



TRABAJO FINAL

POSGRADO PRODUCCION DE PETROLEO Y GAS

Perforación de un Pozo Direccional en un Reservorio Tight Gas

Enero 2012

Autores:

Clavero Augusto
Gerzkowicz Valeria

Tutor:

Rabanaque Luis

ÍNDICE

1. INTRODUCCION.....	4
1.1 REQUERIMIENTOS.....	4
2. OBJETIVOS DE LA PERFORACION	4
3. DATOS GEOLOGICOS.....	5
3.1 CORTE ESTRUCTURAL DEL CAMPO	5
3.2 COORDENADAS	6
3.3 COLUMNA ESTRATIGRAFICA	8
3.4 POZOS DE REFERENCIA.....	10
3.5 PRESIONES DE FORMACION	12
4. VENTANA DE LODO – CASING POINT	13
5. ESQUEMA POZO - 1000.....	15
6. DISEÑO DIRECCIONAL.....	16
7. FLUIDO DE PERFORACION	19
7.1 SECCION 17 ½”	19
7.2 SECCION 12 ¼”	19
7.3 SECCION 8 ½”	20
7.4 PROGRAMA GENERAL DE FLUIDOS DE PERFORACION.....	21
8. TREPANOS	23
8.1 SECCION 17 ½”	24
8.2 SECCION 12 ¼”	25
8.3 SECCION 8 ½”	25
9. TIEMPOS DE OPERACION	25
9.1 CRONOGRAMA DE MANIOBRAS.....	25
9.2 CURVA DE AVANCE	27
10. COLUMNA PERFORADORA.....	27
10.1 SECCION 17 ½”	28
10.2 SECCION 12 ¼”	28
10.3 SECCION 8 ½”	29
11. DISEÑO DE CASING	30
11.1 ESPECIFICACIONES DE CASING.....	30
11.2 CALCULO DE CARGAS SOBRE CASING	30
11.2.1 Casing 13 3/8”.....	32
11.2.2 Casing 9 5/8”.....	37
11.2.3 Casing 5 ½”.....	42
12. CEMENTACION	47
12.1 SECCIÓN 17 ½”	47
12.2 SECCIÓN 12 ¼”	48

Perforación de un Pozo Direccional a un Reservorio Tight Gas

12.3	SECCIÓN 8 ½"	50
13.	HIDRAULICA DE LA PERFORACION	51
13.1	SECCIÓN 17 ½"	52
13.2	SECCIÓN 12 ¼"	54
13.3	SECCIÓN 8 ½"	56
14.	SELECCIÓN DEL EQUIPO PERFORADOR	58
15.	CABEZA DE POZO – SISTEMA BOP	62

1. INTRODUCCION

- Aplicar en la programación de la perforación de un pozo dirigido a un reservorio no convencional, los conocimientos adquiridos en el Postgrado en Producción de Petróleo y Gas.
- Realizar un programa de pozo, aplicando criterios de diseño.
- Durante el diseño del pozo, considerar las técnicas y tecnologías de perforación disponibles en la industria.

1.1 REQUERIMIENTOS

- Producción: Según información provista por Ingeniería de Producción y Reservorios, la instalación de producción más adecuada para este pozo, es una instalación simple con tubing de producción de 2 7/8" y packer.
- Terminación y Estimulación: Debido a la naturaleza tight del reservorio objetivo de la perforación, serán necesarias operaciones de fractura hidráulica durante los trabajos de Terminación. La técnica propuesta es similar a la utilizada actualmente en el Yacimiento, es decir fractura rigless a través de casing.
- Presión máxima estimada de superficie para la fractura hidráulica: si bien no se tienen datos del gradiente de fractura en estas arenas "tight" se estima que la presión más probable estaría en el orden de 7000 / 8000 psi.

2. OBJETIVOS DE LA PERFORACION

En orden de alcanzar los objetivos del pozo y con los requerimientos mencionados más arriba se establecen los siguientes objetivos de perforación:

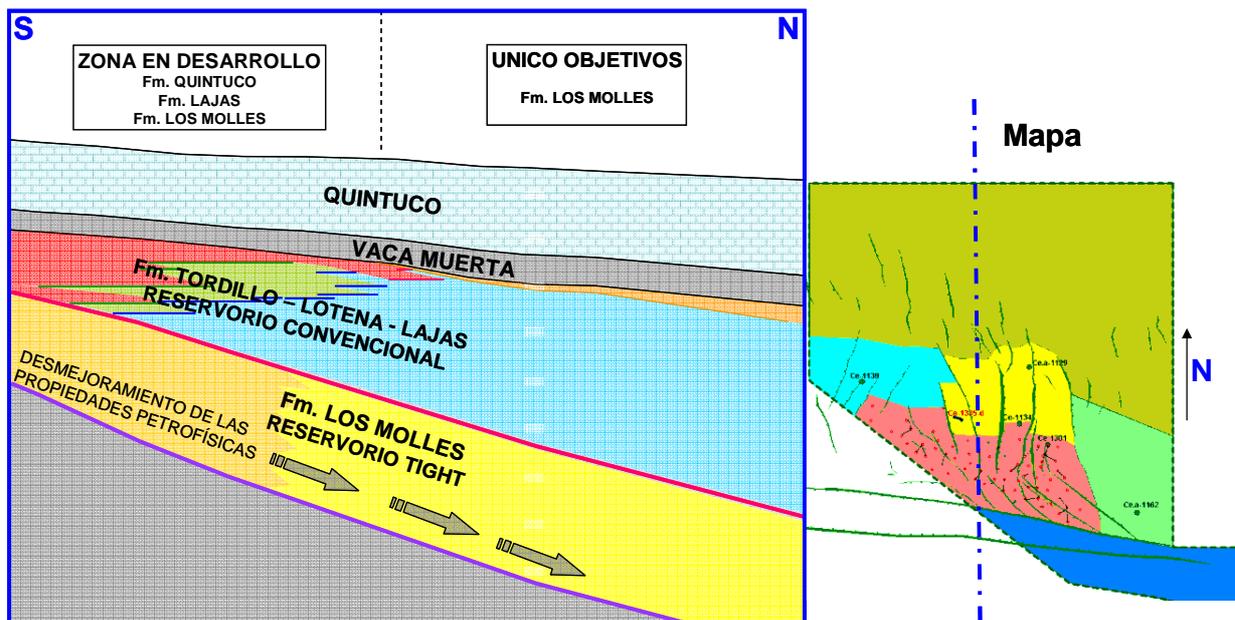
- Proveer un pozo del que se pueda obtener la información requerida.
- Minimizar invasión de fluidos hacia la formación para no alterar las mediciones de logging.
- Obtener un buen caliper de pozo para no afectar las mediciones de logging.

Perforación de un Pozo Direccional a un Reservorio Tight Gas

- Utilizar un lodo compatible con las herramientas de perfilaje.
- Proveer un pozo en el que se puedan realizar las fracturas por casing.
- Proveer un cemento en la zona productiva capaz de resistir las sollicitaciones de estimulación y producción.
- Proveer un pozo que se pueda producir con tubería de producción de 2 7/8”.
- Alcanzar los objetivos y requerimientos anteriores con un diseño óptimo que ayude a obtener el menor costo factible.

3. DATOS GEOLOGICOS

3.1 CORTE ESTRUCTURAL DEL CAMPO



3.2 COORDENADAS

Nombre de Pozo: 1000

Ubicación

LOCACION

Coordenadas de superficie

X = 5.693.228 Y = 2.569.853 Cota = 358.75 m

Referencia: Se ubica en la locación del pozo 1030

Coordenadas de fondo

X = 5.693.151,5 Y = 2.569.691,0 TD = -3407 msnm

Referencia: 880 m NNE del pozo 1301-d, 120 m SSE del pozo 1111 y a 120 m al NNW del pozo 1316.

OBJETIVO: Fm. Los Molles

PROFUNDIDAD FINAL: -3407 msnm

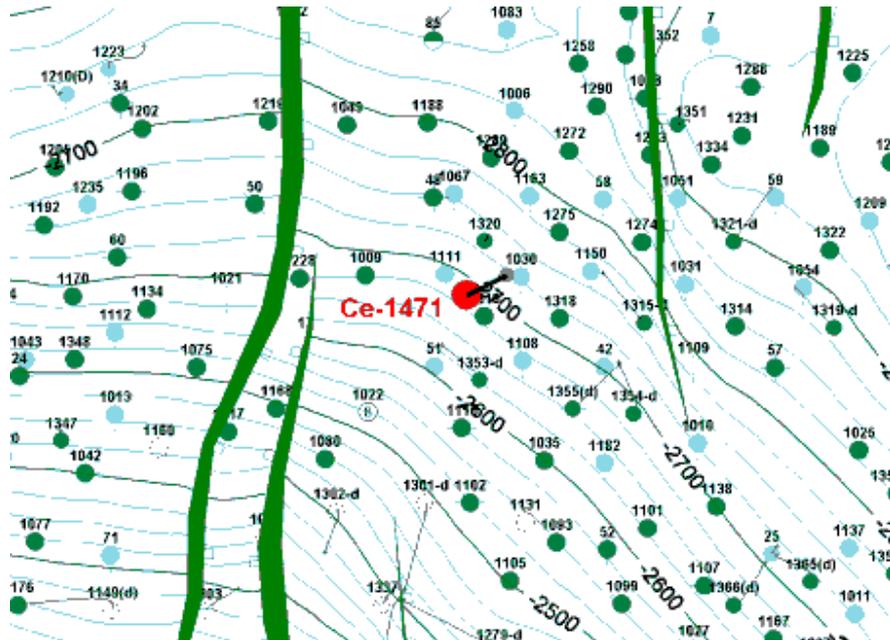
PROFUNDIDAD FINAL TVD: 3766 mts

Teniendo en cuenta las coordenadas de superficie y fondo, durante su trayectoria el pozo tendrá un desplazamiento de 77mts en X y 162mts en Y.

El origen de la naturaleza direccional del pozo, se debe a que debido a legislaciones ambientales locales, no es posible construir una locación si es que ya hubiese una construida a menos de 200mts de distancia. Debido a que existen locaciones cercanas (120mts las de los pozos 1111 y 1116), se evaluaron las locaciones cercanas desde donde iniciar la perforación, decidiéndose por la del pozo 1030 con las coordenadas detalladas arriba.

Perforación de un Pozo Direccional a un Reservorio Tight Gas

La decisión se basó en que desde dicha locación era posible el aprovechamiento del buzamiento natural de la Fm Los Molles S-O de 5°, considerando las coordenadas del objetivo. Se suma también el hecho de que en dicha locación no hay ductos en superficie que dificulten los trabajos de perforación.



Mapa estructural al tope de la Fm. Los Molles mostrando la locación 1000/1030. En rojo la ubicación del objetivo de fondo



Perforación de un Pozo Direccional a un Reservorio Tight Gas

Imagen de superficie donde se puede ver la locación 1000/1030, y en rojo el objetivo de fondo de la perforación.

