




PROGETTO DEFINITIVO

**PROGRAMMA GEOLOGICO E DI
PERFORAZIONE POZZO:**

ELSA 2




Il Responsabile di Progetto
Giovanni Catalano

	Data:	Doc. N°.
	15 Luglio 2014	2014.07.Petroceltic.TD02

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


	Emissione	Luglio 2014	Luglio 2014	Luglio 2014
	Preparato da	Geologia	Perforazione	Completamento
		Barbara Bosica	Luciano Mattioli	Antonio Conte
		<i>Barbara Bosica</i>	<i>Luciano Mattioli</i>	<i>Antonio Conte</i>

	PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: ELSA 2	PAG 3 DI 88			
		AGGIORNAMENTI:			
		0			

SOMMARIO

1.	INFORMAZIONI GENERALI	5
1.1	DATI GENERALI DEL POZZO	6
1.1.1	TABELLA DATI GENERALI	6
1.1.2	PROFILO POZZO	7
1.1.3	PROFILO DI DEVIAZIONE PREVISTO	8
1.1.4	DIAGRAMMA DI AVANZAMENTO PREVISTO.....	9
1.2	PREVISIONI E PROGRAMMI DI ACQUISIZIONE INFORMAZIONI GEOLOGICHE	10
1.3	OBIETTIVO MINERARIO	11
1.4	RACCOMANDAZIONI GENERALI	11
1.5	CARATTERISTICHE GENERALI IMPIANTO, BOP STACK E DOTAZIONI DI SICUREZZA	12
1.6	ELENCO PRINCIPALI CONTRATTISTE	14
1.7	CONTATTI IN CASO DI EMERGENZA	14
1.8	MANUALISTICA DI RIFERIMENTO	15
1.9	UNITA' DI MISURA E DIMENSIONI DELL'OBIETTIVO.....	16
2	PROGRAMMA GEOLOGICO.....	17
2.1	INQUADRAMENTO GENERALI.....	17
2.2	INQUADRAMENTO GEOLOGICO	17
2.3	INTERPRETAZIONE SISMICA	18
2.4	STRATIGRAFIA.....	21
2.5	OBIETTIVI DEL POZZO	22
2.6	RESERVOIR	22
2.7	ROCCE MADRI	22
2.8	ROCCE DI COPERTURA	23
2.9	STRATIGRAFIA PREVISTA	23
2.10	POZZI DI RIFERIMENTO	24
3	PROGRAMMA GEOLOGIA OPERATIVA	25
3.1	MUD LOGGING	25
3.2	CAMPIONAMENTO DEI CUTTING	26
3.3	CAMPIONAMENTO DEL GAS (GWD)	26
3.4	CAMPIONAMENTO DEI FLUIDI	27
3.5	CAROTE DI FONDO	27
3.6	CAROTE DI PARETE	27
3.7	PROGRAMMA LOG ELETTRICI IN WIRELINE	28
3.8	PROGRAMMA LOG ELETTRICI IN MWD/LWD	29
3.9	ACQUISIZIONE SISMICA DI POZZO	30
3.10	TEST IN WIRELINE.....	30
3.11	PROVE DI PRODUZIONE	30
3.12	STUDI ED ELABORATI	30
4	PROGRAMMA DI PERFORAZIONE.....	31
4.1	SEQUENZA OPERATIVA E PROBLEMATICHE DI PERFORAZIONE.....	31
4.1.1.	INFORMAZIONI PRELIMINARI.....	31
4.1.2.	BATTITURA CONDUCTOR PIPE 30" A CIRCA 120 M	33
4.1.3.	FASE 26" PER CASING SUPERFICIALE 20"- J55 - 106.5# A M 600 MD.....	33
4.1.4.	FASE 17 1/2" PER CASING INTERMEDIO 13 3/8"- J55 - 72# A M 2100 MD.....	35
4.1.5.	FASE 12 1/4" PER CASING 9 5/8"- 53.5# A 3420 M MD	36
4.1.6.	FASE 8"1/2 PER LINER 7" - 29# A M 4526 MD (4500 TVD)	38
4.1.7.	FASE 6" A M 4733 MD (4700 TVD)	40
4.1.8.	WELL TESTING.....	41
4.1.9.	ABBANDONO POZZO.....	42
4.1.9.1	ABBANDONO TEMPORANEO	42
4.1.9.2	ABBANDONO DEFINITIVO.....	44
4.2	PROGETTAZIONE DEL POZZO.....	46

4.2.1	<i>PREVISIONE DEI GRADIENTI DI PRESSIONE E TEMPERATURA</i>	46
4.2.2	<i>SCelta DEI CASING POINT</i>	52
4.2.3	<i>CASING DESIGN</i>	54
4.2.3.1	<i>SOMMARIO COLONNE DI TUBAGGIO</i>	54
4.2.3.2	<i>RISULTATI CASING DESIGN</i>	56
4.2.4	<i>PROGRAMMA FANGO</i>	78
4.2.5	<i>PROGRAMMA DI CEMENTAZIONE</i>	79
4.2.5.1	<i>CASING SUPERFICIALE 20"</i>	79
4.2.5.2	<i>CASING INTERMEDIO 13 3/8"</i>	80
4.2.5.3	<i>CASING DI PRODUZIONE 9 5/8"</i>	81
4.2.5.4	<i>LINER DI PRODUZIONE 7"</i>	82
4.2.6	<i>SCHEMA POZZO A FINE PERFORAZIONE</i>	83
4.2.7	<i>PROGETTO DI DEVIAZIONE</i>	84
4.2.7.1	<i>ANTICOLLISION</i>	88

	PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: ELSA 2	PAG 5 DI 88			
		AGGIORNAMENTI:			
		0			

1. INFORMAZIONI GENERALI

Il permesso di ricerca B.R268.RG, in cui sarà perforato il pozzo Elsa 2, è ubicato nel Mare Adriatico centrale ed è adiacente alla costa abruzzese compresa tra Ortona e Francavilla al Mare.

Il pozzo esplorativo Elsa 2, la cui profondità finale prevista è 4700 m verticale, sarà ubicato circa 7 km al largo della città di Ortona ed avrà l'obiettivo di accertare e quantificare la presenza di idrocarburi liquidi nei depositi detritici dolomitici afferenti alla Formazione Maiolica, già rinvenuti mineralizzati ad olio nel pozzo Elsa 1 perforato nel 1992 dalla Jv costituita da Eni, Enterprise, Elf.


L'esatta ubicazione di Elsa 2 è stata attentamente valutata a seguito delle analisi e delle interpretazioni dei risultati ottenuti dalle indagini di prospezione geosismica effettuate nel 2010 da Fugro Oceansismica S.p.A. per conto di Petroceltic. In particolare, ottenute le necessarie informazioni sulla batimetria e la geomorfologia dei fondali, accertata l'assenza di ostacoli e individuate le aree a maggior *shallow gas hazard*, è stata definita l'ubicazione finale del pozzo. Nell'area scelta il rischio di presenza di gas superficiale è ritenuto trascurabile.

Il prospect Elsa si presenta come una struttura positiva allungata in direzione NE-SW.

La struttura nell'area di penetrazione presenta geometria poco articolata. La superficie relativa al top reservoir mostra pendenza blanda verso Est, Sud e Nord, mentre un aumento di inclinazione del top target è ravvisabile in direzione Nord-Ovest e Ovest. Questo determina una variazione nella profondità calcolata del punto di entrata nel reservoir in tvdss di massimo 10 metri (direzione ovest-nord-ovest) in un raggio di 80 metri dal previsto entry point.

Circa 85 metri a Sud del punto in cui si prevede che il pozzo Elsa 2 penetrerà il top del reservoir è stata interpretata una faglia normale invertita di direzione circa WSW-WNE, visibile in sismica, che potenzialmente disloca il top target ribassando la formazione di interesse verso sud.

In direzione Sud-Est rispetto al pozzo Elsa 2 è inoltre presente il pozzo Elsa 1, con il quale è necessario evitare di interferire. L'entry point del pozzo Elsa 1 è posto circa 135 metri a sud-ovest rispetto a quello del pozzo Elsa 2.

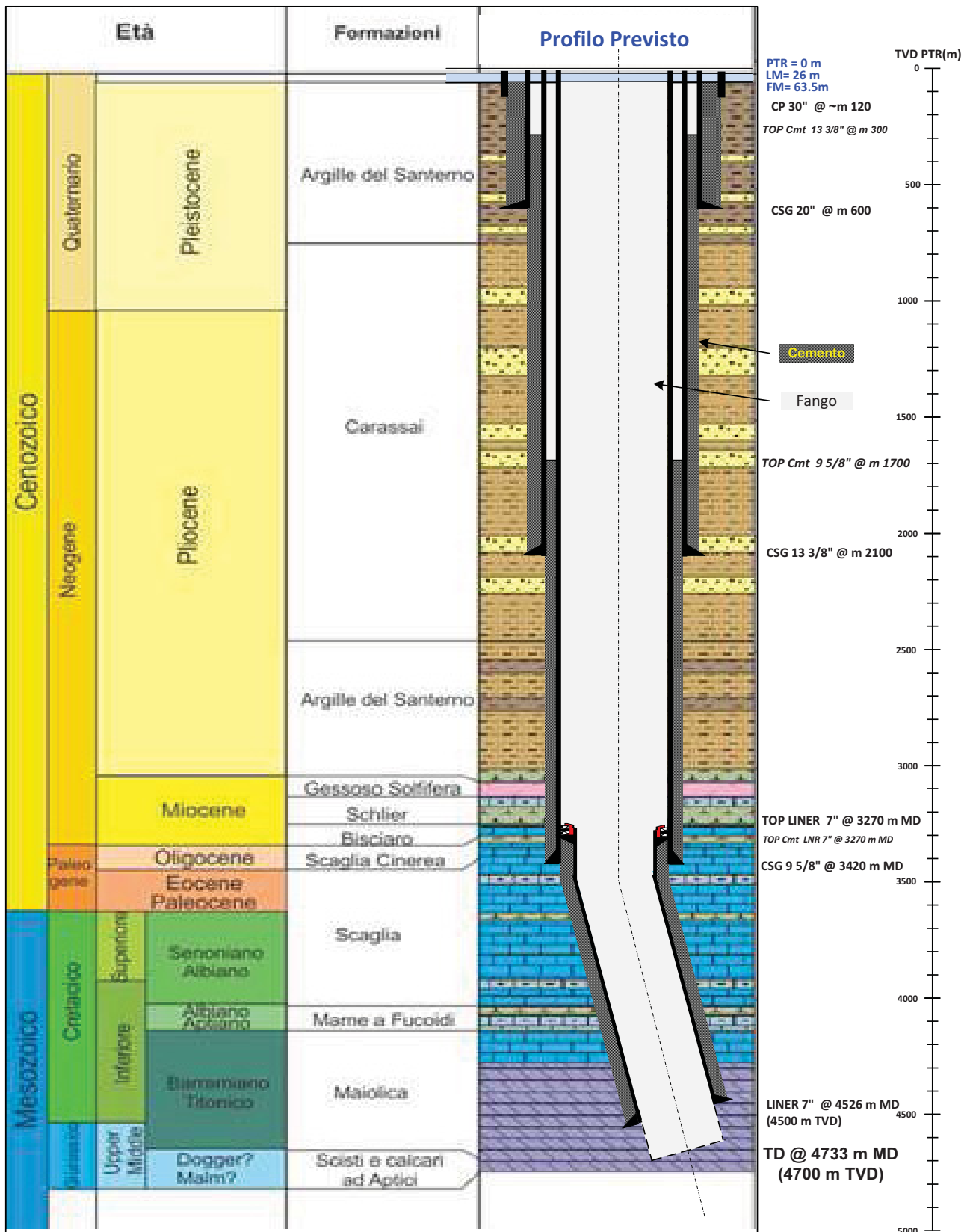
	PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: ELSA 2	PAG 6 DI 88		
		AGGIORNAMENTI:		
		0		

1.1 DATI GENERALI DEL POZZO

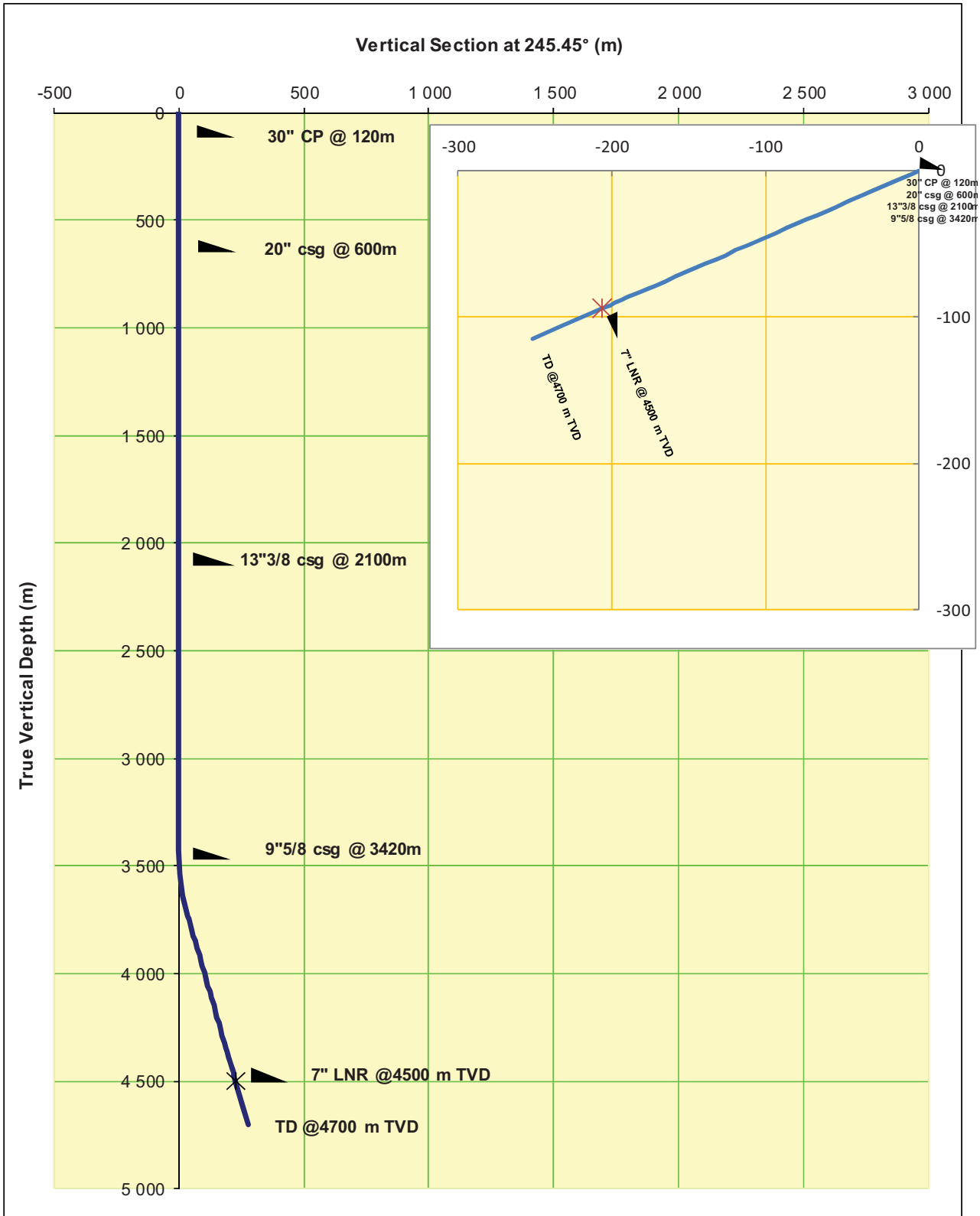
1.1.1 TABELLA DATI GENERALI

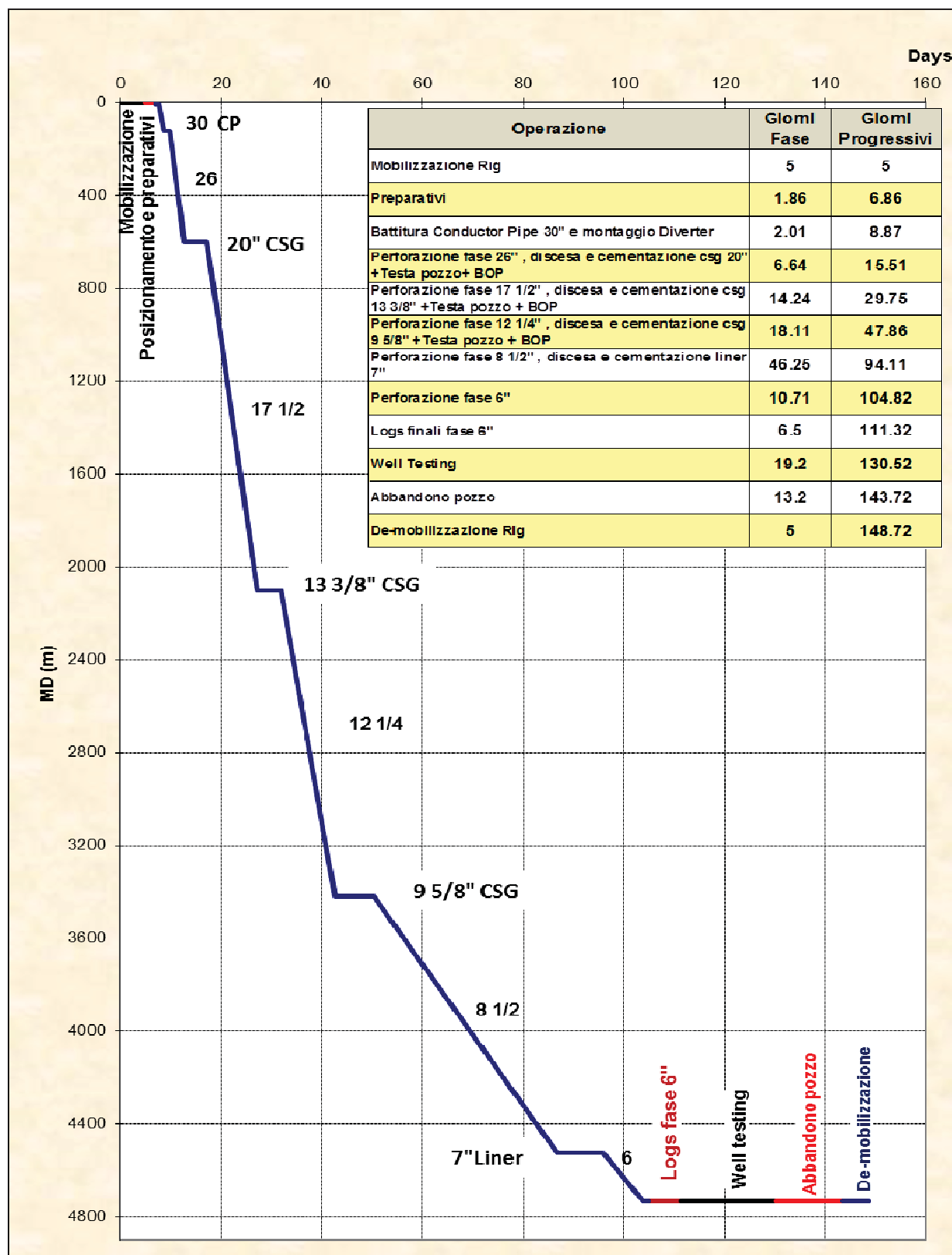
VOCE	DESCRIZIONE
ANAGRAFICA	
Nome e sigla del pozzo	Elsa 2
Classificazione iniziale	NFW
Profondità finale prevista (Verticale/Misurata p.t.r.)	4700 m TVD / 4733 m MD
Concessione	B.R268.RG
Operatore	Petroceltic
Quote di titolarità	Petroceltic - Cygam
Capitaneria di porto	Ortona
Distanza base operativa	~ 7 Km
Zona (pozzi off-shore)	"B"
Distanza dalla costa (pozzi off-shore)	~ 7 Km
Fondale (pozzi off-shore)	37.5 m
OBIETTIVI	
Linea sismica di riferimento	B89-815
Litologia obiettivo principale	Dolomia
Formazione obiettivo principale	Maiolica
Profondità obiettivo principale	4500 m TVD
RIFERIMENTI TOPOGRAFICI	
	Ellissoide Hayford International 1924 Geod.Datum Roma 40
Latitudine di partenza (geogr) N	42° 25' 05.65" N
Longitudine di partenza (geogr) E Gr	14° 27' 11.89" E
Latitudine di partenza (metriche) N/S (Y)	4 696 442.86 N
Longitudine di partenza (metriche) E/W; Gr (X)	2 475 019.33 E
Latitudine a top obiettivo 4500 m TVD (geogr) N	42° 25' 02.55" N
Longitudine a top obiettivo 4500 m TVD (geogr) E Gr	14° 27' 02.88" E
Latitudine a top obiettivo 4500 m TVD (metrica)	4 696 348.51 N
Longitudine a top obiettivo 4500 m TVD (metrica)	2 474 812.77 E
Latitudine a TD (geogr) N	42° 25' 01.87" N
Longitudine a TD (geogr) E Gr	14° 27' 00.90" E
Latitudine a TD (metrica)	4 696 327.79 N
Longitudine a TD (metrica)	2 474 767.41 E
Tipo di proiezione	GAUSS BOAGA
Semiassse maggiore	6378388
Eccentricità al quadrato (1/F)	0.00672267 (297)
Central meridian	15° EST GREENWICH
Falso Est	2 520000
Falso Nord	0
Scale Factor	0.9996
Declinazione magnetica	3° E (Da verificare ad inizio pozzo)

1.1.2 PROFILO POZZO



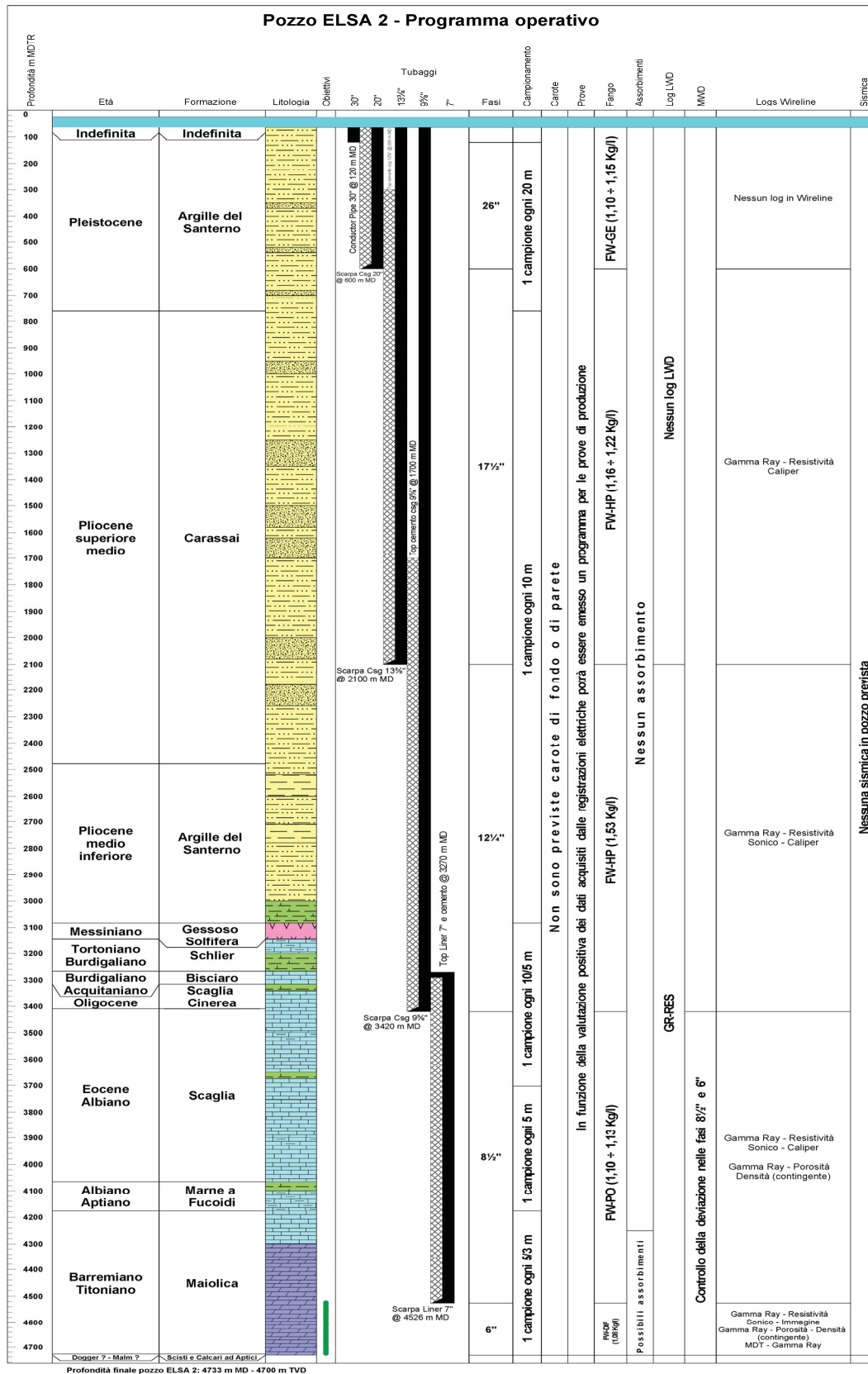
1.1.3 PROFILO DI DEVIAZIONE PREVISTO




1.1.4 DIAGRAMMA DI AVANZAMENTO PREVISTO


Nota: In caso di pozzo non produttivo, non verrà eseguito il well test con conseguente riduzione dei tempi di circa 19.2 gg.

1.2 PREVISIONI E PROGRAMMI DI ACQUISIZIONE INFORMAZIONI GEOLOGICHE



	PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: ELSA 2	PAG 11 DI 88			
		AGGIORNAMENTI:			
		0			

1.3 OBIETTIVO MINERARIO


L'obiettivo principale del pozzo Elsa 2 è quello di verificare la mineralizzazione ad olio nei calcari detritici dolomitici afferenti alla formazione Maiolica e definire le caratteristiche dell'idrocarburo eventualmente rinvenuto. Il pozzo dovrà inoltre fornire dati riguardo le proprietà petrofisiche del reservoir e la capacità produttive di esso.

1.4 RACCOMANDAZIONI GENERALI

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

- Shallow gas: Anche se il rischio di incontrare sacche di gas superficiale (shallow gas) è trascurabile, adottare tutte le precauzioni del caso ed attenersi alle procedure specifiche. In ogni caso durante la perforazione della fase 26", essendo installato il Diverter sul CP 30", predisporre il sistema fango di riserva (kill mud) compatibile col sistema attivo in modo da essere pronti a chiudere il diverter e pompare fango pesante nel più breve tempo possibile. Il fattore tempo in queste circostanze è assolutamente determinante.

- come da **D.D. 22/03/2011, art. 28, co. 9, lett. e.**, il titolare predisporrà un sistema di registrazione informatica inalterabile, e protetta in ogni condizione, dei dati relativi ai parametri di perforazione e di controllo del fango del pozzo da rendere disponibile per le verifiche dell'organo di vigilanza.

	PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: ELSA 2	PAG 12 DI 88		
		AGGIORNAMENTI:		
		0		

1.5 CARATTERISTICHE GENERALI IMPIANTO, BOP STACK E DOTAZIONI DI SICUREZZA

VOCE	DESCRIZIONE
Contrattista	GSP
Nome impianto	Jupiter
Tipo Impianto	Jack-up - 4 gambe -Sonnat Offshore Co.
Distanza Tavola rotary-Livello mare	~ 26 m
Numero posti disponibili	95 + 2 Infermeria
Massima profondità acqua operativa	91 m
Potenzialità con DP 5"	9 144 m (30.000 ft)
Potenza installata	8 430 Hp
Tipo di argano	Upetrom TMF-55E
Altezza della torre	50.87 m
Tipo di top drive system	N.O.V. TDS11SA
Capacità top drive system	500 ton
Pressione esercizio testa di iniezione	7500 psi
Diametro tavola rotary	37" 1/2
Capacità tavola rotary	650 ton
Pressione esercizio stand pipe	7 500 psi
Tipo di pompe fango	Triplex 1600 Hp ognuno
Numero di pompe fango	3
Capacità totale vasche fango	299 mc
Numero vibrovagli	4
Tipo vibrovagli	Mongoose Swaco
Capacità stoccaggio acqua industriale	525 mc + 202.3 mc Acqua Potabile
Capacità stoccaggio gasolio	260.8 mc
Capacità stoccaggio Barite	131 mc per Barite e Bentonite
Capacità stoccaggio Bentonite	131 mc per Barite e Bentonite
Capacità stoccaggio Cemento	131 mc

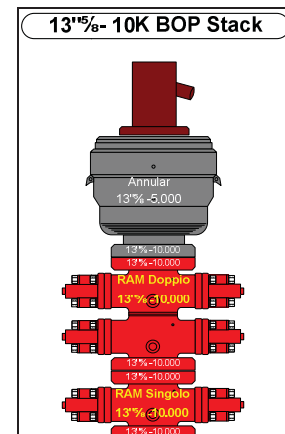
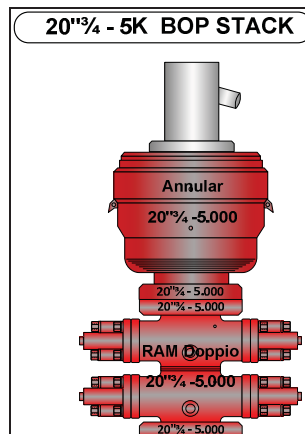
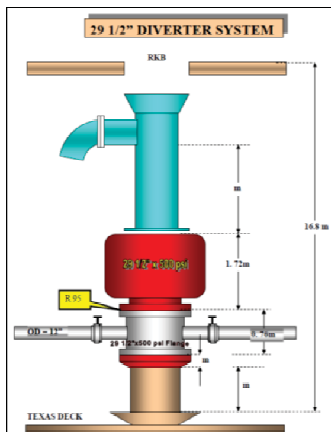
Elenco delle principali attrezzature (BOP) di controllo pozzo

VOCE	DESCRIZIONE
Diverter (type)	Hydrill
Diverter (size & working pressure)	29 1/2" * 500 psi con 2x12" valvole idrauliche
B.O.P. (type)	Stack 20" 3/4 (1 Annular + 2 Rams)
B.O.P. (size & working pressure)	20 3/4" * 5000 psi
B.O.P. (type)	Stack 13 5/8" (1 annular+3 Rams)
B.O.P. (size & working pressure)	1 Annular 5000 psi + 3 Rams 10000 psi
Choke Manifold (size & working press)	3" * 15000 psi
Kill Lines (size & working pressure)	2 * 3 1/16" * 15000psi
Choke Lines (size & working pressure)	2 * 3 1/16" * 15000psi
Pannello Controllo B.O.P. n. 1	80/T30240-3S/FA-43 3000 psi

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

- Dopo l'installazione della testa pozzo e del sistema BOP, 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)

Di seguito gli schemi del Diverter e dei BOP previsti:



	PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: ELSA 2	PAG 14 DI 88		
		AGGIORNAMENTI:		
		0		


1.6 ELENCO PRINCIPALI CONTRATTISTE

Tutti servizi sono da definire.

1.7 CONTATTI IN CASO DI EMERGENZA

	Sede	Telefono	E-Mail
Petroceltic	Roma	+39 06 68808324	
Capitaneria di porto	Ortona	+39 085 9063290	ortona@guardiacostiera.it
Capitaneria di porto	Pescara	+39 085 694040	pescara@guardiacostiera.it cppescara@mit.gov.it
Medico emergenza	Da definire		
Ospedale	Ortona	+39 085 9171	
Ospedale	Pescara	+39 085 4251	
Carabinieri (Stazione)	Ortona	+39 085 9063515	stch321410@carabinieri.it
Carabinieri (Stazione)	Francavilla al Mare	+39 085 816543 +39 085 817122	stch321130@carabinieri.it

La lista dei riferimenti Petroceltic con posizione, numeri di telefono, ed e-mail, da utilizzare in caso di emergenze rilevanti, è riportato nell'allegato 1 (Enclosure 1) del "CORPORATE EMERGENCY MANAGEMENT PLAN - Rev 00 del 30/07/2013". La lista, aggiornata, sarà presente in cantiere prima dell'inizio delle operazioni.


	PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: ELSA 2	PAG 15 DI 88			
		AGGIORNAMENTI:			
		0			

1.8 MANUALISTICA DI RIFERIMENTO

Salute e Sicurezza in loco saranno gestite come riportato nel DSSC che sarà preparato dal titolare in conformità con i D.Lgs 626/94 - 624/96 - 81/08

Nell'ambito del DSSC, le operazioni di perforazione e completamento saranno espletate in accordo con le disposizioni aziendali contenute nei seguenti manuali:

- WELL DESIGN AND OPERATIONS STANDARDS - Rev. 02 del 15/04/2014
- CORPORATE HEALTH, SAFETY, ENVIRONMENTAL AND SOCIAL MANAGEMENT SYSTEM - FRAMEWORK DOCUMENT - Rev 00 del 30/07/2013
- HSES COMPETENCE, TRAINING AND COMMUNICATION GUIDELINE - Rev 00 del 30/07/2013
- HSES RISK MANAGEMENT PROCEDURE - Rev 01 del 20/02/2014
- HSES OBJECTIVES, TARGETS AND PLANS PROCEDURE - Rev 00 del 30/07/2013
- STAKEHOLDER MANAGEMENT GUIDELINE - Rev 00 del 15/09/2013
- CORPORATE EMERGENCY MANAGEMENT PLAN - Rev 00 del 30/07/2013
- CORPORATE EMERGENCY MANAGEMENT PLAN - ENCLOSURE 1 - Emergency Management Plan Contact List - Rev 00 del 30/07/2013
- CONTRACTOR HSES MANAGEMENT GUIDELINE - Rev 00 del 30/07/2013
- HSES DOCUMENT MANAGEMENT PROCEDURE - Rev 00 del 30/07/2013
- HSES ASSET INTEGRITY GUIDELINE - Rev 00 del 30/07/2013
- HSES INCIDENT REPORTING AND INVESTIGATION PROCEDURE - Rev 01 del 20/02/2014
- HSES MONITORING, AUDIT AND EVALUATION PROCEDURE - Rev 01 del 20/02/2014
- ADRIATIC SEA OIL SPILL CONTINGENCY PLAN - Rev 01 del Marzo 2014

	PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: ELSA 2	PAG 16 DI 88		
		AGGIORNAMENTI:		
		0		

1.9 UNITA' DI MISURA E DIMENSIONI DELL'OBBIETTIVO

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

2 PROGRAMMA GEOLOGICO

2.1 INQUADRAMENTO GENERALI

Il permesso di ricerca B.R268.RG, in cui sarà perforato il pozzo Elsa 2, è ubicato nel Mare Adriatico centrale ed è adiacente alla costa abruzzese compresa tra Ortona e Francavilla al Mare.

