1	5.00	29.5209	14.8433	18.7321	65.5884	77.5884	0.5884	0.6158	0.5884
2	61.00	30.7874	20.3249	23.0969	72.1785	84.1785	8.8260	7.5131	6.0700
3	100.00	31.6694	24.1424	26.1366	76.7679	88.7679	14.5628	12.3166	9.8875
4	200.00	33.9309	33.9309	33.9309	88.5359	100.5359	31.2341	24.6332	19.6760

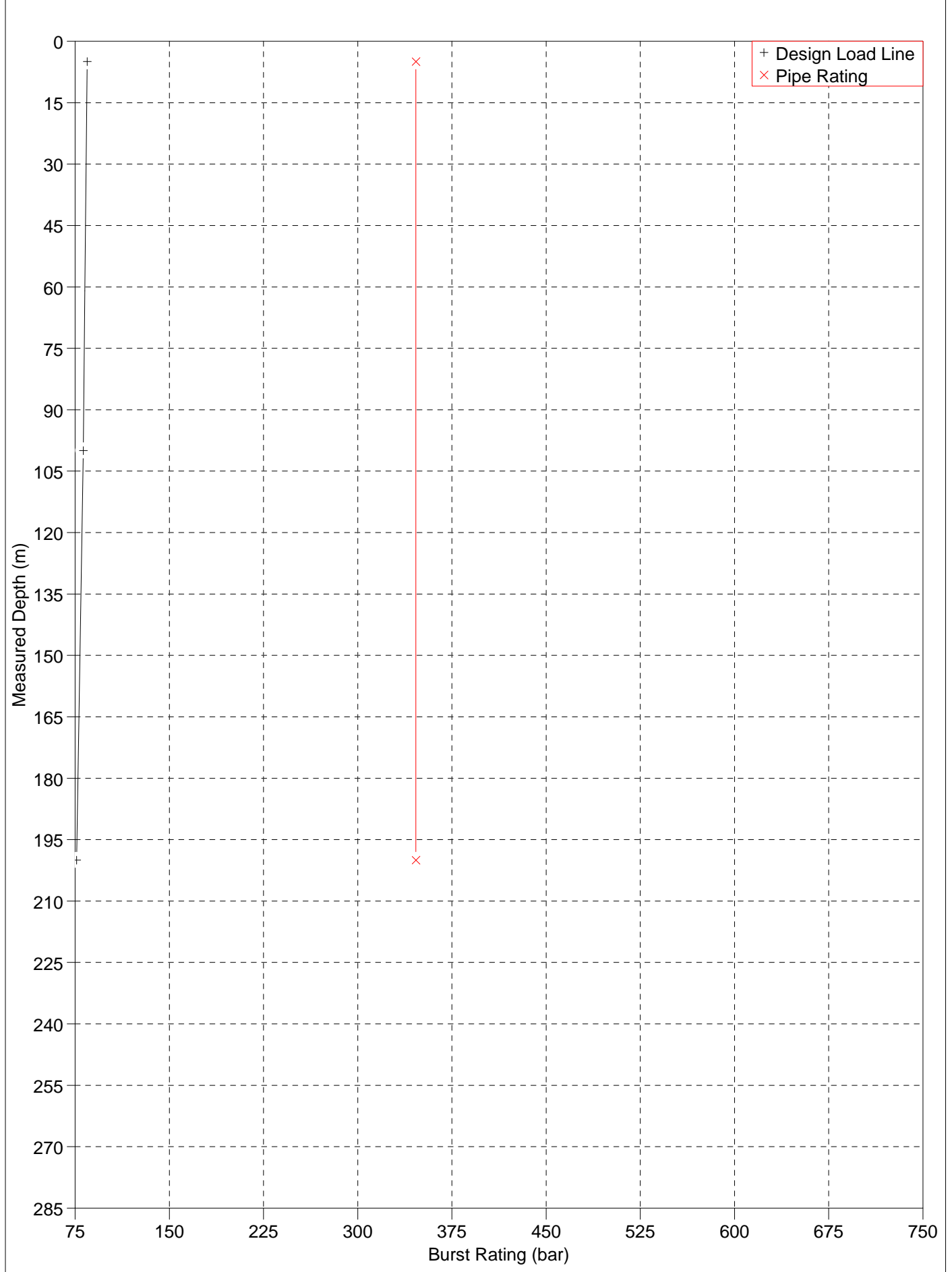
COLLAPSE PRESSURE PROFILES (13 3/8" Surface Casing)

	Depth (MD) (m)	Full/Partial Evacuation (bar)	Cementing (Int) (bar)	Cementing (Ext) (bar)	Drill Ahead (Collapse) (bar)	Mud Cement (bar)
1	5.00	0.0006	0.5884	0.5884	0.6158	0.5884
2	100.00	0.0117	11.7679	14.5628	12.3166	9.8875
3	200.00	0.0236	23.5359	31.2341	24.6332	19.6760

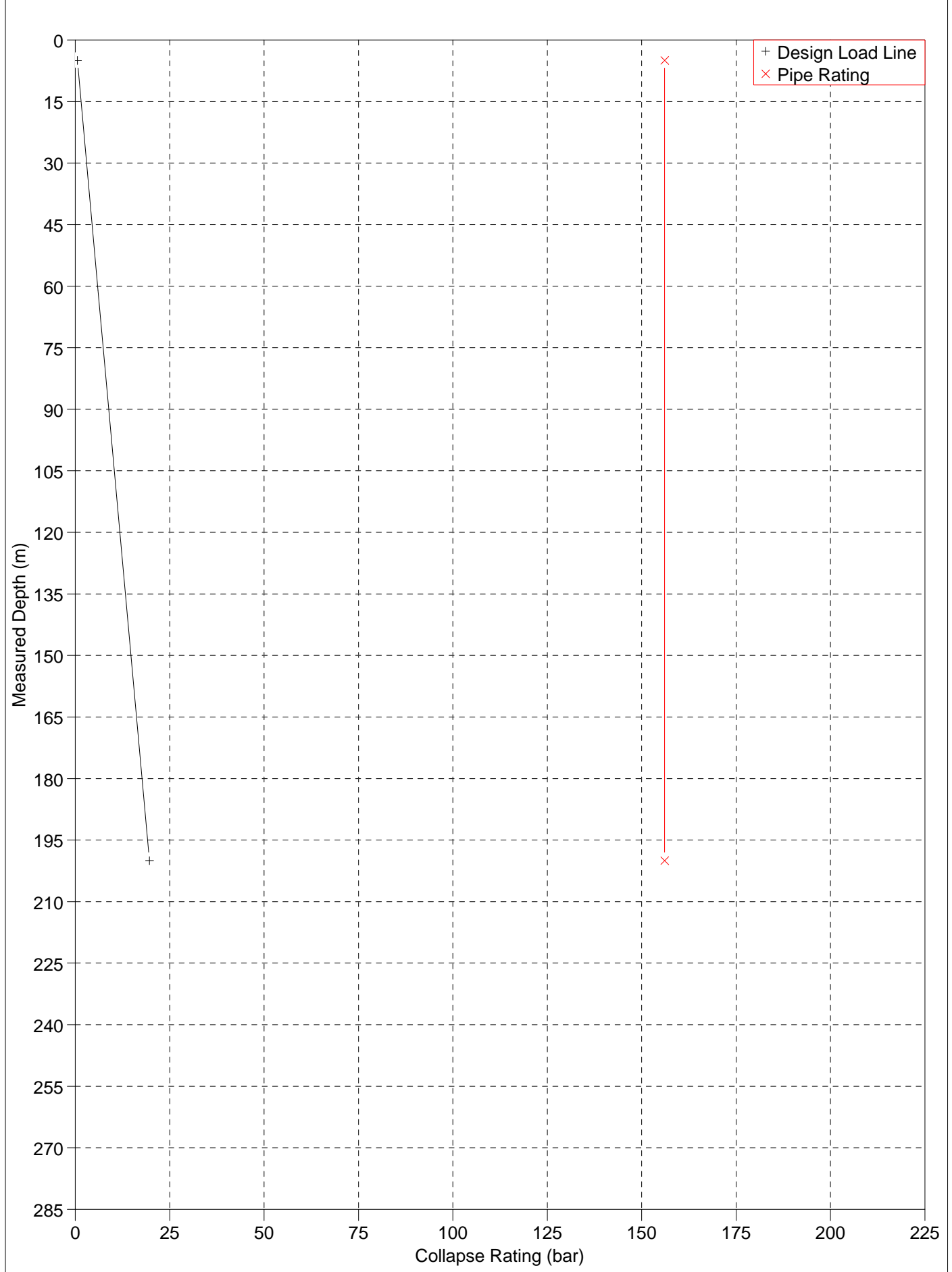
AXIAL LOADS TABLE (13 3/8" Surface Casing)

	Depth (MD) (m)	Running in Hole (tonne)		Overpull Force (tonne)		Pre-Cement Static Load (tonne)		Green Cement Pressure Test (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)
1	5.00	88.6786	88.6786	61.7974	61.7974	26.7222	26.7222	70.9292	70.9292
2	61.00	83.8547	83.8547	56.9736	56.9736	21.0552	21.0552	65.2622	65.2622
3	100.00	80.4952	80.4952	53.6141	53.6141	17.1087	17.1087	61.3156	61.3156
4	199.81	71.8975	71.8975	45.0164	45.0164	7.0084	7.0084	51.2154	51.2154

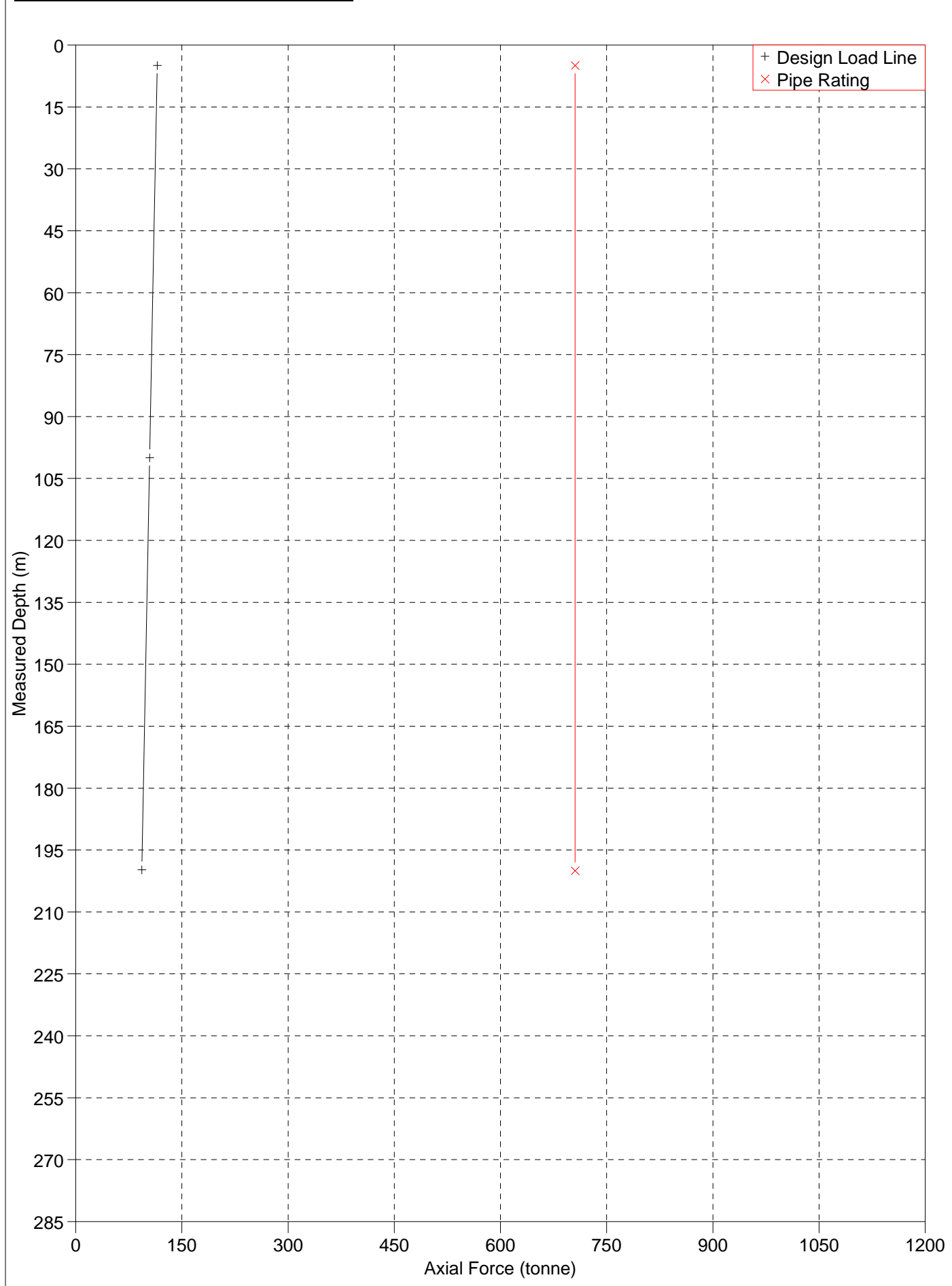
BURST DESIGN (13 3/8" Surface Casing)



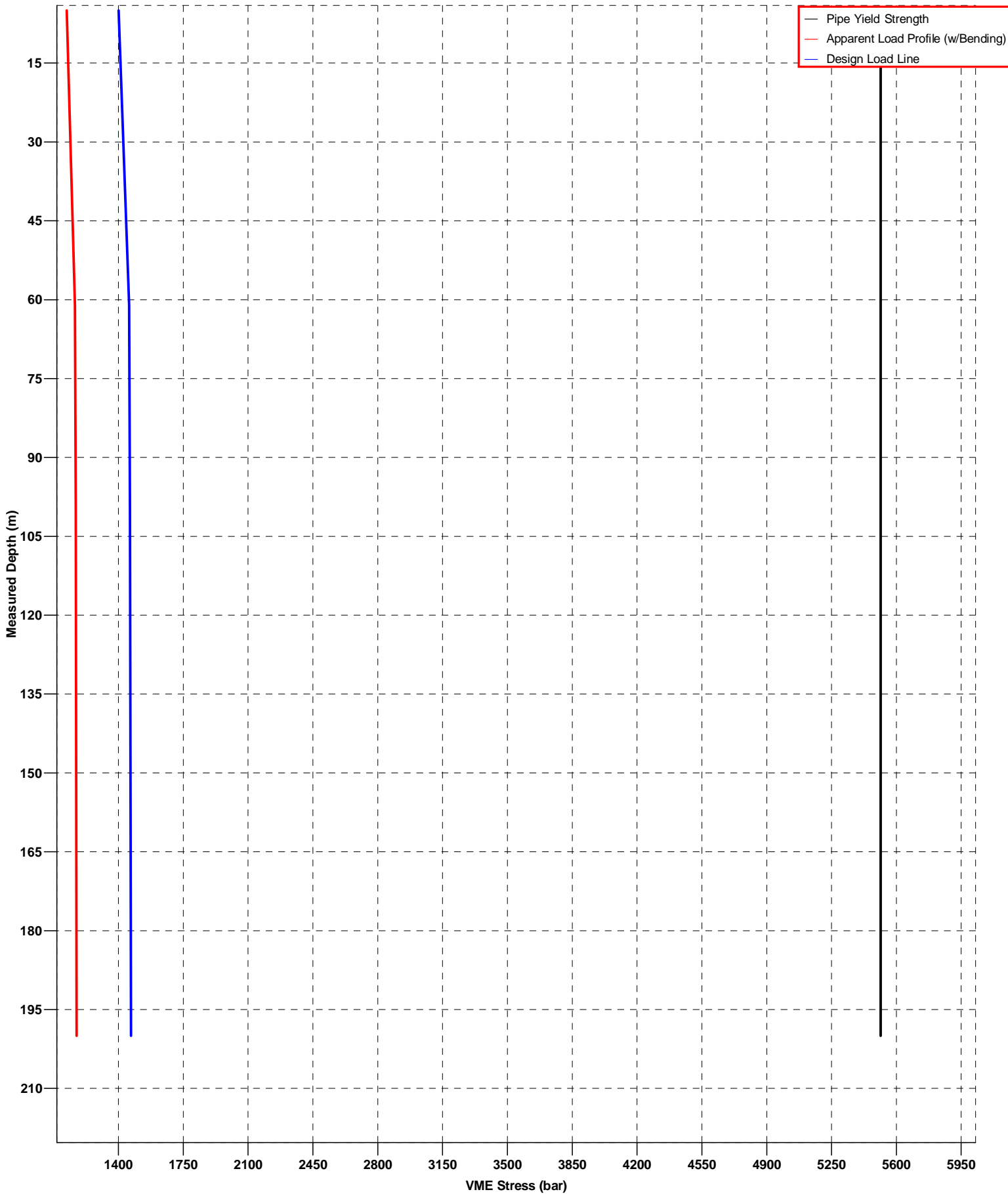
COLLAPSE DESIGN (13 3/8" Surface Casing)



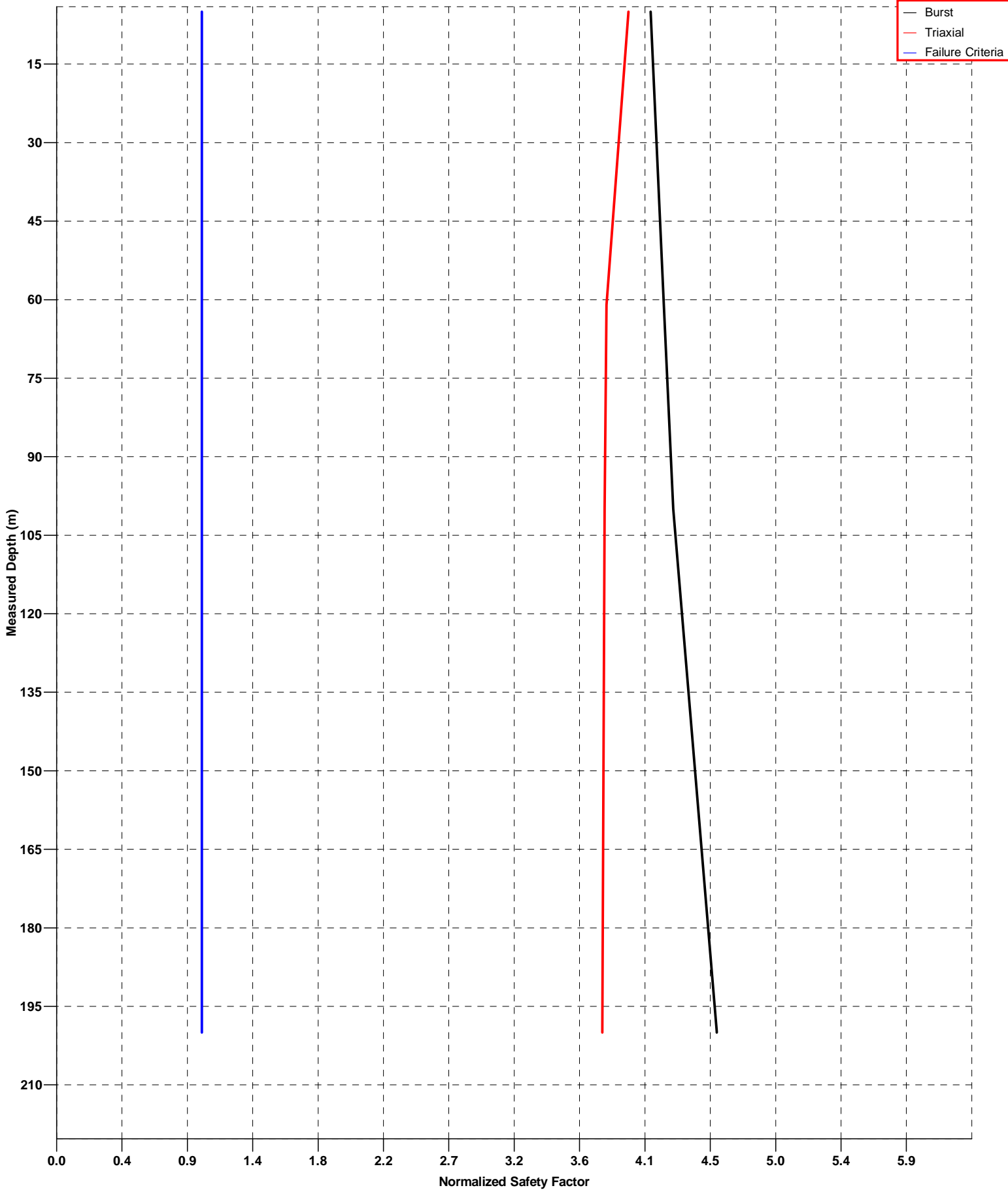
AXIAL DESIGN (13 3/8" Surface Casing)