3.3 COLUMNA ESTRATIGRAFICA

PASES	Prof. (TVD) mts	Prof (TVDSS) mts	Descripción
Grupo Neuquén	0	-358.75	Areniscas grises a rojizas de grano fino a medio
Centenario	1000	641.25	Areniscas gris verdosas de grano fino a medio
Quintuco Superior	1922	-1563	Calizas grises a blancas y arcillitas verdosas
Quintuco Medio	2001	-1643	Limolitas y areniscas finas gris verdosas
Quintuco Inferior	2106	-1748	Calizas grises a blancas con areniscas y arcillitas gris verdosas
Tope Vaca Muerta	2300	-1942	Margas gris oscuras
Base Vaca Muerta	2420	-2062	
Lotena	2420	-2062	Areniscas y conglomerados gris verdosos
Lajas	2456	-2096	Areniscas y conglomerados grises con intercalaciones de arcillas castañas a gris verdoso
MOLLES	3046	-2687	Cong gris claros y arcillitas gris oscuro
PELITICO	3697	-3338	Arcillitas gris oscuro, limolitas gris medio y areniscas gris claro

3.4 DATOS DE LAS FORMACIONES A PERFORAR

PRIMARY OBJECTIVES

Formation: Molles		Age: Jurásico Superior			
Reservoir Lithology: Conglomerados gris claros y arcillitas gris oscuro					
Pay Criteria: > _6_ % porosity, > _11_ ohm m resistivity					
Oil / Water Contact depth _____m, Gas / Water Contact depth ___mbbp					
Anticipated Formation Temperature: 175 DEGF			Anticipated Formation Pressure: 316 Kg/cm2		
Anticipated Hydrocarbons: Gas con probabilidades de encontrar líquidos					
Nearest Production: Ce-1301-d, Ce-1131, Ce-1337					
WELL	ZONA	CAPA	Po. Acum Mm ³	A. Acum Mm ³	Gas Acum MMm ³
Ce-1301-	MOLLES	M4	0.18	0.05	19.7

Perforación de un Pozo Direccional a un Reservorio Tight Gas

d					
Ce-1131	MOLLES	M3, M4, M5, M6, M7	0.03	0.04	5.2
Ce-1337	MOLLES	M4, M5, M6	0.22	0.6	17.2

Target Radius at Formation Top: 60 m al tope Fm. Los Molles y al Mb. Pelitico.

Additional Remarks: Se espera que la presion en la Fm. Los Molles sea de 316 Kg/cm2

GENERAL DATA

Formation: Lotena - Lajas	Age: Jurásico Superior				
Reservoir Lithology: Areniscas y conglomerados grises con intercalaciones de arcillas castañas a gris verdoso					
Pay Criteria: > _9_ % porosity, > _15_ ohm m resistivity					
Oil / Gas Contact depth					
Gas / Water Contact depth -2255 msnm (Nc, NC1, Nd, Mg, Vs)					
Anticipated Formation Temperature: 150 DEGF	Anticipated Formation Pressure: 150 Kg/cm2				
Anticipated Hydrocarbons: Gas y Petróleo					
Nearest Production: Ce.x-1, Ce-4, Ce-1265(D), Ce-1169					
WELL	ZONA	CAPA	Po. Acum Mm ³	A. Acum Mm ³	Gas Acum MMm ³
Ce-1320	LOTENA LAJAS	NC, NC1, ND, MG	6.8	14.8	2
Ce-1030	LOTENA LAJAS	NC, NC1, ND, MG	45.5	35.7	100.7
Ce-1316	LOTENA LAJAS	NC, NC1, ND, MG, VS	4.6	37.6	2.2
Ce-1111	LOTENA LAJAS	NC, NC1, ND, MG	7.4	9.8	4.1
Ce-51	LAJAS	MG, VS, VI	73.2	0.6	57

Target Radius at Formation Top: 60 m a la base Fm. Vaca Muerta

Maximum depth of production: 2525 m en el pozo Ce-1111, y 2550 m en Ce-1316

Additional Remarks: En la Fm. Lotena se registraron presiones de 120 kg en el pozo ce-1316, y en Lajas 200 kg/cm2.hasta una profundidad de 2485, debajo de esas profundidades había valores de 290 Kg/cm2

Formation: Quintuco inferior – Vaca Muerta	Age: Jurásico Superior
Reservoir Lithology: Margas y carbonatos	
Pay Criteria: > _10_ % porosity, > _5_ ohm m resistivity	
Oil / Water Contact depth ___ mbbp, Gas / Water Contact depth _____ m	
Anticipated Formation Temperature: 140 DEGF	Anticipated Formation Pressure: kg/cm2
Additional Remarks: En la Fm. Quintuco se esperan superiores a 170 kg/cm2 (dato de Q. inferior en Ce1316)	

3.5 POZOS DE REFERENCIA

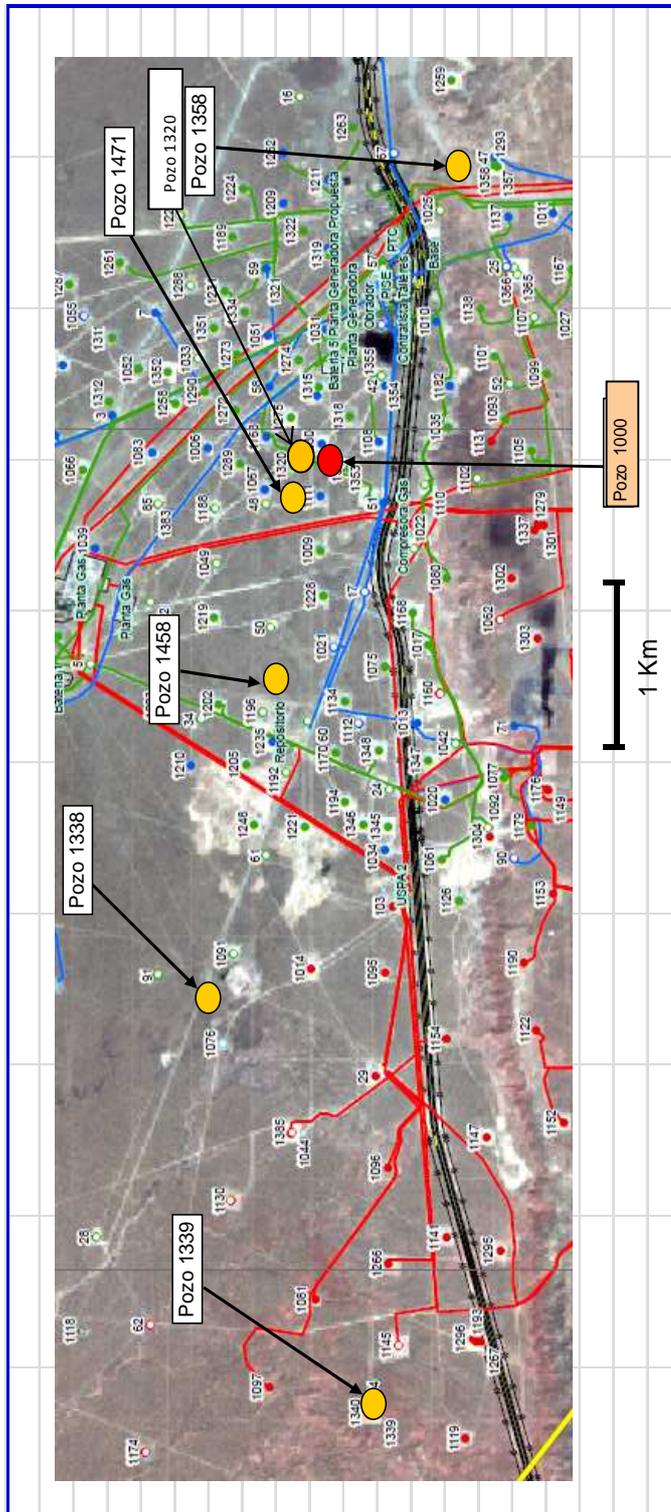
Teniendo en cuenta la disponibilidad de datos, la cercanía de pozos, el diseño de los mismos y profundidad alcanzada, se definieron cinco pozos de referencia sobre los cuales se trabajó en la recolección de datos de presiones de formación, lodos, parámetros y partes diarios de operación. Los pozos de referencia son:

1. Pozo 1338 (Objetivo Fm Molles),
2. Pozo 1320 (Pozo más cercano)
3. Pozo 1339 (direccional a Fm Molles),
4. Pozo 1385 (direccional en el mismo campo)
5. Pozo 1458 (el pozo más reciente del campo)

Cuando se refiera a “datos de referencia” en el desarrollo de este trabajo, se refiere a mediciones y experiencias obtenidas durante la perforación de estos pozos.

A continuación se remarcan las ubicaciones de estos pozos, junto con el del pozo a perforar 1000.