Il pozzo esplorativo Elsa 2 sarà ubicato circa 7 km al largo della città di Ortona ed avrà l'obiettivo di accertare e quantificare la presenza di idrocarburi liquidi nei depositi detritici, dolomitizzati afferenti alla Formazione Maiolica, già rinvenuti mineralizzati ad olio nel pozzo Elsa 1 perforato nel 1992 dalla Jv costituita da Eni, Enterprise, Elf.

Le conoscenze geologiche dell'area adriatica si basano essenzialmente su dati geofisici 2D e di pozzo, acquisiti da precedenti operatori nell'area del permesso e in quelle limitrofe.

2.2 INQUADRAMENTO GEOLOGICO

Il permesso è ubicato nell'avanfossa appenninica plio-quadernaria (Bacino di Pescara), a sud del punto in cui il fronte di corrugamento appenninico entra verso terra, ed a nord del limite settentrionale della Piattaforma Apula mesozoica.

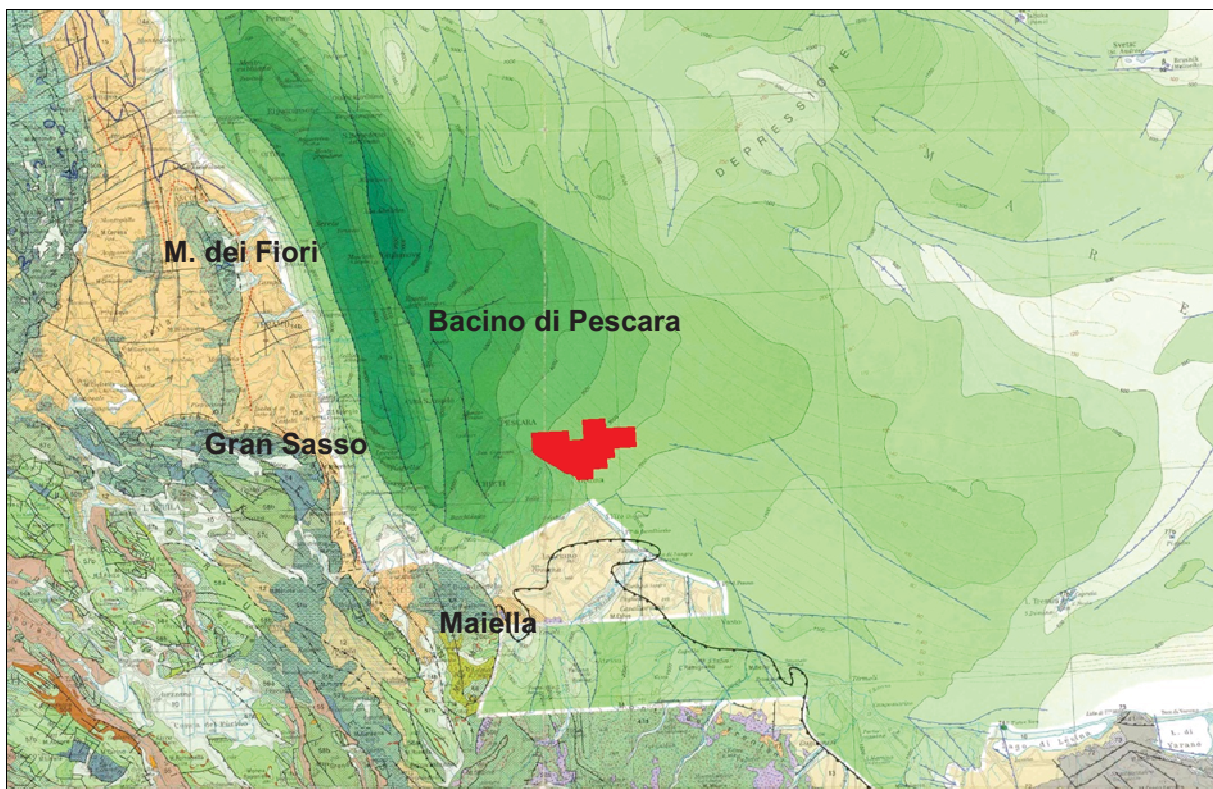



Figura 1 Modello strutturale CNR ed ubicazione del permesso di ricerca di idrocarburi B.R268.RG

	PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: ELSA 2	PAG 18 DI 88			
		AGGIORNAMENTI:			
		0			

L'evoluzione tettonica e paleo-ambientale dell'area adriatica centrale può essere riassunta come segue:

- Nel Triassico l'area era interessata dalla presenza di una estesa piattaforma carbonatica, articolata dalla presenza di bacini euxinici
- A partire dal Liassico inferiore si è instaurato un regime geodinamico estensionale, legato all'apertura della Tetide, che ha portato all'individuazione di aree di:
 - piattaforma persistente, dove è proseguita la sedimentazione di rocce carbonatiche di acque poco profonde
 - bacino emipelagico- pelagico, articolato dalla presenza di aree di alto strutturale, in cui si è avuta la deposizione calcari e calcari marnosi più o meno selciferi
 - scarpata, che costituisce il raccordo tra la piattaforma e bacino, in cui si è sedimentato il talus proveniente dal margine della piattaforma intercalato a sedimenti con caratteristiche più prettamente bacinali.
- Nel Cretacico inferiore sono stati evidenziati eventi compressivi che hanno determinato fenomeni di paleo-inversioni
- Dal Cretaceo superiore, in concomitanza con le prime fasi di chiusura della Tetide, nell'area si è registrata una nuova fase tettonica estensionale che ha determinato nel dominio di piattaforma l'ulteriore sezionamento della stessa, mentre nel bacino si sono osservati episodi di subsidenza più accelerata. Nel periodo Cretaceo-Oligocene nelle aree di piattaforma si sono avuti episodi di esposizione sub-aerea, con attivazione di fenomeni carsici e formazione di livelli bauxitici
- Nell'Oligocene nelle regioni in cui si aveva una piattaforma carbonatica isolata, si sono sviluppate le rampe carbonatiche.
- Nel Pliocene-Pleistocene in seguito alla migrazione verso est del fronte compressivo appenninico si è avuto lo spostamento verso oriente dei bacini di avanfossa in cui è proseguita la sedimentazione clastica torbiditica. Nell'area in esame si è assistito in questo periodo al basculamento verso est del substrato pre-messiniano e alla formazione del bacino di Pescara.


2.3 INTERPRETAZIONE SISMICA

Nell'area del permesso di ricerca B.R268.RG sono disponibili circa 380km di dati geofisici 2D, acquisiti da precedenti operatori, dei quali 354 km sono stati riprocessati nel 2008 dalla società Spectrum, con l'obiettivo di migliorare la risoluzione del segnale sismico a livello del reservoir del prospect Elsa.

La taratura degli orizzonti sismici è stata effettuata utilizzando i dati del pozzo Elsa 1, perforato nel 1992 nel permesso B.R214.RI, il quale copriva esattamente la medesima area dell'attuale permesso di ricerca B.R268.RG.

È stata eseguita l'interpretazione geofisica di: Livello Infra-Pliocene Medio, Top Evaporiti messiniane, Top Bisciario, Top Scaglia, Top Marne a Fucoidi, Top reservoir e Top Calcare Massiccio. L'interpretazione dei dati geofisici ha permesso di riconoscere nell'area di studio la presenza di almeno tre fasi tettoniche:

- La fase distensiva Liassica, che ha portato alla formazione del bacino Umbro-Marchigiano e le cui strutture tettoniche correlate sono ravvisabili nei pressi della zona di transizione tra Piattaforma Apula e Bacino Umbro-Marchigiano ed in alcune aree del bacino stesso;

	PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: ELSA 2	PAG 19 DI 88			
		AGGIORNAMENTI:			
		0			

- Una fase compressiva che ha determinato l'inversione cinematica delle strutture estensionali liassiche e la formazione di sovrascorrimenti, i quali hanno interessato la serie carbonatica bacinale mesozoica e ravvisabili in sismica in corrispondenza della struttura di Elsa
- La fase compressiva appenninica che ha prodotto il basculamento verso occidente del substrato carbonatico e la formazione del bacino di avanfossa Plio-Quaternario.

Dall'interpretazione dei dati geofisici la struttura di Elsa sembra essere ubicata su un'anticlinale associata ad un sovrascorrimento sud vergente. Osservando le linee sismiche si nota che il sovrascorrimento interessa le formazioni liassiche e del Cretaceo inferiore, mentre la deformazione è ravvisabile fino alla parte basale dei sedimenti clastici del Plicene Inferiore.

Il prospect Elsa si presenta dunque in mappa come un'anticlinale sud-vergente allungata nella direzione ENE-WSW. La mancanza di dati non consente di vincolare opportunamente la chiusura della struttura verso costa e dunque di stimare la reale estensione areale del prospect, il quale potrebbe estendersi anche oltre l'area massima attualmente interpretata.

A nord del prospect è presente un'ulteriore struttura, parallela a quella di Elsa, avente culminazione più profonda.

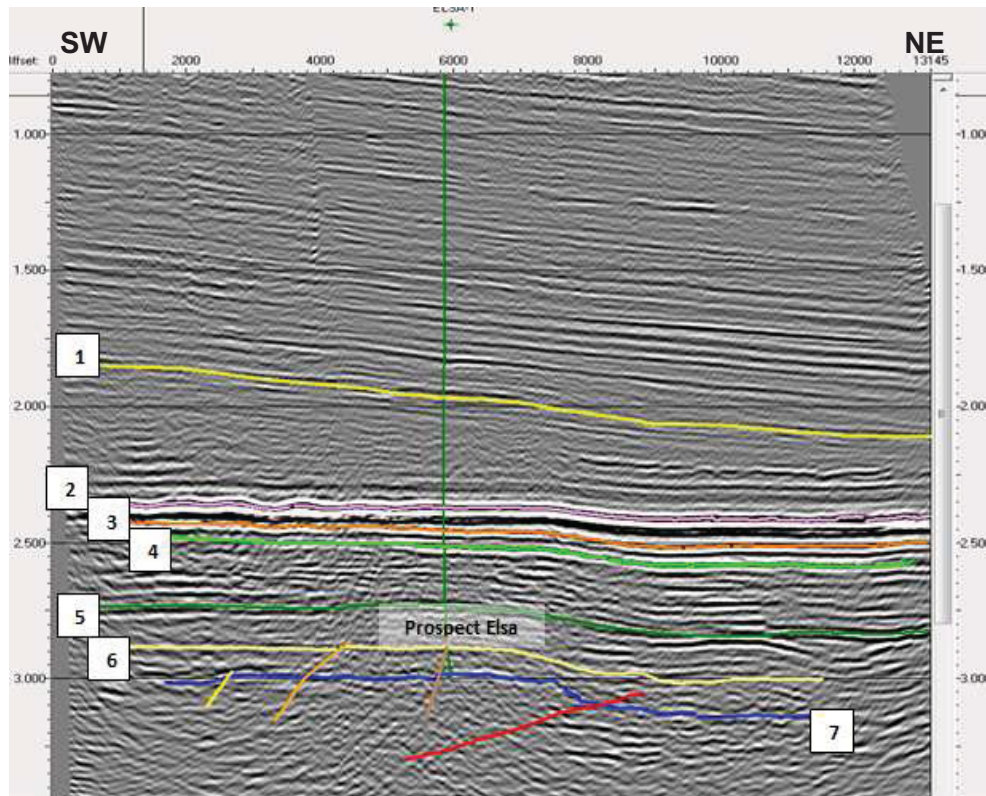


Figura 2 Linea sismica 1-76BR125-10 con orientazione SW-NE attraverso il prospect Elsa (1 livello infra Pliocene Medio, 2: evaporiti messiniani; 3: Top Bisciario; 4: Top Scaglia; 5: Top Marne a Fucoidi; 6: Top Elsa reservoir; 7: Top Calcarea Massiccio)

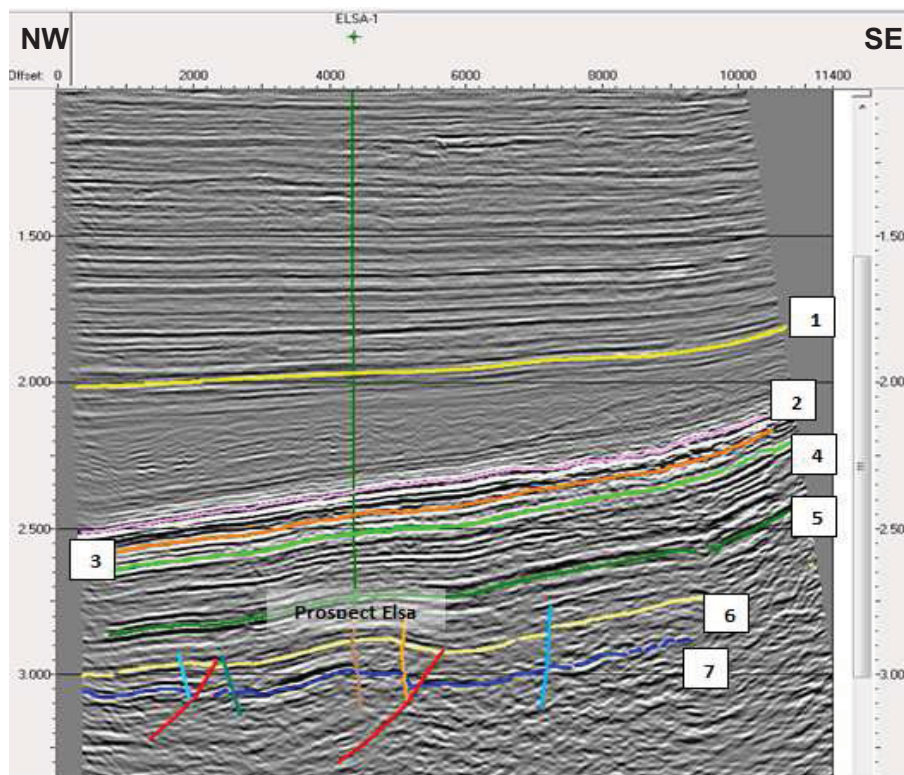


Figura 3 linea sismica B89-815 con orientazione NW-SE attraverso il prospect Elsa (1: livello infra Pliocene Medio, 2: Evaporiti messiniani; 3: Top Bisciario; 4: Top Scaglia; 5: Top Marne a Fucoidi; 6: Top Elsa reservoir; 7: Top Calcarea Massiccio)

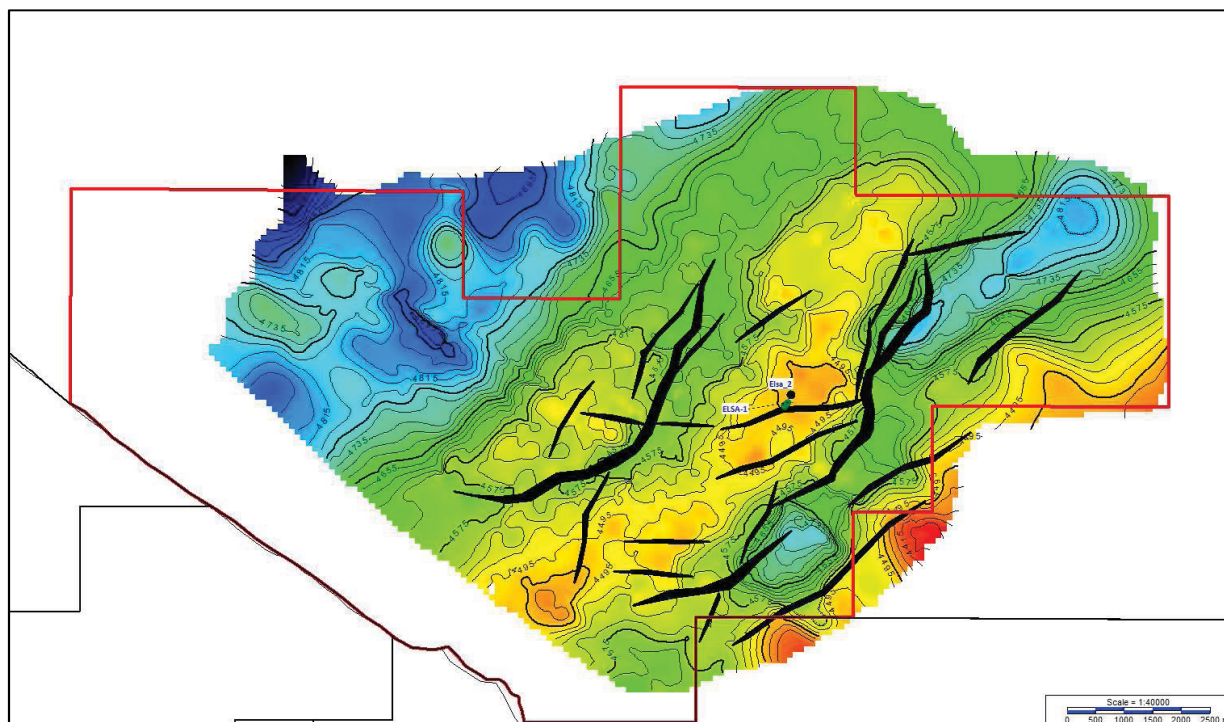


Figura 4 Mappa in profondità del Top Elsa Reservoir con ubicazione del pozzo Elsa 2

2.4 STRATIGRAFIA

Calcare Massiccio (Hettangiano-Sinemuriano): Calcarea tipo packstone-grainstone di ambiente di alta energia, talora dolomitizzato .

Corniola (Sinemuriano-Pleisbachiano): calcarea tipo mudstone-wackestone grigio-nocciola contenente selce soprattutto nella porzione alta della formazione ed avente sottili intercalazioni marnose.

Rosso Ammonitico (Toarciano): Marne e calcarea marnoso rosso o verdastro, il cui contenuto argilloso diminuisce verso l'alto dove si hanno calcari del tipo mudstone-wackestone.


Calcari ad Aptici (Lias Superiore superiore-Titoniano): Calcari tipo mudstone-wackestone con selce, sottilmente stratificati, in cui si ravvisa nelle aree di slope la presenza di livelli detritici dolomitizzati.

Maiolica (Titonano superiore-Aptiano inferiore p.p.): Calcari tipo mudstone-wackestone bianchi con selce in liste e noduli. La Formazione nelle aree di scarpata presenta intercalazioni detritiche che possono risultare più o meno dolomitizzate.

Marne a Fucoidi (Aptiano-Albiano): Marne e argille marnose varicolori e, in modo subordinato, calcari e calcari marnosi. Nella parte alta dell'unità si rinvencono livelli di black-shales.

Scaglia calcarea (Albiano superiore p.p.-Eocene p.p.): Calcari di tipo wackestone a cui talvolta si intercalano livelli detritici tipo packstone e grainstone con selce. Sono presenti intercalazioni di livelli di black shales tra cui il livello Bonarelli verso la parte basale dell'unità.

Scaglia Cinerea (Eocene superiore p.p.-Oligocene superiore): Calcari marnosi e marne di colore grigio, il cui contenuto marnoso tende ad aumentare verso l'alto. Il limite superiore coincide con la comparsa della selce e di un livello vulcanoclastico.

	PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: ELSA 2	PAG 22 DI 88			
		AGGIORNAMENTI:			
		0			

Bisciaro (Aquitano inferiore-Burdigaliano p.p): Marne e calcari siliceo-marnosi con intercalazioni di vulcanoclastiti e di bentoniti di origine vulcanica. Il limite superiore dell'unità è posto in corrispondenza dalla base del livello bentonitico Piero della Francesca.

Schlier (Burdigaliano p.p.-Langhiano/Messiniano superiore): E' costituito da alternanze di marne e marne argillose e subordinatamente di marne e calcari marnosi biancastri detritici.

Gessoso Solfifera (Messiniano medio-superiore): La parte inferiore della Formazione è formata da argille e marne bituminose, da marne tripolacee e da diatomiti ed è seguita da calcari marnosi, calcari dolomitici e calcari solfiferi, a cui seguono argille bituminose con rare e sottili intercalazioni di siltiti ed arenarie fini. Il Membro Evaporitico è costituito da gessi e gessareniti. Spessore: 50 m

Successione Plio-Pleistocenica: E' costituita prevalentemente da argille a cui si intercalano livelli sabbioso arenacei. La fauna è costituita da foraminiferi bentonici.

2.5 OBIETTIVI DEL POZZO


L'obiettivo principale del pozzo Elsa 2 è quello di verificare la mineralizzazione ad olio nei calcari detritici, provenienti dal margine della piattaforma o da alti strutturali presenti all'interno del bacino, dolomitizzati, afferenti alla formazione Maiolica e definire le caratteristiche dell'idrocarburo eventualmente rinvenuto. Il pozzo dovrà inoltre fornire dati riguardo le proprietà petrofisiche del reservoir e la capacità produttive di esso

2.6 RESERVOIR

La roccia serbatoio è rappresentata da depositi detritici dolomitizzati localizzati nella parte basale della Formazione Maiolica (Cretacico inferiore-Giurassico superiore), legati ad episodi di risedimentazione di materiale proveniente o dal margine della piattaforma carbonatica o da alti strutturali intrabacinali. Tale intervallo stratigrafico è stato rinvenuto mineralizzato nei pozzi: Elsa-1, Miglianico-1 e Miglianico-2 A dir.

2.7 ROCCE MADRI

Sebbene non sia a noi nota la correlazione olio-roccia madre per il campione di olio prelevato dalla prova di produzione effettuata nel pozzo Elsa 1, si ipotizza che le "source rocks" siano le medesime di altri giacimenti di olio rinvenuti nei pressi dell'area del permesso in esame. Esse sono i calcari marnosi ed argille nere del Trias Superiore con TOC variabile da 0,1% a 1,5% e i sovrastanti calcari bacinali della formazione di Emma aventi TOC tra 0,3% e 17%.

	PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: ELSA 2	PAG 23 DI 88		
		AGGIORNAMENTI:		
		0		

2.8 ROCCE DI COPERTURA

La roccia di copertura è rappresentata dalla serie carbonatica bacinale, dalle intercalazioni micritiche della stessa formazione Maiolica e dalla formazione Marne a Fucoidi. Le medesime litologie sono risultate efficaci nel vicino giacimento di Miglianico, anch'esso mineralizzato ad olio nella Maiolica equivalente.

2.9 STRATIGRAFIA PREVISTA

Sulla base dei dati geologici di cui si è in possesso, dai dati dei pozzi limitrofi (soprattutto Elsa 1) e dell'interpretazione sismica convertita in profondità, si prevede di attraversare la successione stratigrafica sotto riportata.

Le profondità sono da intendersi dal livello mare (TVDss):

- **Argille del Santerno (FM-735m):** Argilla siltosa con livelli di sabbia. Età: Pleistocene
- **Carassai (735m-2453m):** livelli e bancate di sabbia quarzosa, intercalati ad argilla siltosa localmente sabbiosa (Pliocene Superiore-Pliocene Medio)
- **Argille del Santerno (2453m-3057m):** Argilla siltosa, localmente sabbiosa, in alternanza con livelli di marna grigia (Pliocene medio-Pliocene Inferiore)
- **Gessoso Solifera (3057m-3121m):** Marna intercalata a livelli di gesso ed anidrite (Messiniano)
- **Schlier (3121m-3241m):** Intercalazioni di marna e calcare argilloso (Tortoniano-Burdigaliano)
- **Bisciario (3241m-3289m):** Alternanza di calcare tipo wackestone, grigio, talora argilloso e marna grigia (Aquitano-Burdigaliano)
- **Scaglia Cinerea (3289m-3383m):** Marna grigio chiara con intercalazioni di wackestone biancastro (Oligocene)
- **Scaglia (3383m-4026m):** Calcare tipo wackestone-mudstone da bianco a rosato, con selce, argilloso nella parte alta con intercalazioni di marna grigia. Presenza di argille nere, scagliettate (Livello Bonarelli) nella porzione basale. (Eocene-Albiano).
- **Marne a Fucoidi (4026m-4134m):** Marna grigio-verde e calcare grigio, tipo wackestone, fossilifero. Presenza di livelli di selce. (Albiano-Aptiano)
- **Maiolica (4134m-4670m):** Calcare bianco tipo mudstone-wackestone, fossilifero, talvolta argilloso, passante a dolomia grigio-biancastra saccaroide a grana fina con selce e anidrite bianca diffusa (Barremiano-Titoniano)
- **Scisti e Calcari ad Aptici (4670m-TD):** Dolomia grigia, medio-fina, con intercalazioni di mudstone-wackestone dolomitizzato e livelli di selce. (Dogger?-Malm?)

Elsa 2

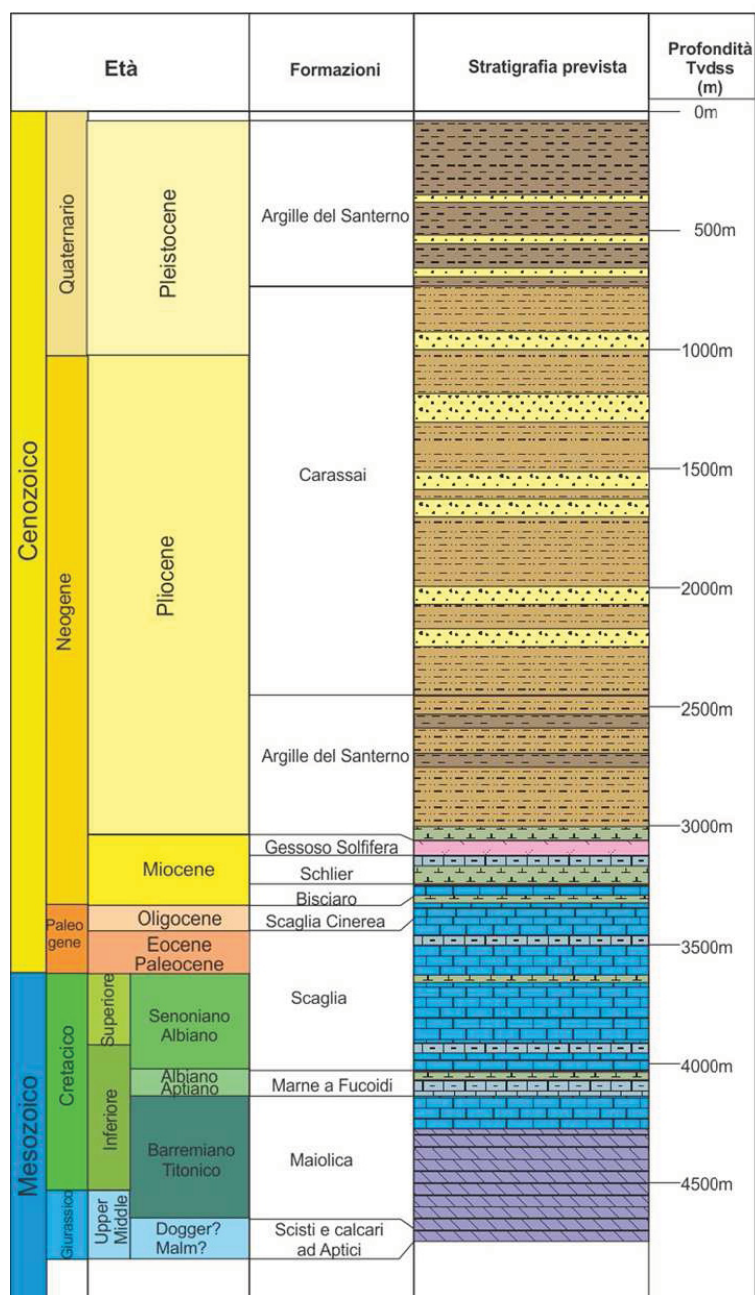



Figura 5 litologia prevista per il pozzo Elsa 2

2.10 POZZI DI RIFERIMENTO

Il principale pozzo di riferimento per il pozzo Elsa 2 è il Pozzo Elsa 1, perforato nel 1992 a circa 220 metri di distanza dalla posizione scelta per la testa pozzo di Elsa 2. Vista la vicinanza tra i due pozzi non si prevedono sostanziali differenze nella successione litologica attraversata, sebbene siano possibili modeste variazioni di spessore delle diverse formazioni.

Ulteriori pozzi esaminati sono Silvana 1, ubicato circa 13 km a Nord, Silvia 1, posizionato circa 28 km a ENE.

	PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: ELSA 2	PAG 25 DI 88			
		AGGIORNAMENTI:			
		0			

3 PROGRAMMA GEOLOGIA OPERATIVA

3.1 MUD LOGGING

L'unità di Mud Logging sarà operativa sin dall'inizio delle operazioni di perforazione al fine di acquisire e registrare tutti i parametri geologici, di perforazione e del fango.

E' previsto inoltre l'installazione di due Flow Meter, del tipo elettromagnetico: uno in corrispondenza della linea di Flow In, l'altro sulla linea di Flow Out; tali Flow Meter consentiranno una registrazione molto accurata (accuratezza sull'ordine di pochi litri) del differenziale di portata al fine di individuare qualsiasi tipo di flusso, sia come micro perdite di fango in perforazione sia come erogazione di fluidi da parte delle formazioni in pozzo. Tale strumento consentirà inoltre la localizzazione delle potenziali zone fratturate nel reservoir.

Lo scopo principale dell'unità di Mud Logging è quello di seguire ed assicurare la sicurezza delle operazioni svolte in pozzo eseguendo il costante monitoraggio di tutti i parametri di perforazione e geologici e per quest'ultimi, in particolare, la rilevazione e l'evoluzione dei gas.

Il geologo di cantiere della Petroceltic sarà presente in piattaforma alcuni giorni prima dell'inizio dell'attività di perforazione al fine di verificare e testare il buon funzionamento di tutta la strumentazione presente nell'unità di Mud Logging e rimanendo fino alla fine dell'attività stessa.

Due squadre di Mud Logging (ciascuna costituita da 1 Data Engineer e da 1 Mud Logger) lavoreranno, sotto la supervisione del Geologo di Cantiere, con rotazioni di 12 ore al fine di acquisire, senza soluzione di continuità, tutti i parametri, sia di perforazione che geologici, oltre che a provvedere alla sorveglianza e al buon funzionamento di tutta la strumentazione della cabina geologica.

Il geologo di cantiere, durante le sue assenze temporanee dall'unità geologica, avrà l'obbligo di lasciare, in forma scritta e firmata, le consegne che saranno controfirmate dal responsabile di cabina dell'unità di Mud Logging. Tali ordini dovranno essere aggiornati in accordo con le operazioni in pozzo.

L'attività dell'unità di Mud Logging inizierà in concomitanza con l'inizio della perforazione del sottofondo marino tenendo con estrema cura tutte le eventuali indicazioni di presenza di gas, dei livelli delle vasche del fango, della portata e densità in e out del fango oltre al controllo del rispettivo equipaggiamento (calibrazione della strumentazione).

I rapporti standard dovranno essere giornalieri, settimanali e mensili; inoltre, in caso di eventi inaspettati od anomali, sarà prodotto un rapporto che descriva l'evento o l'anomalia.

Il Masterlog dovrà essere aggiornato di continuo e sarà compilato utilizzando i dati di seguito riportati:

- Descrizione qualitativa e quantitativa dei cuttings;
- Curve della calcimetria e della dolomimetria;
- Interpretazione litologica;
- Dati del gas (gas totale + gascromatografia) evidenziando inoltre le manifestazioni di gas dovute a connessione delle aste (CG), gas durante le manovre (TG) e gas di riciclo (RG);
- Descrizione dettagliata delle manifestazioni di idrocarburi;
- Descrizione dettagliata delle erogazioni di fluidi di formazione o degli assorbimenti di fango in formazione (peso del fango, volume, volume cumulativo, etc.);
- Parametri di perforazione, caratteristiche del fango, scalpelli e casing;

	PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: ELSA 2	PAG 26 DI 88			
		AGGIORNAMENTI:			
		0			

- Annotazioni sulla perforazione;
- Top formazionali.

Oltre al Masterlog potranno essere richiesti altri tipi di log quali il "Log di pressione", il "Log del Gas", il "Log dei parametri di perforazione", etc.

3.2 CAMPIONAMENTO DEI CUTTING

Nota: tutte le profondità sono in m MD e riferite alla tavola rotary.

Il campionamento delle formazioni, attraversate durante la perforazione, avverrà secondo i criteri di seguito riportati:

- ogni 20 m nella sequenza pleistocenica (da 120 m a 760 m ca.);
- ogni 10 m nella sequenza plio-pleistocenica (da 760 m ca. a 3080 m ca.);
- ogni 10/5 m nella sequenza paleocenica-miocenica (da 3080 m ca. a 3700 m ca.);
- ogni 5 m nella sequenza cretacea fino al top del reservoir (da 3700 m ca. a 4175 m ca.);
- ogni 5/3 m nella formazione Maiolica, obiettivo del sondaggio, e fino a fondo pozzo (da 4175 m ca. a P.F.), ogni 2/1 m in caso di significanti manifestazioni o importanti cambiamenti (ROP, litologia, picchi di gas, etc.).

Saranno collezionati diversi set di campioni di cuttings:

- 2 set di campioni lavati ed asciugati (+/- 100 g) da 120 mMD fino a fondo pozzo. Un set per Petrocelltic Italia ed un set per Cygam Energy Italia.
- 2 set di campioni non lavati (+/- 250 g) da 120 mMD fino a fondo pozzo. Un set per Petrocelltic Italia ed un set per Cygam Energy Italia.