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	5	13 3/8", 68.000 ppf, L-80	N/A	4.50 B12	+ 100.00 C1	7.96 A1	4.92 B5
2	61			4.60 B12	25.74 C1	8.41 A1	4.73 B5
3	100			4.67 B12	15.80 C1	8.77 A1	4.72 B5
4	200			5.00 B12	7.95 C1	9.81 A1	4.70 B5
5	200			5.00 B12	7.94 C1	9.82 A1	4.70 B5
6							
7	B5	Pressure Test					
8	B12	Green Cement Pressure Test(Burst)					
9	C1	Full/Partial Evacuation					
10	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	5.00	13 3/8", 68.000 ppf, L-80	0.117 B12	0.075 C1	75.5	84.3	0.363	0.405
2	61.00		0.115 B12	0.164 C1	76.1	65.9	0.365	0.316
3	100.00		0.113 B12	0.192 C1	76.4	60.0	0.367	0.288
4	200.00		0.106 B12	0.241 C1	78.0	49.8	0.374	0.239
5								
6	B12	Green Cement Pressure Test(Bur						
7	C1	Full/Partial Evacuation						

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

	Running Depth (MD) (m)	Max. Overpull (tonne)
1	0	543
2	5	542
3	100	534
4	195	526
5	200	* 526
6		
7		
8		
9		

* Based on Casing Strength Only. Running String not 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)	Addt'l Pickup To Prevent Buck. (tonne)	Buckled Length (m)
		Apparent (w/Bending)	Actual (w/o Bending)		Triaxial	Burst	Collapse	Axial			
1	5	23	23	0.0	15.23	11.97	N/A	30.11	0.000	N/A	N/A
2	61	17	17	0.0	17.81	14.01	N/A	41.81	0.000		
3	100	13	13	0.0	20.13	15.90	N/A	56.32	1.443		
4	200	2	2	0.0	29.78	24.30	N/A	+ 100.00	5.143		
5											
6	()	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)	Addt'l Pickup To Prevent Buck. (tonne)	Buckled Length (m)
		Apparent (w/Bending)	Actual (w/o Bending)		Triaxial	Burst	Collapse	Axial			
1	5	-81	-81	0.0	7.09	19.09	N/A	(8.73)	30.148	N/A	N/A
2	61	-86	-86	0.0	6.89	20.35	N/A	(8.22)	30.148		
3	100	-84	-84	0.0	7.09	21.32	N/A	(8.36)	30.148		
4	200	-80	-80	0.0	7.72	24.30	N/A	(8.85)	30.148		
5											
6	()	Compression									

TRIAxIAL RESULTS (13 3/8" Surface Casing) - Lost Returns with Water

	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	5	-71	-71	0.0	8.24	24.30	N/A	(9.91)	26.667	N/A	N/A
2	61	-76	-76	0.0	7.90	24.30	N/A	(9.31)	26.667		
3	100	-74	-74	0.0	8.10	24.30	N/A	(9.54)	26.667		
4	200	-68	-68	0.0	8.77	24.30	N/A	(10.33)	26.667		
5											
6	()	Compression									

TRIAxIAL RESULTS (13 3/8" Surface 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	5	-47	-47	0.0	4.92	5.33	N/A	(15.02)	26.667	N/A	N/A
2	61	-53	-53	0.0	4.73	5.24	N/A	(13.28)	27.328		
3	100	-53	-53	0.0	4.72	5.18	N/A	(13.44)	27.788		
4	200	-50	-50	0.0	4.70	5.03	N/A	(14.18)	28.968		
5											
6	()	Compression									

TRIAxIAL RESULTS (13 3/8" Surface Casing) - Drill Ahead (Burst)

	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	5	-89	-89	0.0	7.89	+ 100.00	N/A	(7.89)	30.148	N/A	N/A
2	61	-93	-93	0.0	7.53	+ 100.00	N/A	(7.56)	30.148		
3	100	-91	-91	0.0	7.69	+ 100.00	N/A	(7.75)	30.148		
4	200	-84	-84	0.0	8.21	69.88	N/A	(8.38)	30.148		
5											
6	()	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				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	5	71	71	0.0	5.71	4.50	N/A	9.95	27.788	N/A	N/A
2	61	65	65	0.0	5.84	4.60	N/A	10.81	27.788		
3	100	61	61	0.0	5.94	4.67	N/A	11.51	27.788		
4	200	51	51	0.0	6.36	5.00	N/A	13.78	27.788		
5											

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

	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	5	-90	-90	0.0	7.91	N/A	+ 100.00	(7.86)	30.148	N/A	N/A
2	61	-97	-97	0.0	7.68	N/A	25.74	(7.28)	30.148		
3	100	-97	-97	0.0	7.91	N/A	15.80	(7.28)	30.148		
4	200	-96	-96	0.0	8.41	N/A	7.94	(7.36)	30.148		
5											
6	()	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)	Addtl Pickup To Prevent Buck. (tonne)	Buckled Length (m)
		Apparent (w/Bending)	Actual (w/o Bending)		Triaxial	Burst	Collapse	Axial			
1	5	10	10	0.0	72.88	N/A	+ 100.00	73.45	27.788	N/A	N/A
2	61	4	4	0.0	+ 100.00	N/A	72.11	+ 100.00	27.788		
3	100	0	0	0.0	+ 100.00	N/A	42.95	+ 100.00	27.788		
4	100	-0	-0	0.0	+ 100.00	N/A	42.88	(+ 100.00)	27.788		
5	100	-0	-0	0.0	+ 100.00	N/A	42.86	(+ 100.00)	27.788		
6	200	-10	-10	0.0	57.25	N/A	16.62	(69.68)	27.788		
7											
8	() Compression										

TRIAXIAL RESULTS (13 3/8" Surface Casing) - Drill Ahead (Collapse)

	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	5	-89	-89	0.0	7.89	+ 100.00	N/A	(7.89)	30.148	N/A	N/A
2	61	-93	-93	0.0	7.53	+ 100.00	N/A	(7.56)	30.148		
3	100	-91	-91	0.0	7.69	+ 100.00	N/A	(7.75)	30.148		
4	200	-84	-84	0.0	8.21	69.88	N/A	(8.38)	30.148		
5											
6	() 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)	Addtl Pickup To Prevent Buck. (tonne)	Buckled Length (m)
		Apparent (w/Bending)	Actual (w/o Bending)		Triaxial	Burst	Collapse	Axial			
1	5	89	89	0.0	7.95	N/A	+ 100.00	7.96	27.788	N/A	N/A
2	61	84	84	0.0	8.32	N/A	+ 100.00	8.41	27.788		
3	100	80	80	0.0	8.61	N/A	+ 100.00	8.77	27.788		
4	200	72	72	0.0	9.42	N/A	90.92	9.81	27.788		
5	200	72	72	0.0	9.42	N/A	90.83	9.82	27.788		
6											
7	() 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)	Addtl Pickup To Prevent Buck. (tonne)	Buckled Length (m)
		Apparent (w/Bending)	Actual (w/o Bending)		Triaxial	Burst	Collapse	Axial			
1	5	62	62	0.0	11.40	N/A	+ 100.00	11.42	27.788	N/A	N/A
2	61	57	57	0.0	12.19	N/A	+ 100.00	12.38	27.788		
3	100	54	54	0.0	12.80	N/A	+ 100.00	13.16	27.788		
4	200	45	45	0.0	14.69	N/A	91.56	15.67	27.788		
5	200	45	45	0.0	14.70	N/A	91.48	15.68	27.788		
6											
7	() Compression										

TRIAXIAL RESULTS (13 3/8" Surface Casing) - Pre-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	5	27	27	0.0	26.33	N/A	+ 100.00	26.41	27.788	N/A	N/A
2	61	21	21	0.0	32.11	N/A	+ 100.00	33.51	27.788		
3	100	17	17	0.0	37.91	N/A	+ 100.00	41.24	27.788		
4	200	7	7	0.0	70.45	N/A	92.34	+ 100.00	27.788		
5	200	7	7	0.0	70.56	N/A	92.26	+ 100.00	27.788		
6											
7	() 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	5	71	71	0.0	5.71	4.50	N/A	9.95	27.788	N/A	N/A
2	61	65	65	0.0	5.84	4.60	N/A	10.81	27.788		
3	100	61	61	0.0	5.94	4.67	N/A	11.51	27.788		
4	200	51	51	0.0	6.36	5.00	N/A	13.78	27.788		
5											

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:	1.300
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:	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:	No

INITIAL CONDITIONS (9 5/8" Production Casing)

Mix-Water Density:	0.998 sg
Lead Slurry Density:	1.540 sg
Tail Slurry Density:	1.750 sg
Tail Slurry Length:	300.00 m
Displacement Fluid Density:	1.220 sg
Float Failed:	Yes
Slackoff Force:	0.0000 tonne
Temperatures:	User-entered
Vertical Depth (m)	Temperature (°C)
60.00 m	0.000 °C
1000.00 m	37.000 °C

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

Influx Depth, MD:
 Pore Pressure:
 Gas Gradient:
 Fracture at Shoe (MD= 600.00 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

1039.00 m
 234.3493 bar
 0.2306 sg
 127.6824 bar
 0.000 sg
 0.00 m
 1.220 sg

Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)

Drilling Load:

Fracture at Shoe (MD= 600.00 m):
 Fracture Margin of Error:
 Mud/Water Interface, MD:
 Mud Weight
 Assigned External Pressure:

Lost Returns with Water

127.6824 bar
 0.000 sg
 600.00 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= 600.00 m):
 Fracture Margin of Error:
 Drill Pipe OD:
 Collar OD:
 Collar Length:
 Assigned External Pressure:

Gas Kick Profile

1035.00 m
 8.00 m³
 0.000 sg
 1.220 sg
 0.70 (0.1350 sg @ 32.925 °C & 123.8285 bar)
 127.6824 bar
 0.000 sg
 5.000 in
 6.750 in
 200.00 m

Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)

Drilling Load:

Test Pressure:
 Mud Weight:
 Assigned External Pressure:

Pressure Test

260.0000 bar
 1.220 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

1.220 sg
 800.00 m
 929.00 m
 0.2306 sg
 197.6950 bar

Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)

Drilling Load:

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

Green Cement Pressure Test

270.0000 bar
 1.220 sg
 5.00 m
 1.540 sg
 1.750 sg
 300.00 m
 1.220 sg
 600.00 m

Drilling Load:

Hanger Depth, MD:
 TOC, MD:

Drill Ahead (Burst)

5.00 m
 5.00 m

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

TOC, MD:	5.00 m
Shoe Depth, MD:	600.00 m
MW next hole section:	1.220 sg
ECD:	0.036 sg
Assigned External Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)

External Pressure:

TOC, MD:	5.00 m
Prior Shoe, MD:	200.00 m
Mud Weight Above TOC:	1.220 sg
Fluid Gradient Below TOC:	0.998 sg
Pore Pressure In Open Hole:	Yes

Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)

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

Drilling Load:	Full/Partial Evacuation
Mud Weight:	1.220 sg
Mud Level, MD:	600.00 m
Assigned External Pressure:	Mud & Cement Mix-Water
Drilling Load:	Cementing
Mud Weight at Shoe:	1.220 sg
TOC, MD:	5.00 m
Lead Slurry Density:	1.540 sg
Tail Slurry Density:	1.750 sg
Tail Slurry Length:	300.00 m
Displacement Fluid Density:	1.220 sg
Float Collar Depth, MD:	600.00 m
Assigned External Pressure:	Mud & Cement Mix-Water
Drilling Load:	Lost Returns with Mud Drop
Lost Returns Depth, MD:	1050.00 m
Pore Pressure at Lost Returns Depth:	236.8304 bar
Pore Pressure Gradient at Lost Returns Depth:	2.300 sg
Mud Weight:	1.220 sg
Mud Drop Level, MD:	0.00 m
Assigned External Pressure:	Mud & Cement Mix-Water
Production Load:	Full Evacuation
Assigned External Pressure:	Mud & Cement Mix-Water
Production Load:	Above/Below Packer
Packer Depth, MD:	800.00 m
Perforation Depth, MD:	929.00 m
Pore Pressure at Perforation Depth:	236.8304 bar
Density Above Packer:	1.220 sg
Density Below Packer:	0.200 sg
Fluid Drop Above Packer:	Yes
Assigned External Pressure:	Mud & Cement Mix-Water
Drilling Load:	Drill Ahead (Collapse)
Hanger Depth, MD:	5.00 m
TOC, MD:	5.00 m
Shoe Depth, MD:	600.00 m
MW next hole section:	1.220 sg
ECD:	0.036 sg
Assigned External Pressure:	Mud & Cement Mix-Water
External Pressure:	Mud & Cement Mix-Water
TOC, MD:	5.00 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:	270.0000 bar
Service Loads:	No

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

	Depth (MD) (m)	Displacement To Gas (bar)	Lost Returns (bar)	Gas Kick (bar)	Pressure Test (bar)	Tubing Leak (bar)	Green Cement Pres. Test (Int) (bar)	Green Cement Pres. Test (Ext) (bar)	Drill Ahead (Burst) (bar)	Fluid Gradients w/ Pore Press (bar)
1	5.00	114.2263	69.4406	68.4614	260.5982	176.7984	270.5982	0.5982	0.6158	0.5982
2	200.00	118.6362	88.5280	84.6191	283.9278	200.1281	293.9278	30.0471	24.6329	19.6855
3	200.00	118.6364	88.5286	84.6196	283.9285	200.1288	293.9285	30.0480	24.6336	33.9315
4	261.00	120.0158	94.4993	89.6738	291.2263	207.4265	301.2263	39.2599	32.1464	44.2799
5	300.00	120.8978	98.3168	92.9054	295.8923	212.0925	305.8923	45.1497	36.9499	60.8663
6	314.00	121.2144	99.6872	94.0655	297.5673	213.7675	307.5673	47.5524	38.6742	66.8204
7	600.00	127.6824	127.6824	117.7638	331.7846	247.9848	341.7846	96.6346	73.8998	127.6824

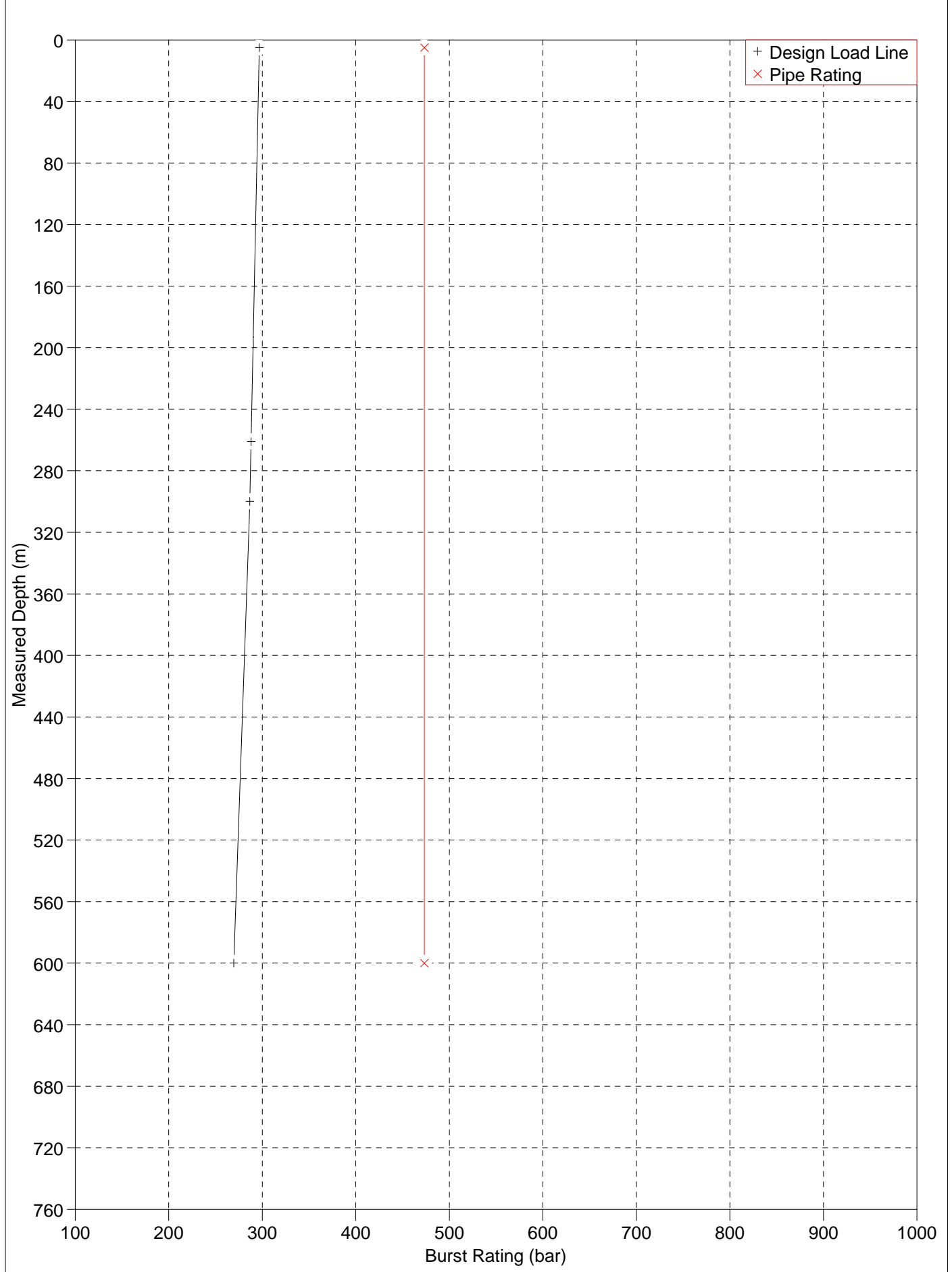
COLLAPSE PRESSURE PROFILES (9 5/8" Production Casing)