Perforación de un Pozo Direccional a un Reservorio Tight Gas



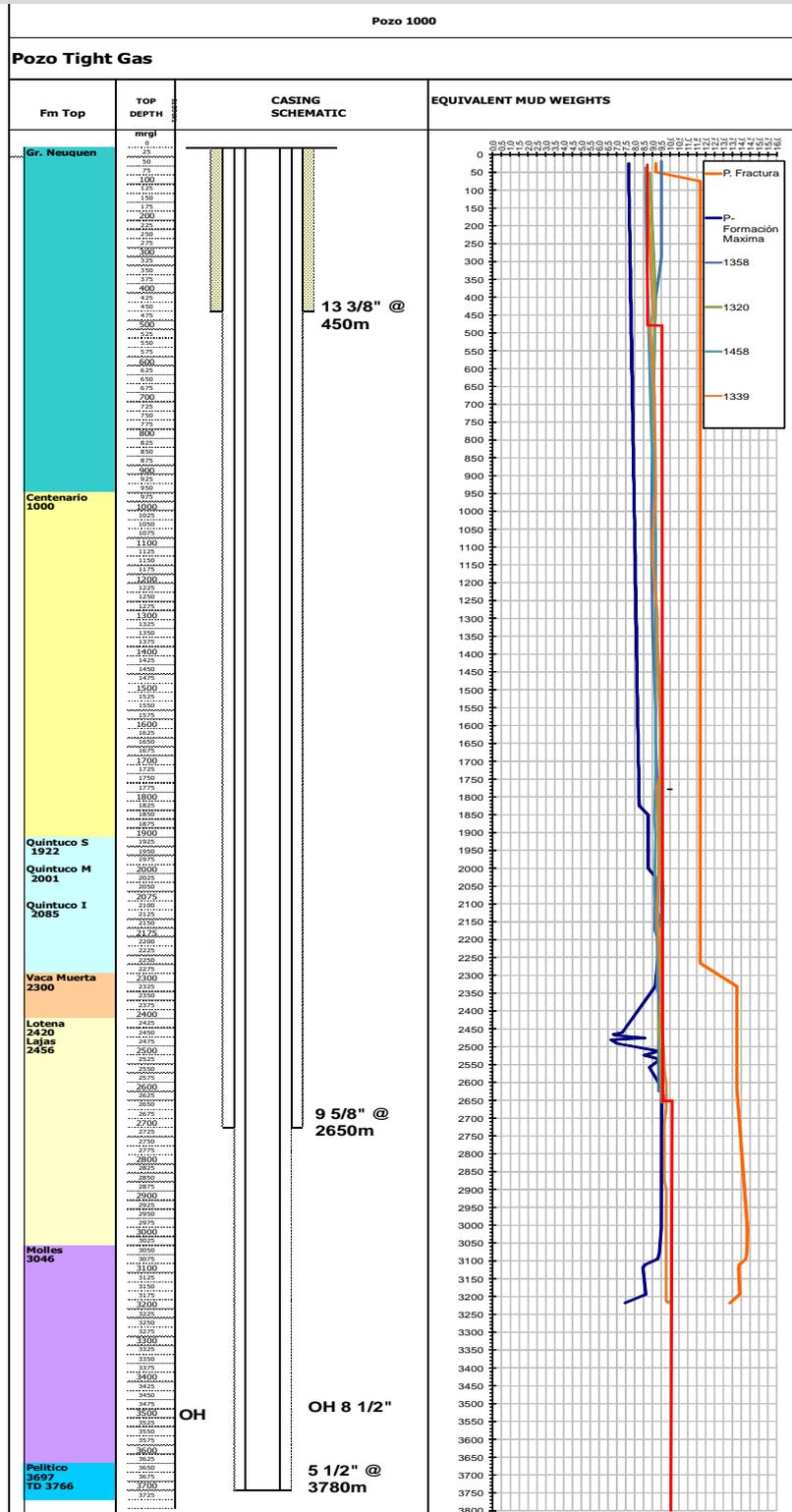
3.6 PRESIONES DE FORMACION

- Quintuco: Se estimó la presión máxima probable en función de las mediciones de presión de RFT en pozos cercanos. Esta presión máxima probable no acarrea un riesgo significativo en cuanto al impacto en la perforación.
- Lotena: En ciertas zonas esta formación está muy depletada.
- Lajas: En ciertas zonas esta formación está muy depletada, esto obliga a prestar especial atención en dichos intervalos, debido a los efectos que pudiera tener un extremo sobrebalance (perdidas de fluido, pegas diferenciales). La sección productiva de Lajas en las cercanías del pozo va de 2100 a 2600 m, por lo que se puede esperar que Lajas por debajo de los 2600 m en la ubicación del 1000 tenga presión normal. Este dato también es corroborado por los RFT donde la sección más depletada de Lajas se encuentra en la parte superior.
- Molles: Se estima una presión normal para Molles.

Con el fin de construir una ventana de lodo, definir la cantidad de casing y ubicación de los zapatos, se recolectaron, compararon y graficaron datos de presiones de formación (medidos con RFT en pozos de referencia) densidades de lodo de trabajo y pérdidas observadas.

Debajo puede verse una imagen de la ventana de lodo, junto a un esquema de pozo propuesto. Para un mejor análisis, se adjunta a este documento un archivo Excel donde puede verse en detalles ampliados de la ventana, esquemas y topes de formación.

4. VENTANA DE LODO – CASING POINT



En color azul pueden verse las presiones de Formación tomadas de los pozos de referencia, y en naranja las presiones de fractura, quedando así graficada la ventana de lodo.

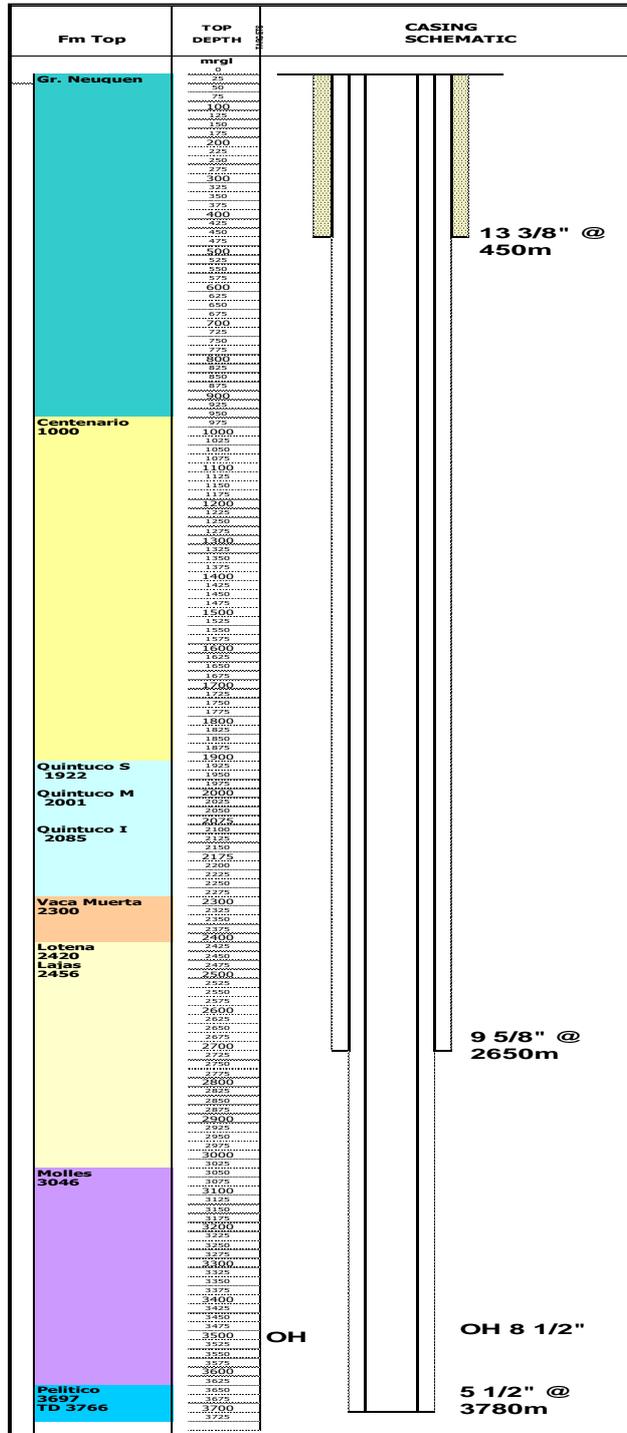
En las diferentes líneas que pueden observarse dentro de la ventana de lodos y que se encuentran asociadas a los pozos de referencia, se graficaron las densidades de los fluidos de perforación utilizados en cada pozo, ubicadas en profundidad.

Haciendo un análisis de los casing que serán necesarios durante la perforación del pozo, teniendo en cuenta la ventana de lodo, la depletación de las capas productivas convencionales del campo y las densidades de lodo de trabajo, se concluye que serán necesarios tres casing (remarcados en rojo cada zapato sobre el grafico de ventana de lodo):

- Casing de Producción: Cubrirá la zona de interés de la perforación. Partiendo de la base de que el pozo debía producirse con tubería de producción de 2 7/8", se consideró que la última sección de mismo sea de 8 1/2" y entubada con casing de 5 1/2".
- Casing Intermedio: La sección intermedia del pozo, será perforada con diámetro de 12 1/4" y entubada con casing de 9 5/8" y cubrirá el reservorio convencional del yacimiento (Fm Lotena – Fm Lajas). Debido a que se trata de un yacimiento maduro, las presiones de las capas productivas han disminuido de manera marcada con el tiempo, por lo que esta sección intermedia tendrá la función de aislar las mismas, antes de continuar con la perforación hacia la zona de interés principal. Como puede verse en la ventana de lodo, remarcado en rojo, se propone, una vez alcanzado el tope de Lotena - Lajas, continuar perforando hasta alcanzar presiones de formación normales, una vez logrado esto, bajar el casing intermedio de 9 5/8". En el grafico puede verse que a la profundidad de 2650 m mD ya es posible revestir el pozo y continuar con la perforación de la siguiente sección. No es conveniente continuar con el mismo diámetro todo el pozo porque la zona depletada puede provocar pegas diferenciales que pondrían en riesgo el pozo, o pérdidas de lodos que afectarían a la economía del proyecto. Durante la perforación de los pozos de referencia, se registraron pérdidas de lodo en la zona de interés del orden de 2-3 m3/h.
- Por legislaciones locales, es obligatorio el recubrimiento del pozo una vez alcanzada la profundidad de 450-500mts, debido a que se encuentra un acuífero de agua dulce. Esta sección se perforara con trepano de 17 1/2" y se entubará con casing de 13 3/8. Este casing servirá de anclaje a la BOP que se instalará previo a perforar la zona gasífera del

yacimiento.

5. ESQUEMA POZO - 1000



6. DISEÑO DIRECCIONAL

Coordenadas de superficie

X = 5.693.228 Y = 2.569.853 Cota = 358.75 m

Coordenadas de fondo

X = 5.693.151,5 Y = 2.569.691,0 TD = -3407 msnm

PROFUNDIDAD FINAL: -3407 msnm

PROFUNDIDAD FINAL TVD: 3766 mts

Teniendo en cuenta las coordenadas de superficie y fondo, durante su trayectoria el pozo tendrá un desplazamiento de 77mts en X y 162mts en Y.

Haciendo un análisis de los requerimientos de la trayectoria del pozo se decidió:

- Perforar verticalmente la primera sección, ya que es más rápido y económico.
- Iniciar la curva en la sección de 12 ¼" para disminuir la severidad de la misma, que complicaría el lavado de arena de fractura. Esto también evita esfuerzos de fatiga en la sarta de perforación y facilita el entubado.
- Ingresar a la capa de interés de manera vertical ya que se cuenta con información de pozos cercanos de que al atravesar la Fm Molles perpendicularmente o con el buzamiento natural típico (5°), se favorece la propagación de las fracturas durante la terminación.

Con estos datos, se propuso el KOP en 500mTVD, una vez perforado el cemento y 50mts debajo del zapato de 13 3/8".

Con el fin de evitar severidades en la construcción de la curva, se asumió un BUR (Build up Rate) de 3°/100 pies.

Una vez logrado el ángulo necesario, se mantendrá el mismo hasta ingresar al tope de Fm Los Molles, desde donde se perforará siguiendo el buzamiento natural de la capa, alcanzando así TD

con las coordenadas calculadas.

Debajo puede verse el grafico con la trayectoria direccional del pozo:

Parámetros:

- KOP: 500mTVD
- BUR: 3°/100 pies.
- Longitud de la curva: 27mts
- Inclinación del pozo desde KOP hasta Tope de Fm Molles: 3°
- Inclinación del pozo por Buzamiento natural una vez alcanzado Fm Molles: 5°

Se puede ampliar el dibujo debajo, donde pueden verse detalles de la construcción de la trayectoria.

7. FLUIDO DE PERFORACION

Se diagramará un programa de lodos diferenciado en 3 etapas según el diámetro de sección de perforación. El diseño estará basado en el comportamiento de los sistemas de lodos observado en pozos de referencia.

7.1 SECCION 17 ½”

Lodo entre 0-450m: Basándose en los diagramas de presiones porales y de fractura medidos en el área la densidad del lodo estará comprendida entre 8.5 – 9 ppg (1020 kg/m³ y 1080 kg/m³).

Debido a que se han realizado perforaciones en pozos aledaños utilizando bentonita como agente viscosificante primario, y destacando la economía de esta opción frente a otras, se escoge esta solución para la primera etapa.