Per l'U.N.M.I.G., sarà preparato un set speciale, lavato ed asciugato (+/- 200 g), con una frequenza di campionamento di seguito riportata:

- ogni 20 m nella sequenza Plio-Pleistocenica;
- ogni 10 m nella sequenza Mio-Giurassica.

Sarà comunque a cura del Geologo di cantiere la variazione della frequenza di campionamento in accordo sia con le velocità di avanzamento della perforazione, sia in corrispondenza di importanti manifestazioni di gas od olio o evidenti cambiamenti nella velocità di avanzamento (i.e. drilling break) o nella litologia. Inoltre il Geologo di cantiere potrà richiedere dei campionamenti spot in corrispondenza dei Top formazionali, manifestazioni significative, attraversamento di faglie etc.

3.3 CAMPIONAMENTO DEL GAS (GWD)

L'acquisizione dei dati relativi al gas, coprirà l'intera fase di perforazione del pozzo, sia per motivi di sicurezza sia per motivi geologici.

	PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: ELSA 2	PAG 27 DI 88			
		AGGIORNAMENTI:			
		0			

Per tali ragioni è previsto l'utilizzo del metodo di campionamento del gas GWD (Gas While Drilling) che si basa sull'interpretazione, eseguita in cantiere, dei dati del gas, acquisiti in perforazione, con l'uso combinato di un "estrattore di gas" a volume costante e di un gascromatografo veloce di tipo FID a ridotto tempo di analisi. Questa metodologia potrebbe permettere l'identificazione dei livelli indiziati ad idrocarburi, il cap rock o i livelli costituenti il seal delle zone reservoir.

La frequenza di campionamento del gas sarà eseguita ogni 20 cm di perforazione e sarà attiva dal fondo mare fino alla profondità finale del pozzo. La conversione Tempo/Profondità sarà eseguita usando il valore di C₂ (etano) associato al valore di C₁ (metano) ottenuti dallo stesso ciclo d'analisi del gascromatografo; saranno inoltre installati due sistemi di gascromatografia indipendenti: quello primario, ad alta risoluzione e alta velocità di analisi e quello di backup (secondario), con minore accuratezza e velocità di analisi più bassa. Questo modalità operativa consentirà, anche in caso di guasti al sistema principale, di continuare ad ottenere informazioni sulla composizione del gas dal sistema secondario.

Entrambi i sistemi opereranno in simultanea.

3.4 CAMPIONAMENTO DEI FLUIDI

Durante le operazioni di perforazione, nell'eventualità di manifestazioni a giorno di olio, si provvederà al campionamento del fluido prelevandolo dalla flowline, il più vicino possibile alla testa pozzo.

Durante le operazioni in wireline del tool tipo MDT Dual Packer, saranno prelevati una serie di campioni di fluidi (le profondità saranno definite in funzione dei log elettrici precedentemente registrati nel reservoir) al fine di ottenere informazioni sul tipo di fluidi presenti in formazione. Tali campioni saranno comunque prelevati solo dopo un'importante volume di circolazione.


Saranno inoltre prelevati due campioni di fango (di 1 litro ciascuno): uno, in corrispondenza dell'ultima circolazione prima della discesa del tool tipo MDT, l'altro in corrispondenza della prima circolazione dopo la risalita del tool stesso. Questi campioni dovranno essere propriamente etichettati riportando il nome del pozzo, la data e l'ora del prelievo e accompagnati dal rapporto fango del giorno corrispondente al prelievo stesso. Tali campioni saranno poi inviati al laboratorio assieme alle bottiglie PVT dei fluidi campionati.

3.5 CAROTE DI FONDO

Non è previsto il prelievo di carote di fondo.

3.6 CAROTE DI PARETE

Non è previsto il prelievo di carote di parete.

	PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: ELSA 2	PAG 28 DI 88		
		AGGIORNAMENTI:		
		0		

3.7 PROGRAMMA LOG ELETTRICI IN WIRELINE

Prima di ciascun set di operazioni logging sarà eseguito un Pre Job Meeting; lo scopo sarà quello di descrivere chiaramente tutte le operazioni e le misure di sicurezza associate al fine di assicurare il controllo di qualità ed i tempi di queste operazioni.

Al termine di ogni set di operazioni logging sarà inoltre stilato un rapporto di attività dove, in particolar modo, saranno riportati i "time break" o qualsiasi altra informazione utile alla comprensione di tutte le operazioni svolte durante l'acquisizione. Questo rapporto sarà presentato al rappresentante della Compagnia di Servizio Logging e, dopo approvazione, sarà trasmesso al Geologo delle Operazioni a Roma.

Il programma dei log elettrici potrà essere modificato in funzione delle reali condizioni del foro.

Particolare attenzione dovrà essere posta durante le manovre della batteria di perforazione: sovrattiri o appoggi in formazione dovranno essere registrati dal Geologo di cantiere che potranno risultare utili per la discesa o l'annullamento della discesa stessa di un tool in funzione delle condizioni del foro o per la richiesta di un ulteriore controllo foro prima della discesa dei tool in pozzo.

Saranno inoltre prelevati due campioni di fango (di 1 litro ciascuno): uno, in corrispondenza dell'ultima circolazione prima della discesa del tool, l'altro in corrispondenza della prima circolazione dopo la risalita del tool stesso. Questi campioni dovranno essere propriamente etichettati riportando il nome del pozzo, la data e l'ora del prelievo e accompagnati dal rapporto fango del giorno corrispondente al prelievo stesso.

Compagnia di servizio	Unità di misura	Campionatura	Scala Verticale
da definire	metri	fitta	1:1000 ÷ 1:200 1:40 (solo per FMI eq.)

Programma log da registrare in open hole nella Fase 26" (da 120 mMD a 600 mMD)

- **Non è prevista l'acquisizione di nessun log elettrico**

Programma log da registrare in open hole nella Fase 17½" (da 600 mMD a 2100 mMD)

- **Gamma Ray - Resistività - Caliper**

Programma log da registrare in open hole nella Fase 12¼" (da 2100 mMD a 3420 mMD)

- **Gamma Ray - Resistività - Sonico - Caliper**

Programma log da registrare in open hole nella Fase 8½" (da 3420 mMD a 4526 mMD)


- **Gamma Ray - Resistività - Sonico - Caliper**
- **Gamma Ray - Porosità - Densità** (contingente in funzione di eventuali livelli mineralizzati)

Programma log da registrare in open hole nella Fase 6" (da 4526 mMD a 4733 mMD P.F.)

- **Gamma Ray - Resistività - Sonico - Immagine**
- **Gamma Ray - Porosità - Densità** (contingente in funzione di eventuali livelli mineralizzati)
- **MDT (Single Probe: Dual Packer + Pump Out) - Gamma Ray** (contingente in funzione di eventuali livelli mineralizzati)

Temperatura massima prevista a fondo pozzo (4733 mMD): circa 100° C

Per le fasi 17½" e 12¼", trattandosi principalmente di formazioni soffici, il log sonico dovrà essere registrato con l'acquisizione del Δt Shear.

	PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: ELSA 2	PAG 29 DI 88			
		AGGIORNAMENTI:			
		0			

Sono previsti inoltre dei log in "foro tubato" per la valutazione della cementazione delle colonne da 20", 13³/₈", 9⁵/₈" e del liner da 7" acquisendo il log **CBL-VDL-GR-CCL (+ USIT su 7")**.

Per ogni registrazione, la Compagnia di servizio dovrà fornire:

- 3 Copie opache a colori;
- 2 CD-ROM con relativi dati in formato DLIS, LAS e PDS/PDF.

3.8 PROGRAMMA LOG ELETTRICI IN MWD/LWD

Il servizio LWD avrà inizio a partire dalla fase 12¹/₄" a 2100 mMD ca.

Compagnia di servizio	Unità di misura	Campionatura	Scala Verticale
da definire	metri	standard	1:1000 ÷ 1:200

Programma log LWD da registrare in open hole nella Fase 12¹/₄" (da 2100 mMD a 3420 mMD)

- **Gamma Ray - Resistività**

Programma log MWD/LWD da registrare in open hole nella Fase 8¹/₂" (da 3420 mMD a 4526 mMD)

- **Directional - Gamma Ray - Resistività**

Programma log MWD/LWD da registrare in open hole nella Fase 6" (da 4526 mMD a 4733 mMD)

- **Directional - Gamma Ray - Resistività**

Nota: il GR e la Resistività sono richiesti per permettere le correlazioni tra il pozzo ELSA 2 ed il precedente pozzo di scoperta e di correlazione ELSA 1.

Per ogni registrazione, a fine fase, la Compagnia di servizio dovrà fornire:

- 1 copia su carta (rush print);
- 1 file in real time in formato PDF;
- 1 file in "memory" (finale) in formato PDF.

Alla fine delle operazioni LWD, la Compagnia di servizio dovrà fornire:

- 3 Copie opache a colori;
- 2 CD-ROM con relativi dati in formato DLIS, LAS e PDS/PDF.
- 3 Relazioni finali

	PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: ELSA 2	PAG 30 DI 88			
		AGGIORNAMENTI:			
		0			

3.9 ACQUISIZIONE SISMICA DI POZZO

Non è prevista l'acquisizione di log sismici in pozzo.

3.10 TEST IN WIRELINE

E' prevista la discesa di un tool di tipo MDT Dual Packer per eseguire campionamenti di fluidi in formazione e misure di pressione delle stesse. Il programma (numero di punti da sottoporre a test e numero di campioni da prelevare) sarà redatto in funzione dei risultati acquisiti dai precedenti log elettrici nel reservoir.


3.11 PROVE DI PRODUZIONE

In funzione della valutazione positiva dei dati acquisiti dalle registrazioni elettriche potrà essere emesso un programma per le prove di produzione.

3.12 STUDI ED ELABORATI

Al fine di acquisire il maggior numero di informazioni dalla perforazione del pozzo ELSA 2, potranno essere richiesti degli studi aggiuntivi di seguito riportati:

- Processing dei dati di pendenza (MSDIP in cantiere) con eventuale studio strutturale;
- "Quicklook Evaluation" dei log di valutazione mineraria ed eventuale CPI;
- Analisi dei dati del gas acquisiti durante la perforazione con metodologia "Gas while drilling";
- Studio petrografico - stratigrafico delle sequenze attraversate dal sondaggio;
- Studio delle eventuali prove di produzione al fine di valutare i parametri di erogazione del reservoir.

	PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: ELSA 2	PAG 31 DI 88			
		AGGIORNAMENTI:			
		0			

4 PROGRAMMA DI PERFORAZIONE

4.1 SEQUENZA OPERATIVA E PROBLEMATICHE DI PERFORAZIONE

4.1.1 INFORMAZIONI PRELIMINARI

Scopo del pozzo Elsa 2 è quello di verificare la mineralizzazione ad olio nei calcari detritici dolomitici afferenti alla formazione Maiolica, rinvenuta mineralizzata dal vicino pozzo Elsa 1.

Il pozzo dovrà inoltre fornire dati riguardo le caratteristiche dell'idrocarburo eventualmente rinvenuto, le proprietà petrofisiche del reservoir e la capacità produttive di esso.


Il pozzo verrà perforato in verticale fino a circa 3430 m (KOP), poi si incrementerà l'angolo fino a raggiungere 14° in direzione 245.45° a m 3736.7 TVD (3740 M MD) per poi proseguire in tangente (14°) fino ad una TD prevista di 4700 m TVD (4733 m MD).

Tutte le profondità, se non diversamente specificato, saranno riferite a PTR (Piano Tavola Rotary) o RT (Rotary Table)

La sequenza operativa prevista per la perforazione del pozzo Elsa 2 è la seguente:


- Posizionamento impianto
- Battitura del Conductor Pipe (CP) 30" da fondo mare (~63.5 m) a circa 120 m.
- Installazione Diverter 29 1/2".
- Perforazione fase 26" fino a 600 m circa.
- Discesa e cementazione casing superficiale 20"
- Rimozione Diverter , installazione testa pozzo e BOP stack 20 3/4"
- Perforazione fase 17 1/2 " a circa 2100 m
- Registrazione Logs elettrici.
- Discesa e cementazione casing intermedio 13 3/8"
- Sostituzione BOP stack 20 3/4" con BOP stack 13 5/8"
- Perforazione fase 12 1/4" a circa 3420 m
- Registrazione Logs elettrici.
- Discesa e cementazione casing di produzione 9 5/8"
- Perforazione fase 8 1/2" con incremento angolo fino a circa 14° e proseguimento in slant fino a circa 4500 m TVD (4526 m MD), top dell'obiettivo principale.
- Registrazione Logs elettrici
- Discesa e cementazione liner 7" con testa liner circa 150 m entro la scarpa precedente.
- Perforazione fase 6" (in slant a 14°) entro l'obiettivo fino alla TD di 4700 m TVD (4733 m MD).
- Registrazione Logs elettrici finali

In caso di esito positivo, sarà eseguito un Well-test per valutare la potenzialità erogativa del pozzo, mentre in caso di esito minerario negativo, saranno eseguiti i tappi di chiusura mineraria.

	PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: ELSA 2	PAG 32 DI 88			
		AGGIORNAMENTI:			
		0			

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 che tutte le attrezzature da utilizzare siano presenti in loco, in buone condizioni e perfettamente funzionanti;
- misurare e registrare le misure dei casing, controllare che i casing presenti in loco siano sufficienti per la fase;
- pulire ed effettuare il controllo visivo di tutti i filetti. Tutto il casing deve essere liberato da detriti interni, calibrati, controllati per verificare eventuali danni strutturali e numerati. Le misurazioni devono essere controllate in modo indipendente;
- I primi giunti di casing 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;
- essere pronti a preparare cuscini ad alta viscosità (Hi-Vis Pill) per aiutare nella pulizia del foro;
- essere pronti a pompare miscele intasanti (LCM) se si verificano perdite
- 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.

	PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: ELSA 2	PAG 33 DI 88			
		AGGIORNAMENTI:			
		0			

4.1.2 BATTITURA CONDUCTOR PIPE 30" A CIRCA 120 M

Prima di iniziare le operazioni confezionare il fango a 1.1-1.15 kg/l ed una vasca di kill-mud a 1.4 kg/l.

Montare battipalo Delmag 44, discendere Conductor Pipe (CP) fino a fondo mare, rilasciare il peso e registrare infissione spontanea. Con battipalo eseguire la battitura del CP 30" (X-52 - 1" fino ad un rifiuto finale di 1-2 mm/colpo almeno fino alla profondità di circa 120 m PTR. (Infissione circa 60 m) Prevedere eventuale lavaggio interno con bit 26" per proseguimento infissione.

Installare il "Landing Ring" della **MudLine Suspension (30" x 20" x 13 3/8" x 9 5/8")** ad una profondità tale che a fine battitura CP esso sia qualche metro sotto il fondo mare. **(Nota: La profondità dipende dal tipo di MLS da scendere. Verificare la profondità di settaggio in modo che, nel caso si opti per l'abbandono temporaneo del pozzo, la MLS resti appena sotto il fondo mare)**

Assicurarsi che il CP venga battuto in verticale e compilare l'apposito rapporto di battitura.

Tagliare il tubo guida, saldare la flangia temporanea 29 1/2" ed installare il Diverter Spool con scarichi laterali 12", il Diverter 29 1/2" x 500 psi, nonché tubo pipa e flow line.

Eseguire prove di funzionalità e rilevare i tempi di chiusura/apertura del diverter.

Eseguire un test delle linee di superficie a 350 kg/cm2 con acqua per 15'.

4.1.3 FASE 26" PER CASING SUPERFICIALE 20"- J55 – 106.5# A M 600 MD

Fango previsto FW-GE a d= 1.1-1.15 Kg/l. Gradiente dei pori max= 1.03 kg/cm²/10m.

Anche se dalle interpretazioni dei risultati delle indagini di prospezione effettuate nel 2010 il rischio di incontrare sacche di gas superficiale (shallow gas) è ritenuto trascurabile, durante la perforazione della fase 26" adottare tutte le precauzioni del caso ed attenersi alle procedure specifiche. 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 1.4 sg) nel più breve tempo possibile. Il fattore tempo in queste circostanze è assolutamente determinante.

Assemblare e discendere BHA a fondo mare, eseguire un accurato lavaggio del CP (attenzione al passaggio sul "MLS Landing Ring") circolando fino a completa pulizia prima di uscire dalla scarpa CP.

Iniziare la perforazione con bit da 26" a parametri ridotti (~1000 l/m x circa 50 m.) per evitare scavamenti sotto il C.P. quindi avanzare fino a m 600.


Durante la perforazione della fase, almeno ogni 150 m e prima di ogni manovra di cambio bit, registrare un survey per verificare la verticalità del foro. In caso di inizio di deviazione spontanea, adottare tutte le misure per riportare il pozzo in verticale.

Giunti alla profondità scarpa circolare verificando che non ci siano assorbimenti.

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

In estrazione assemblare, e calibrare, le lunghezze di DP/HWDP da 5" sufficienti a discendere lo stinger per la cementazione della colonna 20".

Preparare le attrezzature per la discesa del casing da 20".

	PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: ELSA 2	PAG 34 DI 88		
		AGGIORNAMENTI:		
		0		

Discendere il Casing 20" utilizzando PDC drillable floating equipment al fondo. Il collare dovrà essere di tipo adatto a ricevere lo stinger (verificarne la compatibilità prima della discesa). Utilizzare un composto Thread-lock per bloccare i primi due giunti, necessario per prevenire potenziali svitature durante il successivo fresaggio della scarpa. Riempire il casing ogni giunto. Prima di raggiungere il fondo, aggiungere il **Mudline Casing Hanger 20" + Running/Tieback tool** e portarla a fondo mare con i casing.

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

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

Cementare colonna a giorno secondo il paragrafo specifico. Pompate cemento fino ad avere ritorno di malta di buona qualità a giorno.

Aprire i "ports" della Mudline Suspension e lavare con acqua di mare fino a fondo mare. Richiudere i ports.

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, eseguire taglio temporaneo su csg 20", tagliare il CP 30" e recuperare Diverter, Diverter Spool e flangia temporanea.

Procedere con taglio finale casing superficiale. Allestire la testa pozzo secondo specifiche.

Eseguire test idraulico di tenuta della flangia a max 40 kg/cm² (tale valore deve essere inferiore all' 80% della collapse pressure del casing superficiale)


(Collapse pressure 20"-106.5# J55= 54k g/cm²).

(Burst pressure casing 20"-106.5# J55=169 Kg/cm²).

Terminare allestimento testa pozzo con montaggio delle valvole laterali ed installare il BOP Stack 20 3/4" * 5000 psi.

Eseguire i test BOP come da procedure aziendali.

Ripetere il Test BOP, con le medesime modalità, max ogni 21 giorni.

	PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: ELSA 2	PAG 35 DI 88		
		AGGIORNAMENTI:		
		0		

4.1.4 FASE 17 1/2" PER CASING INTERMEDIO 13 3/8"- J55 - 72# A M 2100 MD

Fango previsto FW-HP a d= 1.16-1.22 Kg/l. Gradiente dei pori max= 1.03 kg/cm²/10m. Gradiente fratturazione sotto scarpa precedente = 1.677 kg/cm²/10m (teorico).

Assemblare le DP 5" necessarie per la fase.

Assemblare e discendere BHA, fresare collare e cemento. Prima di fresare la scarpa effettuare il test del casing a 105 kg/cm² * 10 minuti.

Fresare la scarpa, pulire il rat-hole, perforare 3 o 4 m ed eseguire un LOT (Leak Off Test) oppure un FIT (Formation Integrity Test) a 1.7 EMW.

Durante la perforazione della fase, eseguire prove di verticalità almeno ogni 150 m.

Proseguire perforazione con bit da 17"1/2 a parametri ridotti (1000 l/m x circa 50 m.) per evitare scavarnamenti sotto il csg 20".

Perforare in verticale fino alla TD programmata utilizzando una batteria (BHA) con attrezzatura per il controllo automatico della verticalità (tipo PowerV, Vertitrak®, ecc.) per far sì che il foro venga perforato in verticale. E' previsto l'acquisizione di Logs While Drilling (LWD) come da programma geologico.

Al fondo circolare fino a completa pulizia foro e condizionare il fango in previsione del tubaggio; valutare se necessario eseguire una manovra di controllo foro.

La registrare dei Logs elettrici è contingent, come da programma geologico.

Registrare CBL-VDL del casing precedente.

Preparare le attrezzature per la discesa del casing da 13 3/8". 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. Preparare il "**Mudline Casing Hanger 13 3/8" + Running/Tieback tool.**

Discendere il Casing 13 3/8" utilizzando PDC drillable floating equipment al fondo. Utilizzare un composto Thread-lock per bloccare i primi due giunti. Riempire il casing ogni giunto.

In scarpa 20" circolare intero volume casing. Continuare discesa in open hole.

Montare il **Mudline Casing Hanger 13 3/8" + Running/Tieback tool** in modo da arrivare con casing al fondo quando l'hanger poggia sulla Mudline suspension.

Al fondo montare la testina di circolazione e circolare fino a pulizia foro, o almeno tutto il volume foro + intercapedine. Smontare la testina di circolazione e montare la testa di cementazione.

Cementare la colonna con risalita cemento a 300 m secondo il paragrafo specifico. (Se necessario, spiazzare con acqua di mare).

Contatto tappi a circa 1500 psi in più della pressione differenziale a fine piazzamento. (non superare in ogni caso l' 80% della resistenza del casing a squarcamento).

Aprire i "ports" della Mudline Suspension e lavare con acqua di mare fino a fondo mare. Richiudere i ports.


W.O.C., da calcolare in funzione del tipo di cemento usato (verificare i campioni in superficie), con BOP chiusi

Smontare testa di cementazione.

Allestire la testa pozzo secondo specifiche.

Smontare BOP Stack 20"3/4 e montare il BOP Stack 13 5/8".

Eseguire i test BOP come da procedure aziendali.

	PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: ELSA 2	PAG 36 DI 88		
		AGGIORNAMENTI:		
		0		

Ripetere il Test BOP, con le medesime modalità, max ogni 21 giorni.

4.1.5 FASE 12 1/4" PER CASING 9 5/8"- 53.5# A 3420 M MD

Fango previsto FW-HP a d = 1.22-1.53 Kg/l. Gradiente dei pori max= 1.47 kg/cm²/10m. Gradiente fratturazione sotto scarpa precedente =1.772 kg/cm²/10m (teorico).

Assemblare le DP 5" necessarie per la fase.

Fresare collare e parte del cemento, effettuare il pressure test del casing a 334 kg/cm² per 10 minuti, fresare cemento e scarpa, pulire il rat hole, perforare 3 o 4 m, ritirare bit in scarpa, circolare ed uniformare il peso del fango ed eseguire un LOT (Leak Off Test) oppure un FIT (Formation Integrity Test) a 1.8 EMW.

Durante la perforazione della fase, eseguire prove di verticalità almeno ogni 150 m.

Riprendere la perforazione mantenendo dei parametri ridotti per i primi 30/40 metri.

Perforare in verticale fino alla TD programmata utilizzando una batteria (BHA) con attrezzatura per il controllo automatico della verticalità (tipo PowerV, Vertitrac[®], ecc.) per far sì che il foro venga perforato in verticale.

E' previsto l'acquisizione di Logs While Drilling (LWD) come da programma geologico.

Al fondo circolare fino a completa pulizia foro e condizionare il fango in previsione del tubaggio; valutare se necessario eseguire una manovra di controllo foro.

Registrare Logs elettrici come da programma geologico.

Registrare il CBL-VDL-CCL-GR della colonna precedente (13 3/8") dalla scarpa fino ad almeno 300 m sopra il top cemento reale.

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

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. Preparare il **"Mudline Casing Hanger 9 5/8" + Running/Tieback tool**.

Discendere casing 9"5/8 - L80- 53.5# - Premium Connection (usando PDC drillable floating equipment, tappi non rotating e PDC drillable) ed eseguire prova di circolazione iniziale dopo 5-6 giunti ed una a 2100 m (quota scarpa Csg 13"3/8) con portate crescenti per verificare il funzionamento e le perdite di carico dovute a scarpa e collare. Riempire il csg ogni giunto.

Montare il **Mudline Casing Hanger 9 5/8" + Running/Tieback tool** in modo da arrivare con casing al fondo quando l'hanger poggia sulla Mudline suspension.


Con csg al fondo circolare fino a completa pulizia foro, o almeno l'intero volume foro; 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 fratturazione.

Cementare il casing con risalita malta a 1700 m.

Contatto tappi a circa 1500 psi in più della pressione differenziale a fine piazzamento. (non superare in ogni caso l' 80% della resistenza a squarciamento del casing).

W.O.C., da calcolare in funzione del tipo di cemento usato (verificare i campioni in superficie), con BOP chiusi

Ultimata la cementazione procedere come segue :

	PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: ELSA 2	PAG 37 DI 88			
		AGGIORNAMENTI:			
		0			

Allestire la testa pozzo secondo specifiche.

Smontare BOP Stack 20"3/4 e montare il BOP Stack 13 5/8".

Eeguire i test BOP come da procedure aziendali.

Ripetere il Test BOP, con le medesime modalità, ogni 21 giorni max.

	PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: ELSA 2	PAG 38 DI 88			
		AGGIORNAMENTI:			
		0			

4.1.6 FASE 8"1/2 PER LINER 7" – 29# A M 4526 MD (4500 TVD)

Per ciò che concerne scalpelli, parametri, batterie di perforazione, idraulica, fango e modalità di cementazione, si rimanda ai paragrafi specifici.

Fango previsto FW-GE-PO a d= 1.10-1.13 Kg/l. Gradiente dei pori max= 1.035 kg/cm²/10m. Gradiente di fratturazione sotto scarpa da 9"5/8 = 1.838 kg/cm²/10m (teorico).

La perforazione del foro verrà condotta con batteria di deviazione da 8"1/2. Si prevede di utilizzare una BHA con RSS (Rotary Steerable System) e LWD.

Assemblare le DP 5" necessarie per la fase.

Assemblare e discendere BHA, fresare collare e cemento.

Sostituire fango in pozzo con fango leggero, circolare ed uniformare il peso del fango..

Prima di fresare la scarpa effettuare il test del casing a 393 kg/cm² * 10 minuti (con fango a 1.126 sg).

Fresare scarpa, pulire il rat hole e riprendere la perforazione della fase 8 1/2".

Il KOP è previsto a m 3430.

Seguendo il programma di deviazione, avanzare fino alla TD prevista di 4500 m TVD (4526 m MD) Rilevare l'inclinazione (MWD) massimo ogni 30 metri.

E' previsto l'acquisizione di Logs While Drilling (LWD) come da programma geologico.

Per riconoscere il top del reservoir, prevedere l'utilizzo di attrezzatura per determinare la distanza dal reservoir stesso, basato sulla registrazione della resistività avanti al bit (es. Periscope).

Durante questa fase non si escludono assorbimenti.

Al fondo, eseguire una manovra di controllo foro, circolare fino a completa pulizia foro e condizionare il fango in previsione del tubaggio.

Registrare Logs elettrici come da programma geologico.

Registrare il CBL-VDL-CCL-GR della colonna precedente (9 5/8") dalla scarpa fino ad almeno 300 m sopra il top cemento reale

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

Recuperare la camicia d'usura.

Assemblare il Liner Assembly e posizionarlo sulla rastrelliera.

Discendere la Scarpa, un giunto di casing, Float Collar, un giunto di casing, Ball Catcher Sub, un giunto di casing, LFC Landing Collar. Controllare il float equipment per verificare l'efficienza delle valvole.

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


Riprendere la discesa con DP 5" fino a raggiungere la quota di tubaggio prevista (Scarpa a 4526 m MD (4500 m TVD) Top Liner a 3270 m MD PTR- circa 150 m dentro la scarpa casing 9"5/8).

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

Eseguire la cementazione come previsto al paragrafo specifico.

A fine cementazione eseguire il fissaggio PKR Top Liner.


Sollevarre il Setting Tool e circolare inversamente per pulire la testa Liner.

	PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: ELSA 2	PAG 39 DI 88			
		AGGIORNAMENTI:			
		0			

Estarre il Setting Tool.

Eeguire i test BOP come da procedure aziendali.

Ripetere il Test BOP, con le medesime modalità, ogni 21 giorni max.

	PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: ELSA 2	PAG 40 DI 88			
		AGGIORNAMENTI:			
		0			

4.1.7 FASE 6" A M 4733 MD (4700 TVD)

Fango previsto FW-DIF a d= 1.04-1.08 Kg/l. Gradiente dei pori max= 1.031 kg/cm²/10m. Gradiente di fratturazione sotto scarpa da 7" = 1.896 kg/cm²/10m (teorico).

La perforazione del foro verrà condotta con batteria di deviazione da 6" Si prevede di utilizzare una BHA con RSS (Rotary Steerable System) e LWD.

Assemblare le DP 31/2" necessarie per la fase.

Assemblare e discendere BHA con DP 3 ½ + 5"

Discendere dressing mill 6" (o scraper per PBR) fino a top liner, pulire il PBR circolare ed estrarre

Discendere nuova BHA con bit 6" fino a top liner, fresare Flapper Valve e pulire l'interno del Liner 7", fresare collare e cemento. Prima di fresare la scarpa effettuare il test del casing a 378 kg/cm² * 10 minuti (con fango a 1.126 sg).

Alleggerire fango adeguandolo al gradiente della formazione (MW previsto =1.08 kg/l o in funzione di eventuali assorbimenti).

Fresare la scarpa, pulire rat-hole, riprendere la perforazione e, seguendo il progetto di deviazione, avanzare fino alla profondità totale prevista di m 4700 TVD (4733 m MD).

E' previsto l'utilizzo di un fango FW-DIF (Drill-in fluid) specifico per prevenire e curare eventuali assorbimenti.

Rilevare l'inclinazione (MWD) ogni 30 m o a secondo della necessità dovuto all'andamento della deviazione.

E' previsto l'acquisizione di Logs While Drilling (LWD) come da programma geologico.

Valutare la necessità di eseguire una manovra di controllo foro.


Registrare i Logs Elettrici come da Programma Geologico.

Registrare il CBL-VDL-CCL-GR del liner precedente (7").

A secondo del risultato dei logs elettrici, per il proseguimento del pozzo possono verificarsi due ipotesi:

- Well testing
- Abbandono pozzo.


Di seguito i programmi di massima.

	PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: ELSA 2	PAG 41 DI 88			
		AGGIORNAMENTI:			
		0			

4.1.8 WELL TESTING

Se i dati acquisiti durante la perforazione (manifestazioni) e dai logs indicheranno la possibilità di una mineralizzazione, si prevede di eseguire un test, anche di lunga durata, mirata a confermare i dati acquisiti ed a definire la potenzialità del reservoir.

Per il testing verrà disceso un completamento provvisorio (con packer, valvole di chiusura, tubing, pompa ESP) che in caso di accertata mineralizzazione verrà parzialmente lasciato in pozzo. Infatti, verrà recuperato tutta la parte alta lasciando in pozzo il packer ed il peduncolo di tubing sottostante compreso di una valvola per la chiusura interna del tubing stesso.

	PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: ELSA 2	PAG 42 DI 88			
		AGGIORNAMENTI:			
		0			

4.1.9 ABBANDONO POZZO

Le operazioni che saranno intraprese dopo aver raggiunto la profondità finale programmata variano a seconda che il pozzo, dopo le prove di produzione, risulti mineralizzato oppure sterile.

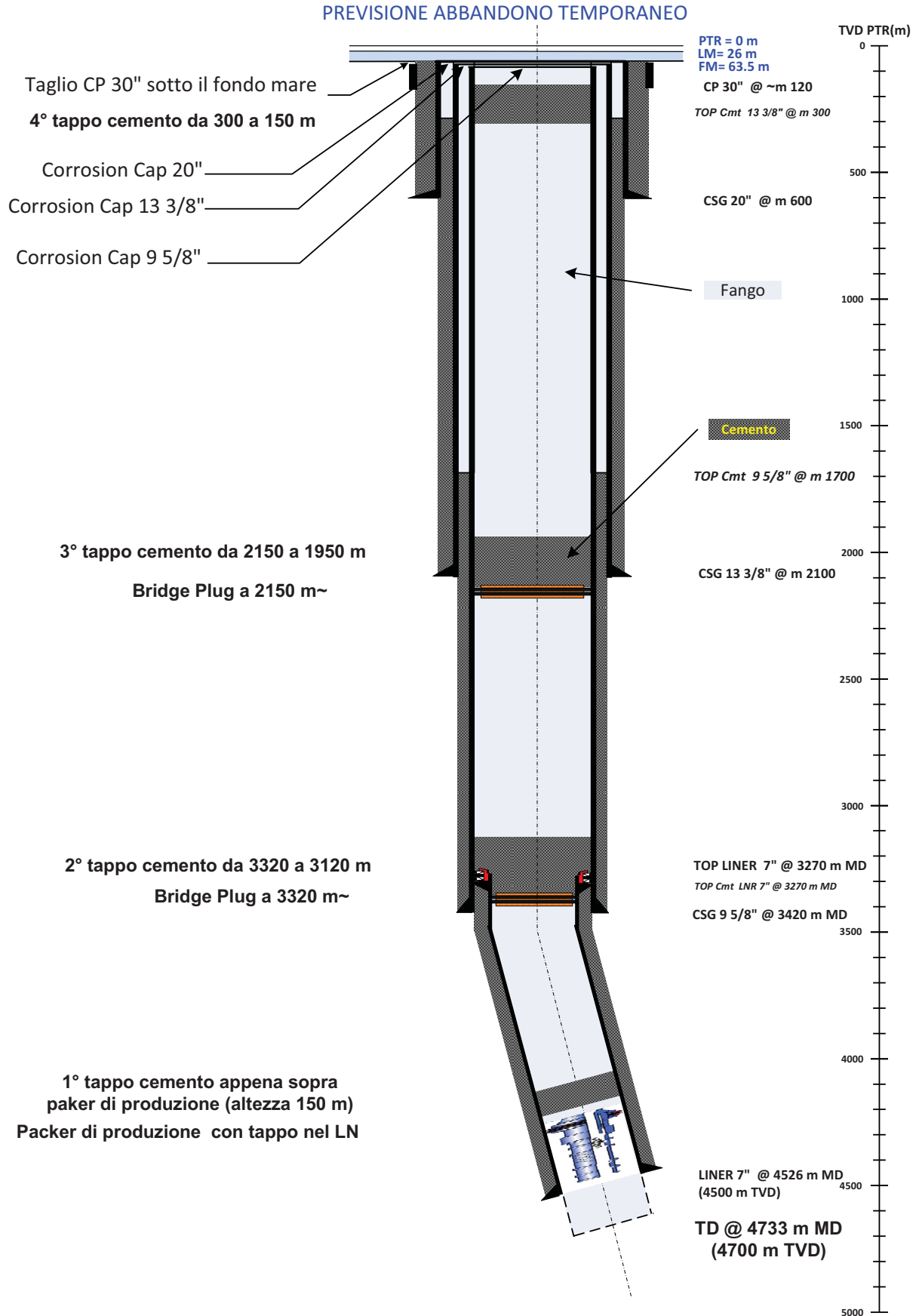
Nel caso le prove di produzione forniscano risultati positivi, si procederà con una chiusura temporanea del pozzo ("well suspension") previo completamento della sola parte di fondo pozzo); nel caso opposto si realizzerà la chiusura mineraria permanente del pozzo ("well abandonment")


4.1.9.1 ABBANDONO TEMPORANEO

In caso di accertamento minerario positivo si procederà con l'abbandono temporaneo. Verrà stilato un programma dettagliato di chiusura temporanea da sottoporre alle autorità per le necessarie autorizzazioni.