	Depth (MD) (m)	Full/Partial Evacuation (bar)	Cementing (Int) (bar)	Cementing (Ext) (bar)	Lost Returns (bar)	Full Evacuation (bar)	Above/Below Packer (bar)	Drill Ahead (Collapse) (bar)	Mud Cement (bar)
1	5.00	0.0006	0.5982	0.5982	111.8055	0.0006	126.2820	0.6158	0.5982
2	200.00	0.0234	23.9278	30.0471	135.1351	0.0230	149.6117	24.6329	19.6855
3	200.00	0.0234	23.9285	30.0480	135.1358	0.0230	149.6124	24.6336	19.6861
4	300.00	0.0353	35.8923	45.1497	147.0996	0.0347	161.5761	36.9499	29.4744
5	600.00	0.0718	71.7846	96.6346	182.9919	0.0706	197.4684	73.8998	58.8400

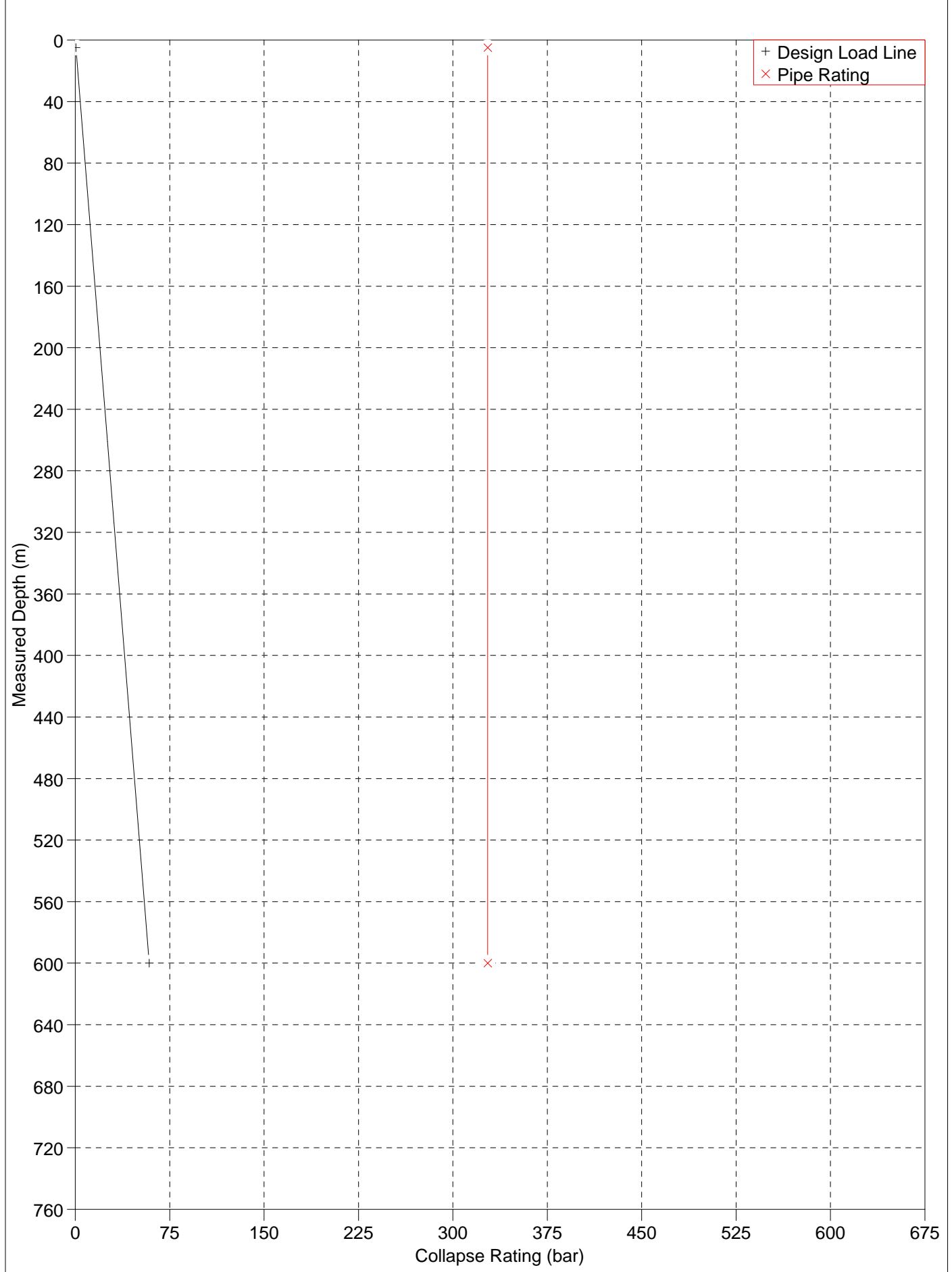
AXIAL LOADS TABLE (9 5/8" Production Casing)

	Depth (MD) (m)	Running in Hole (tonne)		Overpull Force (tonne)		Pre-Cement Static Load (ton)		Post-Cement Static Load (ton)		Green Cement Pressure Te	
		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	5.00	85.4318	85.4318	80.2603	80.2603	35.2069	35.2069	32.9880	32.9880	128.4450	128.4450
2	200.00	73.8761	73.8761	68.7046	68.7046	21.5681	21.5681	19.3492	19.3492	114.8062	114.8062
3	200.00	73.8758	73.8758	68.7042	68.7042	21.5676	21.5676	19.3488	19.3488	114.8058	114.8058
4	261.00	70.2610	70.2610	65.0895	65.0895	17.3013	17.3013	15.0824	15.0824	110.5394	110.5394
5	300.00	67.9498	67.9498	62.7783	62.7783	14.5735	14.5735	12.3546	12.3546	107.8116	107.8116
6	314.00	67.1202	67.1202	61.9486	61.9486	13.5943	13.5943	11.3754	11.3754	106.8324	106.8324
7	599.71	50.1888	50.1888	45.0172	45.0172	-6.3893	-6.3893	-8.6082	-8.6082	86.8489	86.8489

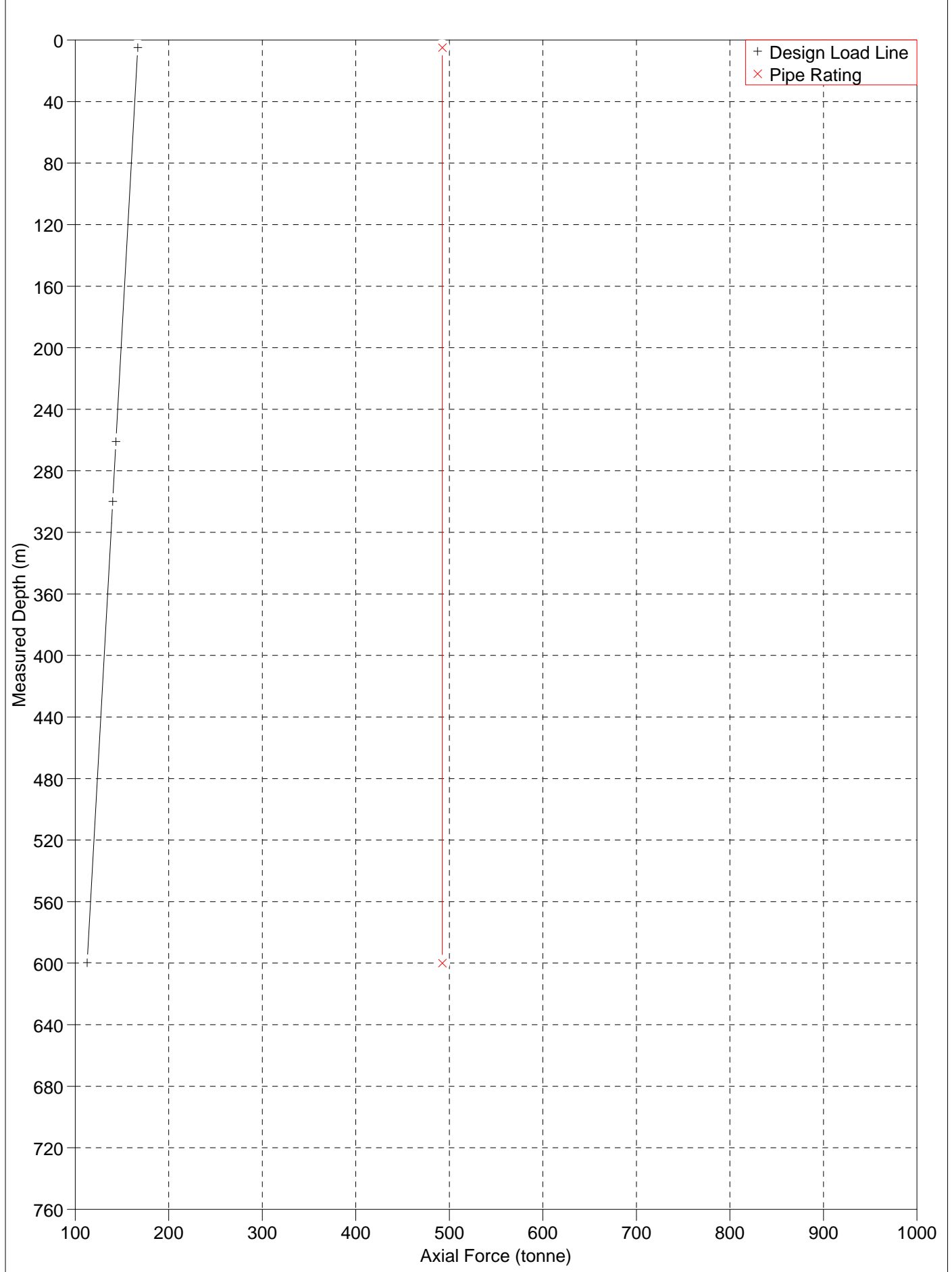
BURST DESIGN (9 5/8" Production Casing)



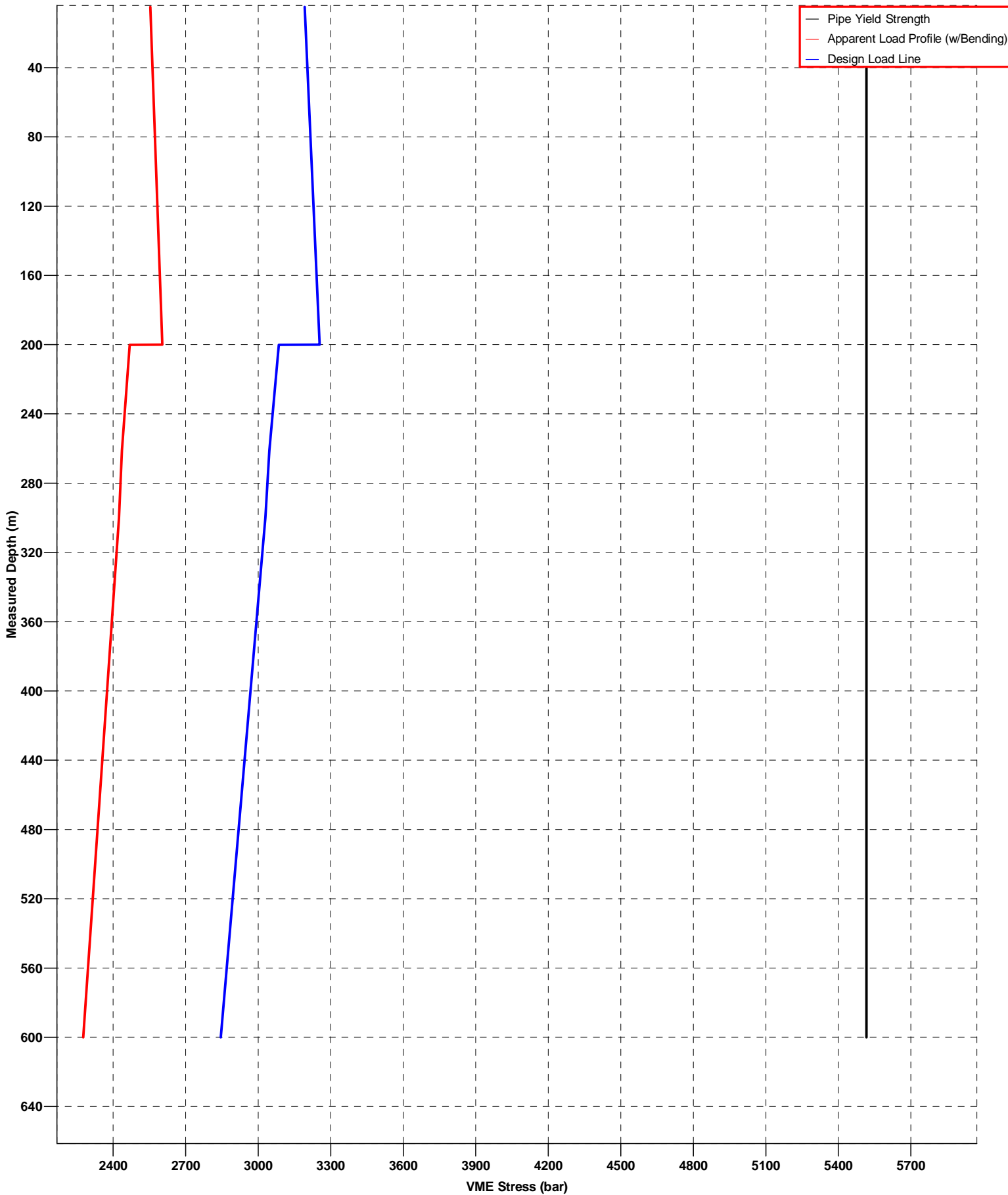
COLLAPSE DESIGN (9 5/8" Production Casing)

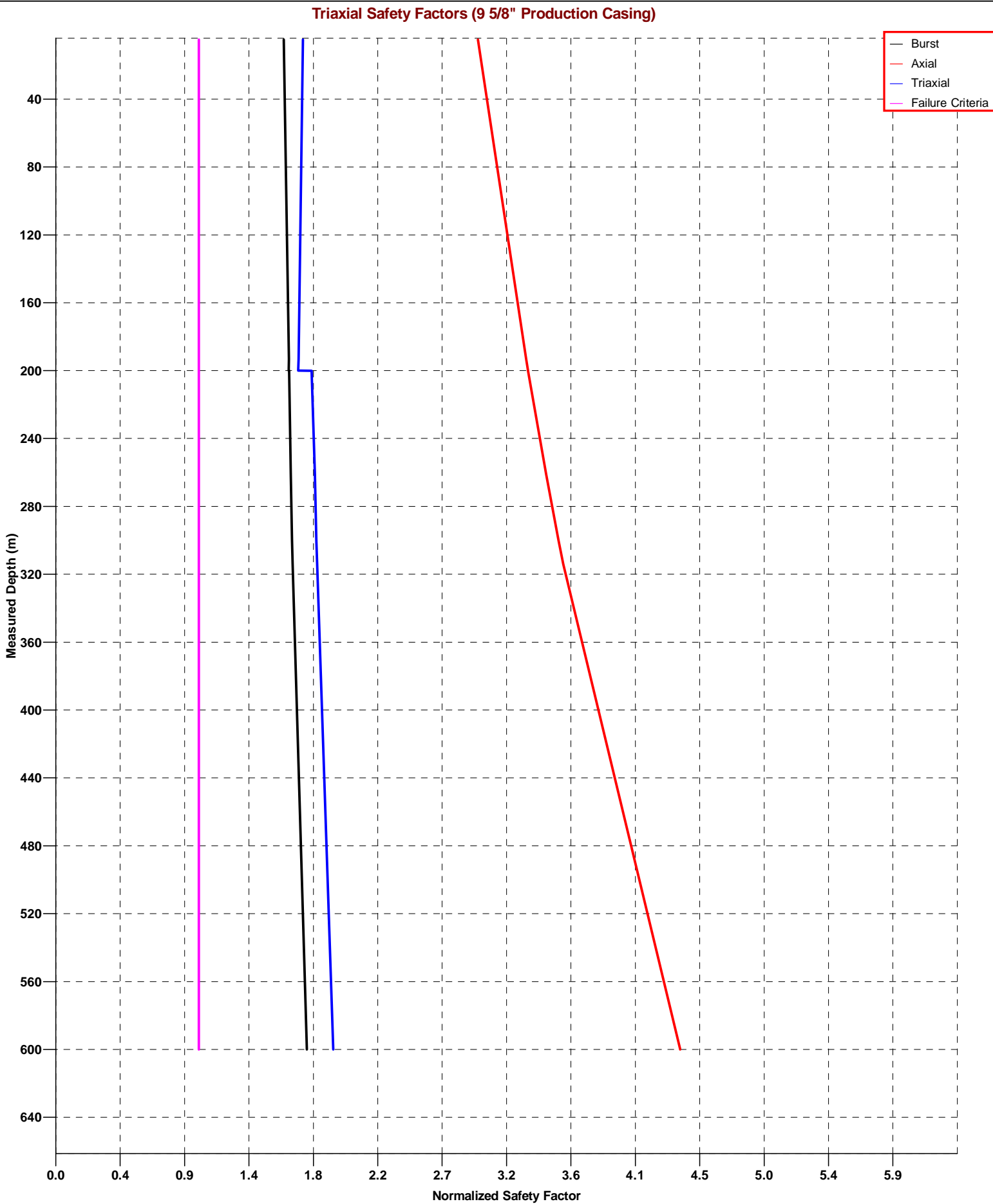


AXIAL DESIGN (9 5/8" Production Casing)



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	5	9 5/8", 47.000 ppf, L-80	N/A	1.75 B12	+ 100.00 C5	3.83 A5	2.16 B5
2	193			1.79 B5	17.25 C5	4.27 A5	2.12 B5
3	200			1.79 B5	16.67 C5	4.29 A5	2.12 B5
4	200			1.79 B12	16.67 C5	4.29 A5	2.23 B5
5	261			1.81 B12	12.79 C5	4.46 A5	2.26 B5
6	300			1.82 B12	11.13 C5	4.57 A5	2.28 B12
7	314			1.82 B12	10.64 C5	4.61 A5	2.28 B12
8	600			1.93 B12	5.58 C5	5.67 A5	2.42 B12
9							
10	B5	Pressure Test					
11	B12	Green Cement Pressure Test(Burst)					
12	C5	Full Evacuation Production					
13	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	5.00	9 5/8", 47.000 ppf, L-80	0.296 B12	0.055 C5	37.3	88.4	0.176	0.417
2	193.19		0.290 B5	0.172 C5	38.6	63.7	0.182	0.300
3	200.00		0.290 B5	0.174 C5	38.6	63.2	0.182	0.298
4	200.00		0.289 B12	0.174 C5	38.7	63.2	0.183	0.298
5	261.00		0.287 B12	0.189 C5	39.1	59.9	0.185	0.283
6	300.00		0.286 B12	0.198 C5	39.4	58.0	0.186	0.274
7	314.00		0.285 B12	0.201 C5	39.6	57.4	0.187	0.271
8	600.00		0.269 B12	0.249 C5	43.0	47.3	0.203	0.223
9								
10	B5	Pressure Test						
11	B12	Green Cement Pressure Test(Bur						
12	C5	Full Evacuation Production						

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

	Running Depth (MD) (m)	Max. Overpull (tonne)
1	0	379
2	5	379
3	86	374
4	171	369
5	257	364
6	305	361
7	343	359
8	429	353
9	514	348
10	595	344
11	600	* 344
12		
13		
14		
15		