Deberán incorporarse agentes tensioactivos en caso de observar embolamiento en el trépano, y de observarse admisiones, se utilizarán agentes obturantes.

7.2 SECCION 12 ¼”

Lodo entre 450m-2650m: Se aumentará la densidad del lodo bentonítico a partir del inicio de la fase, es decir a la profundidad de 450m, utilizando valores entre 9.5 – 10 ppg (1140 kg/m³ - 1200 kg/m³), como puede verse remarcado en rojo en la ventana de lodo.

Debido a que las experiencias en pozos cercanos indican que a profundidades de 600m hubo pérdida total de circulación se tendrá en cuenta el uso de material obturante.

Al atravesar las capas productivas convencionales del yacimiento (Lotena – Lajas) se prevé el uso de material de puenteo debido a las bajas presiones porales de formación (capas depletadas).

7.3 SECCION 8 1/2"

Lodo entre 2650-3780m: El lodo a utilizar tendrá densidades comprendidas entre 1200 kg/m³ y 1250 kg/m³. En la zona de interés se utilizará un lodo PHPA. Deberá evitarse por todos los medios admisiones en las capas de interés en esta etapa de perforación, incorporando para ello material de puenteo.

A su vez deberá procurarse un caliper regular del pozo, objetivo para el cual se incorporarán inhibidores de arcilla a profundidades 2550m.

En Molles las presiones de fractura esperadas son de alrededor de 316 kg/cm²

Dado que esta última etapa de perforación será dirigida, se ajustaran las propiedades reológicas del lodo para obtener una limpieza y remoción del cutting óptimas en el proceso.

Teniendo en cuenta que en pozos cercanos se registraron pérdidas de fluido de perforación; éstas y el material de puenteo para disminuir las mismas, se contemplarán dentro del costo del fluido.

Es destacado mencionar que el lodo a utilizar en el primer tramo será parcialmente reutilizado en la perforación de las siguientes secciones.

7.4 PROGRAMA GENERAL DE FLUIDOS DE PERFORACION

Pozo	1000		Operadora	Pluspetrol SA	
Area	Centenario		Equipo	XXX	
Profundidad	3780		Fecha Inicio	XXXX	
Profundidad (m)	0	450	Tiempo Estimado	XX días	
Diametro Pozo(Pg)	17.5		Tipo de Lodo	Agua Bentonita	
Diametro Cañería(pg)	13 3/8				
CALCULO DE VOLUMENES			VALORES DE INYECCION		
		m3	Vis.Embudo	38/40	seg
Superficie (Piletas)-m3-		100	Densidad	1020/1080	gr/lit
Pozo(-m3-)		70	Vis. Plastica	6*12	cps
Cañeria		0	P. Fluencia	18*26	lb/100ft2
Perd. Equipo Superficie		42	Geles		lb/100ft3
Vol. Recuperado		0	Filtrado	s/c	cm3-30 min-
Volumen a Tratar		212	Mbt	50	Kg/m3
			Sólidos	2*3%	

CALCULO DE LOS PRODUCTOS					
PRODUCTO	Concentracion (KG-LT/M3)	Volúmen (M3)	Cantidad(KG)	Precio (\$)	Total(\$)
Bentonita	40	212	8472	\$ 0.060	\$ 508.3
Detergente	4	212	847	\$ 0.59	\$ 499.8
Dispersante	3	212	635	\$ 1.35	\$ 857.8
Black Lube	3	212	635	\$ 1.70	\$ 1,080.2
Boremaster	4	212	847	\$ 2.09	\$ 1,770.61
				COSTO TRAMO I	\$ 4,716.68
Comentarios para el Tramo				Costo/m3	\$ 22.27

Se recomienda trabajar con valores de viscosidad embudo lo más bajas posible por presencia de arcillas plásticas muy hidratables, viscosidad de trabajo 38/40 seg. De salida con agregados de dispersante, detergente, boremaster y lubricante.

Perforación de un Pozo Direccional a un Reservorio Tight Gas

Profundidad (m)	450-2650	Tiempo Estimac	XX dias
Diametro Pozo(Pg)	121/4"	Tipo de Lodo :	Semidisperso
Diametro Cañeria(pg)	95/8"		
Largo Cañ.Guia (m)	450		

CALCULO DE VOLUMENES		VALORES DE INYECCION		
	m3	Vis.Embudo	40/42	seg
Superficie (Piletas)-m3-	120	Densidad	1140/1200	gr/lt
Pozo	167	Vis.Plastica	8*12	cps
Cañeria	35	P.Fluencia	14*24	lb/100ft2
Perd.Equipo Superficie	362	Geles		lb/100ft3
Vol.Recuperado	0	Filtrado	s/c	cm3-30 min-
Volumen a Tratar	684	Mbt	60	Kg/m3
		Sólidos	6*8	%

CALCULO DE LOS PRODUCTOS						
PRODUCTO	CONCENTRACION (KG-LT/M3)	VOLUMEN (M3)	CANTIDAD(KG)	PRECIO (\$)	TOTAL(\$)	
Bentonita	50	684	34217	\$ 0.060	\$ 2,053.0	
Dispersante Polimerico	2	684	1369	\$ 1.35	\$ 1,847.7	
Detergente-DMS	6	684	4106	\$ 0.59	\$ 2,422.6	
Soda Caustica	1	684	684	\$ 0.65	\$ 444.8	
Black lube	14	684	9581	\$ 1.70	\$ 16,287.4	
Boremaster	5	684	3422	\$ 2.09	\$ 7,151.41	
					COSTO TRAMO II	\$ 30,207.0
Comentarios para el Tramo					Costo/m3	\$ 44.14

Tramo direccional se contará con stock de lubricante Black lube en locación. Concentración recomendada 10/14 litros/m3. Según antecedentes de pozos cercanos se esperan pérdidas obturables a partir de los 600 metros hasta los 950 metros. Por tal motivo se contará con stock de material obturante fino, mediano y grueso. En caso de entrar en pérdida se sugiere perforar sin retorno 1/2 barras sin retorno y luego preparar un tapón con material obturante fino/mediano/grueso a razón de 60/80 kg/m3 con 20 kg/m3 de Bentonita , un volumen de pozo aproximado de 45 m3, inyectarlo y sacar sondeo al zapato, dejar en reposo 2 horas. Se sugiere circular el pozo cada dos barras antes de entrar en formación Centenario por tendencia a empaquetarse, con agregados de tapones viscosos.

Perforación de un Pozo Direccional a un Reservorio Tight Gas

Profundidad (m)	2650/3780m (Conversión)	Tiempo Estimado	XX días
Diametro Pozo(Pg)	8.5	Tipo de Lodo	Semidisperso
Diametro Cañeria(pg)	95/8		
Largo Cañ.Int. (m)	2650		

CALCULO DE VOLUMENES	
	m3
Circuito Superficie	120
Pozo	41
Cañeria	103
Perd.Equipo Superficie	140
Vol.Recuperado	
Volumen a Tratar	404

VALORES DE INYECCION		
Vis.Embudo	50	seg
Densidad	1200/1250	gr/lt
Vis.Plastica	16/20	cps
P.Fluencia	20/25	lb/100ft2
Geles	10*20	lb/100ft3
Filtrado	14	cm3-30 min-
Mbt	<60	Kg/m3
Sólidos	6*8	%

CALCULO DE LOS PRODUCTOS						
PRODUCTO	CONCENTRACION (KG-LT/M3)	VOLUMEN (M3)	CANTIDAD(KG)	PRECIO (\$)	TOTAL(\$)	
Bentonita	40	404	16172	0.060	\$ 970.33	
Drillflo	3	404	1213	1.35	\$ 1,637.43	
Hidroxido sodio	2	404	809	0.65	\$ 525.60	
Detergente	5	404	2022	0.59	\$ 1,192.70	
Carb de sodio	5	404	2022	0.59	\$ 1,192.70	
Black lube	14	404	5660	1.70	\$ 9,622.44	
Boremaster	5	404	2022	2.09	\$ 4,224.98	
Starflo	5	404	2022	2.42	\$ 4,892.08	
carboseal m325	35	404	14151	\$ 0.31	\$ 4,386.70	
				COSTO TRAMO III		\$ 28,644.95
				Costo/m3	u\$s	\$ 70.85

Comentarios para el Tramo

En formación Quintuco se tratará el yeso con Soda Solvay y Soda Cáustica para precipitar el mismo.
 Entrando en formación Vaca Muerta (2170 metros) se realizará conversión de lodo a PHPA densificado a 1160 gr/lt y luego a 1230 gr/lt, según necesidades del pozo.
 Se trabajará con valores reológicos altos en form. Lajas- Molles (20-22/28-32)
 VP / PF
 Se contará con material de puenteo para ser agregado sobre circuito en Formación Lajas, Molles a razón de 35 kg/m3.

8. TREPANOS

Se diagramó un programa de trépanos diferenciado en 3 etapas según el diámetro de sección de perforación. El diseño estará basado en los programas de trépano de las compañías de servicios basado en datos reales de pozos cercanos.

Perforación de un Pozo Direccional a un Reservorio Tight Gas

Diametro	IADC	Profundidad		Metros	Horas	ROP	Horas Acum.	Peso		RPM	
		entrada	salida					Min	Max	Min	Max
17,5	GTX-CG1	0	450	450	18	25	18	2	8	60	110
12,25	DP605	450	950	500	22	22,7	40	2	12	70	120
8,5	DP505FXX	950	2800	1850	160	11,6	200	6	14	70	140
8,5	Q505X	2800	3450	650	52	12,5	252	5	15	70	150

Diametro	IADC	Profundidad		Metros	Horas	ROP	Horas Acum.	Peso		RPM	
		entrada	salida					Min	Max	Min	Max
17,5	115	0	450	450	18	25	18	8	20	90	130
12,25	M223	450	950	500	23	21,74	41	8	20	S/ req. direccional	
8,5	M223	950	2900	1950	180	10,83	221	4	16	S/ req. direccional	
8,5	M223	2900	3450	550	90	6,11	311	6	16	S/ req. direccional	

Diametro	IADC	Profundidad		Metros	Horas	ROP	Horas Acu.	Peso		RPM	
		entrada	salida					Min	Max	Min	Max
17 1/2	116	0	450	450	23	19.57	23	5	15	100	120
12 1/4	PDC	450	2500	2050	160	12.81	183	10	15	100	120
8 1/2	PDC	2500	2900	400	40	10	223	6	12	100	120
8 1/2	PDC	2900	3600	700	80	8.75	303	6	12	100	120

Diametro	IADC	Profundidad		Metros	Horas	ROP	Horas Acu.	Peso		RPM	
		entrada	salida					Min	Max	Min	Max
17 1/2	116	0	450	450	35	12.9	35	8	12	100	130
12 1/4	PDC	450	1900	1450	80	18.1	115	9	13	100	130
12 1/4	PDC	1900	2550	650	65	10	180	9	13	100	130
8 1/2	M223	2550	3150	600	75	8	255	5	12	90	120
8 1/2	M223	3150	3650	500	70	6.6	325	5	12	80	100

Diametro	Bit Type	Profundidad		Metros	Horas	ROP	Horas Acu.	Peso		RPM	
		entrada	salida					Min	Max	Min	Max
17.5	GTX-G1	0	450	450	27	16.7	27	12	18	80	140
12.25	QD605	450	1750	1300	82	15.9	109	9	13	80	130
12.25	QD505HX	1750	2550	800	97	8.2	206	12	16	70	110
8.5	DP505HX	2550	3300	750	105	7.1	311	9	12	70	100
8.5	Q505X	3300	3610	310	60	5.2	371	8	10	60	90

* Comparación de programas de 3ras compañías para pozo similar.