Le quote precise saranno definite dopo l'esecuzione delle prove di produzione. Indicativamente si prevede:

- Al fondo resterà il packer di produzione con un peduncolo di tubing, ed un tappo all'interno del tbg, che assicurano la chiusura, evitando l'ingresso di qualsiasi fluido.
- Esecuzione 1° tappo di cemento, di 150 m di altezza, sopra il packer di produzione
- Discesa e fissaggio di un Bridge Plug 7" a circa 3320 m
- Esecuzione 2° tappo di cemento da m 3320 a m 3120 circa.
- Discesa e fissaggio, di un Bridge Plug 9 5/8" a circa 2150 m
- Esecuzione 3° tappo di cemento da m 2150 a m 1950 circa
- Esecuzione 4° tappo di cemento da m 300 a m 150 circa
- Svincolo 9 5/8 Mudline Suspension Hanger e recupero csg 9 5/8" da fondo mare
- Installazione Corrosion Cap 9 5/8"
- Svincolo 13 3/8 Mudline Suspension Hanger e recupero csg 13 3/8" da fondo mare
- Installazione Corrosion Cap 13 3/8"
- Svincolo 20" Mudline Suspension Hanger e recupero csg 20" da fondo mare
- Installazione Corrosion Cap 20" con posizionamento di un trasponder per segnalazione della testa pozzo per successivo recupero
- Taglio e recupero CP 30", ~3 m al di sotto del livello del fondo mare, in modo da permettere il ripristino della superficie senza lasciare alcun impedimento per la pesca.



	PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: ELSA 2	PAG 44 DI 88		
		AGGIORNAMENTI:		
		0		

4.1.9.2 ABBANDONO DEFINITIVO

Nel caso di accertamento minerario negativo verrà definito, al termine della registrazione dei logs e sulla base della definizione dei livelli porosi da isolare, un programma dettagliato di chiusura mineraria da sottoporre alle autorità per le necessarie autorizzazioni.

Le quote precise saranno quindi definite dopo la registrazione dei logs elettrici e dei controlli delle cementazioni.

In linea di massima si prevede:

- Esecuzione di due tappi di cemento, il 1° da F.P. a m 4600 circa, ed il 2° da 4600 m a 4475 m circa, a copertura di tutto l'open hole fino a circa 50 m entro la scarpa da 7".
- Discesa e fissaggio di un Bridge Plug 7" a circa 3320 m
- Esecuzione 3° tappo di cemento da m 3320 a m 3120 circa, a copertura della testa liner 7"
- Discesa, fissaggio, e test, di un Bridge Plug 9 5/8" a circa 2200m
- Esecuzione 4° tappo di cemento da m 2200 a m 2000 circa con verifica meccanica e idraulica
- Taglio Csg 9 5/8" a m 800 e recupero (compreso MLS hanger).
- Esecuzione 4° tappo di cemento da m 900 a m 700 circa con verifica meccanica e idraulica.
- Discesa, fissaggio, e test, di un Bridge Plug 13 3/8" a circa 650m
- Esecuzione 6° tappo di cemento da 650 a 450 m circa
- Taglio Csg 13 3/8" a m 250 e recupero compreso MLS hanger.
- Esecuzione 7° Tappo di cemento superficiale da m 300 a m 100 circa con verifica meccanica e idraulica.
- Taglio e recupero csg 20" e 30" sotto **la mudline suspension** (almeno 3-4 m al di sotto del livello del fondo mare) permettendo il ripristino della superficie senza lasciare alcun impedimento per la pesca.

Previsione Chiusura Mineraria

Taglio e recupero csg 20"e CP 30"
sotto il fondo mare
7° tappo da 300 a 100 m

Taglio e recupero csg 13 3/8" a 250 m

6° tappo da 650 a 450 m

Bridge Plug a 650 m

5° tappo da 900 a 700 m

Taglio e recupero csg 9 5/8" a 800 m

4° tappo da 2200 a 2000 m

Bridge Plug a 2200 m

3° tappo da 3320 a 3120 m

Bridge Plug a 3320 m

2° tappo da 4600 a 4475 m

1° tappo da 4733 a 4600 m

PTR = 0 m
LM= 26 m
FM= 63.5 m

CP 30" @ ~m 120

TOP Cmt 13 3/8" @ m 300

CSG 20" @ m 600

Cemento

Fango

TOP Cmt 9 5/8" @ m 1700

CSG 13 3/8" @ m 2100

TOP LINER 7" @ 3270 m MD

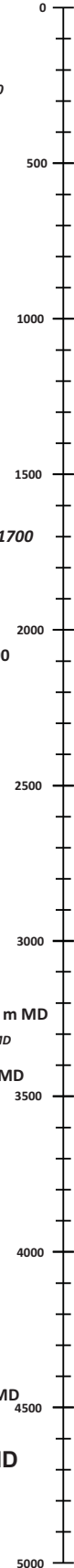
TOP Cmt LNR 7" @ 3270 m MD


CSG 9 5/8" @ 3420 m MD

LINER 7" @ 4526 m MD
(4500 m TVD)

TD @ 4733 m MD
(4700 m TVD)

TVD PTR(m)



	PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: ELSA 2	PAG 46 DI 88			
		AGGIORNAMENTI:			
		0			

4.2 PROGETTAZIONE DEL POZZO

4.2.1 PREVISIONE DEI GRADIENTI DI PRESSIONE E TEMPERATURA

Le previsioni sullo sviluppo dei gradienti e delle temperature sono state ricavate dai dati disponibili (profilo pozzo) relativi al vicino pozzo Elsa 1, perforato nel 1992, distante circa 200 m a SW.

Gradiente Interstiziale

Dall'analisi dei dati si prevede un gradiente interstiziale su valori normali idrostatici durante l'attraversamento delle Argille del Santerno e della Carassai sino alla profondità di circa 2450 m.

Successivamente, nelle sottostanti Argille del Santerno si ipotizza lo sviluppo di una sovrappressione che si prevede possa raggiungere un gradiente di ~1.47 atm/10m da 2900 a 3070 m circa TVD (Nel vicino pozzo Elsa 1, il peso del fango massimo utilizzato è stato di 1.47 kg/l. nell'intervallo 3241- 3300 m.) Dal top della Gessosa Solfifera inizia una diminuzione del gradiente per tornare a livelli \pm idrostatici al top dello Schlier (~3150 m TVD PTR).

Da tale profondità si ipotizza un gradiente \pm normale fino a TD.

All'interno della zona mineralizzata si prevedono assorbimenti anche rilevanti.

Si raccomanda di seguire attentamente lo sviluppo delle sovrappressioni con i vari metodi "while drilling" (es. incremento **BGG**, **PCG**, **torsione**, **Sigmalog**, ecc.) in modo da anticipare eventuali problematiche dovute allo sviluppo dei gradienti.

Gradiente di Overburden

E' stato ricavato in base ai dati disponibili dei pozzi perforati nell'area.

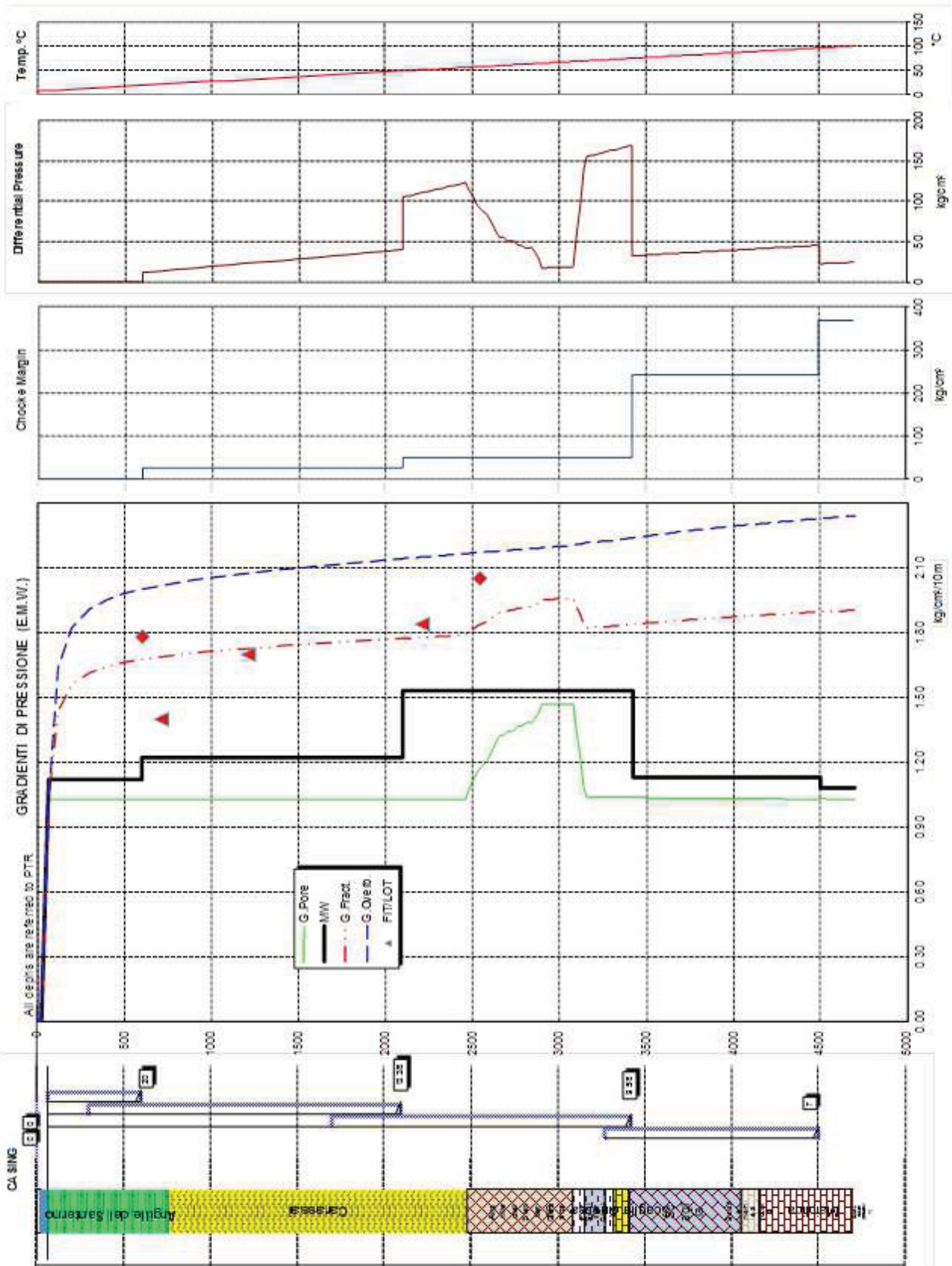
Gradiente di Fratturazione


E' stato calcolato, per tutto il profilo del pozzo, in base alla relazione:

$$G_f = 0.667(G_{ov}-G_p)+G_p$$


Gradiente di Temperatura:

In base ai dati del vicino pozzo di riferimento si ipotizza un gradiente di circa 2°/100m.




	PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: ELSA 2	PAG 48 DI 88		
		AGGIORNAMENTI:		
		0		


TVD m	G.Pore kg/cm ² /10m	G.Mud kg/l	G.Overb kg/cm ² /10m	G.Fracture kg/cm ² /10m	Chocke Margin kg/cm ²	Diff. Press. kg/cm ²	Temp. °C	TVD ssl m
0.00	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	0.00	7.0	-26.0
26.00	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00	0.00	7.5	0.0
63.50	1.030	1.120	1.025	1.027	0.00	0.00	8.3	37.5
120.00	1.030	1.120	1.636	1.434	0.00	0.00	9.4	94.0
200.00	1.030	1.120	1.823	1.559	0.00	0.00	11.0	174.0
300.00	1.030	1.120	1.907	1.615	0.00	0.00	13.0	274.0
400.00	1.030	1.120	1.951	1.644	0.00	0.00	15.0	374.0
500.00	1.030	1.120	1.979	1.663	0.00	0.00	17.0	474.0
600.00	1.030	1.120	1.999	1.677	0.00	0.00	19.0	574.0
600.10	1.030	1.220	1.999	1.677	27.40	11.40	19.0	574.1
700.00	1.030	1.220	2.016	1.688	27.40	13.30	21.0	674.0
800.00	1.030	1.220	2.030	1.697	27.40	15.20	23.0	774.0
900.00	1.030	1.220	2.042	1.705	27.40	17.10	25.0	874.0
1000.00	1.030	1.220	2.053	1.712	27.40	19.00	27.0	974.0
1100.00	1.030	1.220	2.063	1.719	27.40	20.90	29.0	1074.0
1200.00	1.030	1.220	2.073	1.725	27.40	22.80	31.0	1174.0
1300.00	1.030	1.220	2.081	1.731	27.40	24.70	33.0	1274.0
1400.00	1.030	1.220	2.090	1.737	27.40	26.60	35.0	1374.0
1500.00	1.030	1.220	2.098	1.742	27.40	28.50	37.0	1474.0
1600.00	1.030	1.220	2.106	1.748	27.40	30.40	39.0	1574.0
1700.00	1.030	1.220	2.113	1.753	27.40	32.30	41.0	1674.0
1800.00	1.030	1.220	2.121	1.758	27.40	34.20	43.0	1774.0
1900.00	1.030	1.220	2.128	1.762	27.40	36.10	45.0	1874.0
2000.00	1.030	1.220	2.135	1.767	27.40	38.00	47.0	1974.0
2100.00	1.030	1.220	2.142	1.772	27.40	39.90	49.0	2074.0
2100.10	1.030	1.530	2.142	1.772	50.72	105.01	49.0	2074.1
2120.00	1.030	1.530	2.143	1.772	50.72	106.00	49.4	2094.0
2140.00	1.030	1.530	2.144	1.773	50.72	107.00	49.8	2114.0
2160.00	1.030	1.530	2.146	1.774	50.72	108.00	50.2	2134.0
2180.00	1.030	1.530	2.147	1.775	50.72	109.00	50.6	2154.0
2200.00	1.030	1.530	2.148	1.776	50.72	110.00	51.0	2174.0
2220.00	1.030	1.530	2.150	1.777	50.72	111.00	51.4	2194.0
2240.00	1.030	1.530	2.151	1.778	50.72	112.00	51.8	2214.0
2260.00	1.030	1.530	2.152	1.779	50.72	113.00	52.2	2234.0
2280.00	1.030	1.530	2.154	1.779	50.72	114.00	52.6	2254.0
2300.00	1.030	1.530	2.155	1.780	50.72	115.00	53.0	2274.0
2320.00	1.030	1.530	2.156	1.781	50.72	116.00	53.4	2294.0
2340.00	1.030	1.530	2.157	1.782	50.72	117.00	53.8	2314.0
2360.00	1.030	1.530	2.159	1.783	50.72	118.00	54.2	2334.0
2380.00	1.030	1.530	2.160	1.784	50.72	119.00	54.6	2354.0

	PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: ELSA 2					PAG 49 DI 88		
						AGGIORNAMENTI:		
	0							


2400.00	1.030	1.530	2.161	1.785	50.72	120.00	55.0	2374.0
2420.00	1.030	1.530	2.163	1.785	50.72	121.00	55.4	2394.0
2440.00	1.030	1.530	2.164	1.786	50.72	122.00	55.8	2414.0
2460.00	1.030	1.530	2.165	1.787	50.72	122.99	56.2	2434.0
2480.00	1.069	1.530	2.166	1.801	50.72	114.22	56.6	2454.0
2500.00	1.103	1.530	2.168	1.813	50.72	106.75	57.0	2474.0
2520.00	1.144	1.530	2.169	1.827	50.72	97.39	57.4	2494.0
2540.00	1.168	1.530	2.170	1.837	50.72	91.84	57.8	2514.0
2560.00	1.185	1.530	2.171	1.843	50.72	88.40	58.2	2534.0
2580.00	1.203	1.530	2.173	1.850	50.72	84.33	58.6	2554.0
2600.00	1.229	1.530	2.174	1.859	50.72	78.22	59.0	2574.0
2620.00	1.261	1.530	2.175	1.871	50.72	70.38	59.4	2594.0
2640.00	1.303	1.530	2.176	1.886	50.72	59.90	59.8	2614.0
2660.00	1.324	1.530	2.178	1.893	50.72	54.73	60.2	2634.0
2680.00	1.324	1.530	2.179	1.894	50.72	55.21	60.6	2654.0
2700.00	1.342	1.530	2.180	1.901	50.72	50.82	61.0	2674.0
2720.00	1.344	1.530	2.181	1.902	50.72	50.51	61.4	2694.0
2740.00	1.347	1.530	2.182	1.904	50.72	50.17	61.8	2714.0
2760.00	1.366	1.530	2.184	1.911	50.72	45.36	62.2	2734.0
2780.00	1.367	1.530	2.185	1.912	50.72	45.31	62.6	2754.0
2800.00	1.376	1.530	2.186	1.916	50.72	43.20	63.0	2774.0
2820.00	1.384	1.530	2.187	1.920	50.72	41.25	63.4	2794.0
2840.00	1.380	1.530	2.188	1.919	50.72	42.53	63.8	2814.0
2860.00	1.400	1.530	2.190	1.926	50.72	37.30	64.2	2834.0
2880.00	1.430	1.530	2.191	1.937	50.72	28.93	64.6	2854.0
2898.00	1.470	1.530	2.192	1.951	50.72	17.39	65.0	2872.0
2900.00	1.470	1.530	2.192	1.951	50.72	17.40	65.0	2874.0
2920.00	1.470	1.530	2.193	1.952	50.72	17.52	65.4	2894.0
2940.00	1.470	1.530	2.194	1.953	50.72	17.64	65.8	2914.0
2960.00	1.470	1.530	2.195	1.954	50.72	17.76	66.2	2934.0
2980.00	1.470	1.530	2.197	1.955	50.72	17.88	66.6	2954.0
3000.00	1.470	1.530	2.198	1.955	50.72	18.00	67.0	2974.0
3020.00	1.470	1.530	2.199	1.956	50.72	18.12	67.4	2994.0
3040.00	1.470	1.530	2.200	1.957	50.72	18.24	67.8	3014.0
3060.00	1.470	1.530	2.201	1.958	50.72	18.36	68.2	3034.0
3073.00	1.470	1.530	2.202	1.958	50.72	18.57	68.5	3047.0
3080.00	1.466	1.530	2.202	1.957	50.72	19.68	68.6	3054.0
3100.00	1.346	1.530	2.206	1.920	50.72	57.09	69.0	3074.0
3120.00	1.214	1.530	2.210	1.878	50.72	98.73	69.4	3094.0
3140.00	1.083	1.530	2.214	1.837	50.72	140.36	69.8	3114.0
3160.00	1.038	1.530	2.216	1.824	50.72	155.61	70.2	3134.0
3180.00	1.037	1.530	2.217	1.824	50.72	156.66	70.6	3154.0
3200.00	1.037	1.530	2.218	1.825	50.72	157.70	71.0	3174.0

	PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: ELSA 2					PAG 50 DI 88		
						AGGIORNAMENTI:		
	0							

3220.00	1.037	1.530	2.219	1.826	50.72	158.74	71.4	3194.0
3240.00	1.037	1.530	2.220	1.826	50.72	159.78	71.8	3214.0
3260.00	1.037	1.530	2.222	1.827	50.72	160.82	72.2	3234.0
3280.00	1.037	1.530	2.223	1.828	50.72	161.86	72.6	3254.0
3300.00	1.036	1.530	2.224	1.829	50.72	162.91	73.0	3274.0
3320.00	1.036	1.530	2.226	1.830	50.72	163.95	73.4	3294.0
3340.00	1.036	1.530	2.229	1.831	50.72	164.99	73.8	3314.0
3360.00	1.036	1.530	2.231	1.833	50.72	166.03	74.2	3334.0
3380.00	1.036	1.530	2.233	1.835	50.72	167.07	74.6	3354.0
3400.00	1.036	1.530	2.236	1.836	50.72	168.12	75.0	3374.0
3420.00	1.035	1.530	2.238	1.838	50.72	169.16	75.4	3394.0
3420.10	1.035	1.130	2.238	1.838	241.99	32.36	75.4	3394.1
3440.00	1.035	1.130	2.240	1.839	241.99	32.60	75.8	3414.0
3460.00	1.035	1.130	2.242	1.840	241.99	32.84	76.2	3434.0
3480.00	1.035	1.130	2.245	1.842	241.99	33.08	76.6	3454.0
3500.00	1.035	1.130	2.247	1.843	241.99	33.32	77.0	3474.0
3520.00	1.035	1.130	2.249	1.844	241.99	33.57	77.4	3494.0
3540.00	1.034	1.130	2.251	1.846	241.99	33.81	77.8	3514.0
3560.00	1.034	1.130	2.253	1.847	241.99	34.05	78.2	3534.0
3580.00	1.034	1.130	2.255	1.848	241.99	34.29	78.6	3554.0
3600.00	1.034	1.130	2.257	1.850	241.99	34.53	79.0	3574.0
3620.00	1.034	1.130	2.259	1.851	241.99	34.78	79.4	3594.0
3640.00	1.034	1.130	2.261	1.852	241.99	35.02	79.8	3614.0
3660.00	1.034	1.130	2.263	1.854	241.99	35.26	80.2	3634.0
3680.00	1.034	1.130	2.265	1.855	241.99	35.50	80.6	3654.0
3700.00	1.033	1.130	2.267	1.856	241.99	35.74	81.0	3674.0
3720.00	1.033	1.130	2.269	1.857	241.99	35.98	81.4	3694.0
3740.00	1.033	1.130	2.270	1.858	241.99	36.23	81.8	3714.0
3760.00	1.033	1.130	2.272	1.860	241.99	36.47	82.2	3734.0
3780.00	1.033	1.130	2.274	1.861	241.99	36.71	82.6	3754.0
3800.00	1.033	1.130	2.276	1.862	241.99	36.95	83.0	3774.0
3820.00	1.033	1.130	2.278	1.863	241.99	37.19	83.4	3794.0
3840.00	1.033	1.130	2.279	1.864	241.99	37.43	83.8	3814.0
3860.00	1.032	1.130	2.281	1.865	241.99	37.68	84.2	3834.0
3880.00	1.032	1.130	2.283	1.866	241.99	37.92	84.6	3854.0
3900.00	1.032	1.130	2.285	1.868	241.99	38.16	85.0	3874.0
3920.00	1.032	1.130	2.286	1.869	241.99	38.40	85.4	3894.0
3940.00	1.032	1.130	2.288	1.870	241.99	38.64	85.8	3914.0
3960.00	1.032	1.130	2.290	1.871	241.99	38.88	86.2	3934.0
3980.00	1.032	1.130	2.291	1.872	241.99	39.13	86.6	3954.0
4000.00	1.032	1.130	2.293	1.873	241.99	39.37	87.0	3974.0
4020.00	1.031	1.130	2.295	1.874	241.99	39.61	87.4	3994.0
4040.00	1.031	1.130	2.296	1.875	241.99	39.85	87.8	4014.0

	PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: ELSA 2					PAG 51 DI 88		
						AGGIORNAMENTI:		
	0							

4060.00	1.031	1.130	2.298	1.876	241.99	40.09	88.2	4034.0
4080.00	1.031	1.130	2.299	1.877	241.99	40.34	88.6	4054.0
4100.00	1.031	1.130	2.300	1.878	241.99	40.58	89.0	4074.0
4120.00	1.031	1.130	2.301	1.878	241.99	40.82	89.4	4094.0
4140.00	1.031	1.130	2.303	1.879	241.99	41.06	89.8	4114.0
4160.00	1.031	1.130	2.304	1.880	241.99	41.30	90.2	4134.0
4180.00	1.031	1.130	2.305	1.881	241.99	41.54	90.6	4154.0
4200.00	1.031	1.130	2.307	1.882	241.99	41.79	91.0	4174.0
4220.00	1.030	1.130	2.308	1.883	241.99	42.03	91.4	4194.0
4240.00	1.030	1.130	2.310	1.884	241.99	42.27	91.8	4214.0
4260.00	1.030	1.130	2.311	1.885	241.99	42.51	92.2	4234.0
4280.00	1.030	1.130	2.313	1.886	241.99	42.75	92.6	4254.0
4300.00	1.030	1.130	2.314	1.886	241.99	42.99	93.0	4274.0
4320.00	1.030	1.130	2.315	1.887	241.99	43.24	93.4	4294.0
4340.00	1.030	1.130	2.317	1.888	241.99	43.48	93.8	4314.0
4360.00	1.030	1.130	2.318	1.889	241.99	43.72	94.2	4334.0
4380.00	1.030	1.130	2.319	1.890	241.99	43.96	94.6	4354.0
4400.00	1.030	1.130	2.321	1.891	241.99	44.20	95.0	4374.0
4420.00	1.029	1.130	2.322	1.892	241.99	44.44	95.4	4394.0
4440.00	1.029	1.130	2.323	1.893	241.99	44.69	95.8	4414.0
4460.00	1.029	1.130	2.325	1.893	241.99	44.93	96.2	4434.0
4480.00	1.029	1.130	2.326	1.894	241.99	45.17	96.6	4454.0
4500.00	1.031	1.130	2.327	1.896	241.99	44.55	97.0	4474.0
4500.10	1.031	1.080	2.327	1.896	367.04	22.05	97.0	4474.1
4520.00	1.030	1.080	2.329	1.896	367.04	22.42	97.4	4494.0
4540.00	1.030	1.080	2.330	1.897	367.04	22.78	97.8	4514.0
4560.00	1.029	1.080	2.331	1.898	367.04	23.15	98.2	4534.0
4580.00	1.029	1.080	2.332	1.898	367.04	23.48	98.6	4554.0
4600.00	1.029	1.080	2.334	1.899	367.04	23.62	99.0	4574.0
4620.00	1.029	1.080	2.335	1.900	367.04	23.76	99.4	4594.0
4640.00	1.028	1.080	2.336	1.901	367.04	23.90	99.8	4614.0
4660.00	1.028	1.080	2.337	1.901	367.04	24.04	100.2	4634.0
4680.00	1.028	1.080	2.338	1.902	367.04	24.18	100.6	4654.0
4700.00	1.028	1.080	2.339	1.903	367.04	24.33	101.0	4674.0

	PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: ELSA 2	PAG 52 DI 88		
		AGGIORNAMENTI:		
		0		

4.2.2 SCELTA DEI CASING POINT

La scelta dei casing point è stata facilitata dalla vicinanza del pozzo Elsa 1 (a circa 200m a SW), pertanto i casing intermedi sono stati previsti più o meno alle stesse profondità verticali.

- **Conductor Pipe 30" a circa 120 m MD**

Il CP che isolerà la parte inconsolidata superficiale, verrà battuto fino ad un rifiuto di 1-2 colpi/piede. Si prevede una infissione di circa 60 m. Sul CP verrà installato il Diverter.

- **Foro 26" per casing superficiale 20" a circa 600 m MD**

La scarpa del casing superficiale 20" sarà all'interno delle Argille del Santerno in modo da isolare le formazioni ± consolidate superficiali ed avere un sufficiente gradiente di fratturazione alla scarpa per perforare la fase successiva con un adeguato margine. Il casing sarà cementato fino a fondo mare utilizzando anche un "mudline suspension system" per permettere un eventuale successivo abbandono temporaneo. Sul casing 20" sarà installata la testa pozzo e il BOP stack.

- **Foro 17 1/2" per casing 13 3/8" a circa 2100 m MD**

La scarpa casing, dopo aver attraversato la restante parte delle Argille del Santerno, sarà fissata all'interno della formazione Carassai, prima dell'inizio dell'incremento di gradiente, in modo da avere un maggior margine alla choke.

Su questo casing verrà installato il BOP stack 13 5/8.

Il casing sarà cementato con risalita a circa 300 m (~300 m all'interno del casing precedente).

- **Foro 12 1/4" per casing 9 5/8" a circa 3420 m MD**

Il casing 9 5/8", di produzione, dovrà essere disceso, dopo aver attraversato la zona in sovrappressione, al top della Scaglia.

La fase è caratterizzata da un incremento del gradiente di formazione fino a valori di circa 1.47 kg/cm² e da un rientro fino a valori ±normali.


La definizione della profondità dove interrompere la perforazione e fissare la scarpa deve essere accurata in quanto, l'ingresso nella formazione Scaglia con un peso del fango alto potrebbe provocare assorbimenti.

Il casing sarà cementato fino a circa 1700 m (~400 m entro il casing precedente)


- **Foro 8 1/2" per Liner 7" a circa 4500 m TVD - 4526 m MD**

Il liner 7" dovrà essere sceso al top del reservoir, indicativamente a 4500 m TVD, nella parte basale della Formazione Maiolica (Cretacico inferiore-Giurassico superiore).

Per meglio definire la quota fissaggio si suggerisce di utilizzare un'attrezzatura Periscope per determinare, tramite la lettura della resistività avanti al bit, il passaggio formazionale.

	PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: ELSA 2	PAG 53 DI 88		
		AGGIORNAMENTI:		
		0		

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

	PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: ELSA 2	PAG 54 DI 88			
		AGGIORNAMENTI:			
		0			

4.2.3 CASING DESIGN

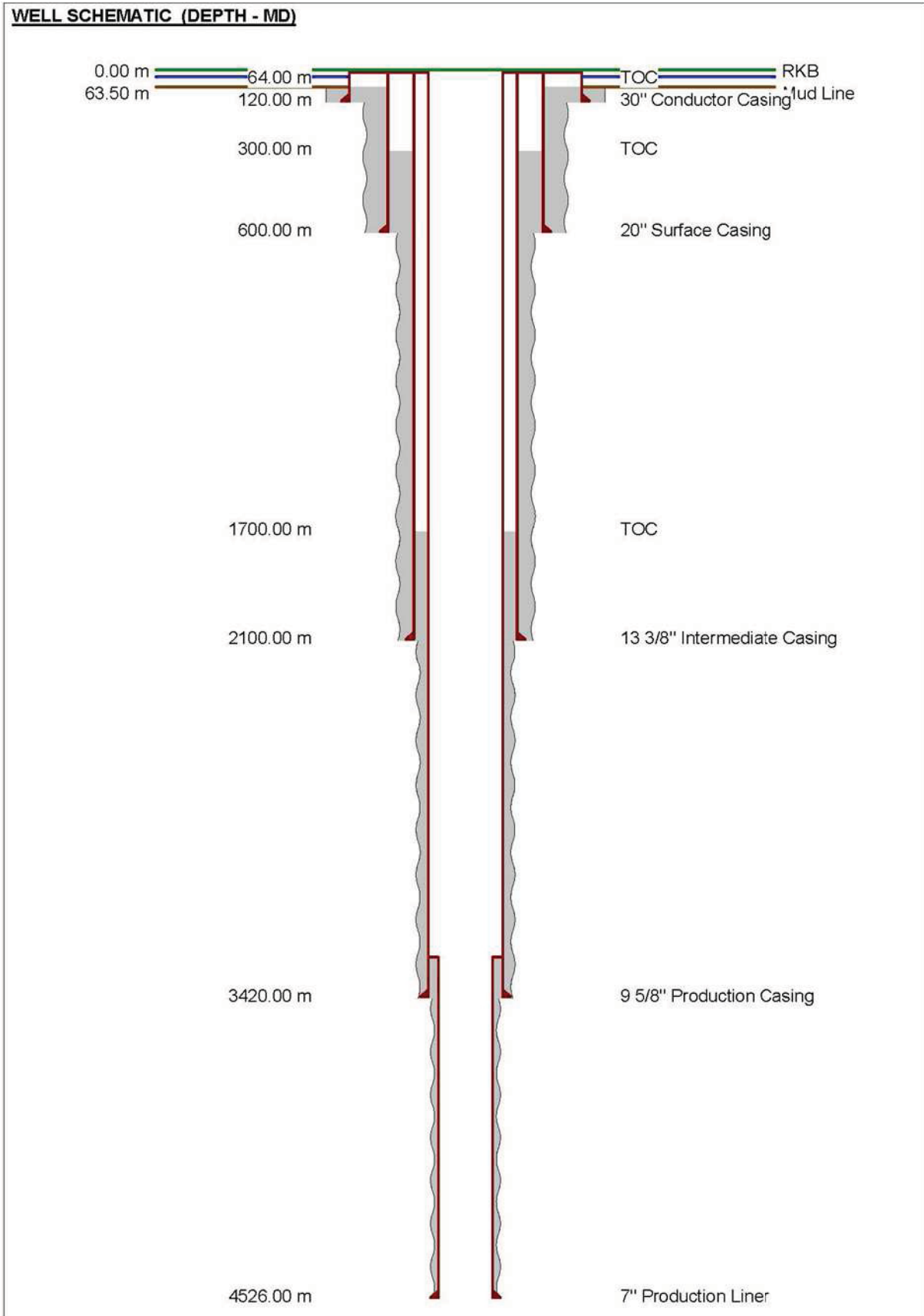
4.2.3.1 SOMMARIO COLONNE DI TUBAGGIO

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

Load Case	Surface and Intermediate Casings/Drilling Liners	Production Casing/ Liners	Tubing
Collapse	1.0	1.1	1.
Burst	1.1	1.25	1.2
Tension	1.6	1.6	1.
Compression	1.25	1.25	1.2
Tri-axial	1.25	1.25	1.2

<u>WELL SUMMARY</u>								
String	OD/Weight/Grade	Connection	MD Interval (m)	Drift Dia. (in)	Minimum Safety Factor (Abs)			
					Burst	Collapse	Axial	Triaxial
Conductor Casing 2.49	30", 460.884 kg/m, X-52	N/A	10.00-120.00	27.813	2.92	9.29	2.66	
Surface Casing 1.72	20", 158.489 kg/m, J-55	BTC, J-55	10.00-600.00	18.813	1.47 L	1.42	2.48 F	
Intermediate Casing 1.33	13 3/8", 107.148 kg/m, L-80	N/A	10.00-2100.00	12.250 A	1.11	1.38	2.33	
Production Casing 1.32	9 5/8", 79.617 kg/m, L-80	N/A	10.00-3420.00	8.500 A	1.28	2.15	1.84	
Production Liner 1.67	7", 43.157 kg/m, L-80	N/A	3270.00-4526.	6.059	1.40	1.31	2.90	

WELL SCHEMATIC (DEPTH - MD)



4.2.3.2 RISULTATI CASING DESIGN

Casing superficiale 20"

DESIGN PARAMETERS DATA (20" Surface Casing)	
Design Factor (Pipe) - Axial Tension:	1.600
Design Factor (Pipe) - Axial Compression:	1.250
Design Factor (Coupling) - Axial Tension:	1.600
Design Factor (Coupling) - Axial Compression:	1.250
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:	17.500 in
Single External Pressure Profile:	Yes
Temperature Deration:	No
Limit to Fracture at Shoe:	Yes
Buckling:	Yes
Use Burst Wall Thickness in Triaxial:	No

INITIAL CONDITIONS (20" Surface Casing)	
Mix-Water Density:	0.998 sg
Lead Slurry Density:	12.50 ppg
Tail Slurry Density:	15.80 ppg
Tail Slurry Length:	100.00 m
Displacement Fluid Density:	1.162 sg
Slackoff Force:	0.0 kgf
Temperatures:	Default
Vertical Depth (m)	Temperature (°C)
10.00 m	26.667 °C
26.00 m	26.667 °C
63.50 m	7.000 °C
600.00 m	17.730 °C

BURST LOADS DATA (20" Surface Casing)

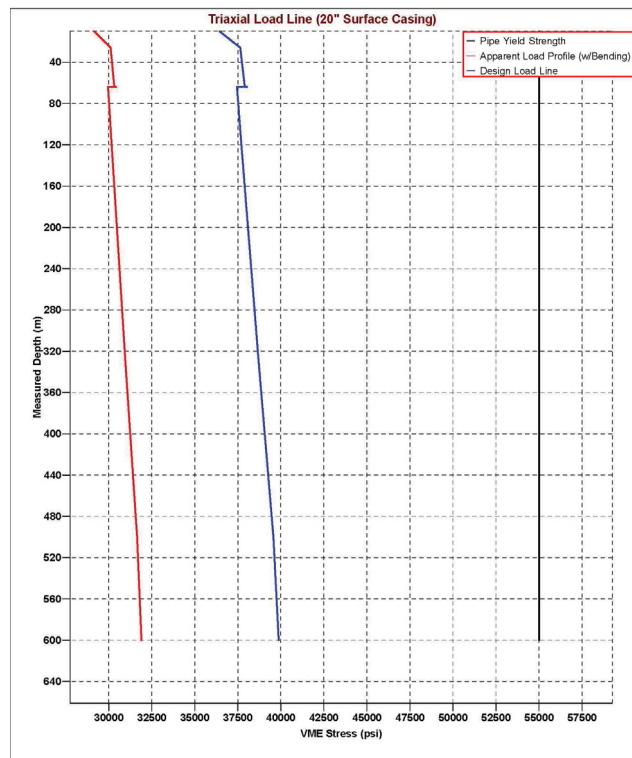
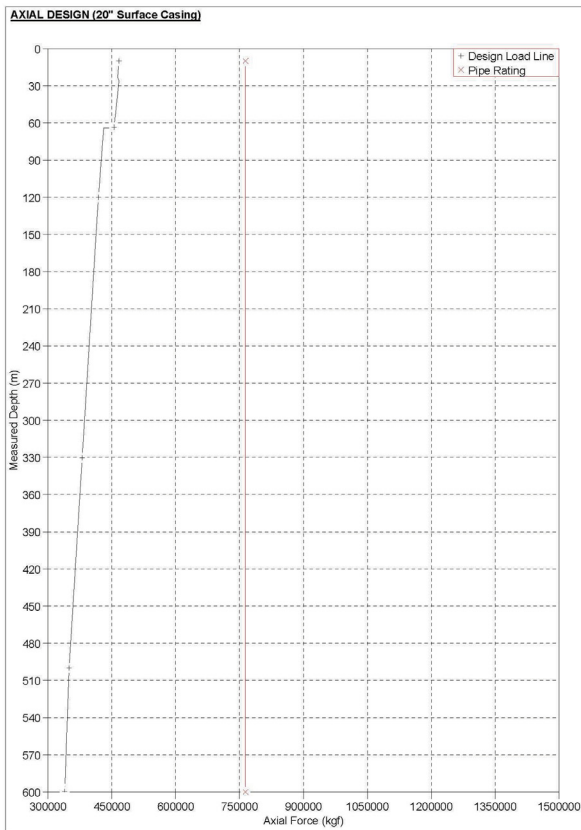
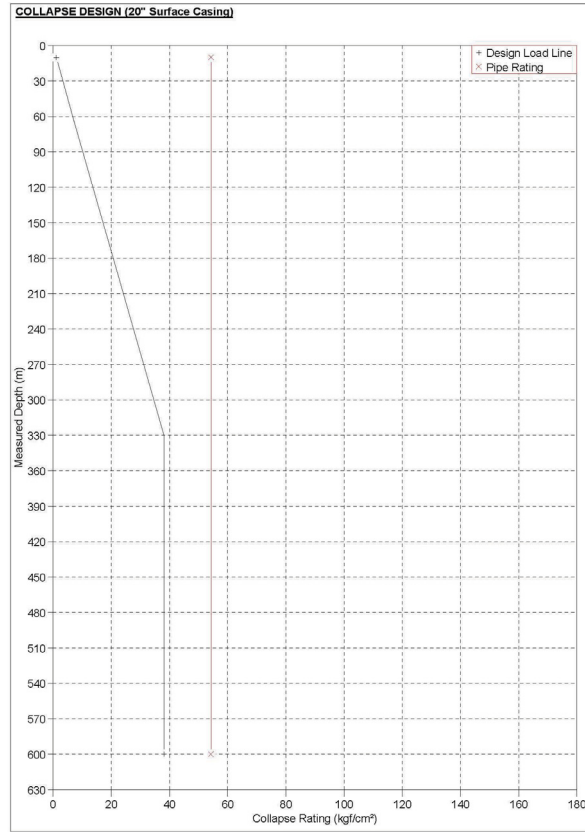
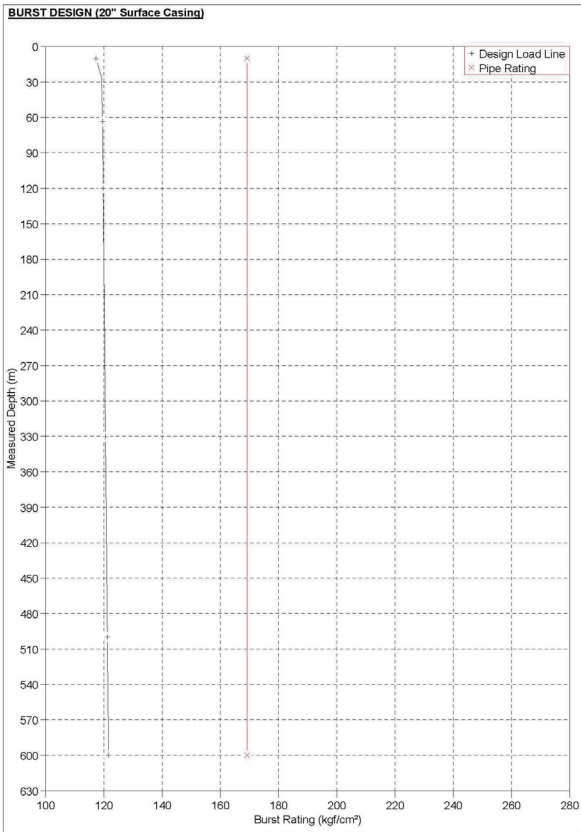
Drilling Load:	Displacement to Gas
Influx Depth, MD:	2100.00 m
Pore Pressure:	216.2996 kgf/cm ²
Gas Gradient:	0.1000 psi/ft
Fracture at Shoe (MD= 600.00 m):	100.5929 kgf/cm ²
Fracture Margin of Error:	0.000 sg
Gas/Mud Interface, MD:	0.00 m
Mud Weight:	1.220 sg
Assigned External Pressure:	Pore Pressure/Seawater Gradient
Pressure is Limited by Fracture Gradient at Shoe	
Drilling Load:	Gas Kick Profile
Influx Depth, MD:	2100.00 m
Kick Volume:	50.0 bbl
Kick Intensity:	0.060 sg
Maximum Mud Weight:	1.220 sg
Kick Gas Gravity:	0.70
Fracture at Shoe (MD= 600.00 m):	100.5929 kgf/cm ²
Fracture Margin of Error:	0.000 sg
Drill Pipe OD:	5.000 in
Collar OD:	
Collar Length:	
Assigned External Pressure:	Pore Pressure/Seawater Gradient
Drilling Load:	Pressure Test
Test Pressure:	105.4604 kgf/cm ²
Mud Weight:	1.114 sg
Assigned External Pressure:	Pore Pressure/Seawater Gradient
Drilling Load:	Drill Ahead (Burst)
Mud Line, MD:	63.50 m
Hanger Depth, MD:	10.00 m
TOC, MD:	64.00 m
Shoe Depth, MD:	600.00 m
MW next hole section:	1.220 sg
ECD:	0.036 sg
Assigned External Pressure:	Pore Pressure/Seawater Gradient
External Pressure:	Pore Pressure/Seawater Gradient
Top of Seawater:	26.00 m
Seawater Gradient:	1.031 sg
Pressure at Mudline:	3.8644 kgf/cm ²
Shoe Depth, MD:	600.00 m
Pore Pressure at Shoe:	61.7999 kgf/cm ²

COLLAPSE LOADS DATA (20" Surface Casing)

Drilling Load:	Cementing
Mud Weight at Shoe:	1.120 sg
TOC, MD:	64.00 m
Lead Slurry Density:	12.50 ppg
Tail Slurry Density:	15.80 ppg
Tail Slurry Length:	100.00 m
Displacement Fluid Density:	1.162 sg
Float Collar Depth, MD:	600.00 m
Assigned External Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)
Drilling Load:	Lost Returns with Mud Drop
Lost Returns Depth, MD:	2100.00 m
Pore Pressure at Lost Returns Depth:	216.2996 kgf/cm ²
Pore Pressure Gradient at Lost Returns Depth:	1.030 sg
Mud Weight:	1.222 sg
Mud Drop Level, MD:	330.28 m
Assigned External Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)
External Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)
TOC, MD:	64.00 m
Prior Shoe, MD:	120.00 m
Fluid Gradient Above TOC:	1.120 sg
Fluid Gradient Below TOC:	1.162 sg
Pore Pressure In Open Hole Below TOC:	No

AXIAL LOADS DATA (20" Surface Casing)

Running in Hole - Avg. Speed:	0.61 m/s
Overpull Force:	45359.2 kgf
Service Loads:	Yes



MINIMUM SAFETY FACTORS (20" Surface Casing)							
Depth (MD) (m)	OD/Weight/Grade	Connection	Minimum Safety Factor (Abs)				
			Burst	Collapse	Axial	Triaxial	
1	10	20", 158.489 kg/m, J-55	BTC, J-55	1.53 B5 L	48.46 C4	2.48 B1 F	1.89 B5
2	23			1.51 B5 L	20.83 C4	2.50 B1 F	1.84 B5
3	26			1.50 B5 L	18.84 C4	2.50 B1 F	1.83 B5
4	63			1.50 B5 L	7.63 C4	2.54 B5 F	1.81 B5
5	64			1.50 B5 L	7.57 C4	2.51 B5 F	1.81 B5
6	64			1.50 B5 L	7.57 C4	2.69 A1 F	1.84 B5
7	120			1.50 B5 L	3.97 C4	2.77 A1 F	1.82 B5
8	128			1.50 B5 L	3.72 C4	2.78 A1 F	1.82 B5
9	330			1.49 B5 L	1.42 C4	3.04 B5 F	1.78 B5
10	500			1.48 B5 L	1.42 C4	3.31 B5 F	1.74 B5
11	597			1.47 B5 L	1.42 C4	3.41 B5 F	1.72 B5
12	600			1.47 B5 L	1.42 C4	3.41 B5 F	1.72 B5
13							
14	L	Connection Leak					
15	F	Connection Fracture					
16	B1	Displacement to Gas					
17	B5	Pressure Test					
18	C4	Lost Returns with Mud Drop					

MAXIMUM ALLOWABLE WEAR (20" 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	10.00	0.346 B5	0.139 C4	30.7	72.2	0.154	0.361
2	26.00	0.352 B5	0.191 C4	29.5	61.9	0.148	0.309
3	63.50	0.353 B5	0.256 C4	29.3	48.8	0.147	0.244
4	64.00	0.353 B5	0.257 C4	29.3	48.8	0.147	0.243
5	120.00	0.354 B5	0.319 C4	29.2	36.4	0.146	0.182
6	330.28	0.356 B5	0.445 C4	28.7	10.9	0.144	0.055
7	500.00	0.358 B5	0.445 C4	28.4	10.9	0.142	0.055
8	600.00	0.359 B5	0.445 C4	28.1	10.9	0.141	0.056
9							
10	B5	Pressure Test					

MAXIMUM ALLOWABLE OVERPULL (20" Surface Casing)		
Running Depth (MD) (m)		Max. Overpull (kgf)
1		0
2		5
3		63
4		64
5		64
6		86
7		171
8		257
9		305
10		343
11		429
12		514
13		590
14		600
15		
16		
17		

* Based on Casing Strength Only. Running String not

TRIAXIAL RESULTS (20" Surface Casing) - Displacement to Gas										
Depth (MD) (m)	Axial Force (kgf)		Bending Stress at OD (psi)	Absolute Safety Factor			Temperature (°C)	Addtl Pickup To Prevent Buck. (kgf)	Buckled Length (m)	
	Apparent (w/Bending)	Actual (w/o Bending)		Triaxial	Burst	Collapse				
1	10	291879	170725	8720.0	2.31	1.87 L	N/A	2.48 F	11.513	0
2	26	289343	168189	8720.0	2.31	1.86 L	N/A	2.50 F	11.747	
3	63	283400	162246	8720.0	2.38	1.93 L	N/A	2.55 F	12.286	
4	64	283321	162167	8720.0	2.38	1.93 L	N/A	2.55 F	12.303	
5	64	213632	92478	8720.0	2.22	1.93 L	N/A	3.39 F	12.303	
6	120	203433	82280	8720.0	2.31	2.05 L	N/A	3.56 F	13.122	
7	120	203432	82279	8720.0	2.31	2.05 L	N/A	3.56 F	13.122	
8	330	165134	43960	8720.0	2.73	2.64 L	N/A	4.38 F	16.159	
9	500	134223	13069	8720.0	3.14	3.44 L	N/A	5.31 F	18.882	
10	597	121154	0	8720.0	3.46	4.20 L	N/A	5.97 F	20.109	
11	598	-121154	-0	8720.0	3.46	4.20 L	N/A	(5.97) F	20.109	
12	600	-121489	-335	8720.0	3.46	4.20 L	N/A	(5.96) F	20.146	
13										
14	L	Conn Leak								
15	F	Conn Fractur								

TRIAXIAL RESULTS (20" Surface Casing) - Gas Kick Profile										
Depth (MD) (m)	Axial Force (kgf)		Bending Stress at OD (psi)	Absolute Safety Factor			Temperature (°C)	Addtl Pickup To Prevent Buck. (kgf)	Buckled Length (m)	
	Apparent (w/Bending)	Actual (w/o Bending)		Triaxial	Burst	Collapse				
1	10	246205	125051	8720.0	3.45	3.75 L	N/A	2.94 F	11.513	0
2	26	243668	122515	8720.0	3.45	3.62 L	N/A	2.97 F	11.747	
3	63	237726	116572	8720.0	3.51	3.65 L	N/A	3.04 F	12.286	
4	64	237647	116493	8720.0	3.52	3.65 L	N/A	3.05 F	12.303	
5	64	170061	48907	8720.0	3.56	3.65 L	N/A	4.26 F	12.303	
6	120	164223	43069	8720.0	3.55	3.72 L	N/A	4.41 F	13.122	
7	120	164222	43068	8720.0	3.55	3.72 L	N/A	4.41 F	13.122	
8	330	142299	21145	8720.0	3.53	3.98 L	N/A	5.09 F	16.159	
9	500	124605	3451	8720.0	3.49	4.23 L	N/A	5.81 F	18.882	
10	561	121154	0	8720.0	3.53	4.39 L	N/A	5.97 F	19.581	
11	561	-121154	-0	8720.0	3.53	4.39 L	N/A	(5.97) F	19.581	
12	600	-123319	-2166	8720.0	3.53	4.39 L	N/A	(5.87) F	20.146	
13										
14	L	Conn Leak								
15	F	Conn Fractur								

TRIAXIAL RESULTS (20" Surface Casing) - Pressure Test										
Depth (MD) (m)	Axial Force (kgf)		Bending Stress at OD (psi)	Absolute Safety Factor			Temperature (°C)	Addtl Pickup To Prevent Buck. (kgf)	Buckled Length (m)	
	Apparent (w/Bending)	Actual (w/o Bending)		Triaxial	Burst	Collapse				
1	10	280215	157063	8963.9	1.89	1.53 L	N/A	2.58 F	26.667	51845
2	26	291753	154527	8978.8	1.83	1.50 L	N/A	2.48 F	26.667	
3	63	284489	149583	8780.3	1.81	1.50 L	N/A	2.54 F	7.000	
4	64	287875	148505	10031.1	1.81	1.50 L	N/A	2.51 F	7.010	
5	64	267768	148614	8720.0	1.84	1.50 L	N/A	2.70 F	7.010	
6	120	261445	140291	8720.0	1.82	1.50 L	N/A	2.77 F	8.130	
7	120	261444	140290	8720.0	1.82	1.50 L	N/A	2.77 F	8.130	
8	330	237699	116545	8720.0	1.78	1.49 L	N/A	3.04 F	12.336	
9	500	218534	97380	8720.0	1.74	1.48 L	N/A	3.31 F	15.730	
10	600	212050	90896	8720.0	1.72	1.47 L	N/A	3.41 F	17.730	
11										
12	L	Conn Leak								



TRIAXIAL RESULTS (20" Surface Casing) - Drill Ahead (Burst)

Depth (MD) (m)	Axial Force (kgf)		Bending Stress at OD (psi)	Absolute Safety Factor			Temperatur e (°C)	Addtl Pickup To Prevent Buck. (kgf)	Buckled Length (m)		
	Apparent (w/Bending)	Actual (w/o Bending)		Triaxial	Burst	Collapse				Axial	
1	10	200825	79671	8720.0	3.85	+100.00	N/A	3.60 F	11.513	0	0
2	26	198289	77135	8720.0	3.97	49.88 L	N/A	3.65 F	11.747		
3	63	192346	71132	8720.0	4.11	39.82 L	N/A	3.78 F	12.295		
4	64	192287	71113	8720.0	4.11	39.54 L	N/A	3.78 F	12.303		
5	64	125617	4463	8720.0	6.16	39.54 L	N/A	5.76 F	12.303		
6	120	121720	566	8720.0	5.92	31.90 L	N/A	5.95 F	13.122		
7	120	121719	566	8720.0	5.92	31.90 L	N/A	5.95 F	13.122		
8	128	121854	0	8720.0	5.92	31.90 L	N/A	5.97 F	13.241		
9	128	-121154	-0	8720.0	5.92	31.90 L	N/A	(5.97) F	13.241		
10	330	-135223	-14069	8720.0	5.18	18.49 L	N/A	(5.35) F	16.199		
11	500	-147035	-25881	8720.0	4.69	13.81 L	N/A	(4.92) F	18.682		
12	600	-149186	-28032	8720.0	4.57	12.02 L	N/A	(4.85) F	20.146		
13											
14		L Conn Leak									
15		F Conn Fractur									

TRIAXIAL RESULTS (20" Surface Casing) - Lost Returns with Mud Drop

Depth (MD) (m)	Axial Force (kgf)		Bending Stress at OD (psi)	Absolute Safety Factor			Temperatur e (°C)	Addtl Pickup To Prevent Buck. (kgf)	Buckled Length (m)		
	Apparent (w/Bending)	Actual (w/o Bending)		Triaxial	Burst	Collapse				Axial	
1	10	192361	71207	8720.0	3.93	N/A	48.46	3.76 F	11.513	0	0
2	26	189825	68672	8720.0	3.90	N/A	18.64	3.81 F	11.747		
3	63	183982	62729	8720.0	3.63	N/A	7.63	3.94 F	12.295		
4	64	183803	62649	8720.0	3.83	N/A	7.57	3.94 F	12.303		
5	64	121154	62649	8720.0	3.83	N/A	7.57	5.97 F	12.303		
6	64	-121154	-8312	8720.0	5.91	N/A	7.57	(5.97) F	12.303		
7	64	-129465	-8311	8720.0	5.91	N/A	7.57	(5.99) F	12.303		
8	120	-141842	-20489	8720.0	5.64	N/A	3.97	(5.11) F	13.122		
9	120	-141843	-20489	8720.0	5.64	N/A	3.97	(5.11) F	13.122		
10	330	-187372	-66218	8720.0	4.16	N/A	1.42	(3.86) F	16.199		
11	500	-201513	-80360	8720.0	4.38	N/A	1.42	(3.59) F	18.682		
12	600	-205037	-83883	8720.0	4.38	N/A	1.42	(3.53) F	20.146		
13											
14		F Conn Fractur									

TRIAXIAL RESULTS (20" Surface Casing) - Cementing

Depth (MD) (m)	Axial Force (kgf)		Bending Stress at OD (psi)	Absolute Safety Factor			Temperatur e (°C)	Addtl Pickup To Prevent Buck. (kgf)	Buckled Length (m)		
	Apparent (w/Bending)	Actual (w/o Bending)		Triaxial	Burst	Collapse				Axial	
1	10	156966	35812	8720.0	4.86	+100.00	N/A	4.61 F	26.667	N/A	N/A
2	26	154430	33276	8720.0	4.94	+100.00	N/A	4.69 F	26.667		
3	63	149496	27333	8720.0	5.11	+100.00	N/A	4.97 F	7.010		
4	64	149408	27254	8720.0	5.12	+100.00	N/A	4.88 F	7.010		
5	64	149407	27253	8720.0	5.12	+100.00	N/A	4.88 F	7.010		
6	120	139532	18379	8720.0	5.25	N/A	23.54	5.19 F	8.130		
7	120	139531	18378	8720.0	5.25	N/A	23.54	5.19 F	8.130		
8	236	121189	16	8720.0	6.80	N/A	7.90	5.97 F	10.447		
9	236	-121184	-30	8720.0	6.80	N/A	7.89	(5.97) F	10.453		
10	330	-136103	-14950	8720.0	6.32	N/A	5.13	(5.32) F	12.336		
11	500	-163002	-41848	8720.0	5.54	N/A	3.14	(4.44) F	15.730		
12	600	-178851	-57697	8720.0	5.16	N/A	2.16	(4.05) F	17.730		
13											
14		F Conn Fractur									

TRIAXIAL RESULTS (20" Surface Casing) - Running in Hole

Depth (MD) (m)	Axial Force (kgf)		Bending Stress at OD (psi)	Absolute Safety Factor			Temperatur e (°C)	Addtl Pickup To Prevent Buck. (kgf)	Buckled Length (m)		
	Apparent (w/Bending)	Actual (w/o Bending)		Triaxial	Burst	Collapse				Axial	
1	10	276630	155477	8720.0	2.76	N/A	+100.00	2.62 F	26.667	N/A	N/A
2	26	274449	153295	8720.0	2.78	N/A	+100.00	2.64 F	26.667		
3	63	269335	148182	8720.0	2.82	N/A	+100.00	2.69 F	7.010		
4	64	269288	148114	8720.0	2.82	N/A	+100.00	2.69 F	7.010		
5	64	268267	148113	8720.0	2.82	N/A	+100.00	2.69 F	7.010		
6	120	261632	140478	8720.0	2.89	N/A	80.76	2.77 F	8.130		
7	120	261631	140477	8720.0	2.89	N/A	80.76	2.77 F	8.130		
8	330	232958	11804	8720.0	3.18	N/A	28.34	3.11 F	12.336		
9	330	206816	89682	8720.0	3.46	N/A	19.38	3.45 F	15.730		
10	600	196219	75066	8720.0	3.65	N/A	16.16	3.69 F	17.724		
11	600	196180	75026	8720.0	3.65	N/A	16.15	3.69 F	17.730		
12											
13		F Conn Fractur									

TRIAXIAL RESULTS (20" Surface Casing) - Overpull Force

Depth (MD) (m)	Axial Force (kgf)		Bending Stress at OD (psi)	Absolute Safety Factor			Temperatur e (°C)	Addtl Pickup To Prevent Buck. (kgf)	Buckled Length (m)		
	Apparent (w/Bending)	Actual (w/o Bending)		Triaxial	Burst	Collapse				Axial	
1	10	246883	125809	8720.0	3.09	N/A	+100.00	2.93 F	26.667	N/A	N/A
2	26	244782	123628	8720.0	3.11	N/A	+100.00	2.96 F	26.667		
3	63	239688	118514	8720.0	3.17	N/A	+100.00	3.02 F	7.010		
4	64	239690	118447	8720.0	3.17	N/A	+100.00	3.02 F	7.010		
5	64	239690	118446	8720.0	3.17	N/A	+100.00	3.02 F	7.010		
6	120	231964	110811	8720.0	3.26	N/A	80.76	3.12 F	8.130		
7	120	231964	110810	8720.0	3.26	N/A	80.76	3.12 F	8.130		
8	330	203290	82137	8720.0	3.63	N/A	29.34	3.56 F	12.336		
9	500	180149	58995	8720.0	4.00	N/A	19.38	4.02 F	15.730		
10	600	166552	45399	8720.0	4.25	N/A	16.16	4.35 F	17.724		
11	600	166513	45359	8720.0	4.25	N/A	16.15	4.35 F	17.730		
12											
13		F Conn Fractur									

Casing intermedio 13 3/8"

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

Design Factor (Pipe) - Axial Tension:	1.600
Design Factor (Pipe) - Axial Compression:	1.250
Design Factor (Coupling) - Axial Tension:	1.600
Design Factor (Coupling) - Axial Compression:	1.250
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:	Yes
Limit to Fracture at Shoe:	Yes
Buckling:	Yes
Use Burst Wall Thickness in Triaxial:	No

INITIAL CONDITIONS (13 3/8" Intermediate Casing)

Mix-Water Density:	0.998 sg
Lead Slurry Density:	12.50 ppg
Tail Slurry Density:	15.80 ppg
Tail Slurry Length:	150.00 m
Displacement Fluid Density:	1.019 sg
Slackoff Force:	0.0 kgf
Temperatures:	Default
Vertical Depth (m)	Temperature (°C)
10.00 m	26.667 °C
26.00 m	26.667 °C
63.50 m	7.000 °C
2100.00 m	47.730 °C

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

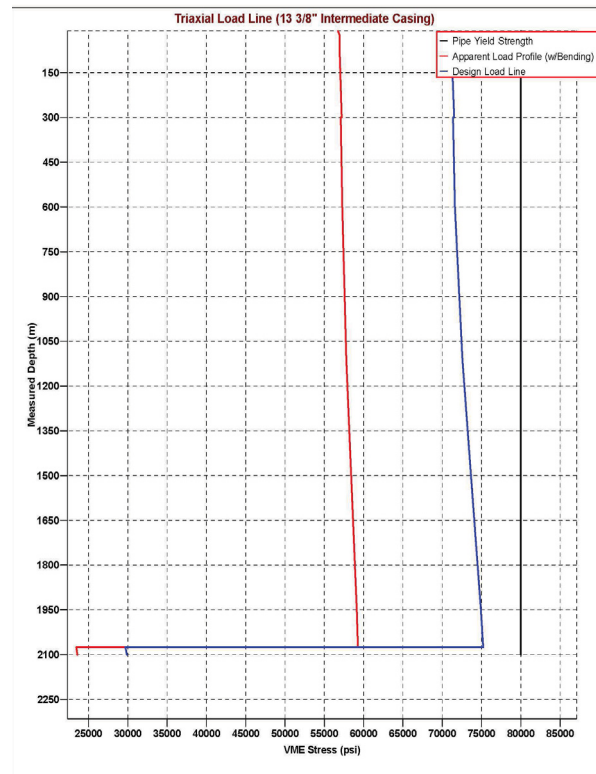
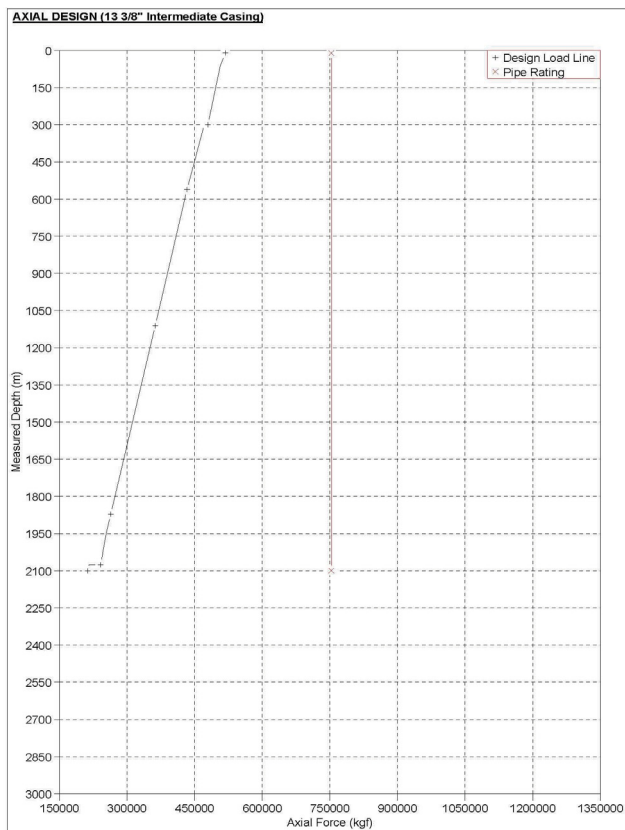
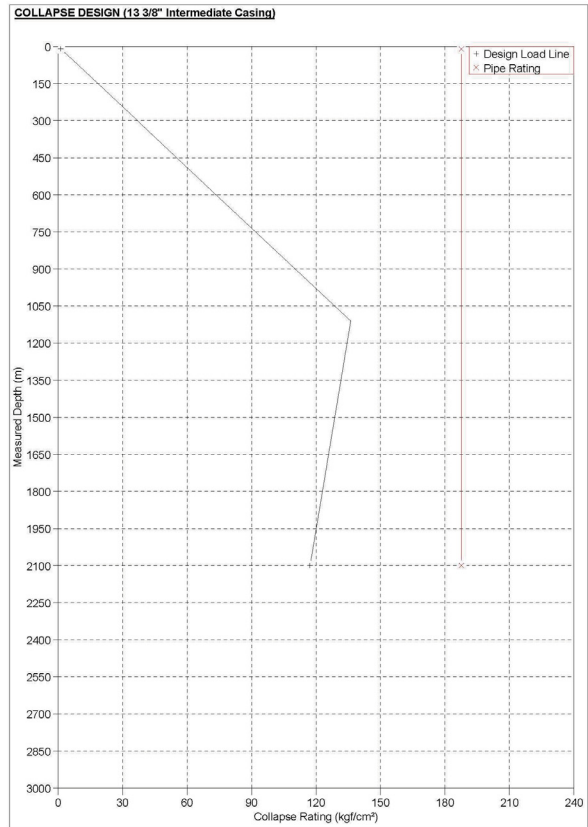
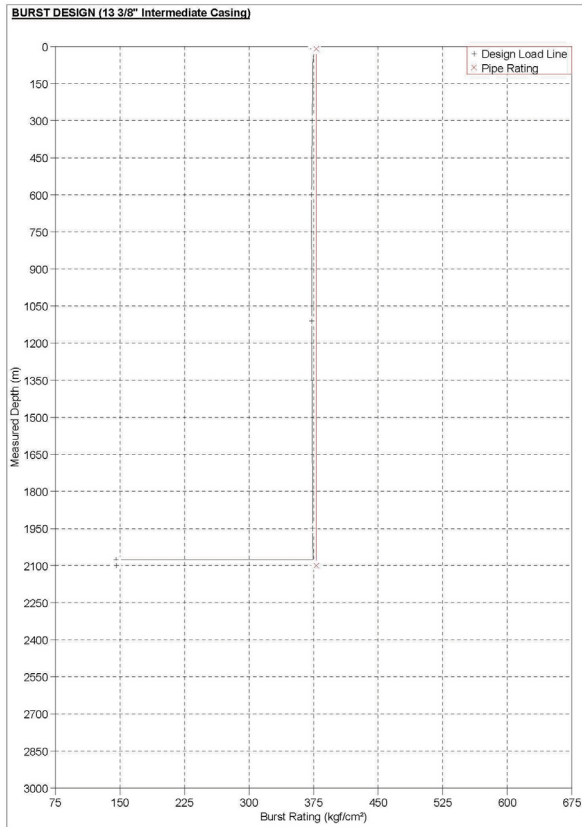
Drilling Load:	Displacement to Gas
Influx Depth, MD:	3420.00 m
Pore Pressure:	354.1020 kgf/cm ²
Gas Gradient:	0.1000 psi/ft
Fracture at Shoe (MD= 2100.00 m):	372.0149 kgf/cm ²
Fracture Margin of Error:	0.000 sg
Gas/Mud Interface, MD:	0.00 m
Mud Weight:	1.474 sg
Assigned External Pressure:	Pore Pressure/Seawater Gradient
Drilling Load:	Gas Kick Profile
Influx Depth, MD:	3420.00 m
Kick Volume:	50.0 bbl
Kick Intensity:	0.060 sg
Maximum Mud Weight:	1.474 sg
Kick Gas Gravity:	0.70
Fracture at Shoe (MD= 2100.00 m):	372.0149 kgf/cm ²
Fracture Margin of Error:	0.000 sg
Drill Pipe OD:	5.000 in
Collar OD:	
Collar Length:	
Assigned External Pressure:	Pore Pressure/Seawater Gradient
Drilling Load:	Pressure Test
Test Pressure:	337.4734 kgf/cm ²
Mud Weight:	1.019 sg
Plug Depth, MD:	2076.00 m
Assigned External Pressure:	Pore Pressure/Seawater Gradient
Drilling Load:	Drill Ahead (Burst)
Mud Line, MD:	63.50 m
Hanger Depth, MD:	10.00 m
TOC, MD:	300.00 m
Shoe Depth, MD:	2100.00 m
MW next hole section:	1.530 sg
ECD:	0.036 sg
Assigned External Pressure:	Pore Pressure/Seawater Gradient
External Pressure:	Pore Pressure/Seawater Gradient
Top of Seawater:	26.00 m
Seawater Gradient:	1.031 sg
Pressure at Mudline:	3.8644 kgf/cm ²
Shoe Depth, MD:	2100.00 m
Pore Pressure at Shoe:	216.2996 kgf/cm ²