* 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				Temperature (°C)	Add'l Pickup To Prevent Buck. (tonne)	Buckled Length (m)
		Apparent (w/Bending)	Actual (w/o Bending)		Triaxial	Burst	Collapse	Axial			
1	5	-21	-21	0.0	4.30	4.17	N/A	(23.59)	32.525	N/A	N/A
2	200	-24	-24	0.0	4.84	4.78	N/A	(20.95)	32.606		
3	200	-28	-28	0.0	5.42	5.59	N/A	(17.85)	32.606		
4	261	-28	-28	0.0	5.96	6.25	N/A	(17.51)	32.632		
5	300	-31	-31	0.0	7.03	7.89	N/A	(15.72)	32.648		
6	314	-32	-32	0.0	7.51	8.70	N/A	(15.21)	32.654		
7	600	-37	-37	0.0	19.46	N/A	26.17	(13.42)	32.772		
8											
9	()	Compression									

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)	Addt'l Pickup To Prevent Buck. (tonne)	Buckled Length (m)
		Apparent (w/Bending)	Actual (w/o Bending)		Triaxial	Burst	Collapse	Axial			
1	5	-32	-32	0.0	6.10	6.98	N/A	(15.62)	32.508	N/A	N/A
2	200	-31	-31	0.0	6.40	7.29	N/A	(15.68)	32.587		
3	200	-36	-36	0.0	7.35	9.34	N/A	(13.87)	32.587		
4	261	-35	-35	0.0	7.98	10.43	N/A	(14.00)	32.611		
5	300	-38	-38	0.0	9.45	14.77	N/A	(13.02)	32.627		
6	314	-39	-39	0.0	10.08	17.37	N/A	(12.73)	32.633		
7	600	-39	-39	0.0	19.62	N/A	15.27	(12.64)	32.749		
8											
9		() Compression									

TRIAxIAL RESULTS (9 5/8" Production Casing) - Lost Returns with Water

	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	5	-18	-18	0.0	6.80	6.88	N/A	(27.51)	26.667	N/A	N/A
2	200	-17	-17	0.0	6.95	6.88	N/A	(29.11)	26.667		
3	200	-21	-21	0.0	8.22	8.67	N/A	(23.44)	26.667		
4	261	-20	-20	0.0	8.95	9.43	N/A	(24.14)	26.667		
5	300	-23	-23	0.0	11.04	12.64	N/A	(21.53)	26.667		
6	314	-24	-24	0.0	12.04	14.40	N/A	(20.79)	26.667		
7	600	-23	-23	0.0	43.57	N/A	26.17	(21.69)	26.667		
8											
9		() Compression									

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	5	27	27	0.0	2.16	1.82	N/A	18.41	26.667	N/A	N/A
2	200	23	23	0.0	2.12	1.79	N/A	21.00	28.968		
3	200	19	19	0.0	2.23	1.89	N/A	25.43	28.968		
4	261	19	19	0.0	2.26	1.92	N/A	26.44	29.688		
5	300	15	15	0.0	2.38	2.01	N/A	32.21	30.148		
6	314	14	14	0.0	2.42	2.05	N/A	34.74	30.314		
7	600	9	9	0.0	2.75	2.32	N/A	55.52	33.689		
8											

TRIAxIAL RESULTS (9 5/8" Production Casing) - Drill Ahead (Burst)

	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	5	-48	-48	0.0	10.37	+ 100.00	N/A	(10.36)	32.574	N/A	N/A
2	200	-46	-46	0.0	10.72	95.68	N/A	(10.80)	32.660		
3	200	-50	-50	0.0	11.27	N/A	27.98	(9.91)	32.660		
4	261	-49	-49	0.0	11.91	N/A	21.44	(10.10)	32.687		
5	300	-51	-51	0.0	11.90	N/A	11.90	(9.64)	32.704		
6	314	-52	-52	0.0	11.74	N/A	10.26	(9.51)	32.711		
7	600	-49	-49	0.0	10.31	N/A	5.37	(9.96)	32.837		
8											
9		() Compression									

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

	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	5	-18	-18	0.0	2.90	2.69	N/A	(27.61)	37.572	N/A	N/A
2	200	-16	-16	0.0	2.87	2.62	N/A	(31.06)	37.572		
3	200	-20	-20	0.0	3.08	2.85	N/A	(24.69)	37.572		
4	261	-19	-19	0.0	3.15	2.90	N/A	(25.87)	37.572		
5	300	-21	-21	0.0	3.37	3.13	N/A	(23.11)	37.572		
6	314	-22	-22	0.0	3.46	3.22	N/A	(22.34)	37.572		
7	600	-20	-20	0.0	4.32	3.93	N/A	(25.11)	37.572		
8											
9	()	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	5	128	128	0.0	2.19	1.75	N/A	3.83	30.148	N/A	N/A
2	200	115	115	0.0	2.25	1.79	N/A	4.29	30.148		
3	261	111	111	0.0	2.26	1.81	N/A	4.46	30.148		
4	300	108	108	0.0	2.28	1.82	N/A	4.57	30.148		
5	314	107	107	0.0	2.28	1.82	N/A	4.61	30.148		
6	600	87	87	0.0	2.42	1.93	N/A	5.67	30.148		
7											

TRIAxIAL RESULTS (9 5/8" Production 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	5	-48	-48	0.0	10.39	N/A	+ 100.00	(10.33)	32.574	N/A	N/A
2	200	-51	-51	0.0	10.95	N/A	16.67	(9.59)	32.660		
3	261	-51	-51	0.0	11.16	N/A	12.79	(9.67)	32.687		
4	300	-51	-51	0.0	11.20	N/A	11.13	(9.72)	32.704		
5	314	-50	-50	0.0	11.21	N/A	10.64	(9.75)	32.711		
6	600	-47	-47	0.0	9.43	N/A	5.58	(10.50)	32.837		
7											
8	()	Compression									

TRIAxIAL RESULTS (9 5/8" Production Casing) - Lost Returns with Mud Drop

	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	5	-22	-22	0.0	4.37	4.26	N/A	(22.85)	32.574	N/A	N/A
2	200	-20	-20	0.0	4.30	4.10	N/A	(24.90)	32.660		
3	261	-18	-18	0.0	4.31	4.05	N/A	(27.88)	32.687		
4	300	-16	-16	0.0	4.31	4.02	N/A	(30.18)	32.704		
5	314	-16	-16	0.0	4.31	4.01	N/A	(31.27)	32.711		
6	600	-4	-4	0.0	4.35	3.81	N/A	(+ 100.00)	32.837		
7											
8	()	Compression									

TRIAxIAL RESULTS (9 5/8" Production 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	5	33	33	0.0	15.81	19.05	N/A	14.93	30.148	N/A	N/A
2	200	19	19	0.0	23.00	25.27	N/A	25.45	30.148		
3	261	15	15	0.0	26.74	28.15	N/A	32.65	30.148		
4	300	12	12	0.0	29.78	30.36	N/A	39.86	30.148		
5	314	11	11	0.0	31.24	31.84	N/A	43.30	30.148		
6	477	0	0	0.0	72.36	73.76	N/A	+ 100.00	30.148		
7	477	-0	-0	0.0	72.53	73.93	N/A	(+ 100.00)	30.148		
8	600	-9	-9	0.0	+ 100.00	N/A	34.58	(57.08)	30.148		
9											
10	()	Compression									

TRIAxIAL RESULTS (9 5/8" Production Casing) - Drill Ahead (Collapse)

	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	5	-48	-48	0.0	10.37	+ 100.00	N/A	(10.36)	32.574	N/A	N/A
2	200	-46	-46	0.0	10.72	95.68	N/A	(10.80)	32.660		
3	261	-43	-43	0.0	11.19	72.94	N/A	(11.34)	32.687		
4	300	-42	-42	0.0	11.51	63.32	N/A	(11.71)	32.704		
5	314	-41	-41	0.0	11.65	60.46	N/A	(11.88)	32.711		
6	600	-30	-30	0.0	15.04	31.43	N/A	(16.61)	32.837		
7											
8	()	Compression									

TRIAxIAL RESULTS (9 5/8" Production Casing) - Full 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	5	-59	-59	0.0	8.37	N/A	+ 100.00	(8.33)	37.572	N/A	N/A
2	200	-63	-63	0.0	8.85	N/A	16.67	(7.87)	37.572		
3	261	-62	-62	0.0	9.09	N/A	12.79	(7.93)	37.572		
4	300	-62	-62	0.0	9.18	N/A	11.13	(7.96)	37.572		
5	314	-62	-62	0.0	9.22	N/A	10.64	(7.99)	37.572		
6	600	-58	-58	0.0	8.64	N/A	5.58	(8.53)	37.572		
7											
8	()	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				Temperature (°C)	Add'l Pickup To Prevent Buck. (tonne)	Buckled Length (m)
		Apparent (w/Bending)	Actual (w/o Bending)		Triaxial	Burst	Collapse	Axial			
1	5	-30	-30	0.0	3.77	3.77	N/A	(16.62)	37.572	N/A	N/A
2	200	-28	-28	0.0	3.73	3.64	N/A	(17.80)	37.572		
3	200	-28	-28	0.0	3.73	3.64	N/A	(17.81)	37.572		
4	261	-25	-25	0.0	3.74	3.61	N/A	(19.32)	37.572		
5	300	-24	-24	0.0	3.74	3.58	N/A	(20.44)	37.572		
6	314	-24	-24	0.0	3.75	3.58	N/A	(20.94)	37.572		
7	600	-12	-12	0.0	3.79	3.41	N/A	(42.30)	37.572		
8											
9	()	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				Temperature (°C)	Add'l Pickup To Prevent Buck. (tonne)	Buckled Length (m)
		Apparent (w/Bending)	Actual (w/o Bending)		Triaxial	Burst	Collapse	Axial			
1	5	85	85	0.0	5.76	N/A	+ 100.00	5.76	30.148	N/A	N/A
2	200	74	74	0.0	6.48	N/A	+ 100.00	6.67	30.148		
3	261	70	70	0.0	6.74	N/A	+ 100.00	7.01	30.148		
4	300	68	68	0.0	6.92	N/A	89.67	7.25	30.148		
5	314	67	67	0.0	6.99	N/A	85.72	7.34	30.148		
6	600	50	50	0.0	8.70	N/A	45.36	9.81	30.148		
7	600	50	50	0.0	8.70	N/A	45.34	9.82	30.148		
8											
9	()	Compression									

TRIAxIAL RESULTS (9 5/8" Production 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	5	80	80	0.0	6.13	N/A	+ 100.00	6.14	30.148	N/A	N/A
2	200	69	69	0.0	6.95	N/A	+ 100.00	7.17	30.148		
3	261	65	65	0.0	7.26	N/A	+ 100.00	7.57	30.148		
4	300	63	63	0.0	7.46	N/A	89.97	7.85	30.148		
5	314	62	62	0.0	7.54	N/A	86.00	7.95	30.148		
6	600	45	45	0.0	9.58	N/A	45.50	10.94	30.148		
7	600	45	45	0.0	9.58	N/A	45.48	10.94	30.148		
8											
9	()	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				Temperature (°C)	Addtl Pickup To Prevent Buck. (tonne)	Buckled Length (m)
		Apparent (w/Bending)	Actual (w/o Bending)		Triaxial	Burst	Collapse	Axial			
1	5	35	35	0.0	13.97	N/A	+ 100.00	13.99	30.148	N/A	N/A
2	200	22	22	0.0	20.78	N/A	+ 100.00	22.83	30.148		
3	200	22	22	0.0	20.78	N/A	+ 100.00	22.84	30.148		
4	261	17	17	0.0	24.52	N/A	+ 100.00	28.47	30.148		
5	300	15	15	0.0	27.70	N/A	92.46	33.79	30.148		
6	314	14	14	0.0	29.06	N/A	88.38	36.23	30.148		
7	508	0	0	0.0	90.53	N/A	54.97	+ 100.00	30.148		
8	508	-0	-0	0.0	90.81	N/A	54.94	(+ 100.00)	30.148		
9	600	-6	-6	0.0	+ 100.00	N/A	46.56	(76.84)	30.148		
10											
11	()	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	5	33	33	0.0	15.81	19.05	N/A	14.93	26.667	N/A	N/A
2	200	19	19	0.0	23.00	25.27	N/A	25.45	28.968		
3	261	15	15	0.0	26.74	28.15	N/A	32.65	29.688		
4	300	12	12	0.0	29.78	30.36	N/A	39.86	30.148		
5	314	11	11	0.0	31.24	31.84	N/A	43.30	30.314		
6	477	0	0	0.0	72.36	73.76	N/A	+ 100.00	32.232		
7	477	-0	-0	0.0	72.53	73.93	N/A	(+ 100.00)	32.235		
8	600	-9	-9	0.0	+ 100.00	N/A	34.58	(57.08)	33.689		
9											
10	()	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)	Addtl Pickup To Prevent Buck. (tonne)	Buckled Length (m)
		Apparent (w/Bending)	Actual (w/o Bending)		Triaxial	Burst	Collapse	Axial			
1	5	128	128	0.0	2.19	1.75	N/A	3.83	30.148	N/A	N/A
2	200	115	115	0.0	2.25	1.79	N/A	4.29	30.148		
3	261	111	111	0.0	2.26	1.81	N/A	4.46	30.148		
4	300	108	108	0.0	2.28	1.82	N/A	4.57	30.148		
5	314	107	107	0.0	2.28	1.82	N/A	4.61	30.148		
6	600	87	87	0.0	2.42	1.93	N/A	5.67	30.148		
7											

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:	1.300
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:	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:	No

INITIAL CONDITIONS (7" Production Liner)

Mix-Water Density:	0.998 sg
Lead Slurry Density:	1.500 sg
Tail Slurry Density:	1.900 sg
Tail Slurry Length:	200.00 m
Displacement Fluid Density:	1.220 sg
Slackoff Force:	0.0000 tonne

Temperatures:	Default
---------------	---------

Vertical Depth (m)	Temperature (°C)
450.00 m	31.919 °C
1020.00 m	38.646 °C
1050.00 m	39.000 °C
1050.00 m	39.000 °C
1050.00 m	39.000 °C

BURST LOADS DATA (7" Production Liner)

Drilling Load:	Pressure Test
Test Pressure:	214.0000 bar
Mud Weight:	1.220 sg
Assigned External Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)

Production Load:	Tubing Leak
Packer Fluid Density:	1.220 sg
Packer Depth, MD:	800.00 m
Perforation Depth, MD:	929.00 m
Gas/Oil Gradient:	0.2306 sg
Reservoir Pressure:	197.6950 bar
Assigned External Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)

Drilling Load:	Green Cement Pressure Test
Test Pressure:	250.0000 bar
Mud Weight at Shoe:	1.220 sg
TOC, MD:	450.00 m
Lead Slurry Density:	1.500 sg
Tail Slurry Density:	1.900 sg
Tail Slurry Length:	200.00 m
Displacement Fluid Density:	1.220 sg
Float Collar Depth, MD:	1009.00 m

External Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)
TOC, MD:	450.00 m
Prior Shoe, MD:	600.00 m
Mud Weight Above TOC:	1.220 sg
Fluid Gradient Below TOC:	0.998 sg
Pore Pressure In Open Hole:	No

COLLAPSE LOADS DATA (7" Production Liner)

Drilling Load:	Cementing
Mud Weight at Shoe:	1.220 sg
TOC, MD:	450.00 m
Lead Slurry Density:	1.500 sg
Tail Slurry Density:	1.900 sg
Tail Slurry Length:	200.00 m
Displacement Fluid Density:	1.220 sg
Float Collar Depth, MD:	1009.00 m
Assigned External Pressure:	Mud & Cement Mix-Water
Production Load:	Full Evacuation
Assigned External Pressure:	Mud & Cement Mix-Water
Production Load:	Above/Below Packer
Packer Depth, MD:	800.00 m
Perforation Depth, MD:	929.00 m
Pore Pressure at Perforation Depth:	236.8304 bar
Density Above Packer:	1.220 sg
Density Below Packer:	0.200 sg
Fluid Drop Above Packer:	No
Assigned External Pressure:	Mud & Cement Mix-Water
External Pressure:	Mud & Cement Mix-Water
TOC, MD:	450.00 m
Mud Weight:	1.220 sg
Cement Mix-Water Density:	0.998 sg

AXIAL LOADS DATA (7" Production Liner)

Running in Hole - Avg. Speed:	0.92 m/s
Overpull Force:	0.0000 tonne
Pre-Cement Static Load:	Yes
Pickup Force:	0.0000 tonne
Post-Cement Static Load:	Yes
Green Cement Pressure Test:	250.0000 bar
Service Loads:	No

BURST PRESSURE PROFILES (7" Production Liner)

	Depth (MD) (m)	Pressure Test (bar)	Tubing Leak (bar)	Green Cement Pres. Test (Int) (bar)	Green Cement Pres. Test (Ext) (bar)	Fluid Gradients w/ Pore Press (bar)
1	450.00	267.8384	230.0387	303.8384	53.8384	53.8384
2	600.00	285.7842	247.9845	321.7842	75.9029	68.5210
3	600.00	285.7850	247.9852	321.7850	75.9038	68.5215
4	800.00	309.7124	271.9127	345.7124	105.3229	88.0980
5	800.00	309.7132	194.7777	345.7132	105.3238	88.0986
6	850.00	315.6949	195.9084	351.6949	112.6783	92.9926
7	929.00	325.1465	197.6950	361.1465	127.3981	100.7256
8	1009.00	334.7174	207.2660	370.7174	142.3036	108.5561
9	1009.00	334.7182	207.2667	142.3048	142.3048	108.5567
10	1020.00	336.0335	208.5820	144.3532	144.3532	109.6328
11	1020.00	336.0342	208.5827	144.3543	144.3543	109.6334
12	1050.00	339.6227	212.1712	149.9429	149.9429	112.5694
13	1050.00	339.6231	212.1716	149.9435	149.9435	112.5697