8.1 SECCION 17 1/2”

En esta sección se decidió utilizar un único trepano tricónico para perforar los 450 m que comprenden la misma. Para la elección del trepano se tomaron como referencia los

programas de trépanos usados en pozos de la zona, con los siguientes parametros:

ROP: 12.90; WOB: 8-15; RPM: 95:130.

8.2 SECCION 12 ¼”

En esta sección se decidió usar trépanos PDC como los utilizados en pozos anteriores, se usarán 2 trépanos para perforar la sección en 2 partes:

450-2000 m: ROP: 12.81; WOB: 9-14; RPM: 95:130.

2000-2650 m: ROP: 8.25; WOB: 11-15; RPM: 85:120.

8.3 SECCION 8 ½”

En esta sección se programó usar trépanos PDC según historia de pozos anteriores, utilizando 2 trépanos para perforar la sección en 2 partes:

2650-3050 m: ROP: 7.14; WOB: 7-12; RPM: 90:115.

3050-3780 m: ROP: 5.17; WOB: 6-11; RPM: 80:105.

Trépanos	Sección	Tipo	WOB		RPM		ROP	Prof Salida
			Min	Max	Min	Max		
1	17.5	TC	8	15	93	130	12.90	450
2	12.25	PDC	9	14	93	127	12.81	2000
3	12.25	PDC	11	15	85	120	8.25	2650
4	8.5	PDC	7	12	87	113	7.14	3050
5	8.5	PDC	6	11	80	103	5.17	3780

* Promedio de parámetros usados en pozo similar.

9. TIEMPOS DE OPERACION

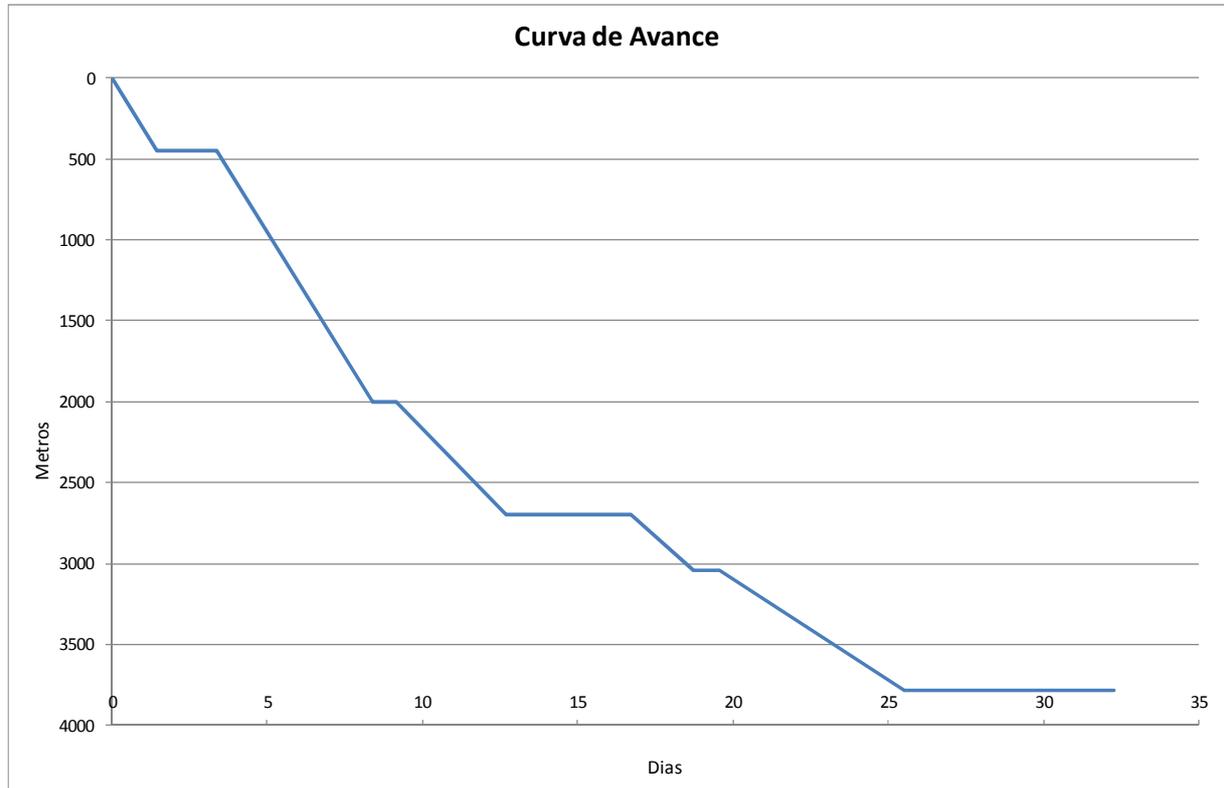
9.1 CRONOGRAMA DE MANIOBRAS

Se determinaron las maniobras en la operación de perforación del pozo, con la duración de las mismas de acuerdo a pozos de referencia. Las ROP se obtuvieron del análisis de los trépanos a

utilizar en el Capítulo 8.

Maniobra	Profundidad (mts)	Tramo perforado (mts)	ROP (mts/h)	Hs Maniobra	Días	Días Acumulados
Monta Equipo	0					0
Perfora con 17 ½"	450	450	12,9	34,9	1,5	1,5
Maniobra de Calibre y saca para entubar	450			6,0	0,3	1,7
Entuba y cementa	450			12,0	0,5	2,2
Fragüe	450			6,0	0,3	2,5
Arma BOP	450			16,0	0,7	3,1
Arma BHA y Rota Cmto.	450			6,0	0,3	3,4
Subtotal Sección 17 1/2"						3,4
Perfora con 12 ¼"	2000	1550	12,81	121,0	5,0	8,4
Cambia trepano	2000			18,0	0,8	9,2
Perfora 12 ¼"	2650	700	8,25	84,8	3,5	12,7
Maniobra de Calibre + saca para perfilar	2650			18	0,8	13,4
Perfila	2650			12	0,5	13,9
Normaliza y saca para entubar	2650			16	0,7	14,6
Entuba y cementa + arma BOP	2650			20,0	0,8	15,4
Arma BHA y Rota Cmto.	2650			30,0	1,3	16,7
Subtotal Sección 12 1/4"						13,3
Perfora con 8 ½"	3050	345	7,14	48,3	2,0	18,7
Saca Hta direccional + Cambia trépano	3050			20,0	0,8	19,5
Continua perforando 8 ½"	3780	735	5,15	142,7	5,9	25,5
Maniobra de Calibre	3780			30,0	1,3	26,7
Saca para Perfilar	3780			18,0	0,8	27,5
Perfila	3780			30,0	1,3	28,7
Baja y saca desarmando	3780			40,0	1,7	30,4
Entuba y cementa	3780			40,0	1,7	32,1
Cuelga csg y arma Boca de pozo	3780			4,0	0,2	32,2
Subtotal Sección 17 1/2"						15,5
TOTAL POZO						32,2

9.2 CURVA DE AVANCE



10. COLUMNA PERFORADORA

La columna perforadora se diseñó de acuerdo a las necesidades de peso sobre el trépano (WOB) de cada sección analizado en el Capítulo 8, el diámetro de la sección y diseños de BHA estudiados en pozos de referencia.

El peso disponible sobre el trépano (WOB), se consideró desde la tijera hacia abajo, para evitar accionar la misma, considerando el factor de flotación de cada sección. El punto neutro de los esfuerzos de Compresión - Tensión se lo ubicó en el 80% de la longitud del BHA entre el trépano y la tijera.

Para el cálculo de la capacidad de Overpull de la sarta, en caso de intento de aprisionamiento o

Perforación de un Pozo Direccional a un Reservorio Tight Gas

arrastre, se tuvo en cuenta el punto de cedencia de la barra y el peso de toda la sarta incluido los Drill Pipe, con un factor de seguridad de 1,15.

10.1 SECCION 17 1/2"

Considerando los requisitos del trépano a utilizar en la primera sección del pozo se utilizará un BHA convencional, con el siguiente diseño:

BHA										
Component	Cant	OD	ID	Long	Box. Conn	Peso	Proveedor	Prof entrada	Max Overpull	Max WOB
		pulg	pulg	m		lbs/ft				
BHA 1										
TC Bit	1	17,50	-	0,30	7 5/8 Reg			0	181 tn	16 tn
Bit Sub	1	9,00	2,500	0,75	7 5/8 Reg	199,7				
9" DC	2	9,00	2,500	18,00	7 5/8 Reg	199,7				
XO	1	8,00	2,500	0,75	6 5/8 Reg	154,3				
8" DC	8	8,00	2,250	72,00	6 5/8 Reg	157,5				
8" Drilling Jar	1	8,00	2,813	0,75	6 5/8 Reg	149,9				
8" DC	1	8,00	2,813	9,00	6 5/8 Reg	149,9				
XO	1	6,50	2,750	9,80	NC46	90,0				
6.5" DC	3	6,50	2,813	28,50	NC46	91,8				
Xo Sub	1	5,00	3,000	0,92	NC50	50,0				
5" HWDP	3	5,00	3,000	27,00	NC50	50,4				
5" S 19.5 DP	30	5,00	4,276	282,23	NC50	19,5				

10.2 SECCION 12 1/4"

Para la sección intermedia se decidió utilizar la siguiente configuración de BHA:

BHA										
Component	Cant	OD	ID	Long	Box. Conn	Peso	Proveedor	Prof entrada	Max Overpull	Max WOB
		pulg	pulg	m		lbs/ft				
BHA 2										
PDC Bit	1	12.25	-	0.30	6 5/8 Reg			450	112 tn	18 tn
8"DHM(BH 1.15°-12 1/8")	1	8.00	2.250	7.20	6 5/8 Reg	157.5				
12 1/8" String Stab	1	8.00	2.250	1.50	6 5/8 Reg	157.5				
Float Sub	1	8.00	2.250	0.80	6 5/8 Reg	157.5				
Monel	1	8.00	2.250	9.00	6 5/8 Reg	157.5				
MWD	1	8.00	2.250	10.50	6 5/8 Reg	157.5				
8" DC	9	8.00	2.250	81.00	6 5/8 Reg	157.5				
8" Drilling Jar	1	8.00	2.813	0.75	6 5/8 Reg	149.9				
8" DC	2	8.00	2.813	18.00	6 5/8 Reg	149.9				
XO	1	6.50	2.750	0.92	NC46	90.0				
6.5" DC	3	6.50	2.813	27.90	NC46	91.8				
Xo Sub	1	5.00	3.000	0.92	NC50	50.0				
5" HWDP	6	5.00	3.000	55.20	NC50	50.4				
5" S 19.5 DP	262	5.00	4.276	2436.31	NC50	19.5				

Perforación de un Pozo Direccional a un Reservorio Tight Gas

Para el diseño de esta sección en particular, tuvimos que tomar en cuenta los siguientes puntos:

- Los factores considerados en un principio para todas las secciones en cuanto a Máximo WOB y Overpull.
- En esta sección luego de los primeros 50 metros verticales empezamos la sección direccional, por ello se agregó un Motor de Fondo y un MWD, ya que según indicamos en la sección de construcción de la geometría del pozo debemos alcanzar una curva de 3° para poder llegar a Molles y seguir con la curvatura natural de esta formación.