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

Drilling Load:	Cementing
Mud Weight at Shoe:	1.220 sg
TOC, MD:	300.00 m
Lead Slurry Density:	12.50 ppg
Tail Slurry Density:	15.80 ppg
Tail Slurry Length:	150.00 m
Displacement Fluid Density:	1.019 sg
Float Collar Depth, MD:	2076.00 m
Assigned External Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)
Drilling Load:	Lost Returns with Mud Drop
Lost Returns Depth, MD:	3420.00 m
Pore Pressure at Lost Returns Depth:	354.1020 kgf/cm ²
Pore Pressure Gradient at Lost Returns Depth:	1.035 sg
Mud Weight:	1.534 sg
Mud Drop Level, MD:	1111.31 m
Assigned External Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)
External Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)
TOC, MD:	300.00 m
Prior Shoe, MD:	600.00 m
Fluid Gradient Above TOC:	1.220 sg
Fluid Gradient Below TOC:	1.222 sg
Pore Pressure in Open Hole Below TOC:	No

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

Running in Hole - Avg. Speed:	0.91 m/s
Overpull Force:	45359.2 kgf
Service Loads:	Yes





MINIMUM SAFETY FACTORS (13 3/8" Intermediate Casing)							
Depth (MD) (m)	OD/Weight/Grade	Connection	Minimum Safety Factor (Abs)				
			Burst	Collapse	Axial	Triaxial	
1	10	13 3/8", 107.148 kg/m, L-80	N/A	1.11 B5	+ 100.00 C4	2.33 B5	1.40 B5
2	26			1.11 B5	58.14 C4	2.34 B5	1.40 B5
3	63			1.11 B5	23.83 C4	2.38 B5	1.41 B5
4	300			1.11 B5	5.08 C4	2.51 B5	1.40 B5
5	300			1.11 B5	5.10 C4	2.56 A1	1.40 B5
6	560			1.12 B5	2.74 C4	2.78 A1	1.40 B5
7	562			1.12 B5	2.73 C4	2.78 A1	1.40 B5
8	600			1.12 B5	2.58 C4	2.81 B5	1.40 B5
9	1111			1.12 B5	1.38 C4	3.33 B5	1.38 B5
10	1872			1.11 B5	1.54 C4	4.57 B5	1.34 B5
11	1873			1.11 B5	1.54 C4	4.57 B5	1.34 B5
12	1950			1.11 B5	1.56 C4	4.75 B5	1.33 B5
13	2076			1.11 B5	1.59 C4	4.89 B5	1.33 B5
14	2076			1.11 B5	1.59 C4	5.12 B5	1.33 B5
15	2076			2.86 B3	1.59 C4	5.42 A1	3.37 B3
16	2076			2.86 B3	1.59 C4	5.58 A1	3.37 B3
17	2100			2.85 B3	1.80 C4	5.87 A1	3.35 B3
18							
19	B3	Gas Kick Profile					
20	B5	Pressure Test					
21	C4	Lost Returns with Mud Drop					

MAXIMUM ALLOWABLE WEAR (13 3/8" Intermediate Casing)							
Depth (MD) (m)	OD/Weight/Grade	Remaining Wall Thickness (in)		Max. Wear (% of Wall Thick)		Max. Wear (in)	
		Burst	Collapse	Burst	Collapse	Collapse	
1	10.00	0.508 B5	0.096 C4	1.2	81.3	0.006	0.418
2	26.00	0.510 B5	0.132 C4	0.7	74.3	0.004	0.382
3	63.00	0.508 B5	0.177 C4	1.1	65.5	0.006	0.337
4	300.00	0.507 B5	0.285 C4	1.3	42.7	0.007	0.216
5	300.00	0.507 B5	0.294 C4	1.3	42.7	0.007	0.220
6	600.00	0.506 B5	0.369 C4	1.5	28.2	0.008	0.145
7	1111.31	0.507 B5	0.453 C4	1.4	11.9	0.007	0.061
8	1950.00	0.508 B5	0.434 C4	1.1	15.6	0.006	0.080
9	2076.89	0.508 B5	0.431 C4	1.1	16.2	0.006	0.083
10	2076.00	0.508 B5	0.431 C4	1.1	16.2	0.006	0.083
11	2076.00	0.198 B3	0.431 C4	61.6	16.2	0.316	0.083
12	2076.01	0.198 B3	0.431 C4	61.6	16.2	0.316	0.083
13	2100.00	0.198 B3	0.430 C4	61.4	16.3	0.316	0.084
14							
15	B3	Gas Kick Profile					
16	B5	Pressure Test					

MAXIMUM ALLOWABLE OVERPULL (13 3/8" Intermediate Casing)		
Running Depth (MD) (m)		Max. Overpull (kgf)
1		416070
2		415618
3		410304
4		409007
5		401945
6		394883
7		388930
8		388829
9		385393
10		381320
11		380758
12		373696
13		366633
14		360717
15		359571
16		352509
17		345446
18		338384
19		333204
20		331322
21		324259
22		317197
23		310134
24		305364
25		303072
26		298010
27		289947
28		281885
29		277888
30		274823
31		267760
32		260698
33		253636
34		250012
35		246579
36		239511
37		232449
38		226294
39		222458
40		
41		
42		

* Based on Casing Strength Only. Running String not

TRIAxIAL RESULTS (13 3/8" Intermediate Casing) - Displacement to Gas											
Depth (MD) (m)	Axial Force (kgf)		Bending Stress at OD (psi)	Absolute Safety Factor			Temperature (°C)	Add'l Pickup To Prevent Buck. (kgf)	Buckled Length (m)		
	Apparent (w/Bending)	Actual (w/o Bending)		Triaxial	Burst	Collapse					
1	10	252139	194805	6983.2	1.72	1.37	N/A	2.99	20.893	29868	290
2	26	255484	193090	6623.5	1.71	1.37	N/A	2.95	21.072		
3	63	251908	189072	6670.4	1.73	1.39	N/A	2.99	21.492		
4	300	229253	163732	6956.4	1.84	1.49	N/A	3.28	24.140		
5	300	209140	154207	5831.5	1.84	1.49	N/A	3.50	24.140		
6	600	182728	127795	5831.5	2.02	1.64	N/A	4.11	27.500		
7	600	182727	127794	5831.5	2.02	1.64	N/A	4.11	27.500		
8	1111	137710	82777	5831.5	2.41	2.00	N/A	5.43	35.226		
9	1950	63868	8935	5831.5	3.44	3.13	N/A	11.55	42.618		
10	2076	55485	552	5831.5	3.69	3.42	N/A	13.41	44.029		
11	2076	55484	551	5831.5	3.69	3.42	N/A	13.41	44.029		
12	2076	85193	30280	5831.5	3.98	3.42	N/A	8.73	44.029		
13	2100	82624	27691	5831.5	4.01	3.48	N/A	9.00	44.297		

TRIAxIAL RESULTS (13 3/8" Intermediate Casing) - Gas Kick Profile											
Depth (MD) (m)	Axial Force (kgf)		Bending Stress at OD (psi)	Absolute Safety Factor			Temperature (°C)	Add'l Pickup To Prevent Buck. (kgf)	Buckled Length (m)		
	Apparent (w/Bending)	Actual (w/o Bending)		Triaxial	Burst	Collapse					
1	10	165427	110494	5831.5	4.66	4.63	N/A	4.55	20.893	0	0
2	26	163712	109779	5831.5	4.65	4.51	N/A	4.60	21.072		
3	63	159694	104761	5831.5	4.69	4.46	N/A	4.72	21.492		
4	300	134354	79421	5831.5	4.84	4.19	N/A	5.60	24.140		
5	300	133332	78399	5831.5	4.85	4.19	N/A	5.64	24.140		
6	600	121391	68448	5831.5	4.68	3.89	N/A	6.18	27.500		
7	1111	101011	46078	5831.5	4.53	3.46	N/A	7.41	33.226		
8	1950	67599	12665	5831.5	3.26	2.93	N/A	11.01	42.618		
9	2076	65289	10356	5831.5	3.18	2.86	N/A	11.39	44.029		
10	2076	94988	40065	5831.5	3.37	2.86	N/A	7.83	44.029		
11	2100	93585	38652	5831.5	3.35	2.85	N/A	7.95	44.297		

TRIAxIAL RESULTS (13 3/8" Intermediate Casing) - Pressure Test

Depth (MD) (m)	Axial Force (kgf)		Bending Stress at OD (psi)	Absolute Safety Factor			Axial	Temperature (°C)	Add'l Pickup To Prevent Buck. (kgf)	Buckled Length (m)
	Apparent (w/Bending)	Actual (w/o Bending)		Triaxial	Burst	Collapse				
1	10	322591	267856	5831.5	1.40	1.11	N/A	2.33	26.667	165
2	26	320877	265944	5831.5	1.40	1.11	N/A	2.34	26.667	
3	63	316859	261926	5831.5	1.41	1.11	N/A	2.38	7.000	
4	300	299674	239596	6897.2	1.40	1.11	N/A	2.51	11.730	
5	300	292507	237569	5831.5	1.40	1.11	N/A	2.58	11.730	
6	600	267777	212844	5831.5	1.40	1.12	N/A	2.81	17.730	
7	600	267776	212843	5831.5	1.40	1.12	N/A	2.81	17.730	
8	1111	225636	170702	5831.5	1.38	1.12	N/A	3.33	27.956	
9	1950	156512	101579	5831.5	1.33	1.11	N/A	4.75	44.029	
10	2076	148937	93904	5831.5	1.33	1.11	N/A	4.99	47.250	
11	2076	54933	93904	5831.5	1.33	1.11	N/A	13.52	47.250	
12	2076	-54933	-32800	5831.5	12.94	N/A	10.03	(13.52)	47.250	
13	2076	-81733	-32903	5831.5	12.94	N/A	10.03	(8.46)	47.250	
14	2100	-80167	-35234	5831.5	12.49	N/A	9.80	(8.23)	47.730	

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

Depth (MD) (m)	Axial Force (kgf)		Bending Stress at OD (psi)	Absolute Safety Factor			Axial	Temperature (°C)	Add'l Pickup To Prevent Buck. (kgf)	Buckled Length (m)
	Apparent (w/Bending)	Actual (w/o Bending)		Triaxial	Burst	Collapse				
1	10	130252	75319	5831.5	5.84	+ 100.00	N/A	5.78	20.893	0
2	26	128638	73905	5831.5	6.00	92.85	N/A	5.88	21.072	0
3	63	124520	69587	5831.5	6.24	62.17	N/A	6.05	21.492	
4	300	98180	44247	5831.5	8.16	20.46	N/A	7.58	24.140	
5	300	100143	45210	5831.5	8.08	20.46	N/A	7.51	24.140	
6	600	92267	37567	5831.5	9.95	11.04	N/A	8.13	27.500	
7	600	92286	37363	5831.5	8.53	11.04	N/A	8.13	27.500	
8	1111	78924	23991	5831.5	6.88	6.17	N/A	9.48	33.226	
9	1950	56989	20056	5831.5	3.84	3.57	N/A	13.06	42.618	
10	2076	54040	19491	5831.5	3.35	N/A	1.59	(13.19)	44.029	
11	2076	86113	31180	5831.5	3.90	3.35	N/A	8.64	44.029	
12	2100	85029	30086	5831.5	3.95	3.32	N/A	8.75	44.297	

TRIAxIAL RESULTS (13 3/8" Intermediate Casing) - Lost Returns with Mud Drop

Depth (MD) (m)	Axial Force (kgf)		Bending Stress at OD (psi)	Absolute Safety Factor			Axial	Temperature (°C)	Add'l Pickup To Prevent Buck. (kgf)	Buckled Length (m)
	Apparent (w/Bending)	Actual (w/o Bending)		Triaxial	Burst	Collapse				
1	10	116039	81106	5831.5	6.43	+100.00	N/A	6.49	20.893	0
2	26	114325	59392	5831.5	6.42	N/A	58.14	6.59	21.072	
3	63	110307	55374	5831.5	6.39	N/A	23.83	6.83	21.492	
4	300	84967	30034	5831.5	5.88	N/A	5.08	8.95	24.140	
5	300	73982	19049	5831.5	6.38	N/A	7.10	10.16	24.140	
6	476	54933	0	5831.5	4.85	N/A	2.56	13.67	26.107	
7	476	-54933	-0	5831.5	4.85	N/A	2.56	(13.67)	26.107	
8	600	-68425	-13492	5831.5	4.85	N/A	2.56	(10.97)	27.500	
9	600	-68426	-13493	5831.5	4.85	N/A	2.56	(10.97)	27.500	
10	1111	-123888	-68955	5831.5	3.15	N/A	1.38	(6.04)	33.226	
11	1950	-155243	-100309	5831.5	4.03	N/A	1.56	(4.79)	42.618	
12	2076	-157243	-102310	5831.5	4.18	N/A	1.59	(4.73)	44.029	
13	2076	-121734	-72601	5831.5	3.90	N/A	1.59	(5.83)	44.029	
14	2100	-128888	-73955	5831.5	3.94	N/A	1.60	(5.77)	44.297	

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

Depth (MD) (m)	Axial Force (kgf)		Bending Stress at OD (psi)	Absolute Safety Factor			Axial	Temperature (°C)	Add'l Pickup To Prevent Buck. (kgf)	Buckled Length (m)
	Apparent (w/Bending)	Actual (w/o Bending)		Triaxial	Burst	Collapse				
1	10	162776	107845	5831.5	4.82	+100.00	4.83	11.513	N/A	N/A
2	26	161062	106129	5831.5	4.85	N/A	+100.00	4.88	11.747	
3	63	157044	102111	5831.5	4.74	N/A	+100.00	4.80	12.295	
4	300	131704	76771	5831.5	5.33	N/A	21.85	5.72	15.756	
5	300	131703	76770	5831.5	5.33	N/A	21.85	5.72	15.756	
6	600	96559	44929	5831.5	6.38	N/A	7.38	7.57	20.146	
7	1017	54934	1	5831.5	6.29	N/A	3.88	13.67	26.239	
8	1017	-54959	-26	5831.5	11.73	N/A	3.88	(13.67)	26.243	
9	1111	-65093	-10159	5831.5	10.45	N/A	3.49	(11.53)	27.627	
10	1950	-154967	-100024	5831.5	5.15	N/A	1.86	(4.91)	39.899	
11	2076	-168457	-113524	5831.5	4.61	N/A	1.66	(4.42)	41.742	
12	2076	-94184	-39251	5831.5	13.02	N/A	7.90	(7.91)	41.743	
13	2100	-96755	-41822	5831.5	12.59	N/A	7.79	(7.70)	42.084	

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

Depth (MD) (m)	Axial Force (kgf)		Bending Stress at OD (psi)	Absolute Safety Factor			Axial	Temperature (°C)	Add'l Pickup To Prevent Buck. (kgf)	Buckled Length (m)
	Apparent (w/Bending)	Actual (w/o Bending)		Triaxial	Burst	Collapse				
1	10	321011	266078	5831.5	2.35	N/A	+100.00	2.35	11.513	N/A
2	26	319558	264625	5831.5	2.36	N/A	+100.00	2.36	11.747	
3	63	316153	261220	5831.5	2.38	N/A	+100.00	2.38	12.295	
4	300	284679	239746	5831.5	2.52	N/A	60.35	2.56	15.756	
5	300	284678	239745	5831.5	2.52	N/A	60.35	2.56	15.756	
6	600	267438	212505	5831.5	2.72	N/A	30.66	2.82	20.146	
7	1111	221011	166077	5831.5	3.14	N/A	16.92	3.40	27.627	
8	1950	144856	89823	5831.5	4.22	N/A	8.93	5.15	39.899	
9	2076	133415	78492	5831.5	4.45	N/A	9.36	5.58	41.742	
10	2076	133414	78491	5831.5	4.45	N/A	9.36	5.58	41.743	
11	2100	131259	76326	5831.5	4.50	N/A	9.26	5.67	42.080	
12	2100	131236	76302	5831.5	4.50	N/A	9.26	5.67	42.084	

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

Depth (MD) (m)	Axial Force (kgf)		Bending Stress at OD (psi)	Absolute Safety Factor			Axial	Temperature (°C)	Add'l Pickup To Prevent Buck. (kgf)	Buckled Length (m)
	Apparent (w/Bending)	Actual (w/o Bending)		Triaxial	Burst	Collapse				
1	10	290088	235135	5831.5	2.60	N/A	+100.00	2.60	11.513	N/A
2	26	288615	233682	5831.5	2.61	N/A	+100.00	2.61	11.747	
3	63	285210	232277	5831.5	2.63	N/A	+100.00	2.64	12.295	
4	300	263736	208903	5831.5	2.81	N/A	61.46	2.86	15.756	
5	300	263735	208902	5831.5	2.81	N/A	61.46	2.86	15.756	
6	600	236496	181562	5831.5	3.06	N/A	31.18	3.19	20.146	
7	600	236495	181561	5831.5	3.06	N/A	31.18	3.19	20.146	
8	1111	190967	135194	5831.5	3.60	N/A	17.17	3.95	27.627	
9	1950	113913	58979	5831.5	5.11	N/A	10.04	6.54	39.899	
10	2076	102472	47539	5831.5	5.46	N/A	9.46	7.27	41.742	
11	2076	102471	47538	5831.5	5.46	N/A	9.46	7.27	41.743	
12	2100	100315	45362	5831.5	5.53	N/A	9.36	7.42	42.080	
13	2100	100292	45359	5831.5	5.53	N/A	9.36	7.42	42.084	

Casing di Produzione 9 5/8"

DESIGN PARAMETERS DATA (9 5/8" Production Casing)	
Design Factor (Pipe) - Axial Tension:	1.600
Design Factor (Pipe) - Axial Compression:	1.250
Design Factor (Coupling) - Axial Tension:	1.600
Design Factor (Coupling) - Axial Compression:	1.250
Design Factor (Pipe) - Burst:	1.250
Design Factor (Coupling) - Burst:	1.250
Design Factor (Pipe) - Collapse:	1.100
Design Factor (Pipe) - Triaxial:	1.250
Minimum Internal Drift Diameter:	8.500 in
Single External Pressure Profile:	Yes
Temperature Deration:	Yes
Limit to Fracture at Shoe:	Yes
Buckling:	Yes
Use Burst Wall Thickness in Triaxial:	No

INITIAL CONDITIONS (9 5/8" Production Casing)	
Mix-Water Density:	0.998 sg
Lead Slurry Density:	13.35 ppg
Tail Slurry Density:	15.80 ppg
Tail Slurry Length:	150.00 m
Displacement Fluid Density:	1.126 sg
Slackoff Force:	0.0 kgf
Temperatures:	Default
Vertical Depth (m)	Temperature (°C)
10.00 m	26.667 °C
26.00 m	26.667 °C
63.50 m	7.000 °C
3420.00 m	74.130 °C

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

Drilling Load:	Displacement to Gas
Influx Depth, MD:	4733.00 m
Pore Pressure:	483.3158 kgf/cm ²
Gas Gradient:	0.1000 psi/ft
Fracture at Shoe (MD= 4526.00 m):	852.9365 kgf/cm ²
Fracture Margin of Error:	0.000 sg
Gas/Mud Interface, MD:	0.00 m
Mud Weight:	1.126 sg
Assigned External Pressure:	Pore Pressure/Seawater Gradient
Drilling Load:	Gas Kick Profile
Influx Depth, MD:	4733.00 m
Kick Volume:	50.0 bbl
Kick Intensity:	0.060 sg
Maximum Mud Weight:	1.126 sg
Kick Gas Gravity:	0.70
Fracture at Shoe (MD= 4526.00 m):	852.9365 kgf/cm ²
Fracture Margin of Error:	0.000 sg
Drill Pipe OD:	5.000 in
Collar OD:	
Collar Length:	
Assigned External Pressure:	Pore Pressure/Seawater Gradient
Drilling Load:	Pressure Test
Test Pressure:	393.7190 kgf/cm ²
Mud Weight:	1.126 sg
Plug Depth, MD:	3396.00 m
Assigned External Pressure:	Pore Pressure/Seawater Gradient
Production Load:	Tubing Leak
Packer Fluid Density:	1.019 sg
Packer Depth, MD:	3420.00 m
Perforation Depth, MD:	4733.00 m
Gas/Oil Gradient:	0.1000 psi/ft
Reservoir Pressure:	483.3158 kgf/cm ²
Assigned External Pressure:	Pore Pressure/Seawater Gradient
Drilling Load:	Drill Ahead (Burst)
Mud Line, MD:	63.50 m
Hanger Depth, MD:	10.00 m
TOC, MD:	1700.00 m
Shoe Depth, MD:	3420.00 m
MW next hole section:	1.130 sg
ECD:	0.036 sg
Assigned External Pressure:	Pore Pressure/Seawater Gradient
External Pressure:	Pore Pressure/Seawater Gradient
Top of Seawater:	26.00 m
Seawater Gradient:	1.031 sg
Pressure at Mudline:	3.8644 kgf/cm ²
Shoe Depth, MD:	3420.00 m
Pore Pressure at Shoe:	354.1020 kgf/cm ²

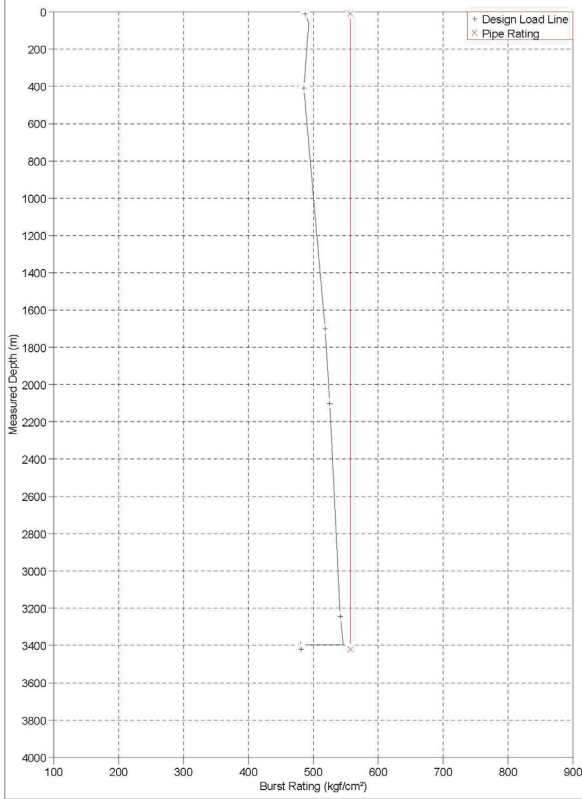
COLLAPSE LOADS DATA (9 5/8" Production Casing)

Drilling Load:	Cementing
Mud Weight at Shoe:	1.530 sg
TOC, MD:	1700.00 m
Lead Slurry Density:	13.35 ppg
Tail Slurry Density:	15.80 ppg
Tail Slurry Length:	150.00 m
Displacement Fluid Density:	1.126 sg
Float Collar Depth, MD:	3396.00 m
Assigned External Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)
Drilling Load:	Lost Returns with Mud Drop
Lost Returns Depth, MD:	4733.00 m
Pore Pressure at Lost Returns Depth:	483.3158 kgf/cm ²
Pore Pressure Gradient at Lost Returns Depth:	1.028 sg
Mud Weight:	1.126 sg
Mud Drop Level, MD:	409.49 m
Assigned External Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)
External Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)
TOC, MD:	1700.00 m
Prior Shoe, MD:	2100.00 m
Fluid Gradient Above TOC:	1.530 sg
Fluid Gradient Below TOC:	1.474 sg
Pore Pressure In Open Hole Below TOC:	No

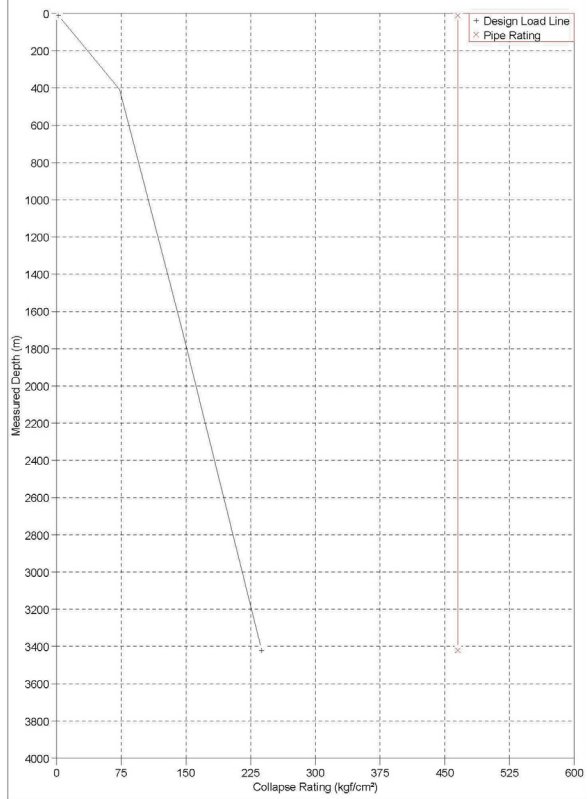
AXIAL LOADS DATA (9 5/8" Production Casing)

Running in Hole - Avg. Speed:	0.91 m/s
Overpull Force:	45359.2 kgf
Service Loads:	Yes

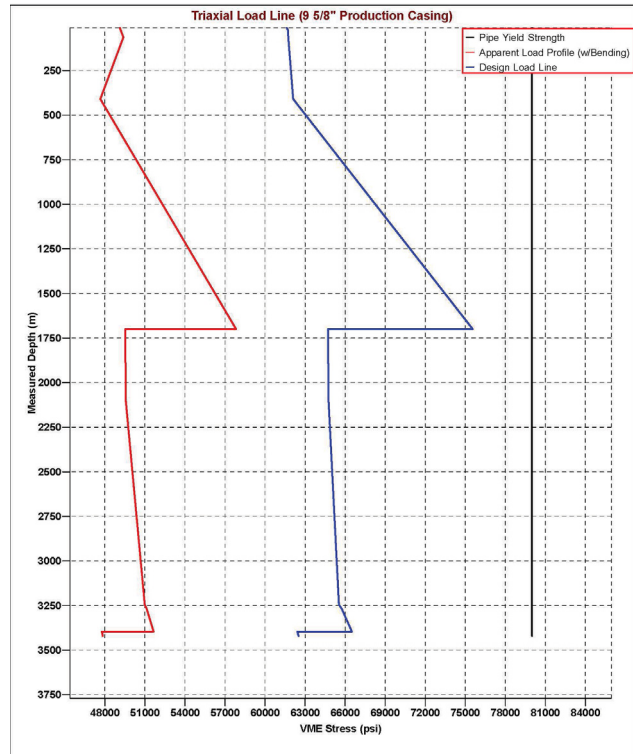
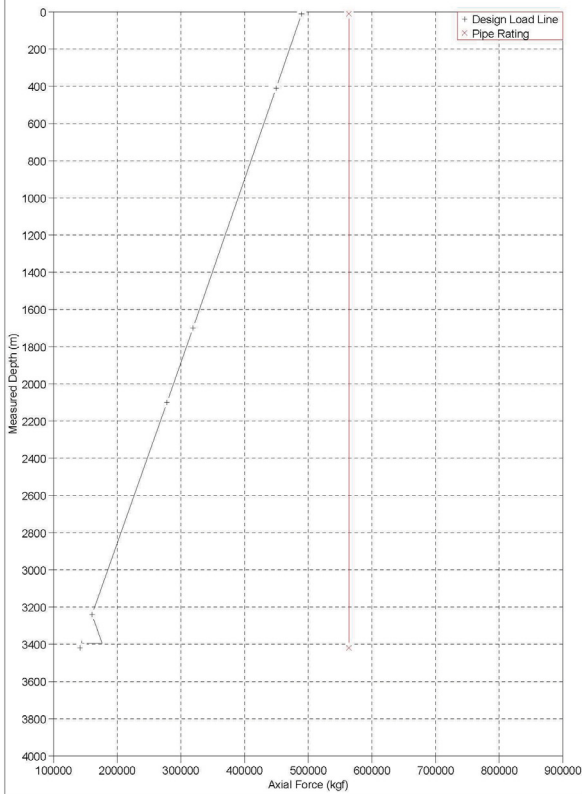
BURST DESIGN (9 5/8" Production Casing)



COLLAPSE DESIGN (9 5/8" Production Casing)



AXIAL DESIGN (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	10	9 5/8", 79.617 kg/m, L-80	N/A	1.43 B5	+ 100.00 C4	1.84 A1	1.62 B5
2	26			1.42 B5	+ 100.00 C4	1.85 A1	1.62 B5
3	63			1.41 B5	44.14 C4	1.86 A1	1.62 B5
4	409			1.44 B5	6.99 C4	2.01 A1	1.61 B6
5	1700			1.34 B5	3.51 C4	2.83 A1	1.32 B6
6	1700			1.34 B5	3.51 C4	2.83 A1	1.55 B6
7	2100			1.33 B5	3.07 C4	3.25 A1	1.54 B6
8	3241			1.29 B5	2.24 C4	5.63 A1	1.53 B5
9	3245			1.29 B5	2.24 C4	(4.38) C2	1.53 B5
10	3270			1.29 B5	2.23 C4	(4.31) C2	1.52 B5
11	3325			1.28 B5	2.20 C4	(4.17) C2	1.51 B5
12	3342			1.28 B5	2.19 C4	(4.13) C2	1.51 B5
13	3396			1.28 B5	2.16 C4	(4.00) C2	1.50 B5
14	3396			1.28 B5	2.16 C4	(4.19) C2	1.50 B5
15	3396			1.45 B6	2.16 C4	5.93 A1	1.60 B6
16	3396			1.45 B6	2.16 C4	6.26 A1	1.60 B6
17	3420			1.45 B6	2.15 C4	6.37 A1	1.60 B6
18	B5	Pressure Test					
20	B6	Tubing Leak					
21	C2	Cementing					
22	C4	Lost Returns with Mud Drop					
23	A1	Running in Hole-Avg. Speed					

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	10.00	0.476 B5	0.079 C4	12.6	85.6	0.069	0.466
2	26.00	0.479 B5	0.108 C4	12.2	80.2	0.066	0.437
3	63.50	0.482 B5	0.145 C4	11.6	73.4	0.063	0.400
4	409.49	0.475 B5	0.266 C4	12.9	51.3	0.070	0.280
5	1700.00	0.507 B5	0.334 C4	7.0	39.7	0.038	0.211
6	2100.00	0.514 B5	0.352 C4	5.7	35.4	0.031	0.193
7	3245.00	0.529 B5	0.405 C4	2.9	25.7	0.016	0.140
8	3270.00	0.531 B5	0.406 C4	2.6	25.5	0.014	0.139
9	3395.99	0.534 B5	0.412 C4	2.0	24.4	0.011	0.133
10	3396.00	0.534 B5	0.412 C4	2.0	24.4	0.011	0.133
11	3396.00	0.470 B6	0.412 C4	13.8	24.4	0.075	0.133
12	3396.01	0.470 B6	0.412 C4	13.8	24.4	0.075	0.133
13	3420.00	0.471 B6	0.413 C4	13.7	24.2	0.074	0.132
14	B5	Pressure Test					
15	B6	Tubing Leak					

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

Running Depth (MD) (m)	Max. Overpull (kgf)
1	0
2	5
3	63
4	78
5	155
6	233
7	305
8	311
9	399
10	468
11	544
12	610
13	622
14	700
15	777
16	855
17	914
18	933
19	1010
20	1088
21	1166
22	1219
23	1244
24	1321
25	1399
26	1477
27	1524
28	1555
29	1632
30	1700
31	1710
32	1788
33	1829
34	1865
35	1943
36	2021
37	2099
38	2134
39	2176
40	2254
41	2332
42	2410
43	2438
44	2487
45	2565
46	2643
47	2720
48	2743
49	2798
50	2876
51	2954
52	3031
53	3048
54	3109
55	3187
56	3265
57	3342
58	3353
59	3410
60	3420
61	
62	
63	