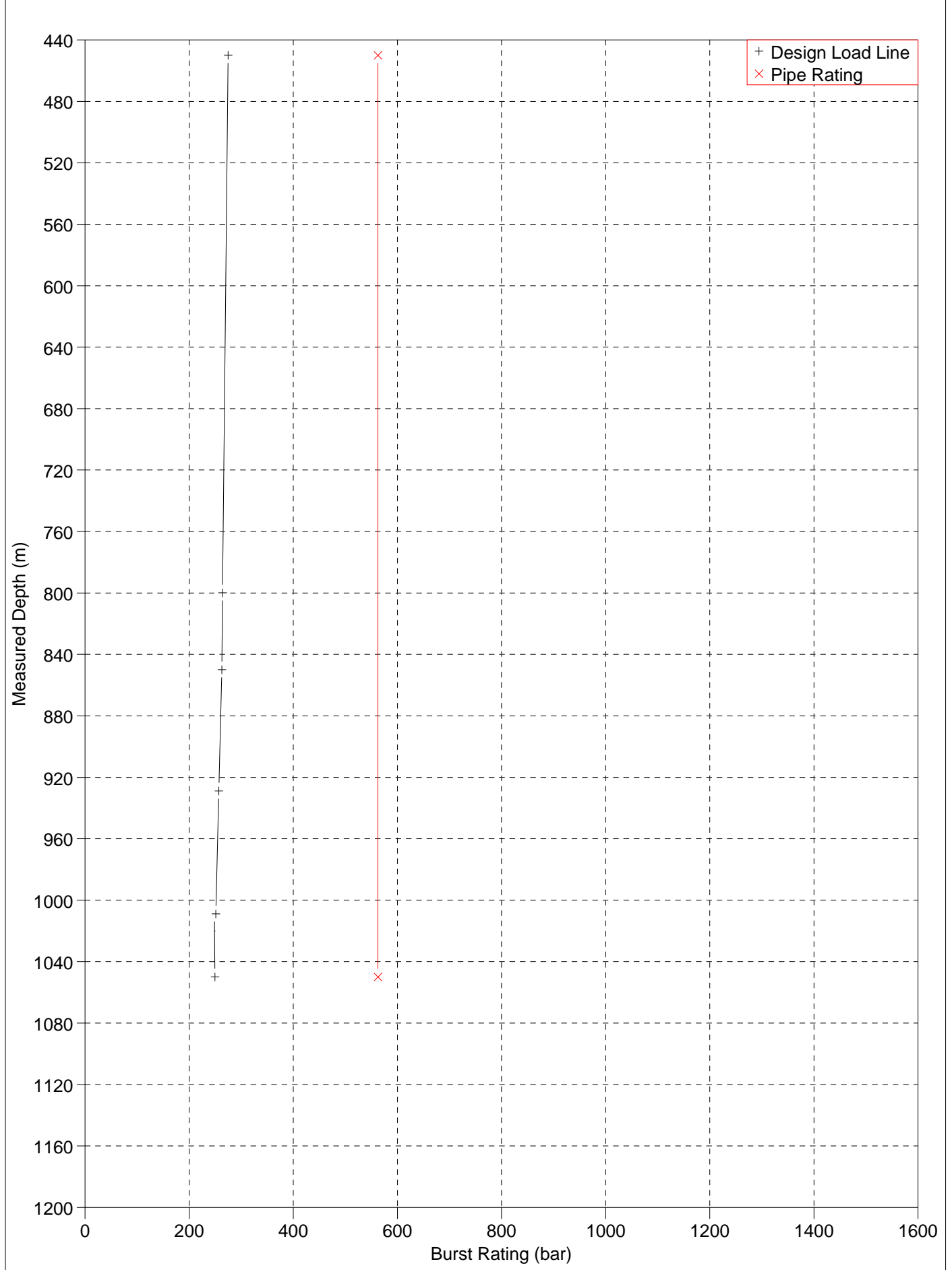
COLLAPSE PRESSURE PROFILES (7" Production Liner)

	Depth (MD) (m)	Cementing (Int) (bar)	Cementing (Ext) (bar)	Full Evacuation (bar)	Above/Below Packer (bar)	Mud Cement (bar)
1	450.00	53.8384	53.8384	0.0525	53.8384	53.8384
2	600.00	71.7842	75.9029	0.0706	71.7842	68.5210
3	600.00	71.7850	75.9038	0.0706	71.7850	68.5215
4	800.00	95.7124	105.3229	0.0952	95.7124	88.0980
5	800.00	95.7132	105.3238	0.0952	15.6907	88.0986
6	850.00	101.6949	112.6783	0.1015	16.6713	92.9926
7	929.00	111.1465	127.3981	0.1114	18.2207	100.7256
8	1009.00	120.7174	142.3036	0.1216	19.7897	108.5561
9	1009.00	142.3048	142.3048	0.1216	19.7899	108.5567
10	1020.00	144.3532	144.3532	0.1230	20.0055	109.6328
11	1020.00	144.3543	144.3543	0.1230	20.0056	109.6334
12	1050.00	149.9429	149.9429	0.1268	20.5939	112.5694
13	1050.00	149.9435	149.9435	0.1268	20.5939	112.5697

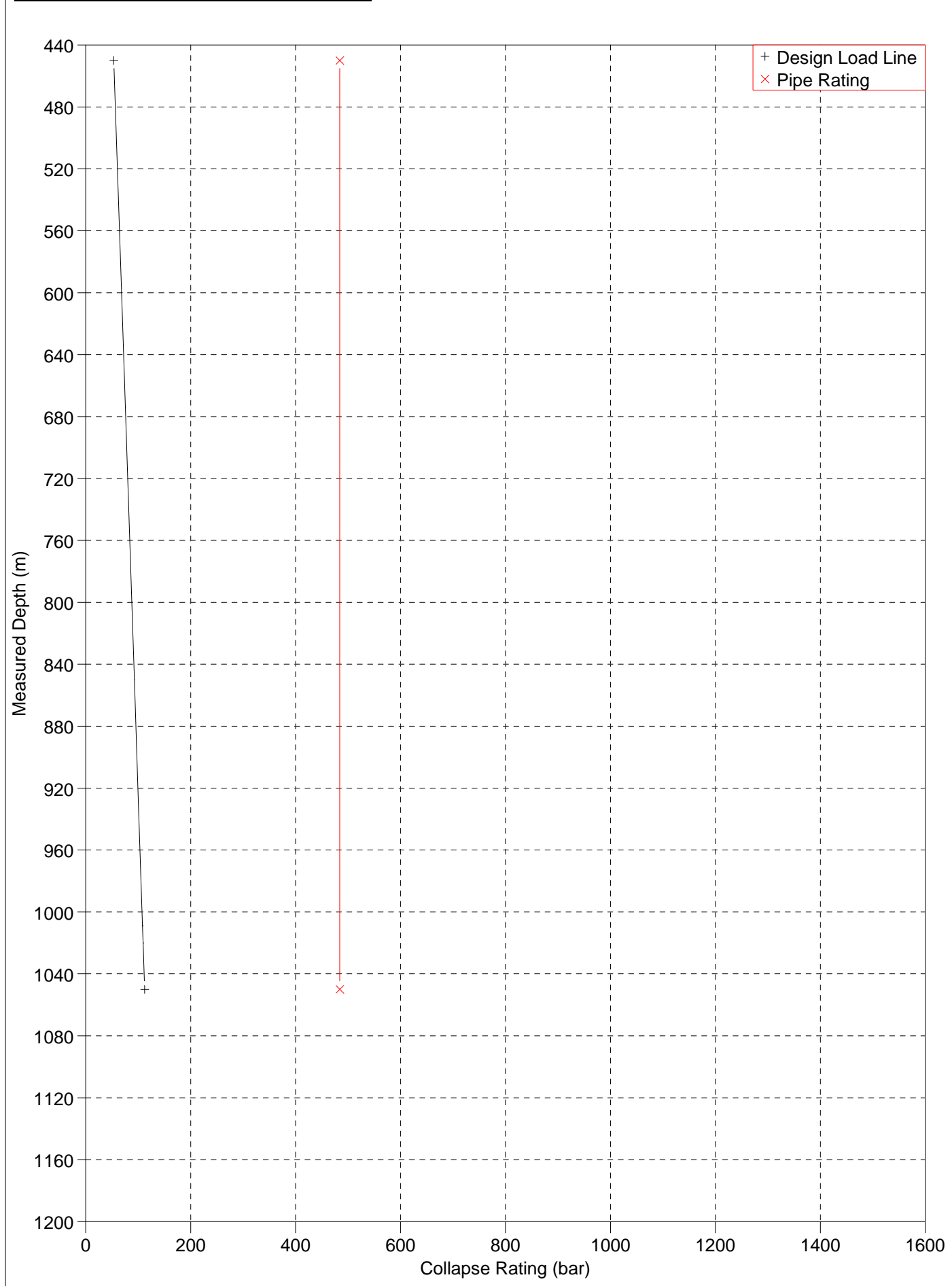
AXIAL LOADS TABLE (7" Production Liner)

	Depth (MD) (m)	Running in Hole (tonne)		Overpull Force (tonne)		Pre-Cement Static Load (ton)		Post-Cement Static Load (ton)		Green Cement Pressure Te	
		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	450.00	53.1379	53.1379	21.9037	21.9037	18.9110	18.9110	13.2938	13.2938	62.6925	62.6925
2	600.00	47.6621	47.6621	16.4279	16.4279	12.4377	12.4377	6.8204	6.8204	56.2191	56.2191
3	600.00	47.6618	47.6618	16.4277	16.4277	12.4374	12.4374	6.8201	6.8201	56.2188	56.2188
4	800.00	40.3608	40.3608	9.1267	9.1267	3.8063	3.8063	-1.8110	-1.8110	47.5877	47.5877
5	800.00	40.3606	40.3606	9.1264	9.1264	3.8060	3.8060	-1.8112	-1.8112	47.5875	47.5875
6	850.00	38.5354	38.5354	7.3012	7.3012	1.6483	1.6483	-3.9689	-3.9689	45.4298	45.4298
7	929.00	35.6514	35.6514	4.4173	4.4173	-1.7611	-1.7611	-7.3783	-7.3783	42.0204	42.0204
8	1008.99	32.7314	32.7314	1.4972	1.4972	-5.2130	-5.2130	-10.8303	-10.8303	38.5684	38.5684
9	1009.00	32.7310	32.7310	1.4969	1.4969	-5.2135	-5.2135	-10.8307	-10.8307	38.5680	38.5680
10	1009.00	32.7308	32.7308	1.4966	1.4966	-5.2137	-5.2137	-6.5656	-6.5656	-6.5656	-6.5656
11	1009.28	32.7207	32.7207	1.4865	1.4865	-5.2257	-5.2257	-6.5776	-6.5776	-6.5776	-6.5776
12	1020.00	32.3294	32.3294	1.0953	1.0953	-5.6882	-5.6882	-7.0401	-7.0401	-7.0401	-7.0401
13	1020.00	32.3292	32.3292	1.0951	1.0951	-5.6885	-5.6885	-7.0404	-7.0404	-7.0404	-7.0404
14	1050.00	31.2343	31.2343	0.0001	0.0001	-6.9829	-6.9829	-8.3348	-8.3348	-8.3348	-8.3348

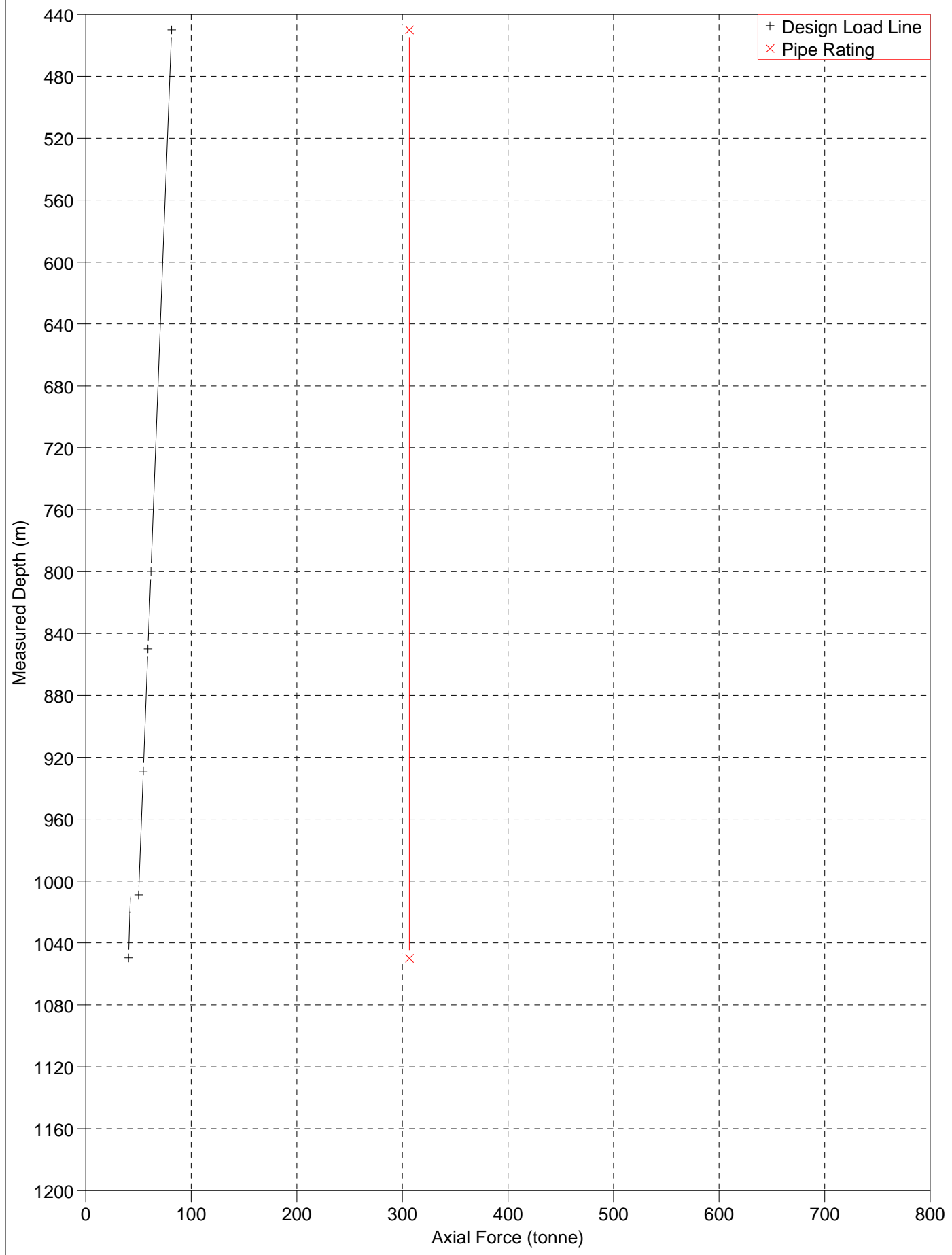
BURST DESIGN (7" Production Liner)



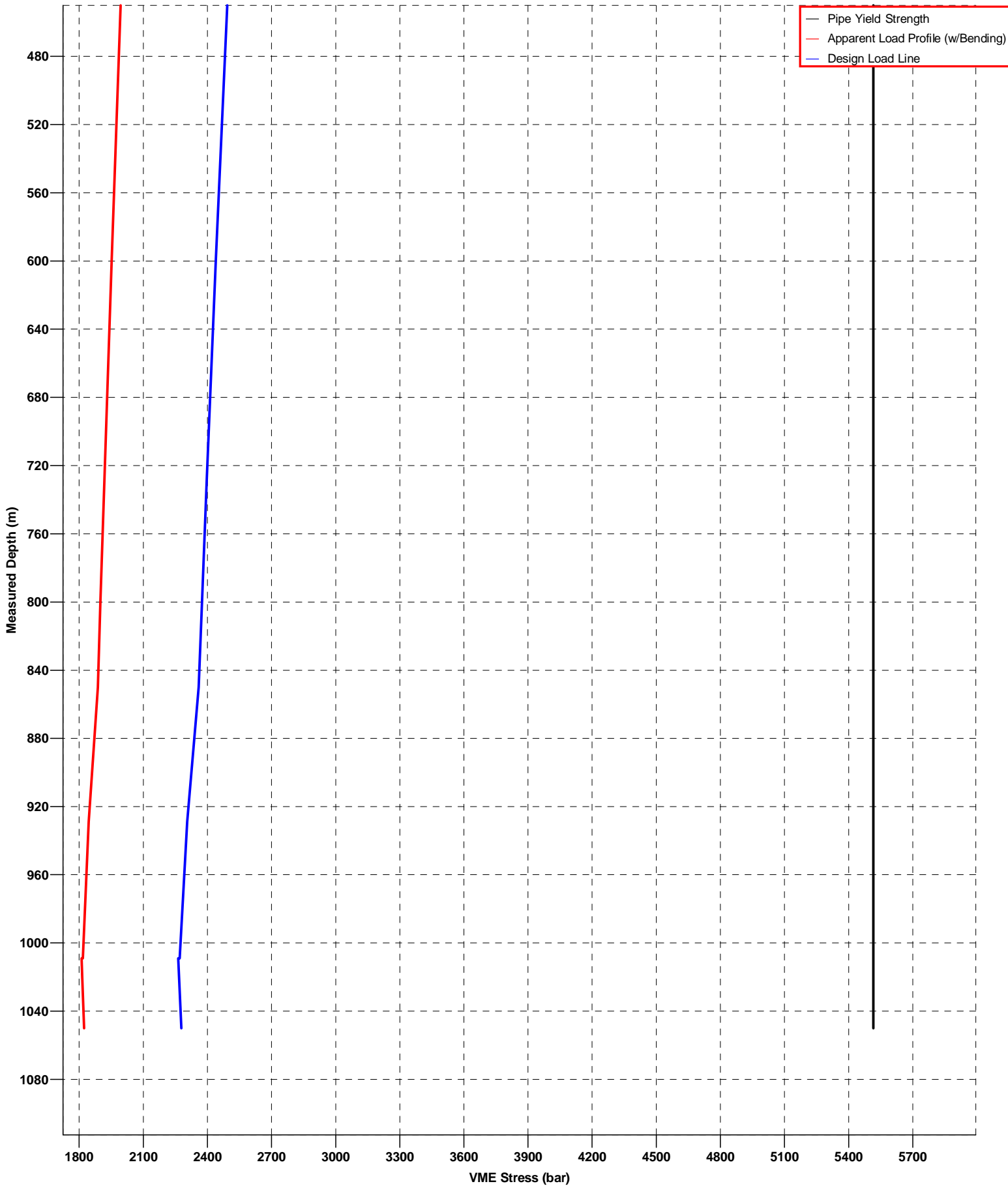
COLLAPSE DESIGN (7" Production Liner)



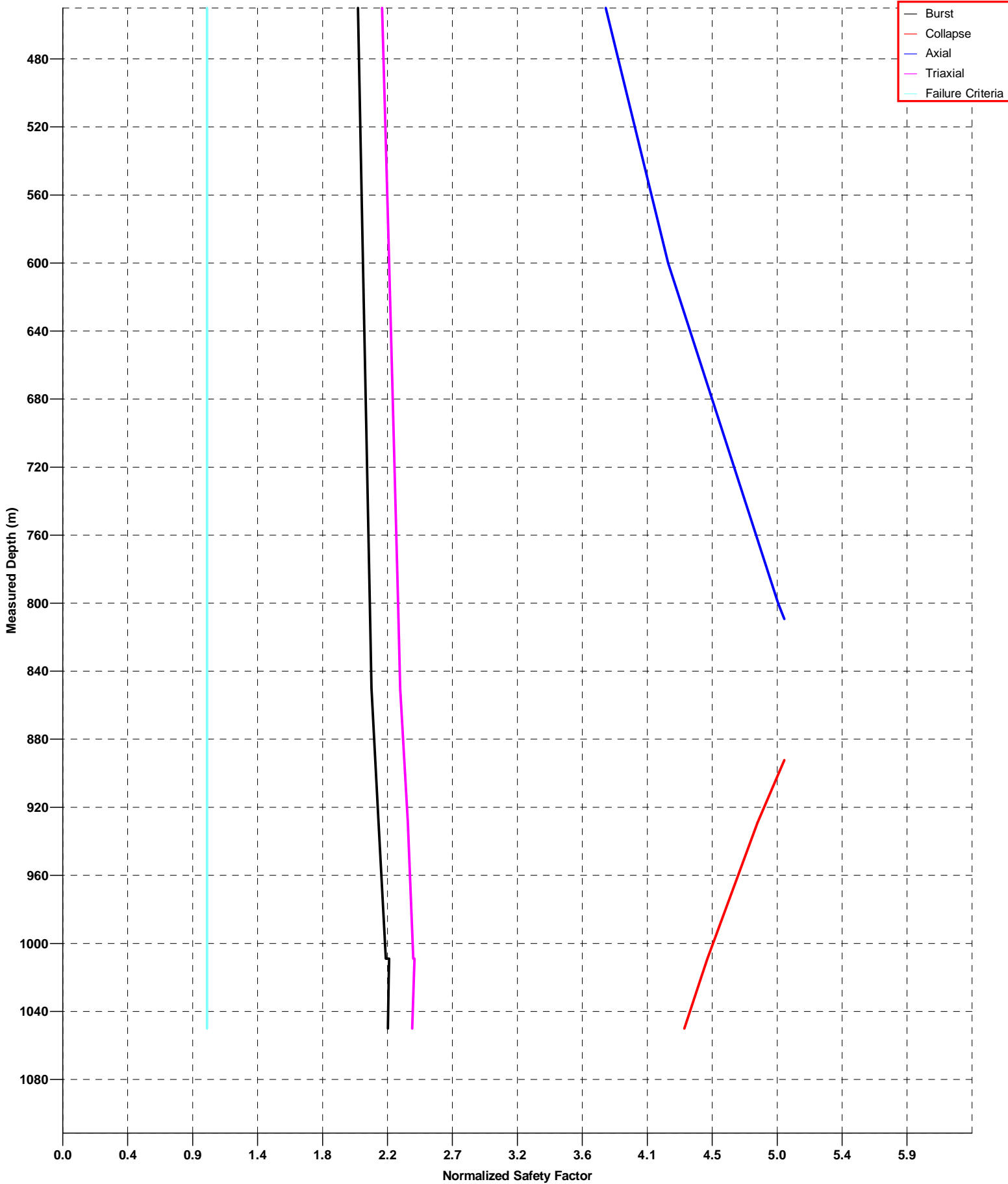
AXIAL DESIGN (7" Production Liner)