10.3 SECCION 8 1/2”

En esta sección se continuará con perforación direccional hasta el Tope de Fm Molles (3050m mD). Una vez llegado a esa profundidad se quitara la herramienta direccional, continuando la perforación según el buzamiento natural de Molles de 5°.

Diseño de BHA:

BHA										
Component	Cant	OD pulg	ID pulg	Long m	Box. Conn	Peso lbs/ft	Proveedor	Prof entrada	Max Overpull	Max WOB
BHA 3										
PDC Bit	1	8,50	-	0,30	4 1/2 Reg			2650 m	74 tn	16 tn
8 1/4" Near Bit Stab	1	6,50	2,500	1,80	4 1/2 Reg	96,2				
6.75" DHM (BH 1.15°)	1	6,75	4,750	8,70	4 1/2 Reg	61,5				
Float Sub	1	6,75	3,000	0,65	NC50	61,5				
8" String Stab	1	6,75	3,000	1,40	NC50	61,5				
MWD	1	6,75	2,813	8,50	NC50	61,5				
Monel	1	6,50	2,813	9,20	NC50	91,8				
6 1/2" DC	15	6,50	2,813	147,00	NC50	91,8				
6.5" Drilling Jar	1	6,50	2,750	9,80	NC50	90,0				
6 1/2" DC	2	6,50	2,813	19,60	NC50	91,8				
XO	1	6,50	2,750	9,80	NC46	50,0				
5" HWDP	6	5,00	3,000	55,20	NC46	50,4				
5" S 19.5 DP	377	5,00	4,276	3508	NC46	22,0				

11. DISEÑO DE CASING

11.1 ESPECIFICACIONES DE CASING

Sección	Casing				Propiedades Mecánicas			Torque (lb-ft)	
	Diam. (in)	Peso	Grado y Cupla	Interna (psi)	Colpaso (psi)	Tensión (Klb)	Mínimo	Optimo	Máximo
Conductor	13 3/8"	54.5	K-55 STC	2730	1130	547	4103	5470	6838
Intermedia	9 5/8"	40	N-80 LTC	5750 (5750)	3530	916 (737)	5530	7370	9210
Producción	5 1/2"	20	P-110 BTC	12640 (12640)	11100	641 (641)			

11.2 CALCULO DE CARGAS SOBRE CASING

Se utilizó el Software *StressCheck* de Landmark para el cálculo de la afectación de las diferentes cargas en el diseño de casing en cada una de las secciones del pozo.

Se ingresó la siguiente data:

- Diseño de pozo, profundidades.
- Características del Drill String.
- Cañerías: Diámetros, profundidad del zapato, grado de acero, libraje, tipo de conexión.
- Presiones esperadas de Formación y de Fractura según lo que se estimó al realizar la ventana de lodo.
- Gradiente Geotérmico según datos del campo.
- Densidades de los fluidos presentes durante la operación (lodo de perforación, fluido de completación, lechada de cemento, gas de producción y agua de formación).
- Factores de seguridad de diseño (detallada en cada una de las secciones más adelante).

Con estos datos, se definió el cálculo de cargas sobre cada casing en cada sección del pozo, durante la etapa de Perforación, Terminación y la vida productiva del mismo, ingresando los datos que requería cada cálculo.

Los escenarios sobre los que se realizó el cálculo fueron:

Casing de las tres secciones del pozo:

- Gas Kick.
- Pressure Test
- Fracture at Shoe w/ Gradient Gas Above
- Drill Ahead.
- Lost return w/ Mud Drop.
- Green Cement Pressure Test.
- Cementing.
- Running in Hole.
- Overpull Force.
- Green Cement Pressure Test

Solo en el Casing 5 1/2" de producción se calculó además lo siguiente:

- Tubing Leak
- Injection Down Casing (Fractura de Formación a través del casing de producción)
- Above/Below Packer
- Gas Migration
- Full Evacuation

Se puede ver al final de cada sección de casing, el diagrama de Von Misses correspondiente, donde se verifica que el diseño propuesto soporta de buena manera las posibles cargas a la que será sometida la tubería.

A continuación se detalla el cálculo realizado con StressCheck:

11.2.1 Casing 13 3/8”

2																				Total = 32,430	
3																					
4	Intermediate Casing	9 5/8", 40.000 ppf, N-80	LTC, N-80	0.00-2650.00	8.750 A	1.48	1.26	1.81 J	1.65												175,933
5																					Total = 175,933
6																					
7	Production Casing	5 1/2", 20.000 ppf, P-110	BTC, P-110	0.00-3780.00	4.653	1.26 B	1.56	(1.94)	1.34												161,065
8																					Total = 161,065
9																					
10																					Total = 369,428
11	B Conn Burst																				
12	J Conn Jump Out																				
13	A Alternate Drift																				
14	() Compression																				

CASING AND TUBING SCHEME

	OD (in)	Name	Type	Hole Size (in)	Measured Depths (m)			Mud at Shoe (g/cc)
					Hanger	Shoe	TOC	
1	13 3/8"	Surface	Casing	17.500	0.00	450.00	0.00	1.160
2	9 5/8"	Intermediate	Casing	12.250	0.00	2650.00	1000.00	1.180
3	5 1/2"	Production	Casing	8.500	0.00	3780.00	1800.00	1.250

PRODUCTION DATA

Packer Fluid Density:	1.031 g/cc
Packer Depth, MD:	3000.00 m
Perforation Depth, MD:	3700.00 m
Gas Gravity:	0.70

Perforación de un Pozo Direccional a un Reservorio Tight Gas

GEO THERMAL GRADIENT DATA	
Surface Ambient:	10.000 °C
Bottomhole Temperature - 3776.75 m TVD:	111.073 °C
Bottomhole Gradient - 3776.75 m TVD:	1.50 °F/100ft

DESIGN PARAMETERS DATA (13 3/8" Surface Casing)	
Design Factor (Pipe) - Axial Tension:	1.400
Design Factor (Pipe) - Axial Compression:	1.400
Design Factor (Coupling) - Axial Tension:	1.400
Design Factor (Coupling) - Axial Compression:	1.400
Design Factor (Pipe) - Burst:	1.100
Design Factor (Coupling) - Burst:	1.100
Design Factor (Pipe) - Collapse:	1.000
Design Factor (Pipe) - Triaxial:	1.125
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:	Yes

INITIAL CONDITIONS (13 3/8" Surface Casing)	
Mix-Water Density:	0.998 g/cc
Lead Slurry Density:	15.80 ppg
Displacement Fluid Density:	1.000 g/cc
Pickup Force:	0.0000 tonne
Temperatures:	Default
Vertical Depth (m)	Temperature (°C)
0.00 m	10.000 °C
90.00 m	12.461 °C
449.98 m	22.303 °C

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

Drilling Load:	Gas Kick Profile
Influx Depth, MD:	2650.00 m
Kick Volume:	7.95 m ³
Kick Intensity	0.50 ppg
Maximum Mud Weight:	1.180 g/cc
Kick Gas Gravity:	0.70
Fracture at Shoe:	919.65 psi
Fracture Margin of Error:	0.20 ppg
Drill Pipe OD:	5.000 in
Collar OD:	8.000 in
Collar Length:	150.00 m
Assigned External Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)
Mud Weight Plus Kick Intensity Exceeded Fracture Gradient in the Open Hole Interval	
Drilling Load:	Pressure Test
Test Pressure:	500.00 psi
Mud Weight:	1.080 g/cc
Assigned External Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)
Drilling Load:	Fracture @ Shoe w/ Gas Gradient Above
Gas Gradient:	0.1000 psi/ft
Shoe Depth, MD :	450.00 m
Fracture Pressure at Shoe:	919.65 psi
Fracture Margin of Error:	0.20 ppg
Drilling Load:	Green Cement Pressure Test
Test Pressure:	500.00 psi
Mud Weight at Shoe:	1.160 g/cc
TOC, MD:	0.00 m
Lead Slurry Density:	15.80 ppg
Displacement Fluid Density:	1.000 g/cc
Float Collar Depth, MD:	450.00 m
Drilling Load:	Drill Ahead (Burst)
Hanger Depth, MD:	0.00 m
TOC, MD:	0.00 m
Shoe Depth, MD:	450.00 m
MW next hole section:	1.200 g/cc
ECD:	1.300 g/cc
Assigned External Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)
External Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)
TOC, MD:	0.00 m
Prior Shoe, MD:	0.00 m
Mud Weight Above TOC:	1.080 g/cc
Fluid Gradient Below TOC:	0.998 g/cc
Pore Pressure In Open Hole:	Yes

File: Ce-1000 TG simulado por RAC *

Date: December 20, 2011 Page: 18

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

Drilling Load:	Cementing
Mud Weight at Shoe:	1.160 g/cc
TOC, MD:	0.00 m
Lead Slurry Density:	15.80 ppg
Displacement Fluid Density:	1.000 g/cc
Float Collar Depth, MD:	450.00 m
Assigned External Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)
Alternate Design Factor (Pipe) - Tension:	1.750
Alternate Design Factor (Connection) - Tension:	1.750
Alternate Design Factor (Pipe) - Compression:	1.300
Alternate Design Factor (Connection) - Compression:	1.300
Alternate Design Factor (Pipe) - Collapse:	1.125
Alternate Design Factor (Pipe) - Triaxial:	1.250

Drilling Load:	Lost Returns with Mud Drop
Lost Returns Depth, MD:	2253.78 m
Pore Pressure at Lost Returns Depth:	1491.00 psi
Pore Pressure Gradient at Lost Returns Depth:	0.465 g/cc
Mud Weight:	1.180 g/cc
Mud Drop Level, MD:	1364.59 m
Assigned External Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)

External Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)
TOC, MD:	0.00 m
Prior Shoe, MD:	0.00 m
Fluid Gradient Above TOC:	1.160 g/cc
Fluid Gradient Below TOC:	1.160 g/cc
Pore Pressure In Open Hole Below TOC:	No