* Based on Casing Strength Only. Running String not



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

Table with columns: Depth (MD) (m), Axial Force (kgf) (w/Bending, w/o Bending), Bending Stress at OD (psi), Absolute Safety Factor (Triaxial, Burst, Collapse), Temperature (°C), Add'l Pickup To Prevent Buck. (kgf), Buckled Length (m)

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

Table with columns: Depth (MD) (m), Axial Force (kgf) (w/Bending, w/o Bending), Bending Stress at OD (psi), Absolute Safety Factor (Triaxial, Burst, Collapse), Temperature (°C), Add'l Pickup To Prevent Buck. (kgf), Buckled Length (m)

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

Table with columns: Depth (MD) (m), Axial Force (kgf) (w/Bending, w/o Bending), Bending Stress at OD (psi), Absolute Safety Factor (Triaxial, Burst, Collapse), Temperature (°C), Add'l Pickup To Prevent Buck. (kgf), Buckled Length (m)

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

Table with columns: Depth (MD) (m), Axial Force (kgf) (w/Bending, w/o Bending), Bending Stress at OD (psi), Absolute Safety Factor (Triaxial, Burst, Collapse), Temperature (°C), Add'l Pickup To Prevent Buck. (kgf), Buckled Length (m)

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

Table with columns: Depth (MD) (m), Axial Force (kgf) (w/Bending, w/o Bending), Bending Stress at OD (psi), Absolute Safety Factor (Triaxial, Burst, Collapse), Temperature (°C), Add'l Pickup To Prevent Buck. (kgf), Buckled Length (m)

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

Table with columns: Depth (MD) (m), Axial Force (kgf) (w/Bending, w/o Bending), Bending Stress at OD (psi), Absolute Safety Factor (Triaxial, Burst, Collapse), Temperature (°C), Add'l Pickup To Prevent Buck. (kgf), Buckled Length (m)

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

Depth (MD) (m)	Axial Force (kgf)		Bending Stress at OD (psi)	Absolute Safety Factor			Temperatur e (°C)	Add'l Pickup To Prevent Buck. (kgf)	Buckled Length (m)	
	Apparent (w/Bending)	Actual (w/o Bending)		Triaxial	Burst	Collapse				
1	10	190635	161043	4196.5	2.95	N/A	+100.00	2.96	20.893	N/A
2	26	189361	159769	4196.5	2.97	N/A	+100.00	2.98	21.072	N/A
3	63	186376	156783	4196.5	2.99	N/A	+100.00	3.02	21.492	N/A
4	409	158929	129236	4196.5	3.29	N/A	19.42	3.54	25.366	N/A
5	1700	50063	26490	4196.5	4.72	N/A	5.04	9.55	39.818	N/A
6	2033	29602	9	4196.5	4.96	N/A	4.18	18.81	43.543	N/A
7	2033	-29600	-7	4196.5	7.45	N/A	4.18	(18.82)	43.545	N/A
8	2100	-34949	-5356	4196.5	7.33	N/A	4.03	(15.93)	44.297	N/A
9	2100	-34949	-5357	4196.5	7.33	N/A	4.03	(15.93)	44.297	N/A
10	3245	-128110	-96518	4196.5	4.89	N/A	2.51	(4.39)	57.120	N/A
11	3270	-128101	-98508	4196.5	4.63	N/A	2.49	(4.31)	57.400	N/A
12	3396	-138132	-108539	4196.5	4.31	N/A	2.34	(4.00)	58.810	N/A
13	3396	-138132	-108540	4196.5	4.31	N/A	2.34	(4.00)	58.810	N/A
14	3396	-81909	-52216	4196.5	17.54	N/A	7.57	(6.75)	58.811	N/A
15	3420	-83718	-54127	4196.5	16.76	N/A	7.51	(6.60)	59.079	N/A

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

Depth (MD) (m)	Axial Force (kgf)		Bending Stress at OD (psi)	Absolute Safety Factor			Temperatur e (°C)	Add'l Pickup To Prevent Buck. (kgf)	Buckled Length (m)	
	Apparent (w/Bending)	Actual (w/o Bending)		Triaxial	Burst	Collapse				
1	10	305876	276283	4196.5	1.84	N/A	+100.00	1.84	20.893	N/A
2	26	304947	275255	4196.5	1.86	N/A	+100.00	1.85	21.072	N/A
3	63	302437	272945	4196.5	1.86	N/A	+100.00	1.86	21.492	N/A
4	409	280200	250607	4196.5	1.96	N/A	51.41	2.01	25.366	N/A
5	1700	197258	167665	4196.5	2.50	N/A	13.70	2.83	39.818	N/A
6	2100	171550	141957	4196.5	2.73	N/A	11.37	3.25	44.297	N/A
7	2100	171549	141957	4196.5	2.73	N/A	11.37	3.25	44.297	N/A
8	3245	97959	69367	4196.5	3.74	N/A	7.81	5.64	57.120	N/A
9	3270	96353	66760	4196.5	3.77	N/A	7.75	5.74	57.400	N/A
10	3396	88255	58662	4196.5	3.93	N/A	7.51	6.26	58.810	N/A
11	3396	88254	58662	4196.5	3.93	N/A	7.51	6.26	58.811	N/A
12	3396	88254	58661	4196.5	3.93	N/A	7.51	6.26	58.811	N/A
13	3420	86725	57133	4196.5	3.97	N/A	7.46	6.37	59.077	N/A
14	3420	86712	57119	4196.5	3.97	N/A	7.46	6.37	59.079	N/A

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

Depth (MD) (m)	Axial Force (kgf)		Bending Stress at OD (psi)	Absolute Safety Factor			Temperatur e (°C)	Add'l Pickup To Prevent Buck. (kgf)	Buckled Length (m)	
	Apparent (w/Bending)	Actual (w/o Bending)		Triaxial	Burst	Collapse				
1	10	294116	264523	4196.5	1.92	N/A	+100.00	1.92	20.893	N/A
2	26	293087	263495	4196.5	1.92	N/A	+100.00	1.82	21.072	N/A
3	63	290677	261084	4196.5	1.93	N/A	+100.00	1.84	21.492	N/A
4	409	268440	238947	4196.5	2.05	N/A	52.33	2.10	25.366	N/A
5	1700	185498	155905	4196.5	2.64	N/A	13.88	3.01	39.818	N/A
6	2100	159790	130197	4196.5	2.90	N/A	11.50	3.48	44.297	N/A
7	2100	159789	130197	4196.5	2.90	N/A	11.50	3.48	44.297	N/A
8	3245	99199	69607	4196.5	4.06	N/A	7.87	6.41	57.120	N/A
9	3270	94593	59000	4196.5	4.10	N/A	7.82	6.53	57.400	N/A
10	3396	76495	46902	4196.5	4.29	N/A	7.57	7.22	58.810	N/A
11	3396	76494	46902	4196.5	4.29	N/A	7.57	7.22	58.811	N/A
12	3396	76494	46901	4196.5	4.29	N/A	7.57	7.22	58.811	N/A
13	3420	74965	45373	4196.5	4.33	N/A	7.53	7.57	59.077	N/A
14	3420	74952	45359	4196.5	4.33	N/A	7.52	7.37	59.079	N/A

Liner Produzione 7"

DESIGN PARAMETERS DATA (7" Production Liner)

Design Factor (Pipe) - Axial Tension:	1.600
Design Factor (Pipe) - Axial Compression:	1.250
Design Factor (Coupling) - Axial Tension:	1.600
Design Factor (Coupling) - Axial Compression:	1.250
Design Factor (Pipe) - Burst:	1.250
Design Factor (Coupling) - Burst:	1.250
Design Factor (Pipe) - Collapse:	1.100
Design Factor (Pipe) - Triaxial:	1.250
Minimum Internal Drift Diameter:	6.000 in
Single External Pressure Profile:	Yes
Temperature Deration:	Yes
Limit to Fracture at Shoe:	Yes
Buckling:	Yes
Use Burst Wall Thickness in Triaxial:	No

INITIAL CONDITIONS (7" Production Liner)

Mix-Water Density:	0.998 sg
Lead Slurry Density:	15.80 ppg
Displacement Fluid Density:	1.130 sg
Slackoff Force:	0.0 kgf
Temperatures:	Default
Vertical Depth (m)	Temperature (°C)
3270.00 m	71.130 °C
3539.91 m	76.528 °C
3639.12 m	78.512 °C
3736.91 m	80.468 °C
4499.57 m	95.721 °C

BURST LOADS DATA (7" Production Liner)

Drilling Load:	Displacement to Gas
Influx Depth, MD:	4733.00 m
Pore Pressure:	483.3158 kgf/cm ²
Gas Gradient:	0.1000 psi/ft
Fracture at Shoe (MD= 4526.00 m):	852.9365 kgf/cm ²
Fracture Margin of Error:	0.000 sg
Gas/Mud Interface, MD:	0.00 m
Mud Weight:	1.126 sg
Assigned External Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)
Drilling Load:	Gas Kick Profile
Influx Depth, MD:	4733.00 m
Kick Volume:	50.0 bbl
Kick Intensity:	0.060 sg
Maximum Mud Weight:	1.126 sg
Kick Gas Gravity:	0.70
Fracture at Shoe (MD= 4526.00 m):	852.9365 kgf/cm ²
Fracture Margin of Error:	0.000 sg
Drill Pipe OD:	5.000 in
Collar OD:	
Collar Length:	
Assigned External Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)
Drilling Load:	Pressure Test
Test Pressure:	378.6030 kgf/cm ²
Mud Weight:	1.126 sg
Plug Depth, MD:	4502.00 m
Assigned External Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)
Drilling Load:	Drill Ahead (Burst)
Mud Line, MD:	63.50 m
Hanger Depth, MD:	3270.00 m
TOC, MD:	3270.00 m
Shoe Depth, MD:	4526.00 m
MW next hole section:	1.130 sg
ECD:	0.036 sg
Assigned External Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)
External Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)
TOC, MD:	3270.00 m
Prior Shoe, MD:	3420.00 m
Mud Weight Above TOC:	1.130 sg
Fluid Gradient Below TOC:	0.998 sg
Pore Pressure In Open Hole:	No

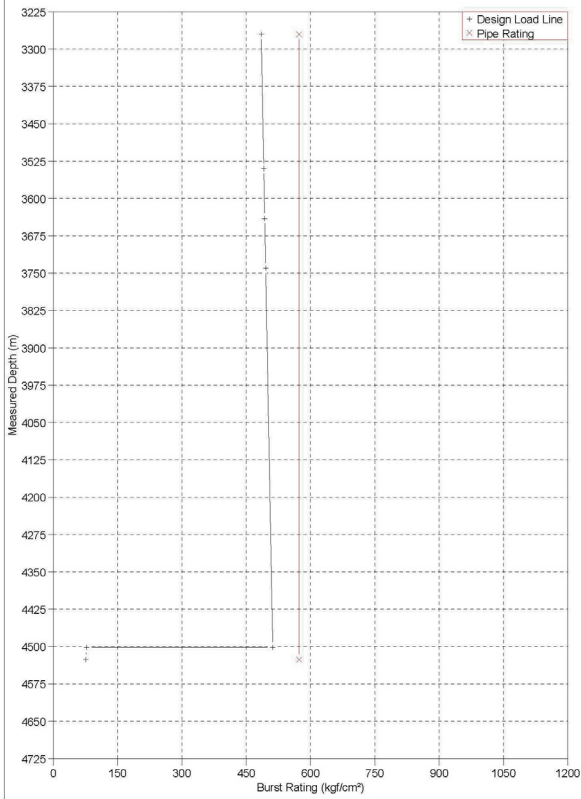
COLLAPSE LOADS DATA (7" Production Liner)

Drilling Load:		Cementing	
Mud Weight at Shoe:		1.130 sg	
TOC, MD:		3270.00 m	
Lead Slurry Density:		15.80 ppg	
Displacement Fluid Density:		1.130 sg	
Float Collar Depth, MD:		4502.00 m	
Assigned External Pressure:		Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)	
Drilling Load:		Lost Returns with Mud Drop	
Lost Returns Depth, MD:		4733.00 m	
Pore Pressure at Lost Returns Depth:		483.3158 kgf/cm ²	
Pore Pressure Gradient at Lost Returns Depth:		1.028 sg	
Mud Weight:		1.126 sg	
Mud Drop Level, MD:		409.49 m	
Assigned External Pressure:		Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)	
Production Load:		Above/Below Packer	
Packer Depth, MD:		3420.00 m	
Perforation Depth, MD:		4733.00 m	
Pore Pressure at Perforation Depth:		483.3158 kgf/cm ²	
Density Above Packer:		1.019 sg	
Density Below Packer:		0.359 sg	
Fluid Drop Above Packer:		Yes	
Assigned External Pressure:		Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)	
External Pressure:		Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)	
TOC, MD:		3270.00 m	
Prior Shoe, MD:		3420.00 m	
Fluid Gradient Above TOC:		1.130 sg	
Fluid Gradient Below TOC:		1.126 sg	
Pore Pressure In Open Hole Below TOC:		No	

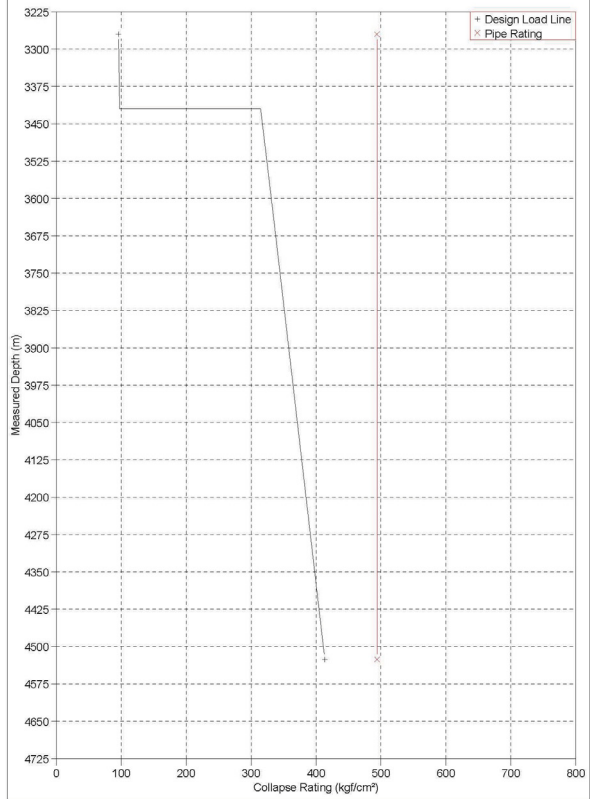
AXIAL LOADS DATA (7" Production Liner)

Running in Hole - Avg. Speed:	0.91 m/s
Overpull Force:	45359.2 kgf
Service Loads:	Yes

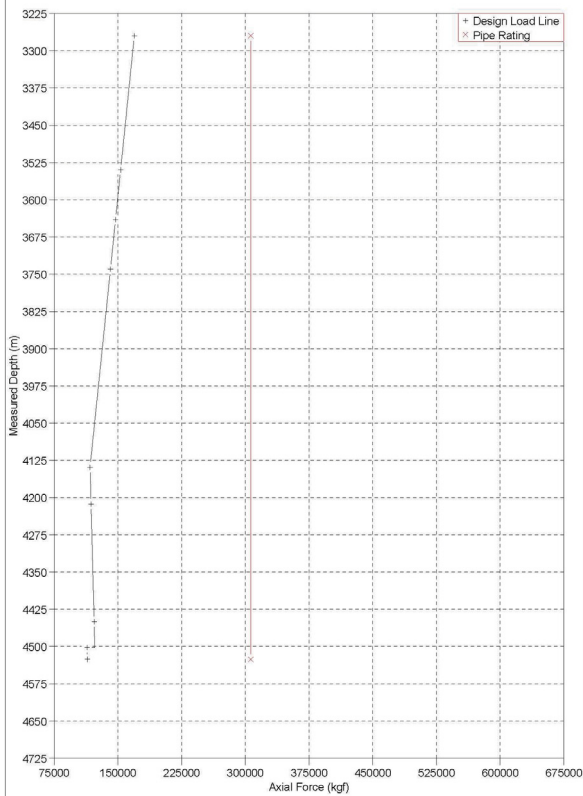
BURST DESIGN (7" Production Liner)



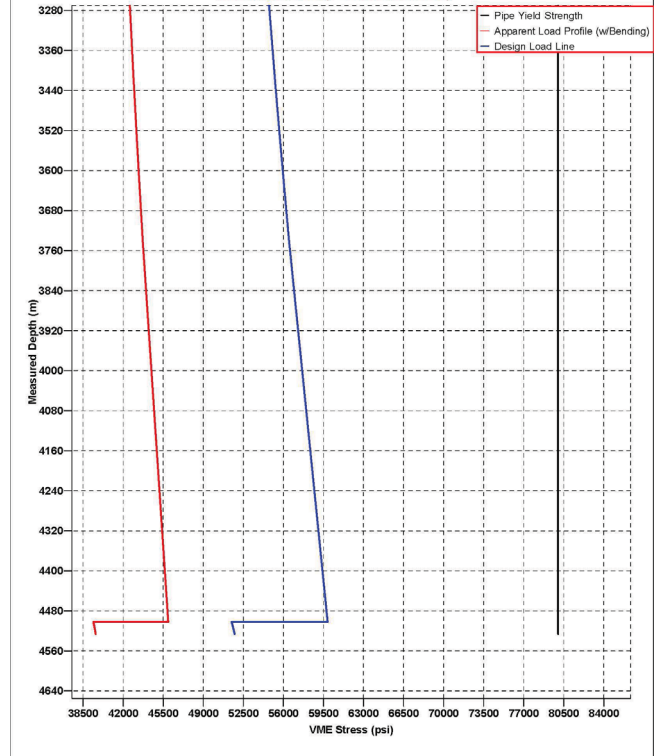
COLLAPSE DESIGN (7" Production Liner)



AXIAL DESIGN (7" Production Liner)



Triaxial Load Line (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	3270	7", 43.157 kg/m, L-80	1.48 B5	5.67 C4	2.50 A4	1.83 B5
2	3420		1.47 B5	5.55 C4	3.06 A4	1.81 B5
3	3420		1.47 B5	1.73 C6	3.06 A4	1.81 B5
4	3430		1.47 B5	1.72 C6	3.07 A4	1.81 B5
5	3540		1.48 B5	1.87 C6	3.20 A4	1.79 B5
6	3640		1.45 B5	1.62 C6	3.33 A4	1.79 B5
7	3740		1.45 B5	1.58 C6	3.47 A4	1.77 B5
8	4139		1.42 B5	1.43 C6	(3.27) C6	1.72 B5
9	4165		1.42 B5	1.42 C6	(3.20) C6	1.71 B5
10	4213		1.42 B5	1.41 C6	(3.23) C6	1.71 B5
11	4450		1.40 B5	1.34 C6	(3.14) C6	1.69 B5
12	4502		1.40 B5	1.32 C6	(3.12) C6	1.67 B5
13	4502		1.40 B5	1.32 C6	(3.18) C6	1.67 B5
14	4502		9.21 B3	1.32 C6	(3.31) C6	1.94 C6
15	4502		9.21 B3	1.32 C6	(3.37) C6	1.94 C6
16	4526		9.42 B3	1.31 C6	(3.36) C6	1.93 C6
17	4526		9.42 B3	1.31 C6	(3.35) C6	1.93 C6
18						
19	B3	Gas Kick Profile				
20	B5	Pressure Test				
21	C4	Lost Returns with Mud Drop				
22	C6	Above Below Packer				
23	A4	Overpull Force				

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	Burst	Collapse
1	3270.00	0.345 B5	0.211 C4	15.4	48.3	0.063	0.197		
2	3420.00	0.347 B5	0.212 C4	14.9	48.0	0.061	0.196		
3	3420.00	0.347 B5	0.335 C6	14.9	17.8	0.061	0.073		
4	3430.00	0.348 B5	0.338 C6	14.8	17.7	0.060	0.072		
5	3540.00	0.349 B5	0.340 C6	14.4	16.7	0.058	0.068		
6	3640.00	0.351 B5	0.343 C6	14.0	15.8	0.057	0.065		
7	3740.00	0.352 B5	0.347 C6	13.6	14.8	0.056	0.061		
8	4501.59	0.364 B5	0.375 C6	10.8	8.2	0.044	0.033		
9	4502.00	0.364 B5	0.375 C6	10.8	8.2	0.044	0.033		
10	4502.00	0.055 B3	0.375 C6	86.4	8.2	0.353	0.033		
11	4502.01	0.055 B3	0.375 C6	86.4	8.2	0.353	0.033		
12	4526.00	0.054 B3	0.375 C6	86.7	8.0	0.354	0.033		
13									
14	B3	Gas Kick Profile							
15	B5	Pressure Test							
16	C4	Lost Returns with Mud Drop							

MAXIMUM ALLOWABLE OVERPULL (7" Production Liner)		
Running Depth (MD) (m)	Max. Overpull (kgf)	
1	0	179170
2	5	178985
3	63	178921
4	77	178332
5	153	173494
6	230	170656
7	305	167893
8	507	167818
9	394	164980
10	460	162141
11	537	159303
12	610	156617
13	614	156465
14	690	153627
15	767	150789
16	844	147951
17	914	145340
18	921	145113
19	997	142275
20	1074	139437
21	1151	138599
22	1219	134063
23	1227	133760
24	1266	132762
25	1304	* 132446
26	1381	* 133336
27	1458	* 133726
28	1524	* 134064
29	1534	* 134116
30	1611	* 134506
31	1689	* 134895
32	1764	* 135285
33	1829	* 135613
34	1841	* 135675
35	1918	* 136085
36	1995	* 136455
37	2071	* 136844
38	2134	* 137161
39	2148	* 137234
40	2225	* 137634
41	2301	* 138014
42	2378	* 139404
43	2438	* 138710
44	2455	* 138793
45	2531	* 139183
46	2608	* 139573
47	2685	* 139963
48	2743	* 140259
49	2782	* 140352
50	2838	* 140742
51	2815	* 141132
52	2892	* 141522
53	3049	* 141909
54	3068	* 141912
55	3145	* 142301
56	3222	* 142691
57	3270	* 142936
58	3299	* 143081
59	3353	* 143356
60	3375	* 143471
61	3452	* 143861
62	3529	* 144253
63	3540	* 144311
64	3605	* 144657
65	3640	* 144948
66	3658	* 144948
67	3682	* 145090
68	3740	* 145438
69	3759	* 145555
70	3836	* 146029
71	3912	* 146503
72	3962	* 146812
73	3989	* 146877
74	4068	* 147451
75	4142	* 147925
76	4219	* 148399
77	4267	* 148696
78	4296	* 148873
79	4373	* 149347
80	4449	* 149822
81	4526	* 150296
82		
83		
84		

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

Depth (MD) (m)	Axial Force (kgf)		Bending Stress at OD (psi)	Absolute Safety Factor			Axial Temperature (°C)	Addtl Pickup To Prevent Buck. (kgf)	Buckled Length (m)	
	Apparent (w/Bending)	Actual (w/o Bending)		Triaxial	Burst	Collapse				
1	3270	36196	24499	3052.0	5.71	6.94	N/A	8.28	62.228	N/A
2	3420	32228	20831	3052.0	6.16	8.08	N/A	9.29	63.776	
3	3430	31963	20268	3052.0	6.19	8.17	N/A	9.36	63.879	
4	3540	29055	17358	3052.0	6.55	9.31	N/A	10.30	65.014	
5	3640	26430	14733	3052.0	6.89	10.66	N/A	11.31	66.038	
6	3740	23843	12146	3052.0	7.24	12.43	N/A	12.53	67.047	
7	4213	11697	0	3052.0	8.90	N/A	N/A	7.18	25.48	71.796
8	4213	-11697	-0	3052.0	8.90	N/A	N/A	7.18	(25.48)	71.796
9	4502	-18113	-7416	3052.0	8.88	N/A	N/A	7.17	(15.57)	74.679
10	4502	-18114	-7416	3052.0	8.88	N/A	N/A	7.17	(15.57)	74.679
11	4502	-11977	-280	3052.0	7.33	N/A	N/A	7.17	(24.84)	74.679
12	4502	-11978	-280	3052.0	7.33	N/A	N/A	7.17	(24.84)	74.679
13	4526	-12800	-1103	3052.0	7.38	N/A	N/A	6.98	(23.24)	74.919
14										

TRIAxIAL RESULTS (7" Production Liner) - Gas Kick Profile

Depth (MD) (m)	Axial Force (kgf)		Bending Stress at OD (psi)	Absolute Safety Factor			Axial Temperature (°C)	Addtl Pickup To Prevent Buck. (kgf)	Buckled Length (m)	
	Apparent (w/Bending)	Actual (w/o Bending)		Triaxial	Burst	Collapse				
1	3270	41148	28450	3052.0	4.67	4.54	N/A	7.28	62.228	N/A
2	3420	37869	26171	3052.0	4.88	4.75	N/A	7.90	63.776	
3	3420	37868	26171	3052.0	4.88	4.75	N/A	7.90	63.776	
4	3430	37650	25953	3052.0	4.89	4.77	N/A	7.95	63.879	
5	3540	35248	23551	3052.0	5.06	4.94	N/A	8.49	65.014	
6	3640	32962	21265	3052.0	5.24	5.15	N/A	9.07	66.038	
7	3740	30719	19021	3052.0	5.44	5.37	N/A	9.73	67.047	
8	3740	30718	19021	3052.0	5.44	5.37	N/A	9.73	67.047	
9	4502	12676	979	3052.0	8.04	9.21	N/A	23.47	74.679	
10	4502	19813	8115	3052.0	7.02	9.21	N/A	15.02	74.679	
11	4502	19812	8115	3052.0	7.02	9.21	N/A	15.02	74.679	
12	4526	19038	7341	3052.0	7.14	9.42	N/A	15.63	74.919	

TRIAxIAL RESULTS (7" Production Liner) - Pressure Test

Depth (MD) (m)	Axial Force (kgf)		Bending Stress at OD (psi)	Absolute Safety Factor			Axial Temperature (°C)	Addtl Pickup To Prevent Buck. (kgf)	Buckled Length (m)	
	Apparent (w/Bending)	Actual (w/o Bending)		Triaxial	Burst	Collapse				
1	3270	57968	46271	3052.0	1.83	1.48	N/A	5.14	71.130	N/A
2	3420	53488	41791	3052.0	1.81	1.47	N/A	5.56	74.130	
3	3430	53189	41492	3052.0	1.81	1.47	N/A	5.59	74.330	
4	3540	49907	38210	3052.0	1.79	1.46	N/A	5.96	76.528	
5	3640	46844	35247	3052.0	1.78	1.45	N/A	6.32	78.512	
6	3740	44024	32327	3052.0	1.77	1.45	N/A	6.74	80.488	
7	3740	44024	32328	3052.0	1.77	1.45	N/A	6.74	80.488	
8	4502	21943	10246	3052.0	1.67	1.40	N/A	13.40	95.256	
9	4502	21943	10246	3052.0	1.67	1.40	N/A	13.40	95.256	
10	4502	11697	10246	3052.0	1.67	1.40	N/A	25.14	95.256	
11	4502	-11697	-28636	3052.0	19.39	38.54	N/A	(25.14)	95.256	
12	4502	-38933	-28636	3052.0	19.39	38.54	N/A	(7.67)	95.256	
13	4526	-39235	-27538	3052.0	18.38	37.74	N/A	(7.49)	95.721	
14										

TRIAxIAL RESULTS (7" Production Liner) - Drill Ahead (Burst)

Depth (MD) (m)	Axial Force (kgf)		Bending Stress at OD (psi)	Absolute Safety Factor			Axial Temperature (°C)	Addtl Pickup To Prevent Buck. (kgf)	Buckled Length (m)	
	Apparent (w/Bending)	Actual (w/o Bending)		Triaxial	Burst	Collapse				
1	3270	28167	16470	3052.0	6.48	47.69	N/A	10.64	62.228	N/A
2	3420	25829	14132	3052.0	6.76	39.25	N/A	11.59	63.776	
3	3430	25673	13976	3052.0	6.78	39.79	N/A	11.66	63.879	
4	3540	23961	12263	3052.0	6.99	34.37	N/A	12.48	65.014	
5	3540	23960	12263	3052.0	6.99	34.37	N/A	12.48	65.014	
6	3640	22415	10717	3052.0	7.20	31.17	N/A	13.34	66.038	
7	3640	22414	10717	3052.0	7.20	31.17	N/A	13.34	66.038	
8	3740	20991	9193	3052.0	7.41	28.54	N/A	14.30	67.047	
9	3740	20990	9193	3052.0	7.41	28.54	N/A	14.30	67.047	
10	4348	11697	0	3052.0	9.38	17.41	N/A	25.46	73.137	
11	4348	-11697	-0	3052.0	9.38	17.41	N/A	(25.46)	73.137	
12	4502	-14025	-2328	3052.0	9.37	17.40	N/A	(21.21)	74.679	
13	4502	-11697	-2328	3052.0	9.37	17.40	N/A	(25.44)	74.679	
14	4502	11697	4808	3052.0	7.72	17.40	N/A	25.44	74.679	
15	4502	16505	4808	3052.0	7.72	17.40	N/A	18.03	74.679	
16	4526	16935	4236	3052.0	7.61	17.19	N/A	18.67	74.919	
17										

TRIAxIAL RESULTS (7" Production Liner) - Lost Returns with Mud Drop

Depth (MD) (m)	Axial Force (kgf)		Bending Stress at OD (psi)	Absolute Safety Factor			Axial	Temperatur e (°C)	Addtl Pickup To Prevent Buck. (kgf)	Buckled Length (m)
	Apparent (w/Bending)	Actual (w/o Bending)		Triaxial	Burst	Collapse				
1	3270	21299	9602	3052.0	5.62	N/A	5.67	14.07	62.228	N/A
2	3420	18606	6909	3052.0	5.80	N/A	5.55	16.09	63.776	
3	3430	18427	6730	3052.0	5.81	N/A	5.55	16.24	63.879	
4	3540	16454	4756	3052.0	5.94	N/A	5.47	18.18	65.014	
5	3540	16453	4756	3052.0	5.94	N/A	5.47	18.18	65.014	
6	3640	14672	2975	3052.0	6.07	N/A	5.40	20.38	66.038	
7	3740	12917	1219	3052.0	6.19	N/A	5.33	23.13	67.047	
8	3740	12916	1219	3052.0	6.19	N/A	5.33	23.13	67.047	
9	3810	11697	0	3052.0	6.19	N/A	5.33	25.53	67.748	
10	3810	-11697	-0	3052.0	6.19	N/A	5.33	(25.53)	67.748	
11	4502	-23752	-12055	3052.0	7.35	N/A	4.81	(12.53)	74.679	
12	4502	-16616	-4919	3052.0	6.36	N/A	4.81	(17.91)	74.679	
13	4526	-17240	-5543	3052.0	6.42	N/A	4.79	(17.26)	74.919	
14										

TRIAxIAL RESULTS (7" Production Liner) - Cementing

Depth (MD) (m)	Axial Force (kgf)		Bending Stress at OD (psi)	Absolute Safety Factor			Axial	Temperatur e (°C)	Addtl Pickup To Prevent Buck. (kgf)	Buckled Length (m)
	Apparent (w/Bending)	Actual (w/o Bending)		Triaxial	Burst	Collapse				
1	3270	14088	2391	3052.0	8.76	N/A	11.27	21.28	61.327	N/A
2	3325	11699	2	3052.0	9.01	N/A	10.13	25.61	61.902	
3	3326	-11702	-5	3052.0	30.15	N/A	10.13	(25.61)	61.904	
4	3420	-16790	-4083	3052.0	33.31	N/A	8.61	(18.99)	62.896	
5	3430	-16212	-4514	3052.0	33.48	N/A	8.47	(19.47)	62.990	
6	3540	-20955	-9258	3052.0	29.98	N/A	7.23	(14.28)	64.132	
7	3640	-25236	-13539	3052.0	24.05	N/A	6.38	(11.85)	65.163	
8	3640	-25237	-13540	3052.0	24.05	N/A	6.38	(11.85)	65.163	
9	3740	-29457	-17760	3052.0	19.46	N/A	5.72	(10.15)	66.179	
10	4502	-61365	-49668	3052.0	7.18	N/A	3.21	(4.85)	73.862	
11	4502	-43525	-31828	3052.0	24.21	N/A	6.95	(6.84)	73.862	
12	4526	-44530	-32833	3052.0	22.79	N/A	6.90	(6.68)	74.104	
13										

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


Depth (MD) (m)	Axial Force (kgf)		Bending Stress at OD (psi)	Absolute Safety Factor			Axial	Temperatur e (°C)	Addtl Pickup To Prevent Buck. (kgf)	Buckled Length (m)
	Apparent (w/Bending)	Actual (w/o Bending)		Triaxial	Burst	Collapse				
1	3270	-53867	-42170	3052.0	9.93	N/A	6.73	(5.45)	99.738	N/A
2	3420	-54537	-42840	3052.0	9.98	N/A	6.43	(5.38)	99.738	
3	3420	-61273	-69576	3052.0	2.57	N/A	1.73	(3.81)	99.738	
4	3430	-81395	-69898	3052.0	2.57	N/A	1.72	(3.80)	99.738	
5	3540	-82728	-71031	3052.0	2.48	N/A	1.67	(3.55)	99.738	
6	3640	-83931	-72234	3052.0	2.42	N/A	1.62	(3.50)	99.738	
7	3740	-85118	-73421	3052.0	2.35	N/A	1.58	(3.45)	99.738	
8	4502	-94086	-82388	3052.0	1.96	N/A	1.32	(3.12)	99.738	
9	4502	-86950	-75253	3052.0	1.94	N/A	1.32	(3.37)	99.738	
10	4526	-87439	-75742	3052.0	1.93	N/A	1.31	(3.36)	99.738	
11										

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

Depth (MD) (m)	Axial Force (kgf)		Bending Stress at OD (psi)	Absolute Safety Factor			Axial	Temperatur e (°C)	Addtl Pickup To Prevent Buck. (kgf)	Buckled Length (m)
	Apparent (w/Bending)	Actual (w/o Bending)		Triaxial	Burst	Collapse				
1	3270	89209	77512	3052.0	2.74	N/A	10.07	3.36	61.327	N/A
2	3420	83660	71963	3052.0	2.86	N/A	9.72	3.58	62.896	
3	3420	83660	71962	3052.0	2.86	N/A	9.72	3.58	62.896	
4	3430	83290	71593	3052.0	2.87	N/A	9.70	3.60	62.990	
5	3540	79220	67523	3052.0	2.96	N/A	9.46	3.78	64.132	
6	3640	75520	63823	3052.0	3.05	N/A	9.26	3.96	65.163	
7	3740	71821	60124	3052.0	3.15	N/A	9.07	4.16	66.179	
8	3740	71821	60123	3052.0	3.15	N/A	9.07	4.16	66.179	
9	4502	43629	31532	3052.0	4.18	N/A	7.69	6.82	73.862	
10	4526	42747	31050	3052.0	4.22	N/A	7.86	6.96	74.103	
11	4526	42741	31044	3052.0	4.22	N/A	7.86	6.96	74.104	

TRIAxIAL RESULTS (7" Production Liner) - Overpull Force

Depth (MD) (m)	Axial Force (kgf)		Bending Stress at OD (psi)	Absolute Safety Factor			Axial	Temperatur e (°C)	Addtl Pickup To Prevent Buck. (kgf)	Buckled Length (m)
	Apparent (w/Bending)	Actual (w/o Bending)		Triaxial	Burst	Collapse				
1	3270	103524	91827	3052.0	2.42	N/A	9.78	2.90	61.327	N/A
2	3420	97975	86278	3052.0	2.52	N/A	9.45	3.06	62.896	
3	3430	97605	85908	3052.0	2.52	N/A	9.43	3.07	62.990	
4	3540	93535	81838	3052.0	2.59	N/A	9.21	3.20	64.132	
5	3640	89836	78139	3052.0	2.66	N/A	9.02	3.33	65.163	
6	3640	89835	78138	3052.0	2.66	N/A	9.02	3.33	65.163	
7	3740	86136	74439	3052.0	2.74	N/A	8.84	3.47	66.179	
8	4502	57944	46247	3052.0	3.48	N/A	7.72	5.14	73.862	
9	4526	57062	45365	3052.0	3.51	N/A	7.69	5.22	74.103	
10	4526	57056	45359	3052.0	3.51	N/A	7.69	5.22	74.104	

	PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: ELSA 2	PAG 78 DI 88			
		AGGIORNAMENTI:			
		0			

4.2.4 PROGRAMMA FANGO

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

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

Nella fase 26" si utilizzerà un fango bentonitico.