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	450	7", 29.000 ppf, L-80	N/A	2.25 B12	9.01 C5	4.89 A5	2.77 B12
2	600			2.29 B12	7.08 C5	5.45 A5	2.83 B12
3	800			2.34 B12	5.50 C5	6.44 A5	2.90 B12
4	850			2.35 B12	5.21 C5	6.75 A5	2.92 B12
5	929			2.41 B12	4.81 C5	7.30 A5	2.99 B12
6	1009			2.46 B12	4.47 C5	7.95 A5	3.04 B5
7	1009			2.49 B5	4.47 C5	9.37 A1	3.05 B5
8	1020			2.49 B5	4.42 C5	9.48 A1	3.04 B5
9	1050			2.48 B5	4.31 C5	9.81 A1	3.03 B5
10	1050			2.48 B5	4.31 C5	9.82 A1	3.03 B5
11							
12	B5	Pressure Test					
13	B12	Green Cement Pressure Test(Burst)					
14	C5	Full Evacuation Production					
15	A1	Running in Hole-Avg. Speed					
16	A5	Green Cement Pressure Test(Axial)					

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	450.00	7", 29.000 ppf, L-80	0.199 B12	0.176 C5	51.1	57.0	0.209	0.232
2	600.00		0.196 B12	0.190 C5	51.9	53.4	0.212	0.218
3	800.00		0.192 B12	0.206 C5	53.0	49.4	0.216	0.202
4	850.00		0.191 B12	0.210 C5	53.3	48.5	0.217	0.198
5	929.00		0.186 B12	0.216 C5	54.3	47.2	0.222	0.192
6	1009.00		0.182 B12	0.221 C5	55.3	45.9	0.226	0.187
7	1009.00		0.180 B5	0.221 C5	55.8	45.9	0.228	0.187
8	1020.00		0.181 B5	0.222 C5	55.7	45.7	0.227	0.186
9	1050.00		0.181 B5	0.224 C5	55.6	45.2	0.227	0.184
10								
11	B5	Pressure Test						
12	B12	Green Cement Pressure Test(Bur						
13	C5	Full Evacuation Production						

MAXIMUM ALLOWABLE OVERPULL (7" Production Liner)

	Running Depth (MD) (m)	Max. Overpull (tonne)
1	0	236
2	5	236
3	81	233
4	162	230
5	242	227
6	305	225
7	323	224
8	404	221
9	450	219
10	485	218
11	565	215
12	600	214
13	610	* 214
14	646	* 214
15	727	* 215
16	808	* 215
17	888	* 216
18	914	* 216
19	969	* 216
20	1009	* 217
21	1020	* 217
22	1050	* 217
23		
24		* Based on Casing Strength
25		Only. Running String not
26		Included

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	450	39	39	0.0	3.27	2.63	N/A	7.93	31.919	N/A	N/A
2	600	33	33	0.0	3.21	2.59	N/A	9.20	33.689		
3	800	26	26	0.0	3.13	2.54	N/A	11.71	36.049		
4	850	24	24	0.0	3.11	2.53	N/A	12.57	36.640		
5	929	22	22	0.0	3.07	2.51	N/A	13.91	37.572		
6	1009	20	20	0.0	3.04	2.49	N/A	15.59	38.516		
7	1009	21	21	0.0	3.05	2.49	N/A	14.35	38.516		
8	1020	21	21	0.0	3.04	2.49	N/A	14.63	38.646		
9	1050	20	20	0.0	3.03	2.48	N/A	15.46	39.000		
10											

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	450	26	26	0.0	3.96	3.19	N/A	11.74	37.572	N/A	N/A
2	600	23	23	0.0	3.87	3.13	N/A	13.17	37.572		
3	800	20	20	0.0	3.76	3.06	N/A	15.71	37.572		
4	800	10	10	0.0	6.50	5.27	N/A	29.55	37.572		
5	850	9	9	0.0	6.73	5.47	N/A	34.61	37.572		
6	929	7	7	0.0	7.12	5.80	N/A	44.22	37.572		
7	1009	6	6	0.0	6.98	5.70	N/A	51.92	37.572		
8	1009	8	8	0.0	7.02	5.70	N/A	40.28	37.572		
9	1020	7	7	0.0	7.00	5.69	N/A	41.53	37.572		
10	1050	7	7	0.0	6.94	5.65	N/A	45.36	37.572		
11											

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	450	63	63	0.0	2.77	2.25	N/A	4.89	32.771	N/A	N/A
2	600	56	56	0.0	2.83	2.29	N/A	5.45	32.837		
3	800	48	48	0.0	2.90	2.34	N/A	6.44	32.925		
4	850	45	45	0.0	2.92	2.35	N/A	6.75	32.947		
5	929	42	42	0.0	2.99	2.41	N/A	7.30	32.982		
6	1009	39	39	0.0	3.06	2.46	N/A	7.95	33.018		
7	1009	-7	-7	0.0	+ 100.00	N/A	29.20	(46.70)	33.018		
8	1009	-7	-7	0.0	+ 100.00	N/A	29.19	(46.61)	33.018		
9	1020	-7	-7	0.0	+ 100.00	N/A	28.79	(43.55)	33.022		
10	1050	-8	-8	0.0	+ 100.00	N/A	27.71	(36.79)	33.036		
11											
12		() Compression									

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	450	13	13	0.0	18.83	N/A	76.03	23.06	32.771	N/A	N/A
2	600	7	7	0.0	25.57	N/A	38.50	44.95	32.837		
3	600	7	7	0.0	25.57	N/A	38.50	44.96	32.837		
4	758	0	0	0.0	37.92	N/A	25.46	+ 100.00	32.907		
5	758	-0	-0	0.0	37.94	N/A	25.44	(+ 100.00)	32.907		
6	800	-2	-2	0.0	42.09	N/A	23.32	(+ 100.00)	32.925		
7	850	-4	-4	0.0	46.69	N/A	21.21	(77.25)	32.947		
8	929	-7	-7	0.0	39.82	N/A	16.58	(41.56)	32.982		
9	1009	-11	-11	0.0	32.07	N/A	13.58	(28.31)	33.018		
10	1009	-7	-7	0.0	+ 100.00	N/A	29.20	(46.70)	33.018		
11	1020	-7	-7	0.0	+ 100.00	N/A	28.79	(43.55)	33.022		
12	1050	-8	-8	0.0	+ 100.00	N/A	27.71	(36.79)	33.036		
13											
14		() Compression									

TRIAxIAL RESULTS (7" Production Liner) - Full Evacuation

	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	450	-1	-1	0.0	11.49	N/A	9.01	(+ 100.00)	37.572	N/A	N/A
2	600	-6	-6	0.0	9.57	N/A	7.08	(50.22)	37.572		
3	800	-13	-13	0.0	7.71	N/A	5.50	(24.13)	37.572		
4	850	-14	-14	0.0	7.34	N/A	5.21	(21.36)	37.572		
5	929	-16	-16	0.0	6.81	N/A	4.81	(18.59)	37.572		
6	1009	-19	-19	0.0	6.34	N/A	4.47	(16.44)	37.572		
7	1009	-17	-17	0.0	6.30	N/A	4.47	(18.09)	37.572		
8	1020	-17	-17	0.0	6.24	N/A	4.42	(17.69)	37.572		
9	1050	-18	-18	0.0	6.09	N/A	4.31	(16.68)	37.572		
10											
11		()	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)	Addtl Pickup To Prevent Buck. (tonne)	Buckled Length (m)
		Apparent (w/Bending)	Actual (w/o Bending)		Triaxial	Burst	Collapse	Axial			
1	450	5	5	0.0	37.33	N/A	76.74	58.73	37.572	N/A	N/A
2	600	2	2	0.0	53.40	+ 100.00	N/A	+ 100.00	37.572		
3	727	0	0	0.0	72.36	93.26	N/A	+ 100.00	37.572		
4	727	-0	-0	0.0	72.37	93.26	N/A	(+ 100.00)	37.572		
5	800	-1	-1	0.0	78.52	73.89	N/A	(+ 100.00)	37.572		
6	800	-11	-11	0.0	9.34	N/A	6.53	(28.24)	37.572		
7	850	-12	-12	0.0	8.92	N/A	6.19	(24.75)	37.572		
8	929	-14	-14	0.0	8.30	N/A	5.72	(21.38)	37.572		
9	1009	-16	-16	0.0	7.74	N/A	5.32	(18.79)	37.572		
10	1009	-15	-15	0.0	7.68	N/A	5.32	(20.98)	37.572		
11	1020	-15	-15	0.0	7.61	N/A	5.27	(20.48)	37.572		
12	1050	-16	-16	0.0	7.44	N/A	5.13	(19.22)	37.572		
13											
14		()	Compression								

TRIAxIAL RESULTS (7" Production Liner) - Running in Hole

	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	450	53	53	0.0	5.46	N/A	72.01	5.77	32.771	N/A	N/A
2	600	48	48	0.0	5.94	N/A	54.46	6.43	32.837		
3	800	40	40	0.0	6.71	N/A	41.29	7.60	32.925		
4	850	39	39	0.0	6.94	N/A	38.96	7.96	32.947		
5	929	36	36	0.0	7.33	N/A	35.79	8.60	32.982		
6	1009	33	33	0.0	7.77	N/A	33.08	9.37	33.018		
7	1020	32	32	0.0	7.84	N/A	32.75	9.48	33.022		
8	1050	31	31	0.0	8.02	N/A	31.86	9.81	33.036		
9	1050	31	31	0.0	8.02	N/A	31.86	9.82	33.036		
10											

TRIAxIAL RESULTS (7" Production Liner) - Overpull Force

	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	450	22	22	0.0	12.32	N/A	75.24	14.00	32.771	N/A	N/A
2	600	16	16	0.0	15.02	N/A	56.81	18.66	32.837		
3	800	9	9	0.0	21.22	N/A	42.98	33.59	32.925		
4	800	9	9	0.0	21.22	N/A	42.98	33.60	32.925		
5	850	7	7	0.0	23.67	N/A	40.53	41.99	32.947		
6	929	4	4	0.0	28.94	N/A	37.21	69.41	32.982		
7	1009	1	1	0.0	37.36	N/A	34.37	+ 100.00	33.018		
8	1020	1	1	0.0	38.92	N/A	34.01	+ 100.00	33.022		
9	1050	0	0	0.0	43.85	N/A	33.09	+ 100.00	33.036		
10	1050	0	0	0.0	43.91	N/A	33.08	+ 100.00	33.036		
11											
12		()	Compression								

TRIAxIAL RESULTS (7" Production Liner) - Pre-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	450	19	19	0.0	14.00	N/A	75.52	16.21	32.771	N/A	N/A
2	600	12	12	0.0	18.66	N/A	57.08	24.65	32.837		
3	800	4	4	0.0	33.59	N/A	43.24	80.55	32.925		
4	800	4	4	0.0	33.60	N/A	43.23	80.56	32.925		
5	850	2	2	0.0	41.99	N/A	40.79	+ 100.00	32.947		
6	888	0	0	0.0	51.84	N/A	39.11	+ 100.00	32.964		
7	888	-0	-0	0.0	51.94	N/A	39.10	(+ 100.00)	32.964		
8	929	-2	-2	0.0	69.41	N/A	37.39	(+ 100.00)	32.982		
9	1009	-5	-5	0.0	+ 100.00	N/A	34.42	(58.81)	33.018		
10	1020	-6	-6	0.0	+ 100.00	N/A	34.05	(53.90)	33.022		
11	1050	-7	-7	0.0	+ 100.00	N/A	33.08	(43.91)	33.036		
12											
13		()	Compression								

TRIAxIAL RESULTS (7" Production Liner) - 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	450	13	13	0.0	18.83	N/A	76.03	23.06	31.919	N/A	N/A
2	600	7	7	0.0	25.57	N/A	38.50	44.95	33.689		
3	600	7	7	0.0	25.57	N/A	38.50	44.96	33.689		
4	758	0	0	0.0	37.92	N/A	25.46	+ 100.00	35.553		
5	758	-0	-0	0.0	37.94	N/A	25.44	(+ 100.00)	35.556		
6	800	-2	-2	0.0	42.09	N/A	23.32	(+ 100.00)	36.049		
7	850	-4	-4	0.0	46.69	N/A	21.21	(77.25)	36.640		
8	929	-7	-7	0.0	39.82	N/A	16.58	(41.56)	37.572		
9	1009	-11	-11	0.0	32.07	N/A	13.58	(28.31)	38.516		
10	1009	-7	-7	0.0	+ 100.00	N/A	29.20	(46.70)	38.516		
11	1020	-7	-7	0.0	+ 100.00	N/A	28.79	(43.55)	38.646		
12	1050	-8	-8	0.0	+ 100.00	N/A	27.71	(36.79)	39.000		
13											
14		()	Compression								

TRIAxIAL RESULTS (7" Production Liner) - 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	450	63	63	0.0	2.77	2.25	N/A	4.89	32.771	N/A	N/A
2	600	56	56	0.0	2.83	2.29	N/A	5.45	32.837		
3	800	48	48	0.0	2.90	2.34	N/A	6.44	32.925		
4	850	45	45	0.0	2.92	2.35	N/A	6.75	32.947		
5	929	42	42	0.0	2.99	2.41	N/A	7.30	32.982		
6	1009	39	39	0.0	3.06	2.46	N/A	7.95	33.018		
7	1009	-7	-7	0.0	+ 100.00	N/A	29.20	(46.70)	33.018		
8	1009	-7	-7	0.0	+ 100.00	N/A	29.19	(46.61)	33.018		
9	1020	-7	-7	0.0	+ 100.00	N/A	28.79	(43.55)	33.022		
10	1050	-8	-8	0.0	+ 100.00	N/A	27.71	(36.79)	33.036		
11											
12		()	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:	
Axial Compressive Force:	0.0000 tonne
Absolute Safety Factor:	0.00

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(°/')



NEWPARK
DRILLING FLUIDS



AleAnna Resources LLC

Programma fango

Bella 1



Programma Fango
Per
AleAnna Resources LLC
pozzo
Bella 1
Revisione #2

Copie	Distribuzione
1	Newpark Drilling Fluids S.p.A
2	AleAnna Resources LLC

Newpark Drilling Fluids SpA

Preparato da: Technical Supervisor	Nome Emanuele Pietrucci	Firma	Data 17-08-2017
Approvato da: Technical Manager	Nome Franco Arpini	Firma	Data 17-08-2017

Cliente

Controllato da:	Nome	Firma	Data
Visto da:	Nome	Firma	Data
Approvato da:	Nome	Firma	Data

Rev.	Data	Motivo

SOMMARIO

INTRODUZIONE	4
DETTAGLI POZZO.....	5
<i>Panoramica Grafica</i>	<i>5</i>
<i>Diagramma di avanzamento</i>	<i>6</i>
PROFILO POZZO E CARATTERISTICHE FANGO	7
DESCRIZIONE FASI	8
<i>Fase da 16 " (CSG da 13 3/8" da 70 a 200 metri)</i>	<i>8</i>
<i>Fase da 12 ¼ " (CSG 9 5/8" da 200 a 600 metri)</i>	<i>13</i>
<i>Fase da 8 ½ " (LINER 7" da 600 a 1050 metri).....</i>	<i>18</i>
<i>Fase Completamento.....</i>	<i>23</i>
Riepilogo Consumi previsti	27
ANNEX A.....	28
<i>Procedure per Prese di batteria.....</i>	<i>28</i>
<i>Perdite di Circolazione.....</i>	<i>28</i>



INTRODUZIONE

La perforazione di questo pozzo interessa formazione prevalentemente argillose/sabbiose.

Il CP da 20" sarà battuto e successivamente lavato nella perforazione della fase da 16" utilizzando un fango FW-GE-PO a base bentonitica arricchito e migliorato con aggiunte di polimeri.

Nelle fasi da 12 ¼" e 8 ½" si utilizzerà un sistema FW-EXTRADRILL ad alto grado di inibenza. I fluidi impiegati nel corso della perforazione dovranno essere in grado di assicurare una buona pulizia del foro (capacità di trasporto dei cuttings in condizioni dinamiche e capacità di mantenere in sospensione il carico solido in condizioni statiche) soprattutto per un buon livello di inibenza nei confronti dei terreni attraversati con conseguente diminuzione dei volumi di diluizione ed una buona azione incapsulante.

L'utilizzo di sistemi di rimozione solidi adeguati garantirà il mantenimento dei fluidi ai valori ottimali contenendo i volumi delle diluizioni e quindi dei reflui. Per cui l'impiego di shakers adeguati con reti di meschatura opportuna insieme ad una Centrifuga in alleggerimento garantiranno un buon controllo dei volumi di diluizione e quindi dei reflui.

Dal punto di vista ecologico i sistemi proposti sono estremamente safe, infatti i prodotti impiegati sono per la maggior parte di origine naturale e tutti a basso impatto ambientale. Nessun additivo contenente K⁺ o Cl⁻ sarà presente sul rig e quindi pompato in pozzo, dato che potrebbe rendere impossibile effettuare logging SP sul pozzo stesso.