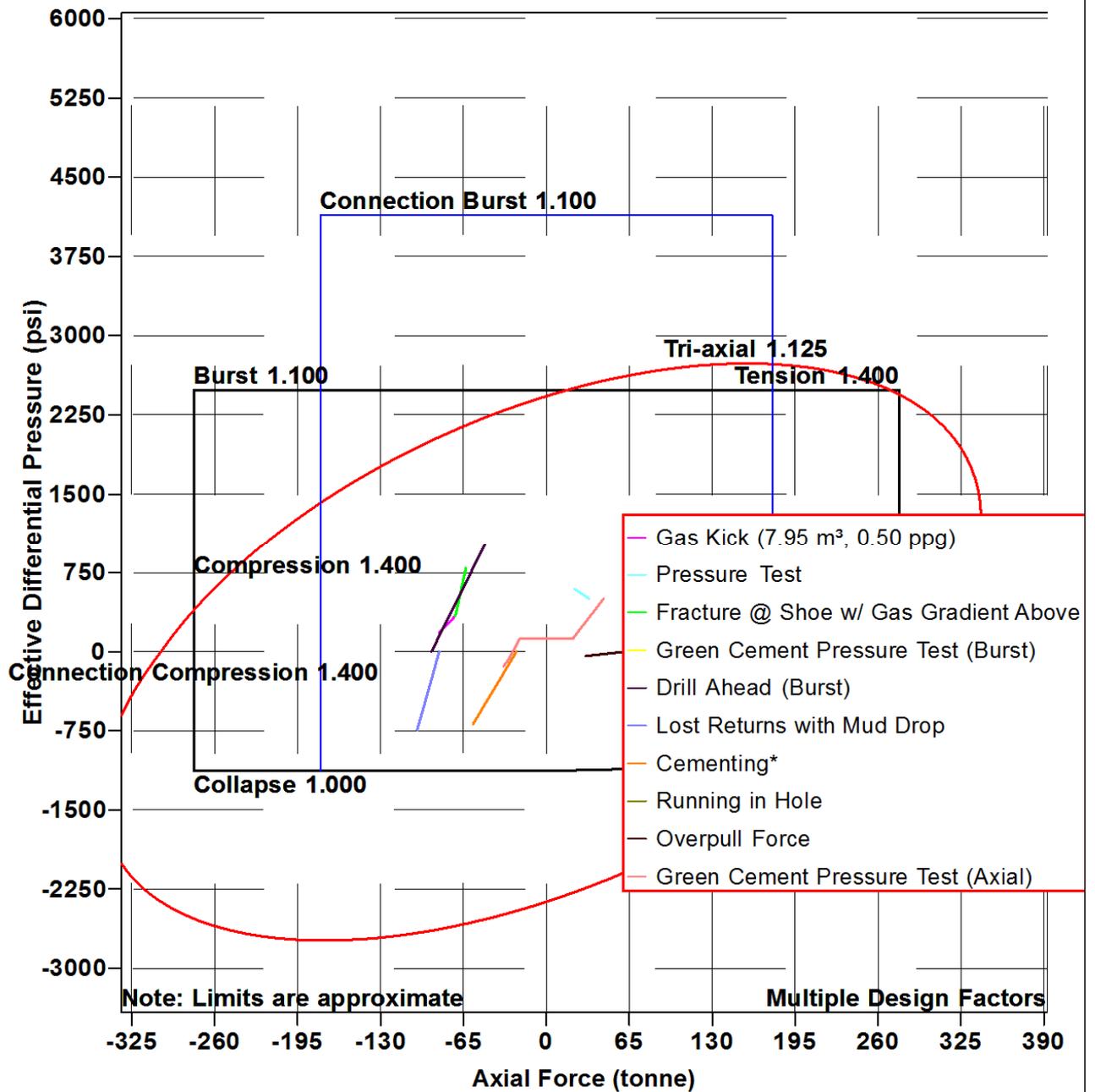
AXIAL LOADS DATA (13 3/8" Surface Casing)

Running in Hole - Avg. Speed:	0.75 m/s
Overpull Force:	10.0000 tonne
Green Cement Pressure Test:	500.00 psi
Service Loads:	Yes

File: Ce-1000 TG simulado por RAC *

Date: December 20, 2011 Page: 30

Design Limits (13 3/8" Surface Casing - Section 1)



Ce-1000 TG

StressCheck 5000.1.6.0 Build 5536

11.2.2 Casing 9 5/8”

<u>GEOHERMAL GRADIENT DATA</u>	
Surface Ambient:	10.000 °C
Bottomhole Temperature - 3776.75 m TVD:	111.073 °C
Bottomhole Gradient - 3776.75 m TVD:	1.50 °F/100ft

<u>DESIGN PARAMETERS DATA (9 5/8" Intermediate Casing)</u>	
Design Factor (Pipe) - Axial Tension:	1.600
Design Factor (Pipe) - Axial Compression:	1.600
Design Factor (Coupling) - Axial Tension:	1.600
Design Factor (Coupling) - Axial Compression:	1.600
Design Factor (Pipe) - Burst:	1.100
Design Factor (Coupling) - Burst:	1.100
Design Factor (Pipe) - Collapse:	1.000
Design Factor (Pipe) - Triaxial:	1.125
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:	Yes

<u>INITIAL CONDITIONS (9 5/8" Intermediate Casing)</u>	
Mix-Water Density:	0.998 g/cc
Lead Slurry Density:	15.80 ppg
Displacement Fluid Density:	1.180 g/cc
Pickup Force:	0.0000 tonne
Temperatures:	Default
Vertical Depth (m)	Temperature (°C)
0.00 m	10.000 °C
90.00 m	12.461 °C
1936.22 m	62.937 °C
2648.35 m	82.407 °C

Perforación de un Pozo Direccional a un Reservorio Tight Gas

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

Drilling Load:	Displacement to Gas
Influx Depth, MD:	3079.28 m
Pore Pressure:	4939.00 psi
Gas Gravity:	0.70
Fracture at Shoe:	6384.07 psi
Fracture Margin of Error:	0.20 ppg
Gas/Mud Interface, MD:	0.00 m
Mud Weight:	1.250 g/cc
Assigned External Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)

Drilling Load:	Gas Kick Profile
Influx Depth, MD:	3780.00 m
Kick Volume:	7.95 m ³
Kick Intensity:	0.50 ppg
Maximum Mud Weight:	1.250 g/cc
Kick Gas Gravity:	0.70
Fracture at Shoe:	6384.07 psi
Fracture Margin of Error:	0.20 ppg
Drill Pipe OD:	5.000 in
Collar OD:	8.000 in
Collar Length:	150.00 m
Assigned External Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)
Alternate Design Factor (Pipe) - Tension:	1.750
Alternate Design Factor (Connection) - Tension:	1.750
Alternate Design Factor (Pipe) - Compression:	1.300
Alternate Design Factor (Connection) - Compression:	1.300
Alternate Design Factor (Pipe) - Burst:	1.150
Alternate Design Factor (Connection) - Burst:	1.150
Alternate Design Factor (Pipe) - Triaxial:	1.250

Drilling Load:	Pressure Test
Test Pressure:	1500.00 psi
Mud Weight:	1.180 g/cc
Assigned External Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)
Alternate Design Factor (Pipe) - Tension:	1.750
Alternate Design Factor (Connection) - Tension:	1.750
Alternate Design Factor (Pipe) - Compression:	1.300
Alternate Design Factor (Connection) - Compression:	1.300
Alternate Design Factor (Pipe) - Burst:	1.150
Alternate Design Factor (Connection) - Burst:	1.150
Alternate Design Factor (Pipe) - Triaxial:	1.250

Drilling Load:	Green Cement Pressure Test
Test Pressure:	500.00 psi
Mud Weight at Shoe:	1.180 g/cc
TOC, MD:	1000.00 m
Lead Slurry Density:	15.80 ppg
Displacement Fluid Density:	1.180 g/cc
Float Collar Depth, MD:	2485.00 m
Alternate Design Factor (Pipe) - Tension:	1.750
Alternate Design Factor (Connection) - Tension:	1.750

Perforación de un Pozo Direccional a un Reservorio Tight Gas

BURST LOADS DATA (9 5/8" Intermediate Casing)	
Alternate Design Factor (Connection) - Tension:	1.750
Alternate Design Factor (Pipe) - Compression:	1.300
Alternate Design Factor (Connection) - Compression:	1.300
Alternate Design Factor (Pipe) - Burst:	1.150
Alternate Design Factor (Connection) - Burst:	1.150
Alternate Design Factor (Pipe) - Triaxial:	1.250
Drilling Load:	
Hanger Depth, MD:	0.00 m
TOC, MD:	1000.00 m
Shoe Depth, MD:	2650.00 m
MW next hole section:	1.250 g/cc
ECD:	0.200 g/cc
Assigned External Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)
Alternate Design Factor (Pipe) - Tension:	1.750
Alternate Design Factor (Connection) - Tension:	1.750
Alternate Design Factor (Pipe) - Compression:	1.300
Alternate Design Factor (Connection) - Compression:	1.300
Alternate Design Factor (Pipe) - Burst:	1.150
Alternate Design Factor (Connection) - Burst:	1.150
Alternate Design Factor (Pipe) - Triaxial:	1.250
External Pressure:	
TOC, MD:	1000.00 m
Prior Shoe, MD:	450.00 m
Mud Weight Above TOC:	1.180 g/cc
Fluid Gradient Below TOC:	0.998 g/cc
Pore Pressure In Open Hole:	Yes

File: Ce-1000 TG simulado por RAC *

Date: December 20, 2011 Page: 19

COLLAPSE LOADS DATA (9 5/8" Intermediate Casing)	
Drilling Load:	
Mud Weight at Shoe:	1.180 g/cc
TOC, MD:	1000.00 m
Lead Slurry Density:	15.80 ppg
Displacement Fluid Density:	1.180 g/cc
Float Collar Depth, MD:	2485.00 m
Assigned External Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)
Cementing	