Nelle fasi 17 1/2" e 12 1/4" sono previsti fanghi HP (High-Performing systems) a minimo impatto ambientale.

Nella fase 8 1/2", vista la possibilità di assorbimenti, si prevede l'impiego di fango bentonitico con aggiunta di polimeri.


Per la fase 6" si prevede un DIF (Drill-In Fluid) per prevenire e limitare gli assorbimenti e ridurre il danneggiamento della formazione in previsione del well-test.

Un programma fango dettagliato verrà preparato dalla società fanghi prescelta prima dell'inizio della perforazione del pozzo.

CARATTERISTICHE E VOLUMI DEL FANGO

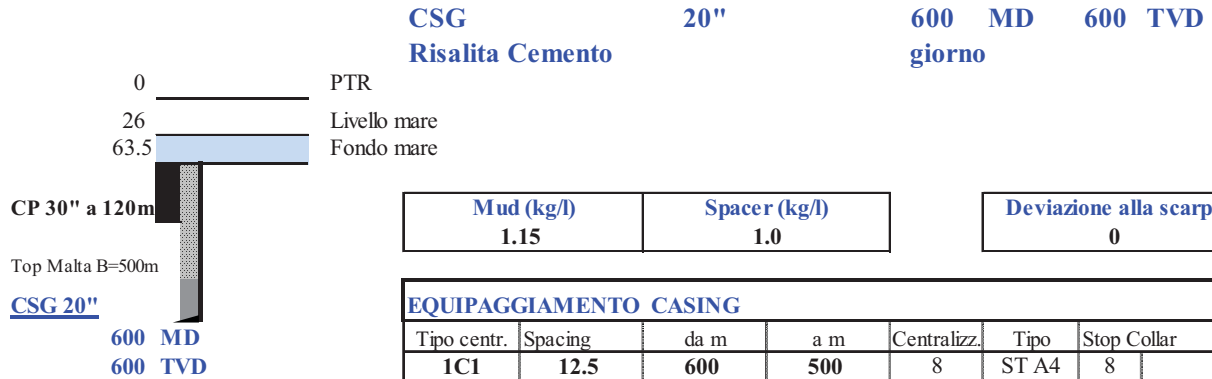
FASE	26"	17 1/2"	12 1/4"	8"1/2"	6"
CASING	20"	13 3/8"	9 5/8"	7"	
Profondità foro e casing m	600	2100	3420	4526	4733
Profondità casing precedente m	120	600	2100	3420	4526
Tipo di fango	FW-GE	FW-HP	FW-HP	FW-GE-PO	FW-DIF
Densità kg/l	1.1 - 1.15	1.16 - 1.22	1.22 - 1.53	1.1 - 1.13	1.04 - 1.08
Viscosità sec/l	50-70	60-70	55 - 60	50 - 60	50 - 60
PV cps	12-15	12-25	16 - 20	16-18	10 - 15
YP gr/100cm2	12-16	12-18	12 - 14	14-18	12 - 16
Gel 10" gr/100 cm2	3-6	2-4	3-6	3 - 6	5 - 7
Gel 10'gr/100 cm2	8-10	6-8	5 - 10	6 - 8	8 - 12
pH	9.5-10	9.5-10.5	9.5 - 10.5	9.5 - 10.5	9.5 - 10.5
Filtrato cc	4-6	3-5	3 - 5	4 - 6	<6
MBT Kg/mc		<40	40 - 60	20 - 30	<30
Solidi tot. %		8-15	15 - 20	6 - 8	10 - 20
Volume foro (mc)	164	233	100	40	4
Vol. casing (mc)	48	110	162	126	145
Volume totale pozzo a fine fase (mc)	212	342	263	167	149

- Prima di iniziare la perforazione, confezionare una vasca di "Kill Mud" a d= 1,4 kg/l
- Tutte le profondità si intendono misurate e riferite a PTR (RT)
- I volumi sono calcolati senza considerare scavamenti e/o eventuali perdite di circolazione
- La denominazione del tipo di fango è indicativa e può variare in funzione della compagnia di servizio

	PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: ELSA 2	PAG 79 DI 88			
		AGGIORNAMENTI:			
		0			

4.2.5 PROGRAMMA DI CEMENTAZIONE

4.2.5.1 CASING SUPERFICIALE 20"



Mud (kg/l) 1.15	Spacer (kg/l) 1.0	Deviazione alla scarpa 0
----------------------------------	------------------------------------	---

EQUIPAGGIAMENTO CASING						
Tipo centr.	Spacing	da m	a m	Centralizz.	Tipo	Stop Collar
1C1	12.5	600	500	8	ST A4	8
1C2	25	500	120	15	ST A4	15
1C4	50	120	80	1	Positive	1
TOTALE				24		24

VOLUME MALTA					
	∅ foro/csg(inch)	∅ ester.csg(inch)	Vol. Intercap. l/m	m	Volume m ³
Intercap.	26"	20"	139.85	480	67.1
Intercap.	30"	20"	194	120	23.3
Interno csg					0.0
Maggiorazione su foro scoperto			100	%	67.1
VOLUME TOTALE					157.5

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

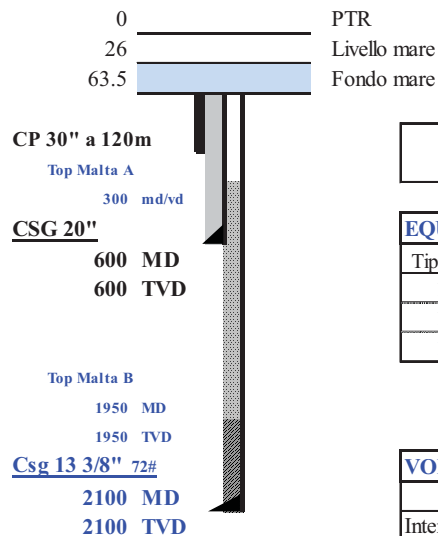
VOLUME TOTALE MALTA "A"						129.5 mc
Densità	1.5 kg/l					
CEMENTO	"G"	ton/m ³	0.71	x m ³	129.5	ton 92.0
Extender	5.0 %					ton 4.6
ACQUA	DOLCE	l/ton	1076.0	x ton	92.0	m ³ 99.0
Tempo di Pompabilità richiesto			BHST			
200-300 min			20°C			

VOLUME TOTALE MALTA "B"						28.0 mc	H= m 100
Densità	1.9 kg/l						
CEMENTO	G	q/m ³	1.32	x m ³	28.0	ton 37.0	
Tempo di Pompabilità richiesto			BHST				
200-300 min			20°C				

VERIFICA PRESSIONI al fondo						
P. fratturazione	kg/cm ² /10m	1.677	x m	600	kg/cm ² 101	
P. idr. a fine spiazz.	(100*1.9)/10+(500*1.5)/10					kg/cm ² 94
Margine alla fratturazione					7	
P. formazione	kg/cm ² /10m	1.03	x m	600	kg/cm ² 61.8	
P. idr. durante WOC	(100*1)/10+(500*1.0)/10					kg/cm ² 60.0
Situazione di UNDERBALANCE di					1.8	

NOTE: Cementazione con stinger. Pompare cemento fino a ritorno malta a giorno.
WOC con Diverter chiuso

4.2.5.2 CASING INTERMEDIO 13 3/8"

Cementazione Csg 13 3/8"
2100 MD
2100 TVD
Risalita Cemento
300 MD
300 TVD


Mud (kg/l)	Spacer (kg/l)
1.22	1.3

Deviazione alla scarpa
0

EQUIPAGGIAMENTO CASING

Tipo centr.	Spacing	da m	a m	Centralizz.	Tipo	Stop Collar	
1C1	12.5	2100	1950	12	Spiral	12	
1C2	25	1950	600	54	Spiral	54	
1C4	50	600	300	6	Positivi	6	
TOTALE				72		72	

VOLUME TOTALE MALTA

	∅ foro/csg(inch)	∅ ester.csg(inch)	Vol. Intercap. l/m	m	Volume m ³
Intercap.	17 1/2"	13 3/8"	64.53	1500	96.8
Intercap.	20"	13 3/8"	92.12	300	27.6
Interno csg		13 3/8"	77.25	25	1.9
Maggiorazione su foro scoperto			50	%	48.4
VOLUME TOTALE					174.8

VOLUME MALTA "A"
159.8 mc

Densità	1.5 kg/l
CEMENTO "G"	ton/m ³ 0.712 x m ³ 159.8 ton 113.7
EXTENDER	5.0 % ton 5.7
ACQUA DOLCE	l/ton 1050.0 x ton 113.7 m ³ 119.4
Tempo di Pompabilità richiesto BHST	
350 min	50°C

VOLUME MALTA "B"
15.0 mc


H= m 155

Densità	1.9 kg/l
CEMENTO "G"	ton/m ³ 1.3 x m ³ 15.0 ton 19.8
	0.0 % ton 0.0
ACQUA DOLCE	l/ton 440.0 x ton 19.8 m ³ 8.7
Tempo di Pompabilità richiesto BHST	
200 min	50°C

VERIFICA PRESSIONI al fondo

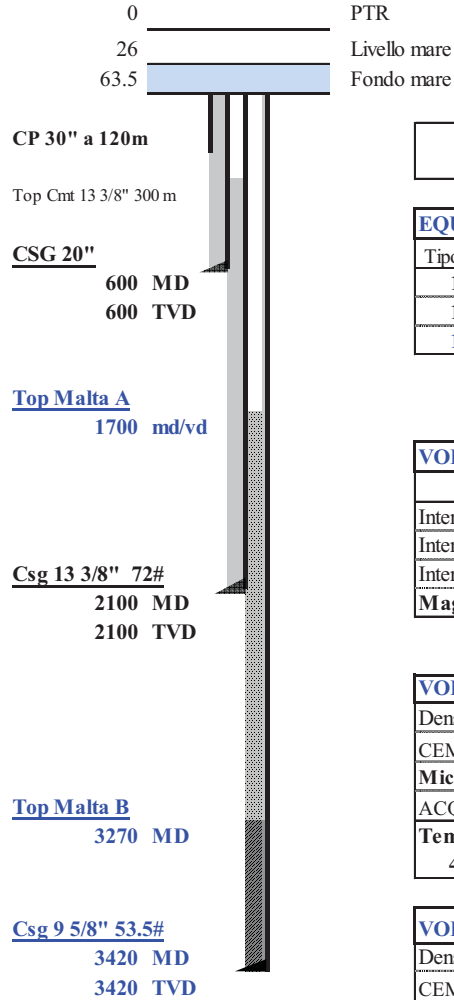
P. fratturazione	kg/cm ² /10m	1.772	x m	2100	kg/cm ²	372	
P. idr. a fine spiazz.	$(150*1.9)/10+(1650*1.5)/10+(150*1.3)/10+(200*1.22)/10$					kg/cm ²	320
Margine alla fratturazione						kg/cm ²	52
P. formazione	kg/cm ² /10m	1.03	x m	2100	kg/cm ²	216	
P. idr. durante WOC	$(150*1.0)/10+(1650*1.5)/10+(150*1.3)/10+(200*1.22)/10$					kg/cm ²	306
Situazione di OVERBALANCE di						kg/cm ²	90
P. idr. A FINE PRESA	$(150*1.0)/10+(1650*1.0)/10+(150*1.3)/10+(200*1.22)/10$					kg/cm ²	224
Situazione di OVERBALANCE di						kg/cm ²	8

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

	PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: ELSA 2	PAG 81 DI 88			
		AGGIORNAMENTI:			
		0			

4.2.5.3 CASING DI PRODUZIONE 9 5/8"

Cementazione Csg 9 5/8" 3420 MD 3420 TVD
Risalita Cemento 1700 MD 1700 TVD



Mud (kg/l) 1.53	Spacer (kg/l) 1.30	Deviazione alla scarpa 0°
---------------------------	------------------------------	-------------------------------------

EQUIPAGGIAMENTO CASING						
Tipo centr.	Spacing	da m	a m	Centralizz.	Tipo	Stop Collar
1C1	12.5	3420	3300	10	Spiraglider	19
1C3	36	3300	2100	33	Spiraglider	67
1C4	50	2100	1700	8	Positivi	16
TOTALE				51		102


VOLUME MALTA					
	foro/csg(inch)	ester.csg(inch)	Vol. Intercap. l/m ³	m	Volume m ³
Intercap.	12 1/4"	9 5/8"	29.1	1320	38.4
Intercap.	13 3/8"	9 5/8"	30.29	400	12.1
Interno csg		9 5/8"	36.91	36	1.3
Maggiorazione su foro scoperto			50	%	19.2
VOLUME TOTALE					71.1

VOLUME TOTALE MALTA "A" 64.5 mc					
Densità	1.6 kg/l				
CEMENTO	G	ton/m ³	0.89	x m ³	64.5 ton 57.4
Microsilice	15.0 % sul cemento				ton 8.6
ACQUA	Dolce	l/ton	690.0	x ton	57.4 m ³ 39.6
Tempo di Pompabilità richiesto		BHST			
400	76°C				

VOLUME TOTALE MALTA "B" 6.6 mc H= m 151					
Densità	1.9 kg/l				
CEMENTO	"G"	ton/m ³	1.32	x m ³	7 ton 8.7
% sul cemento					ton 0.0
ACQUA	DOLCE	l/ton	440.0	x ton	9 m ³ 38.3
Tempo di Pompabilità richiesto		BHST			
250-300 min	76°C				

Verifica Pressioni AL FONDO					
P. fratturazione	kg/cm ² /10m	1.838	x m	3420	kg/cm ² 629
P. idr. a fine spiaz.	(150*1.9)/10+(1570*1.5)/10+(150*1.3)/10+(1550*1.53)				kg/cm ² 521
Margine alla fratturazione					kg/cm² 108
P. formazione	kg/cm ² /10m	1.035	x m	3420	kg/cm ² 354
P. idr. durante WOC	(150*1.0)/10+(1570*1.6)/10+(150*1.3)/10+(1550*1.53)				kg/cm ² 523
Situazione di OVERBALANCE di					kg/cm² 169
P. idr. A FINE PRESA	(150*1.0)/10+(1570*1.0)/10+(150*1.3)/10+(1550*1.53)				kg/cm ² 429
Situazione di OVERBALANCE di					kg/cm² 75

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

	PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: ELSA 2	PAG 82 DI 88		
		AGGIORNAMENTI:		
		0		

4.2.5.4 LINER DI PRODUZIONE 7"

	Cementazione CSG 7" 4526 MD 4500 TVD Risalita Cemento 3270 MD 3270 TVD	
--	---	--

0		PTR
26		Livello mare
63.5		Fondo mare

CP 30" a 120m

Top Cmt 13 3/8" 300 m

CSG 20"

600 MD

Top cmt 9 5/8" 1700 m

Csg 13 3/8" 72#

2100 MD

2100 TVD

Top Liner e Cemento

3270 MD

3270 TVD

Csg 9 5/8" 53.5#

3420 MD

3420 TVD

Csg 7" 29#

4526 MD

4500 TVD

Mud (kg/l)	Spacer (kg/l)	Deviazione alla scarpa
1.13	1.00	14°

EQUIPAGGIAMENTO CASING						
Tipo centr.	Spacing	da m	a m	Centralizz.	Tipo	Stop Collar
1C1	12.5	4526	3420	89	Spiraglider	178
1C4	50	3420	3270	3	Positive PO2	6
TOTALE				92		184

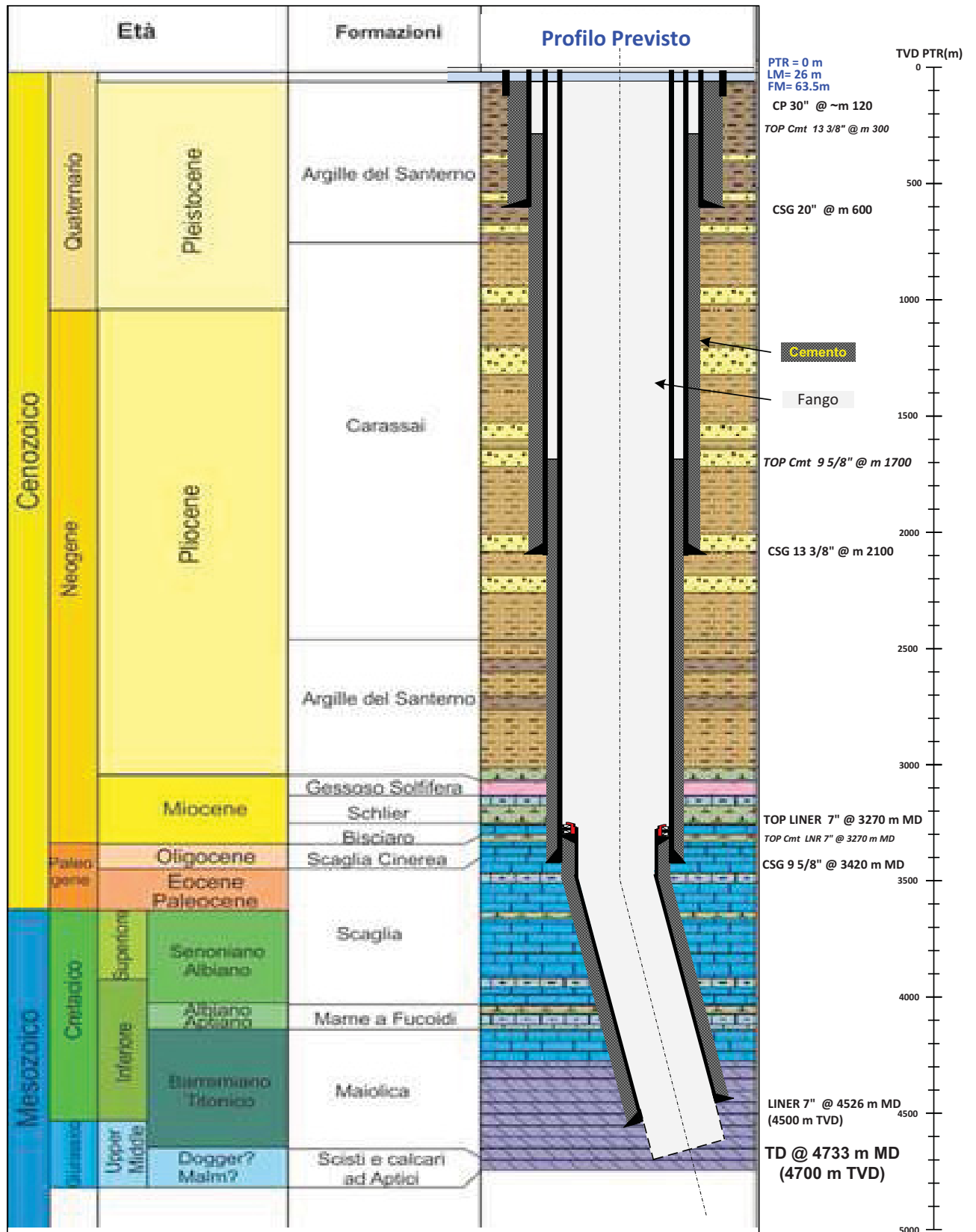
VOLUME MALTA					
	foro/csg(inch)	ester.csg(inch)	ol. Intercap. l/m	m	Volume m ³
Intercap.	8 1/2"	7"	11.78	1106	13.0
Intercap.	9"5/8	7"	14.67	150	2.2
Interno csg		7"	19.4	48	0.9
Maggiorazione su foro scoperto			50	%	6.5
VOLUME TOTALE					22.7

VOLUME TOTALE MALTA		22.7 mc
Densità	1.9 kg/l	
CEMENTO "G"	ton/m ³ 1.32	x m ³ 23 ton 29.9
% sul cemento		q 0.0
ACQUA DOLCE	l/ton 440.0	x ton 29.9 m ³ 13.2
Tempo di Pompabilità richiesto		BHST
250-300 min		62°C

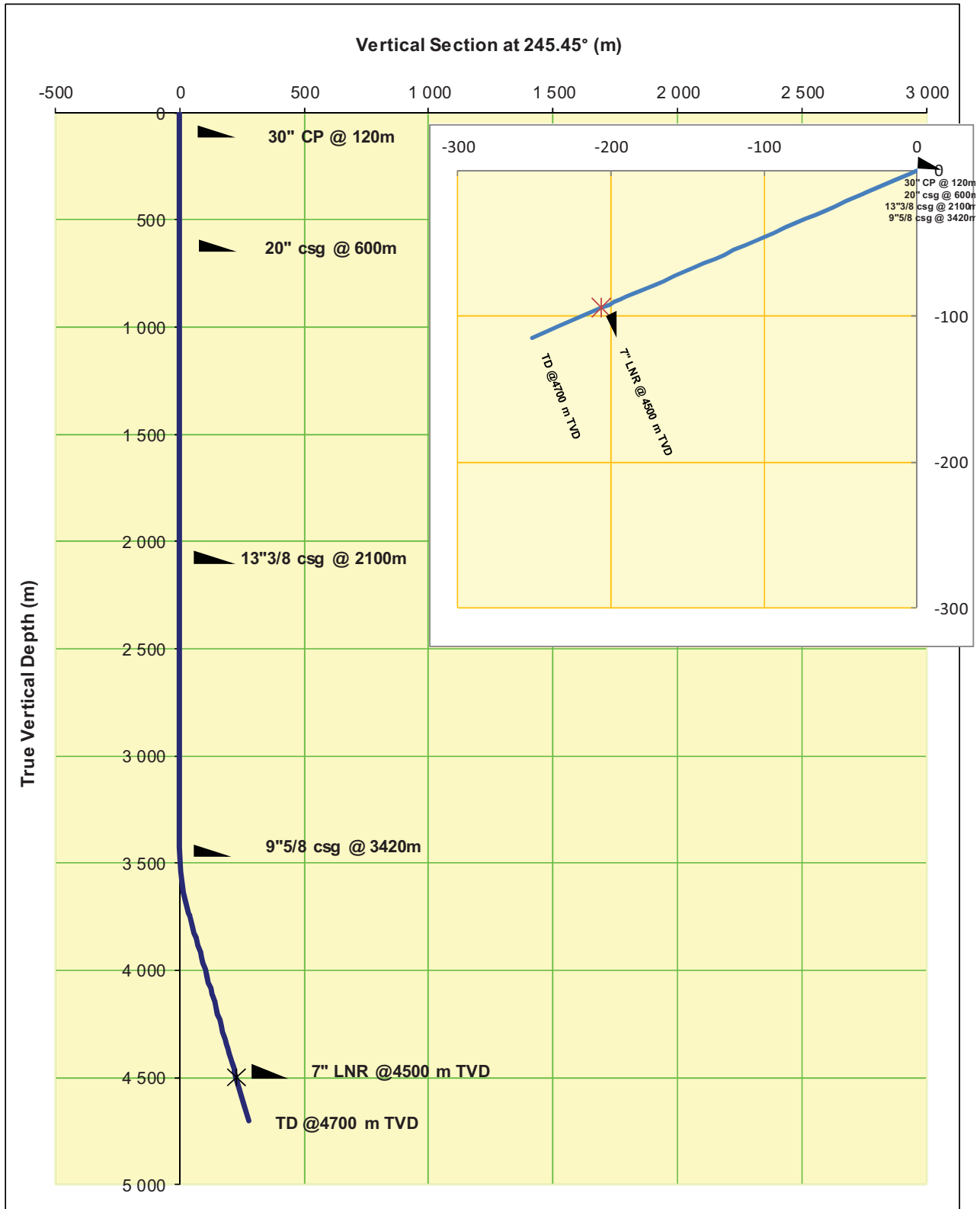
VERIFICA PRESSIONI al fondo					
P. fratturazione	kg/cm ² /10m	1.896	x m	4500	kg/cm ² 853
P. idr. a fine spiazz.	$(1230*1.9)/10+(100*1.0)/10+(3270*1.13)/10$				kg/cm ² 613
Margine alla fratturazione					kg/cm ² 240
P. formazione	kg/cm ² /10m	1.03	x m	4500	kg/cm ² 464
P. idr. durante WOC	$(1230*1.0)/10+(100*1.0)/10+(3170*1.13)/10$				kg/cm ² 491
Situazione di	OVERBALANCE di				kg/cm ² 27


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

4.2.6 SCHEMA POZZO A FINE PERFORAZIONE




4.2.7 PROGETTO DI DEVIAZIONE




	PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: ELSA 2	PAG 85 DI 88		
		AGGIORNAMENTI:		
		0		

Well: Elsa 2		RKB-m.s.l.: 26		Project angle: 245.45				
M. Depth	Vertical Depth		Inclin.	Direction	E-W	N-S	dls	Vert. Sect.
	m	m						
0	0.00	-26.00	0	245.45	0.00	0.00	0.00	0.00
100	100.00	74.00	0.00	245.45	0.00	0.00	0.00	0.00
200	200.00	174.00	0.00	245.45	0.00	0.00	0.00	0.00
300	300.00	274.00	0.00	245.45	0.00	0.00	0.00	0.00
400	400.00	374.00	0.00	245.45	0.00	0.00	0.00	0.00
500	500.00	474.00	0.00	245.45	0.00	0.00	0.00	0.00
600	600.00	574.00	0.00	245.45	0.00	0.00	0.00	0.00
700	700.00	674.00	0.00	245.45	0.00	0.00	0.00	0.00
800	800.00	774.00	0.00	245.45	0.00	0.00	0.00	0.00
900	900.00	874.00	0.00	245.45	0.00	0.00	0.00	0.00
1000	1000.00	974.00	0.00	245.45	0.00	0.00	0.00	0.00
1100	1100.00	1074.00	0.00	245.45	0.00	0.00	0.00	0.00
1200	1200.00	1174.00	0.00	245.45	0.00	0.00	0.00	0.00
1300	1300.00	1274.00	0.00	245.45	0.00	0.00	0.00	0.00
1400	1400.00	1374.00	0.00	245.45	0.00	0.00	0.00	0.00
1500	1500.00	1474.00	0.00	245.45	0.00	0.00	0.00	0.00
1600	1600.00	1574.00	0.00	245.45	0.00	0.00	0.00	0.00
1700	1700.00	1674.00	0.00	245.45	0.00	0.00	0.00	0.00
1800	1800.00	1774.00	0.00	245.45	0.00	0.00	0.00	0.00
1900	1900.00	1874.00	0.00	245.45	0.00	0.00	0.00	0.00
2000	2000.00	1974.00	0.00	245.45	0.00	0.00	0.00	0.00
2100	2100.00	2074.00	0.00	245.45	0.00	0.00	0.00	0.00
2200	2200.00	2174.00	0.00	245.45	0.00	0.00	0.00	0.00
2300	2300.00	2274.00	0.00	245.45	0.00	0.00	0.00	0.00
2400	2400.00	2374.00	0.00	245.45	0.00	0.00	0.00	0.00
2500	2500.00	2474.00	0.00	245.45	0.00	0.00	0.00	0.00
2600	2600.00	2574.00	0.00	245.45	0.00	0.00	0.00	0.00
2700	2700.00	2674.00	0.00	245.45	0.00	0.00	0.00	0.00

	PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: ELSA 2					PAG 86 DI 88		
						AGGIORNAMENTI:		
	0							

2800	2800.00	2774.00	0.00	245.45	0.00	0.00	0.00	0.00
2900	2900.00	2874.00	0.00	245.45	0.00	0.00	0.00	0.00
2930	2930.00	2904.00	0.00	245.45	0.00	0.00	0.00	0.00
3100	3100.00	3074.00	0.00	245.45	0.00	0.00	0.00	0.00
3200	3200.00	3174.00	0.00	245.45	0.00	0.00	0.00	0.00
3300	3300.00	3274.00	0.00	245.45	0.00	0.00	0.00	0.00
3330	3330.00	3304.00	0.00	245.45	0.00	0.00	0.00	0.00
3360	3360.00	3334.00	0.00	245.45	0.00	0.00	0.00	0.00
3390	3390.00	3364.00	0.00	245.45	0.00	0.00	0.00	0.00
3400	3400.00	3374.00	0.00	245.45	0.00	0.00	0.00	0.00
3430	3430.00	3404.00	0.00	245.45	0.00	0.00	0.00	0.00
3540	3539.87	3513.87	4.00	245.45	-3.49	-1.59	1.09	3.84
3640	3638.98	3612.98	10.00	245.45	-14.56	-6.65	1.80	16.01
3740	3736.74	3710.74	14.00	245.45	-33.46	-15.28	1.20	36.79
3750	3746.44	3720.44	14.00	245.45	-35.66	-16.29	0.00	39.20
3800	3794.96	3768.96	14.00	245.45	-46.66	-21.31	0.00	51.30
3830	3824.07	3798.07	14.00	245.45	-53.26	-24.33	0.00	58.56
3860	3853.18	3827.18	14.00	245.45	-59.87	-27.35	0.00	65.82
3890	3882.28	3856.28	14.00	245.45	-66.47	-30.36	0.00	73.07
3920	3911.39	3885.39	14.00	245.45	-73.07	-33.38	0.00	80.33
3950	3940.50	3914.50	14.00	245.45	-79.67	-36.39	0.00	87.59
3980	3969.61	3943.61	14.00	245.45	-86.27	-39.41	0.00	94.85
4010	3998.72	3972.72	14.00	245.45	-92.87	-42.42	0.00	102.10
4040	4027.83	4001.83	14.00	245.45	-99.48	-45.44	0.00	109.36
4070	4056.94	4030.94	14.00	245.45	-106.08	-48.45	0.00	116.62
4100	4086.05	4060.05	14.00	245.45	-112.68	-51.47	0.00	123.88
4130	4115.16	4089.16	14.00	245.45	-119.28	-54.48	0.00	131.14
4160	4144.26	4118.26	14.00	245.45	-125.88	-57.50	0.00	138.39
4190	4173.37	4147.37	14.00	245.45	-132.48	-60.52	0.00	145.65
4220	4202.48	4176.48	14.00	245.45	-139.08	-63.53	0.00	152.91
4250	4231.59	4205.59	14.00	245.45	-145.69	-66.55	0.00	160.17
4280	4260.70	4234.70	14.00	245.45	-152.29	-69.56	0.00	167.42
4310	4289.81	4263.81	14.00	245.45	-158.89	-72.58	0.00	174.68

	PROGRAMMA GEOLOGICO E DI PERFORAZIONE POZZO: ELSA 2						PAG 87 DI 88		
							AGGIORNAMENTI:		
	0								

4340	4318.92	4292.92	14.00	245.45	-165.49	-75.59	0.00	181.94
4370	4348.03	4322.03	14.00	245.45	-172.09	-78.61	0.00	189.20
4390	4367.43	4341.43	14.00	245.45	-176.49	-80.62	0.00	194.03
4410	4386.84	4360.84	14.00	245.45	-180.89	-82.63	0.00	198.87
4430	4406.24	4380.24	14.00	245.45	-185.30	-84.64	0.00	203.71
4450	4425.65	4399.65	14.00	245.45	-189.70	-86.65	0.00	208.55
4470	4445.06	4419.06	14.00	245.45	-194.10	-88.66	0.00	213.39
4490	4464.46	4438.46	14.00	245.45	-198.50	-90.67	0.00	218.23
4500	4474.16	4448.16	14.00	245.45	-200.70	-91.68	0.00	220.65
4526.63	4500.00	4474.00	14.00	245.45	-206.56	-94.35	0.00	227.09
4650	4619.71	4593.71	14.00	245.45	-233.71	-106.75	0.00	256.93
4732.75	4700.00	4674.00	14.00	245.45	-251.92	-115.07	0.00	276.95

4.2.7.1 ANTICOLLISION

Non si prevedono problemi di collision con il pozzo Elsa 1.

Elsa 2

Vertical section (m)