DETTAGLI POZZO

Panoramica Grafica

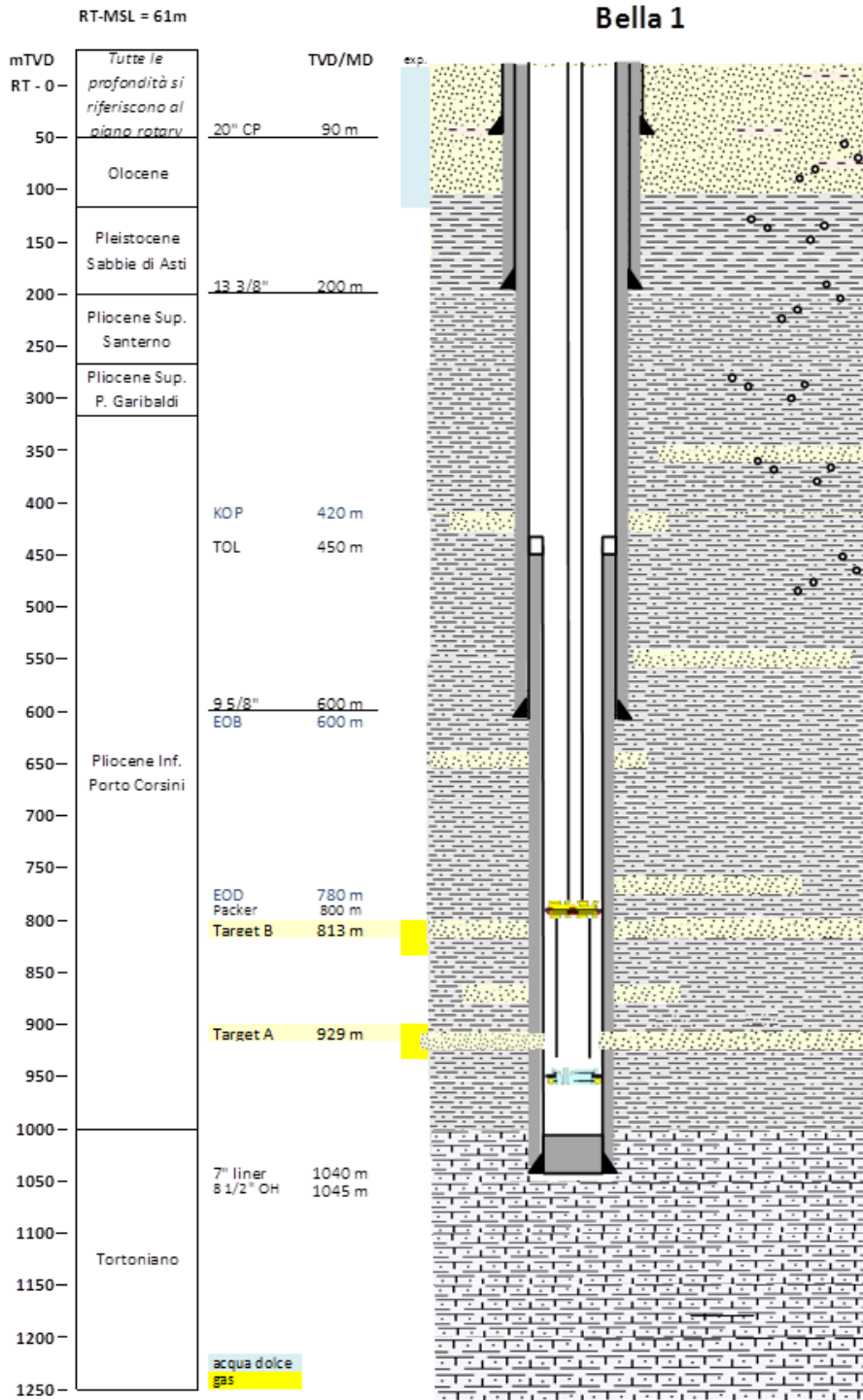
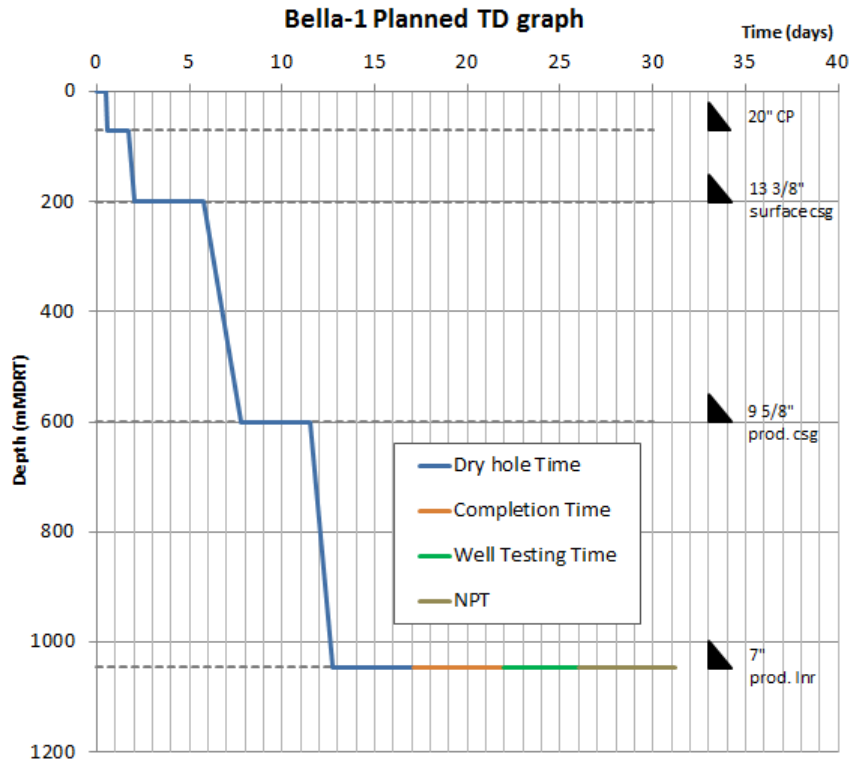


Diagramma di avanzamento



Operation	Planned Time (days)	Macro-activity	Planned Time (days)
00- Start	0.00		
01- Rig preparations	0.50		
02- Conductor pipe	0.60		
03- Diverter	0.35		
04- Drilling preparations	0.17		
05- 16in hole	0.94		
06- 13 3/8in csg	0.33		
07- 13 3/8in cement	0.82		
08- Wellhead 13 3/8	0.38		
09- BOP after 13 3/8in csg	0.77		
10- 12 1/4in hole	3.67	Dry hole Time	17.1
11- 9 5/8in csg	0.72		
12- 9 5/8in cement	0.77		
13- Wellhead 9 5/8	0.33		
14- BOP after 9 5/8in csg	0.35		
15- 8 1/2in hole	2.58		
16- 8 1/2in logging	1.09		
17- 7in liner	1.16		
18- 7in cement	0.44		
19- 6in scrape run	0.93		
20- 7in cased hole logging	0.15		
21- Completion phase	4.93	Completion Phase	4.90
22- Well Test	3.00	Well test Phase	4.00
23- Preparations for rig move	1.00		
TOTAL TIME			26.00

PROFILO POZZO E CARATTERISTICHE FANGO

CARATTERISTICHE FANGO	U.M.	Fase 1	Fase 2	Fase 3	Fase 3
Diametro Bit	in	16"	12 1/4"	8 1/2"	Completament o
Intervallo (MD)	m-m	70-200	200-600 m	600-1050 m	-
Metraggio	m	130 m	400 m	450 m	-
CSG	in	13 3/8"	9 5/8"	-	-
Max angolo di Deviazione	°	-	-	37°	-
Tipo di Fluido	-	FW-GE- PO	FW- EXTRADRILL	FW- EXTRADRILL	Brine CaCl2
Densità	sg	1,15 - 1,2	1,22	1,22	1,22
Viscosità all'Imbuto	500 sec/l	50 - 55	50 - 55	50 - 55	-
PV	cP	10 - 12	12 - 14	12 - 14	-
Yield Point	gr/100c m ²	10 - 14	10 - 14	10 - 14	-
Gel 10 sec.	gr/100c m ²	8 - 10	6 - 8	6 - 8	-
Gel 10 min	gr/100c m ²	6 - 8	4 - 6	4 - 6	-
Filtrato API @ 100 psi	cm ³ /30'	< 7	< 7	< 7	-
pH	-	9,5 - 10,0	9,5 - 10,0	9,5 - 10,0	7,0 - 8,0
LGS (solidi perforazione)	% Vol	4,0 - 7,0	5,0 - 8,0	5,0 - 8,0	-
MBT	Kg/m ³	<40	<35	<35	-
Salinità NaCl	g/l				310
Salinità Cl-	g/l				188

DESCRIZIONE FASI

Fase da 16 " (CSG da 13 3/8" da 70 a 200 metri)

La fase inizierà con il lavaggio del CP da 20" e successiva perforazione. Il fluido impiegato in questa sezione sarà un FW-GE-PO, un sistema bentonitico a base di acqua con aggiunte di polimeri. La reologia sarà importante per garantire una buona pulizia del foro. Durante questa fase potranno verificarsi delle perdite parziali per permeabilità in corrispondenza dei livelli sabbiosi più permeabili. Per cui i livelli delle vasche dovranno costantemente essere monitorati e, se necessario, si interverrà con cuscini intasanti a media concentrazione o direttamente con intasanti in circolazione.

L'acqua sarà trattata anticipatamente con SODA ASH per abbattere la durezza dell'acqua. Sarà preparato in anticipo un volume adeguato per favorire la preidratazione della Bentonite.

Il fango iniziale sarà formulato con 20-30 Kg/m³ di Bentonite (AVAGEL) preidratata, con l'aggiunta di 1-2 Kg/m³ di VISCO XC 84 per raggiungere le proprietà necessarie ad ottenere una pulizia efficace del foro.

Alla bentonite sarà concesso il tempo necessario per preidratarsi. Inoltre l'utilizzo del VISCO XC 84 comporterà un aumento dello Yield Point senza influenzare eccessivamente il valore dei gels.

Mantenere un livello basso di gel è molto importante per questa fase a causa delle perdite che possono verificarsi.

Durante la perforazione di questa fase il fango verrà mantenuto ad una densità di 1.15-1.2 sg. Nel caso utilizzare come materiale di appesantimento la Barite.

Inoltre, prima delle operazioni di inizio, verranno confezionati non meno di 40 m³ di Fango bentonitico a 1,50 sg come Kill Mud.

Caratteristiche Fango

CARATTERISTICHE FANGO	U.M.	Fase 1
Diametro Bit	in	16 "
Intervallo (MD)	m-m	70-200
Metraggio	m	130 m
CSG	in	13 3/8"
Max angolo di Deviazione	°	-
Tipo di Fluido	-	FW-GE-PO
Densità	sg	1,15 - 1,2
Viscosità all'Imbuto	sec/l	50 - 55
PV	cP	10 - 12
Yield Point	gr/100cm ²	10 - 14
Gel 10 sec.	gr/100cm ²	8 - 10
Gel 10 min	gr/100cm ²	6 - 8
Filtrato API @ 100 psi	cm ³ /30'	< 7
pH	-	9,5 - 10,0
LGS (solidi perforazione)	% Vol	4,0 - 7,0
MBT	Kg/m ³	<40

Volumi Fango

	m³
Volume foro 16 "	17
Volume CP 20"	13
Superficie	40
Diluizione/Mantenimento	30
Totale volume necessario	100
Volume Kill Mud	40
Volume totale da confezionare	140

Note

- I calcoli dei volumi sono stati fatti ipotizzando un foro perfettamente calibrato.
- I volumi non tengono in considerazioni di eventuali assorbimenti.
- La voce Diluizione/Mantenimento tiene conto dei volume evacuate per bagnabilità dei detriti.
- Il rateo di diluizione è calcolato sulla base delle nostre esperienze e potrebbe variare in funzione della litologia, ROP, tipo di scalpello ed efficienza delle attrezzature di rimozione solidi.

Formulazione Fango e Stima dei Consumi

Prodotti	Imballo	Conc. [Kg/m³]	Metric Ton	Descrizione prodotto
AVAGEL	25 kg/sacco	20.0 – 30.0	3.000	Viscosizzante
SODA CAUSTICA	25 kg/sacco	1.0 – 2.0	0.200	Alcalinizzante
VISCO XC 84	25 kg/sacco	1.0 – 2.0	0.200	Viscosizzante
SODA ASH	25 kg/sacco	0.5 – 1.0	0.100	Calcium remover
BARITE	Sfusa	100.0 – 150.0	15.000	Materiale appesantente
AVAFLUID NP	25 kg/sacco	2.0 – 4.0	0.300	Fluidificante

Formulazione Kill Mud

Prodotti	Imballo	Conc. [Kg/m³]	Metric Ton	Descrizione prodotto
SODA CAUSTICA	25 kg/sacco	1.0 – 2.0	0.100	Alcalinizzante
VISCO XC 84	25 kg/sacco	2.0 – 3.0	0.150	Viscosizzante
BARITE	Sfusa	580.0 – 600.0	24.000	Materiale appesantente

Costi fase perforazione

	Quantità ton/ft	Costo Unitario (€)	Costo Totale (€)
Prodotto			
AVAGEL	3,000		
SODA CAUSTICA	0,200		
VISCO XC 84	0,200		
SODA ASH	0,100		
BARITE (Kill Mud)	15,000		
AVAFLUID NP	0,300		
TOTALE FASE			0
Costo m³			€ 0
Costo m perforato			€ 0
Costo m³ di roccia perforato			€ 0

Costi Kill Mud

	Quantità ton/ft	Costo Unitario (€)	Costo Totale (€)
Prodotto			
SODA CAUSTICA	0,100		
VISCO XC 84	0,150		
BARITE	24,000		
TOTALE FASE			0
Costo m³			€ 0

Costi servizio

Servizio	Quantita (giorni)	Costo Unitario €	Costo Totale €
ASSISTENZA TECNICA SENIOR	6,0		0,00
ASSISTENZA TECNICA JUNIOR	6,0		0,00
Nr 2 CENTRIFUGHE Z42 (HIGH VOLUME)	3,0		0,00
CABINA LABORATORIO	6,0		0,00
TOTALE FASE			0

Costi totali

TOTALE FANGO FW-GE-PO @ 1,20 sg	
TOTALE SERVIZI	
TOTALE POZZO	€ 0

Note: Nei conteggi non sono stati considerati i costi per trasporti di materiale.

Safety Stock in cantiere

Prodotti	Funzione	Ton
VISCO XC 84	Viscosizzante	1.000
AVAGEL	Viscosizzante	6.000
SODA ASH	Calcium remover	1.000
SODA CAUSTICA	Alcalinizzante	1.000
BARITE	Weighting material	90.000
AVAFLUID NP	Fluidificante	1.000
GRANULAR C/M	Intasante	1.000
GRANULAR F	Intasante	2.000
AVAMICA C	Intasante	1.000
AVAMICA F	Intasante	1.000
DE BLOCK'S LT	Antipresa	1.440
AVATENSIO LT	Antipresa	1.320

Fase da 12 ¼ " (CSG 9 5/8" da 200 a 600 metri)

Il fango della fase precedente sarà spiazzato con un nuovo fango. Questa fase sarà perforata con un fango FW-EXTRADRILL a bassa salinità (prevista inferiore a 10 g/l) che mostra, pur essendo privo di Sali, un buon livello di inibizione.

L'AVAEXTRADRILL è formato da una miscela di polimeri polivinilici e poligliceroli in sospensione acquosa, in associazione con AVAPERM NF e AVAPOLYMER 5050 esplica sulle argille una forte azione inibente, evitando che l'acqua contenuta nel sistema penetri nell'argilla stessa provocandone l'idratazione, la dispersione e quindi la conseguente instabilità.

Differentemente da altri prodotti polimerici e sali minerali stabilizzanti ed inibenti delle argille, l'AVAEXTRADRILL grazie all'azione combinata polimero-poliglicerolo, esplica l'azione stabilizzante creando sulla superficie dell'argilla una barriera che evita l'assorbimento dell'acqua da parte della matrice argillosa, riducendone quindi drasticamente lo sfaldamento e ritardando notevolmente tutti quei problemi d'instabilità che si manifestano generalmente in concomitanza all'invecchiamento del foro. Proprio per la presenza di poligliceroli il prodotto esplica una azione lubrificante riducendo fenomeni di attriti e torsioni in foro. L'AVAEXTRADRILL essendo costituito da polimeri a basso peso molecolare non induce aumenti della reologia del sistema e può essere dosato anche a concentrazioni elevate senza controindicazioni.

L'AVAPERM NF è un inibitore di argilla a base amminica, espressamente sviluppato per aumentare il livello di inibizione nella perforazione dei terreni argillosi.

AVAPERM NF agisce sulla superficie delle argille da cui viene assorbito sostituendo gli ioni della matrice argillosa, favorendo così la non idratazione delle particelle di argilla.

Se necessario aggiungere al fango AVAPOLYMER 5050 in modo da provvedere inibizione delle argille e stabilità foro. AVAPOLYMER 5050 è un blend di polialcool e polimeri di derivazione della cellulosa, quindi ecocompatibile. AVAPOLYMER 5050 stabilizza effettivamente le argille idratibili e dispersibili riducendo al tempo stesso l'invasione del filtrato nella formazione.

Mantenere il fluido alle caratteristiche richieste (ottimizzando il funzionamento dei sistemi di rimozione solidi a disposizione) operando con valori di Yield Point tra 12 -14 g/100cm² e di Gel Flash tra 4 - 6 g/100cm², in maniera da garantire una ottimale capacità di trasporto ed una buona pulizia foro: all'uopo utilizzare come viscosizzante VISCO XC 84. Prestare molta attenzione alle attrezzature di rimozione solidi presenti sull'impianto soprattutto all'ottimizzazione delle reti ai vagli.

Per il controllo del filtrato, si utilizzerà VISCO 83 XLV.

E' altresì opportuno monitorare attentamente e con continuità il quantitativo di detrito recuperato in superficie al vibrovaglio al fine di verificare la capacità di trasporto a giorno e il grado di pulizia del foro. Verificare l'utilità di pompare e circolare ad intervalli regolari dei cuscini viscosi di 5-6 mc l'uno. In presenza di assorbimenti intervenire con cuscini intasanti a base di GRANULAR e/o AVAMICA e CaCO₃.

Al fine di contenere la percentuale di solidi utilizzare tutte le attrezzature di rimozione solidi disponibili sull'impianto prestando particolare attenzione ai vagli ottimizzando al meglio la scelta delle reti, compatibilmente con i parametri di perforazione (ROP, portata, capacità e nr vagli). Ottimizzare i parametri delle 2 Centrifughe HV fully hydraulics AVA Z 42 in parallelo a scarto solidi in modo da limitare l'entità delle diluizioni.

Caratteristiche Fango

CARATTERISTICHE FANGO	U.M.	Fase 2
Diametro Bit	in	12 ¼ "
Intervallo (MD)	m-m	200 - 600 m
Metraggio	m	400 m
CSG	in	-
Max angolo di Deviazione	°	9 5/8"
Tipo di Fluido	-	FW-EXTRADRILL
Densità	sg	1,22
Viscosità all'Imbuto	sec/l	50 - 55
PV	cP	12 - 14
Yield Point	gr/100cm ²	10 - 14
Gel 10 sec.	gr/100cm ²	6 - 8
Gel 10 min	gr/100cm ²	4 - 6
Filtrato API @ 100 psi	cm ³ /30'	< 7
pH	-	9,5 - 10,0
LGS (solidi perforazione)	% Vol	5,0 - 8,0
MBT	Kg/m ³	<35

Volumi Fango

	m³
Volume foro 12 ¼ "	30
Volume Casing 13 3/8"	16
Superficie	100
Diluizione/Mantenimento	44
Totale volume necessario	190
Volume recuperato	50
Volume totale da confezionare	140

Note

- I calcoli dei volumi sono stati fatti ipotizzando un foro perfettamente calibrato.
- I volumi non tengono in considerazioni di eventuali assorbimenti.
- La voce Diluizione/Mantenimento tiene conto dei volume evacuate per bagnabilità dei detriti.
- Il rateo di diluizione è calcolato sulla base delle nostre esperienze e potrebbe variare in funzione della litologia, ROP, tipo di scalpello ed efficienza delle attrezzature di rimozione solidi.

Formulazione Fango e Stima dei Consumi

Prodotti	Imballo	Conc. [Kg/m³]	Metric Ton	Descrizione prodotto
SODA CAUSTICA	25 kg/sacco	0.5 - 1.0	0.150	Alcalinizzante
VISCO XC 84	25 kg/sacco	3.0 - 4.0	0.550	Viscosizzante
AVASIL	200 kg/fusto	1.0 - 2.0	0.400	Antischiuma
AVAEXTRADRILL	220 kg/fusto	30.0 - 40.0	6.600	Inibente d'argilla
VISCO 83 XLV	25 kg/sacco	5.0 - 7.0	1.150	Riduttore di filtrato
AVAPERM NF	200 kg/fusto	4.0 - 6.0	1.200	Inibente d'argilla
BARITE	SFUSA	150.0 - 250.0	35.000	Materiale appesantente
AVAPOLYMER 5050	25 kg/sacco	8.0 - 10.0	Se necessario	Inibente d'argilla

Costi fase

	Quantità ton/ft	Costo Unitario (€)	Costo Totale (€)
Prodotto			
SODA CAUSTICA	0.15		
VISCO XC 84	0.55		
AVASIL	0.400		
AVAEXTRADRILL	6.600		
VISCO 83 XLV	1.150		
AVAPERM NF	1.200		
BARITE	35.000		
TOTALE FASE			0
Costo m³			€ 0
Costo m perforato			€ 0
Costo m³ di roccia perforato			€ 0

Costi servizio

Servizio	Quantità (giorni)	Costo Unitario €	Costo Totale €
ASSISTENZA TECNICA SENIOR	6,0		0,00
ASSISTENZA TECNICA JUNIOR	6,0		0,00
Nr 2 CENTRIFUGHE Z42 (HIGH VOLUME)	6,0		0,00
CABINA LABORATORIO	6,0		0,00
TOTALE FASE			0

Costi totali

TOTALE FANGO FW-EXTRADRILL @ 1,22 sg	
TOTALE SERVIZI	
TOTALE POZZO	€ 0

Note: Nei conteggi non sono stati considerati i costi per trasporti di materiale.

Safety Stock in cantiere

Prodotti	Funzione	Ton
BARITE	Weighting material	90.000
INTAFLOW	Bridging Agent	5.000
SODA CAUSTICA	Alcalinizzante	1.000
SODA ASH	Calcium remover	1.000
VISCO 83 XLV	Riduttore di filtrato	3.000
VISCO XC 84	Viscosizzante	2.000
AVAEXTRADRILL	Inibente d'argille	13.200
INTASOL F/M/C	Intasante	4.500
AVAMICA C	Intasante	1.000
GRANULAR M	Intasante	1.000
GRANULAR C	Intasante	1.000
AVAPERM NF	Inibente d'argille	2.400
AVAPOLYMER 5050	Inibente d'argille	2.000
AVASIL	Antischiuma	0.800
DE BLOCK'S LT	Antipresa	1.440
AVATENSIO LT	Antipresa	1.320

Fase da 8 ½ " (LINER 7" da 600 a 1050 metri)

Iniziare la fase con il fango recuperato dalla precedente.

L'AVAEXTRADRILL è formato da una miscela di polimeri polivinilici e poligliceroli in sospensione acquosa, in associazione con AVAPERM NF e AVAPOLYMER 5050 esplica sulle argille una forte azione inibente, evitando che l'acqua contenuta nel sistema penetri nell'argilla stessa provocandone l'idratazione, la dispersione e quindi la conseguente instabilità.

Differentemente da altri prodotti polimerici e sali minerali stabilizzanti ed inibenti delle argille, l'AVAEXTRADRILL grazie all'azione combinata polimero-poliglicerolo, esplica l'azione stabilizzante creando sulla superficie dell'argilla una barriera che evita l'assorbimento dell'acqua da parte della matrice argillosa, riducendone quindi drasticamente lo sfaldamento e ritardando notevolmente tutti quei problemi d'instabilità che si manifestano generalmente in concomitanza all'invecchiamento del foro. Proprio per la presenza di poligliceroli il prodotto esplica una azione lubrificante riducendo fenomeni di attriti e torsioni in foro. L'AVAEXTRADRILL essendo costituito da polimeri a basso peso molecolare non induce aumenti della reologia del sistema e può essere dosato anche a concentrazioni elevate senza controindicazioni.

L'AVAPERM NF è un inibitore di argilla a base amminica, espressamente sviluppato per aumentare il livello di inibizione nella perforazione dei terreni argillosi.

AVAPERM NF agisce sulla superficie delle argille da cui viene assorbito sostituendo gli ioni della matrice argillosa, favorendo così la non idratazione delle particelle di argilla.

Se necessario aggiungere al fango AVAPOLYMER 5050 in modo da provvedere inibizione delle argille e stabilità foro. AVAPOLYMER 5050 è un blend di polialcool e polimeri di derivazione della cellulosa, quindi ecocompatibile. AVAPOLYMER 5050 stabilizza effettivamente le argille idratibili e dispersibili riducendo al tempo stesso l'invasione del filtrato nella formazione.

Mantenere il fluido alle caratteristiche richieste (ottimizzando il funzionamento dei sistemi di rimozione solidi a disposizione) operando con valori di Yield Point tra 12 -14 g/100cm² e di Gel Flash tra 4 - 6 g/100cm², in maniera da garantire una ottimale capacità di trasporto ed una buona pulizia foro: all'uso utilizzare come viscosizzante VISCO XC 84. Prestare molta attenzione alle attrezzature di rimozione solidi presenti sull'impianto soprattutto all'ottimizzazione delle reti ai vagli.

Per il controllo del filtrato, si utilizzerà VISCO 83 XLV.

E' altresì opportuno monitorare attentamente e con continuità il quantitativo di detrito recuperato in superficie al vibrovaglio al fine di verificare la capacità di trasporto a giorno e il grado di pulizia del foro. Verificare l'utilità di pompare e circolare ad intervalli regolari dei cuscini viscosi di 5-6 mc l'uno.

In presenza di assorbimenti non trascurabili, intervenire con cuscini intasanti a base di INTASOL, INTAFLOW.

Al fine di contenere la percentuale di solidi utilizzare tutte le attrezzature di rimozione solidi disponibili sull'impianto prestando particolare attenzione ai vagli ottimizzando al meglio la scelta delle reti, compatibilmente con i parametri di perforazione (ROP, portata, capacità e nr vagli). Ottimizzare i parametri delle 2 Centrifughe HV fully hydraulics AVA Z 42 in parallelo a scarto solidi in modo da limitare l'entità delle diluizioni.

Caratteristiche Fango

CARATTERISTICHE FANGO	U.M.	Fase 3
Diametro Bit	in	8 ½ "
Intervallo (MD)	m-m	600 - 1050 m
Metraggio	m	450 m
CSG	in	-
Max angolo di Deviazione	°	-
Tipo di Fluido	-	FW-EXTRADRILL
Densità	sg	1,22
Viscosità all'Imbuto	sec/l	50 - 55
PV	cP	12 - 14
Yield Point	gr/100cm ²	10 - 14
Gel 10 sec.	gr/100cm ²	6 - 8
Gel 10 min	gr/100cm ²	4 - 6
Filtrato API @ 100 psi	cm ³ /30'	< 7
pH	-	9,5 - 10,0
LGS (solidi perforazione)	% Vol	5,0 - 8,0
MBT	Kg/m ³	<35

Volumi Fango

	m³
Volume foro 8 ½ "	16
Volume Casing 9 5/8"	23
Superficie	100
Diluizione/Mantenimento	21
Totale volume necessario	160
Volume recuperato	80
Volume totale da confezionare	80

Note

- I calcoli dei volumi sono stati fatti ipotizzando un foro perfettamente calibrato.
- I volumi non tengono in considerazioni di eventuali assorbimenti.
- La voce Diluizione/Mantenimento tiene conto dei volume evacuate per bagnabilità dei detriti.
- Il rateo di diluizione è calcolato sulla base delle nostre esperienze e potrebbe variare in funzione della litologia, ROP, tipo di scalpello ed efficienza delle attrezzature di rimozione solidi.

Formulazione Fango e Stima dei Consumi

Prodotti	Imballo	Conc. [Kg/m³]	Metric Ton	Descrizione prodotto
SODA CAUSTICA	25 kg/sacco	0.5 - 1.0	0.100	Alcalinizzante
VISCO XC 84	25 kg/sacco	3.0 - 4.0	0.300	Viscosizzante
AVASIL	200 kg/fusto	1.0 - 2.0	0.200	Antischiuma
AVAEXTRADRILL	220 kg/fusto	30.0 - 40.0	2.860	Inibente d'argilla
VISCO 83 XLV	25 kg/sacco	5.0 - 7.0	0.500	Riduttore di filtrato
AVAPERM NF	200 kg/fusto	4.0 - 6.0	0.600	Inibente d'argilla
BARITE	SFUSA	150.0 - 250.0	20.000	Materiale appesantente
AVAPOLYMER 5050	25 kg/sacco	8.0 - 10.0	Se necessario	Inibente d'argilla

Costi fase

	Quantità ton/ft	Costo Unitario (€)	Costo Totale (€)
Prodotto			
SODA CAUSTICA	0.100		
VISCO XC 84	0.300		
AVASIL	0.200		
AVAEXTRADRILL	2.860		
VISCO 83 XLV	0.500		
AVAPERM NF	0.600		
BARITE	20.000		
TOTALE FASE			0
Costo m³			€ 0
Costo m perforato			€ 0
Costo m³ di roccia perforato			€ 0

Costi servizio

Servizio	Quantità (giorni)	Costo Unitario €	Costo Totale €
ASSISTENZA TECNICA SENIOR	5,0		0,00
ASSISTENZA TECNICA JUNIOR	5,0		0,00
Nr 2 CENTRIFUGHE Z42 (HIGH VOLUME)	5,0		0,00
CABINA LABORATORIO	5,0		0,00
TOTALE FASE			0

Costi totali

TOTALE FANGO FW-EXTRADRILL @ 1,22 sg	
TOTALE SERVIZI	
TOTALE POZZO	€ 0

Note: Nei conteggi non sono stati considerati i costi per trasporti di materiale.

Safety Stock in cantiere

Prodotti	Funzione	Ton
BARITE	Weighting material	90.000
INTAFLOW	Bridging Agent	5.000
SODA CAUSTICA	Alcalinizzante	1.000
SODA ASH	Calcium remover	1.000
VISCO 83 XLV	Riduttore di filtrato	1.000
VISCO XC 84	Viscosizzante	1.000
AVAEXTRADRILL	Inibente d'argille	6.160
INTASOL F/M/C	Intasante	4.500
AVAPERM NF	Inibente d'argille	1.600
AVAPOLYMER 5050	Inibente d'argille	2.000
AVASIL	Antischiuma	0.800
DE BLOCK'S LT	Antipresa	1.440
AVATENSIO LT	Antipresa	1.320

Fase Completamento

Dopo l'esecuzione dei logs nel caso di accertata mineralizzazione si procederà ai test. Per il completamento del pozzo è previsto un brine al Cloruro di Calcio (liquido in soluzione al 1.34 s.g.).

Durante lo spiazzamento si procederà alla pulizia dei casings mediante la circolazione in foro di un cuscinio di lavaggio con AVAWASH WBM seguendo la seguente procedura:

1. CUSCINO ACQUA **5 m³**

2. ACQUA + AVAWASH WBM **8 m³**
 Ottenuto miscelando 7,0 m³ di Fresh Water con 0,8 m³ (4 fusti) di AVAWASH WBM per ottenere 8 m³ finali e almeno 6 m³ aspirabili:
 AVAWASH WBM ha una azione detergente, in grado di rimuovere completamente le incrostazioni residue di fango dal csg.

3. BRINE VISCOSIZZATO **6 m³**
 con VISCO XC 84 in concentrazione di circa 7 - 8 kg per m³ di BRINE

A seguire il BRINE CaCl₂ @ 1,220 S.G. pulito.

Durante l'ultima circolazione, prima di discendere il completamento verrà aggiunto il brine di anticorrosivo (INCORR) e Oxygen scavenger (Deoxi SS).

Caratteristiche Brine

CARATTERISTICHE BRINE	U.M.	Fase 4
Diametro Bit	in	Completamento
Intervallo (MD)	m-m	Brine CaCl₂
Densità	sg	1,22
Salinità NaCl	g/l	310
Salinità Cl-	g/l	118

Volumi Brine

	m ³
Volume csg 9 5/8"	17
Volume liner 7"	12
Vol. di superficie + riserve + cuscini	71
Totale volume necessario	100
Volume recuperato	-
Volume totale da confezionare	100

Formulazione Brine e Stima dei Consumi

Prodotti	Imballo	Conc. [Kg/m ³]	Metric Ton	Descrizione prodotto
CLORURO DI CALCIO liq. 34-36%	liquido	Mc 65 (647 l/ m ³)	87.000	Sale
ACQUA	liquido	Mc 35 (353 l/ m ³)	-	
VISCO XC 84 (per cuscinio viscoso)	25 kg/sacco	7.0 - 8.0	0.050	Viscosizzante
AVAWASH WBM (per cuscinio di lavaggio)	200 kg/fusto	100	0.800	Casing Cleaner
AVASIL	200 kg/fusto	1.0 - 2.0	0.200	Antischiuma
INCORR	200 kg/fusto	6.0 - 7.0	0.600	Anticorrosivo
DEOXY SS	250 kg/fusto	2.0 - 3.0	0.250	Oxygen Scavenger

Note

- I volumi non tengono in considerazioni di eventuali assorbimenti, scavernamenti e/o perdite di circolazione.

Costi fase

	Quantità ton/ft	Costo Unitario (€)	Costo Totale (€)
Prodotto			
CLORURO DI CALCIO 34-36% LIQUIDO	87,000		0,00
VISCO XC 84	0,050		0,00
AVAWASH WBM	0,800		0,00
DEOXY SS	0,250		0,00
INCORR	0,600		0,00
AVASIL	0,200		0,00
TOTALE FASE			0
Costo m³			€ 0

Costi servizio

Servizio	Quantità (giorni)	Costo Unitario €	Costo Totale €
ASSISTENZA TECNICA SENIOR	9,0		0,00
ASSISTENZA TECNICA JUNIOR	9,0		0,00
CABINA LABORATORIO	9,0		0,00
TOTALE FASE			0

Costi totali

TOTALE BRINE CaCl ₂ @ 1,22 sg	
TOTALE SERVIZI	
TOTALE POZZO	€ 0

Note: Nei conteggi non sono stati considerati i costi per trasporti di materiale.

Safety Stock in cantiere

Prodotti	Funzione	Ton
VISCO XC 84	Viscosizzante	1.000
CLORURO DI CALCIO	Weighting material	30.000
SODA CAUSTICA	Alcalinizzante	1.000
SODA ASH	Calcium remover	1.000
BICARBONATO DI SODIO	Previene contaminazione da cemento	1.250
AVASIL	Antischiuma	1.600
AVACID 50	Biocida	1.600
INTASOL F	Intasante CaCO ₃	1.500
INTASOL M	Intasante CaCO ₃	1.500
INTASOL C	Intasante CaCO ₃	1.500
INTAFLOW	Sized CaCO ₃	3.000
INCORR	Anticorrosivo	1.600
AVAWASH WBM	Casing Cleaner	1.600
DEOXI SS	Oxygen Scavenger	1.000
AVATENSIO LT	Antipresa	1.320
DE BLOCK'S LT	Antipresa	1.440

Riepilogo Consumi previsti

Prodotto	Quantità ton
SODA CAUSTICA	0,550
SODA ASH	0,100
VISCO 83 XLV	1,650
VISCO XC 84	1,200
AVAGEL	3,000
BARITE	94,000
AVAPERM NF	1,800
AVAFLUID NP	0,300
AVAEXTRADRILL	9,460
AVASIL	0,800
CLORURO DI CALCIO Liq. 34-36%	87,000
AVAWASH WBM	0,800
INCORR	0,600
DEOXI SS	0,250

Riepilogo servizio Totali

Servizio	Quantità (giorni)	Costo Unitario €	Costo Totale €
ASSISTENZA TECNICA SENIOR	26,0		0,00
ASSISTENZA TECNICA JUNIOR	26,0		0,00
Nr 2 CENTRIFUGHE Z42 (HIGH VOLUME)	14,0		0,00
CABINA LABORATORIO	26,0		0,00
TOTALE FASE			0

Riepilogo Costi totali Servizio/Brine/Fango

TOTALE BRINE/FANGO	
TOTALE SERVIZI TOTALI	
TOTALE POZZO	€ 0

Note: Nei conteggi non sono stati considerati i costi per trasporti di materiale.

ANNEX A

Procedure per Prese di batteria

Formulazione per 1 Mc finale di soluzione:

PRODOTTO		Densità sg							
		0.90	1.20	1.40	1.6	1.68	1.8	1.92	2.16
Diesel	lt	920	580	540	500	490	480	510	440
De Block's LT	lt		80	80	80	80	80	80	80
Acqua	lt		260	230	210	210	160	110	100
Barite	kg		400	640	900	995	1150	1310	1620
Avatensio LT	lt	80	30	30	30	20	20	20	15

Il materiale dovrà essere aggiunto nel seguente ordine:

1. Diesel
2. De Block's LT
3. Acqua (attraverso l'imbuto miscelatore)
4. Avatensio LT
5. Barite

Perdite di Circolazione

FASI NON PRODUTTIVE

Le perdite di circolazione nelle fasi non produttive vengono solitamente combattute e/o controllate con l'impiego di cuscini intasanti formulati con Avamica e/o prodotti Granulari di granulometria variabile. I prodotti vengono miscelati in concentrazioni e proporzioni diverse a secondo della causa e dell'entità delle perdite. **Molti prodotti non possono essere pompati se in pozzo vi sono attrezzatura tipo MWD.**

Si suggeriscono inoltre i seguenti interventi con impiego di materiale intasante in funzione della quantità di fango assorbito.

- **Assorbimenti di 2-3 m³/h, trattare direttamente con intasanti in circolazione:**

Intaflow	10-15 kg/m ³
Granular F	10-15 kg/m ³
- **Assorbimenti sotto i 4 mc/h cuscino al 11% con Granular in diverse pezzature**
Utilizzare fango di circolazione

Per 1 mc

Granular Fine	4%	40 kg
Granular Medium	3%	30 kg
Avamica F	4%	40 kg

- **Assorbimenti compresi tra i 4 e gli 8 mc/h, cuscino al 20% con Granular e Avamica**

Per 1 mc

Granular Fine	5%	50 Kg
Granular Medium	5%	50 kg
Granular Coarse	5%	50 kg
Avamica Fine	5%	50 kg

- **Assorbimenti oltre gli 8 mc/h, cuscino al 30% con Granular e Avamica**

Per 1 mc

Granular Medium	5%	50kg
Granular Coarse	5%	50kg
Avamica Coarse	10%	100 kg
Avamica Fine	10%	100 kg

FASI PRODUTTIVE

Quando le perdite di circolazione si manifestano nelle zone produttive , gli intasanti utilizzati saranno di natura carbonatica in quanto acidificabili e non danneggianti per i livelli interessati.

- **Assorbimenti fino a 2 mc/h**

Per 1 mc

Intasol Fine	6%	60 kg
Intaflow	8%	80 kg

- **Assorbimenti fino a 15 mc/h**

Per 1 mc

Intasol Fine	10%	100 kg
Intaflow	7%	70 kg
Intasol Medium	8%	80 kg

- **Assorbimenti con perdita totale di circolazione**

Per 1 mc

Intasol Fine	10%	100 kg
Intaflow	10%	100 kg
Intasol Medium	15%	150 kg