Perforación de un Pozo Direccional a un Reservorio Tight Gas

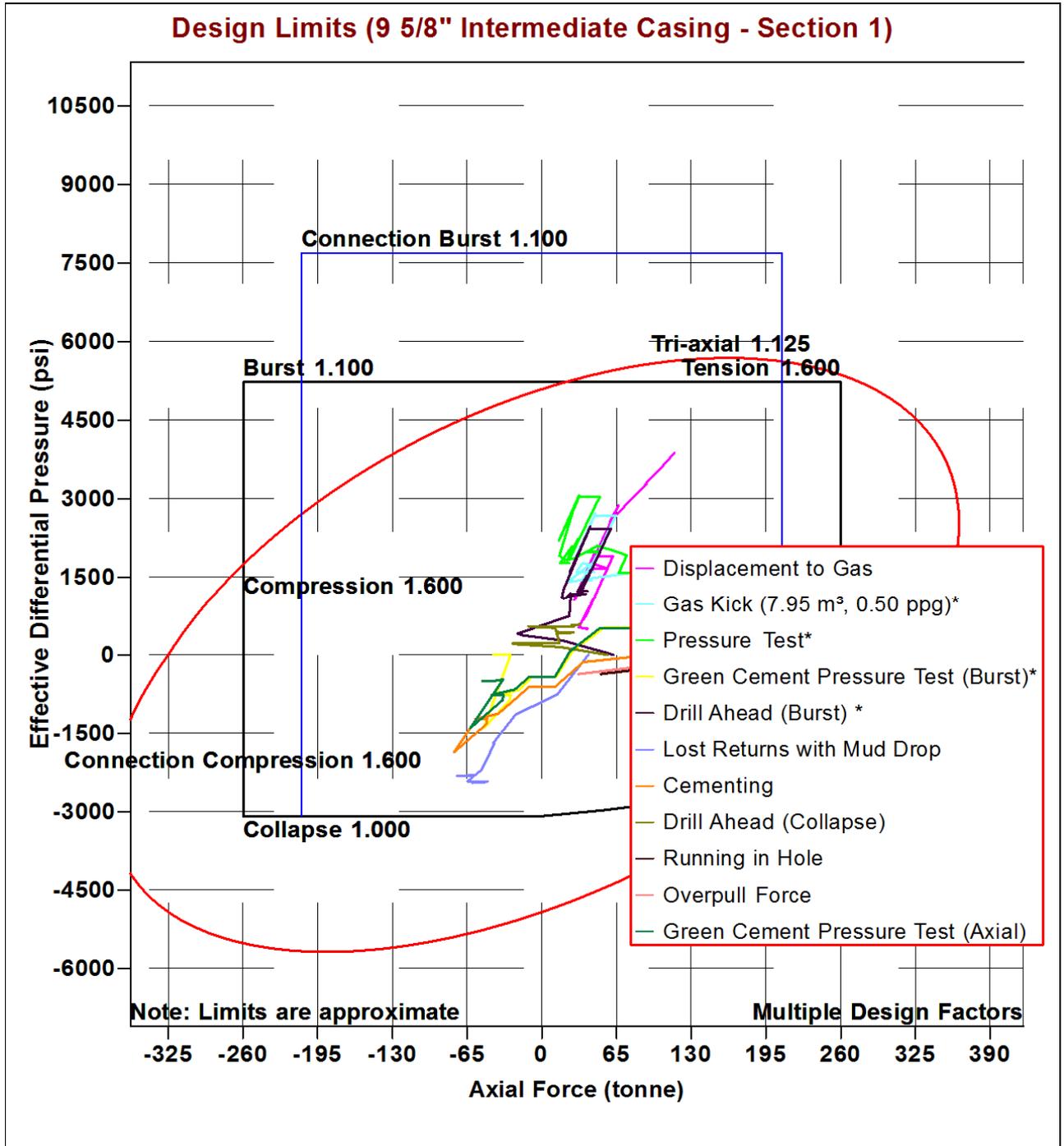
External Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)
TOC, MD:	1000.00 m
Prior Shoe, MD:	450.00 m
Fluid Gradient Above TOC:	1.180 g/cc
Fluid Gradient Below TOC:	1.180 g/cc
Pore Pressure In Open Hole Below TOC:	No

File: Ce-1000 TG simulado por RAC *

Date: December 20, 2011 Page: 20

AXIAL LOADS DATA (# 5#) Intermediate Casing

Running in Hole - Avg. Speed:	0.85 m/s
Alternate Design Factor (Pipe) - Tension:	1.600
Alternate Design Factor (Connection) - Tension:	1.600
Alternate Design Factor (Pipe) - Compression:	1.600
Alternate Design Factor (Connection) - Compression:	1.600
Alternate Design Factor (Pipe) - Triaxial:	1.125
Overpull Force:	20.0000 tonne
Alternate Design Factor (Pipe) - Tension:	1.600
Alternate Design Factor (Connection) - Tension:	1.600
Alternate Design Factor (Pipe) - Compression:	1.600
Alternate Design Factor (Connection) - Compression:	1.600
Alternate Design Factor (Pipe) - Triaxial:	1.125
Green Cement Pressure Test:	500.00 psi
Alternate Design Factor (Pipe) - Tension:	1.600
Alternate Design Factor (Connection) - Tension:	1.600
Alternate Design Factor (Pipe) - Compression:	1.600
Alternate Design Factor (Connection) - Compression:	1.600
Alternate Design Factor (Pipe) - Triaxial:	1.125
Service Loads:	Yes



Ce-1000 TG

StressCheck 5000.1.6.0 Build 5536

11.2.3 Casing 5 1/2”

GEOHERMAL GRADIENT DATA

Surface Ambient:	10.000 °C
Bottomhole Temperature - 3776.75 m TVD:	111.073 °C
Bottomhole Gradient - 3776.75 m TVD:	1.50 °F/100ft

DESIGN PARAMETERS DATA (5 1/2" Production Casing)

Design Factor (Pipe) - Axial Tension:	1.400
Design Factor (Pipe) - Axial Compression:	1.400
Design Factor (Coupling) - Axial Tension:	1.400
Design Factor (Coupling) - Axial Compression:	1.400
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:	3.626 in
Single External Pressure Profile:	Yes
Temperature Deration:	Yes
Limit to Fracture at Shoe:	Yes
Buckling:	Yes
Use Burst Wall Thickness in Triaxial:	Yes

INITIAL CONDITIONS (5 1/2" Production Casing)

Mix-Water Density:	1.010 g/cc
Lead Slurry Density:	15.80 ppg
Displacement Fluid Density:	1.010 g/cc
Pickup Force:	0.0000 tonne

Temperatures: Default

Vertical Depth (m)	Temperature (°C)
0.00 m	10.000 °C
90.00 m	12.461 °C
1936.22 m	62.937 °C
3686.84 m	110.799 °C
3696.83 m	111.073 °C
3776.75 m	113.258 °C
3776.75 m	113.258 °C

Perforación de un Pozo Direccional a un Reservorio Tight Gas

File: Ce-1000 TG simulado por RAC *

Date: December 20, 2011 Page: 17

BURST LOADS DATA (5 1/2" Production Casing)

Drilling Load:	Pressure Test
Test Pressure:	500.00 psi
Mud Weight:	1.030 g/cc
Plug Depth, MD:	3675.00 m
Assigned External Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)
Alternate Design Factor (Pipe) - Tension:	1.400
Alternate Design Factor (Connection) - Tension:	1.400
Alternate Design Factor (Pipe) - Compression:	1.400
Alternate Design Factor (Connection) - Compression:	1.400
Alternate Design Factor (Pipe) - Burst:	1.100
Alternate Design Factor (Connection) - Burst:	1.100
Alternate Design Factor (Pipe) - Triaxial:	1.125

Production Load:	Tubing Leak
Packer Fluid Density:	1.031 g/cc
Packer Depth, MD:	3000.00 m
Perforation Depth, MD:	3700.00 m
Gas Gravity:	0.70
Reservoir Pressure:	4705.47 psi
Assigned External Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)
Alternate Design Factor (Pipe) - Tension:	1.400
Alternate Design Factor (Connection) - Tension:	1.400
Alternate Design Factor (Pipe) - Compression:	1.400
Alternate Design Factor (Connection) - Compression:	1.400
Alternate Design Factor (Pipe) - Burst:	1.100
Alternate Design Factor (Connection) - Burst:	1.100
Alternate Design Factor (Pipe) - Triaxial:	1.125

Production Load:	Injection Down Casing
Injection Pressure:	9000.00 psi
Injection Density:	1.020 g/cc
Assigned External Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)
Alternate Design Factor (Pipe) - Tension:	1.400
Alternate Design Factor (Connection) - Tension:	1.400
Alternate Design Factor (Pipe) - Compression:	1.400
Alternate Design Factor (Connection) - Compression:	1.400
Alternate Design Factor (Pipe) - Burst:	1.100
Alternate Design Factor (Connection) - Burst:	1.100
Alternate Design Factor (Pipe) - Triaxial:	1.125

Drilling Load:	Green Cement Pressure Test
Test Pressure:	500.00 psi
Mud Weight at Shoe:	1.250 g/cc
TOC, MD:	1800.00 m
Lead Slurry Density:	15.80 ppg
Displacement Fluid Density:	1.010 g/cc
Float Collar Depth, MD:	3750.00 m
Alternate Design Factor (Pipe) - Tension:	1.400
Alternate Design Factor (Connection) - Tension:	1.400
Alternate Design Factor (Pipe) - Compression:	1.400
Alternate Design Factor (Connection) - Compression:	1.400

Ce-1000 TG

StressCheck 5000.1.6.0 Build 5536

File: Ce-1000 TG simulado por RAC *

Date: December 20, 2011 Page: 18

BURST LOADS DATA (5 1/2" Production Casing)

Alternate Design Factor (Connection) - Compression:	1.400
Alternate Design Factor (Pipe) - Burst:	1.100
Alternate Design Factor (Connection) - Burst:	1.100
Alternate Design Factor (Pipe) - Triaxial:	1.125

External Pressure:

TOC, MD:	1800.00 m
Prior Shoe, MD:	2650.00 m
Mud Weight Above TOC:	1.100 g/cc
Fluid Gradient Below TOC:	0.998 g/cc
Pore Pressure In Open Hole:	Yes

Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)

File: Ce-1000 TG simulado por RAC *

Date: December 20, 2011 Page: 19

COLLAPSE LOADS DATA (5 1/2" Production Casing)

Drilling Load:

Mud Weight at Shoe:	1.250 g/cc
TOC, MD:	1800.00 m
Lead Slurry Density:	15.80 ppg
Displacement Fluid Density:	1.010 g/cc
Float Collar Depth, MD:	3750.00 m
Assigned External Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)
Alternate Design Factor (Pipe) - Tension:	1.750
Alternate Design Factor (Connection) - Tension:	1.750
Alternate Design Factor (Pipe) - Compression:	1.300
Alternate Design Factor (Connection) - Compression:	1.300
Alternate Design Factor (Pipe) - Collapse:	1.125
Alternate Design Factor (Pipe) - Triaxial:	1.250

Cementing

Production Load:

Assigned External Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)
Alternate Design Factor (Pipe) - Tension:	1.750
Alternate Design Factor (Connection) - Tension:	1.750
Alternate Design Factor (Pipe) - Compression:	1.300
Alternate Design Factor (Connection) - Compression:	1.300
Alternate Design Factor (Pipe) - Collapse:	1.125
Alternate Design Factor (Pipe) - Triaxial:	1.250

Full Evacuation

Perforación de un Pozo Direccional a un Reservorio Tight Gas

Production Load:		Above/Below Packer
Packer Depth, MD:		3000.00 m
Perforation Depth, MD:		3700.00 m
Pore Pressure at Perforation Depth:		5689.44 psi
Density Above Packer:		1.031 g/cc
Density Below Packer:		0.000 g/cc
Fluid Drop Above Packer:		No
Assigned External Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)	
Alternate Design Factor (Pipe) - Tension:		1.750
Alternate Design Factor (Connection) - Tension:		1.750
Alternate Design Factor (Pipe) - Compression:		1.300
Alternate Design Factor (Connection) - Compression:		1.300
Alternate Design Factor (Pipe) - Collapse:		1.125
Alternate Design Factor (Pipe) - Triaxial:		1.250
Production Load:		Gas Migration
Gas Pressure:		5689.44 psi
External Fluid Density:		1.250 g/cc
Fracture at Prior Shoe:		6384.07 psi
Packer Fluid Density:		1.031 g/cc
Alternate Design Factor (Pipe) - Tension:		1.750
Alternate Design Factor (Connection) - Tension:		1.750
Alternate Design Factor (Pipe) - Compression:		1.300
Alternate Design Factor (Connection) - Compression:		1.300
Alternate Design Factor (Pipe) - Collapse:		1.125
Alternate Design Factor (Pipe) - Triaxial:		1.250
Pressure is Limited by Fracture Gradient at Prior Shoe		

Ce-1000 TG

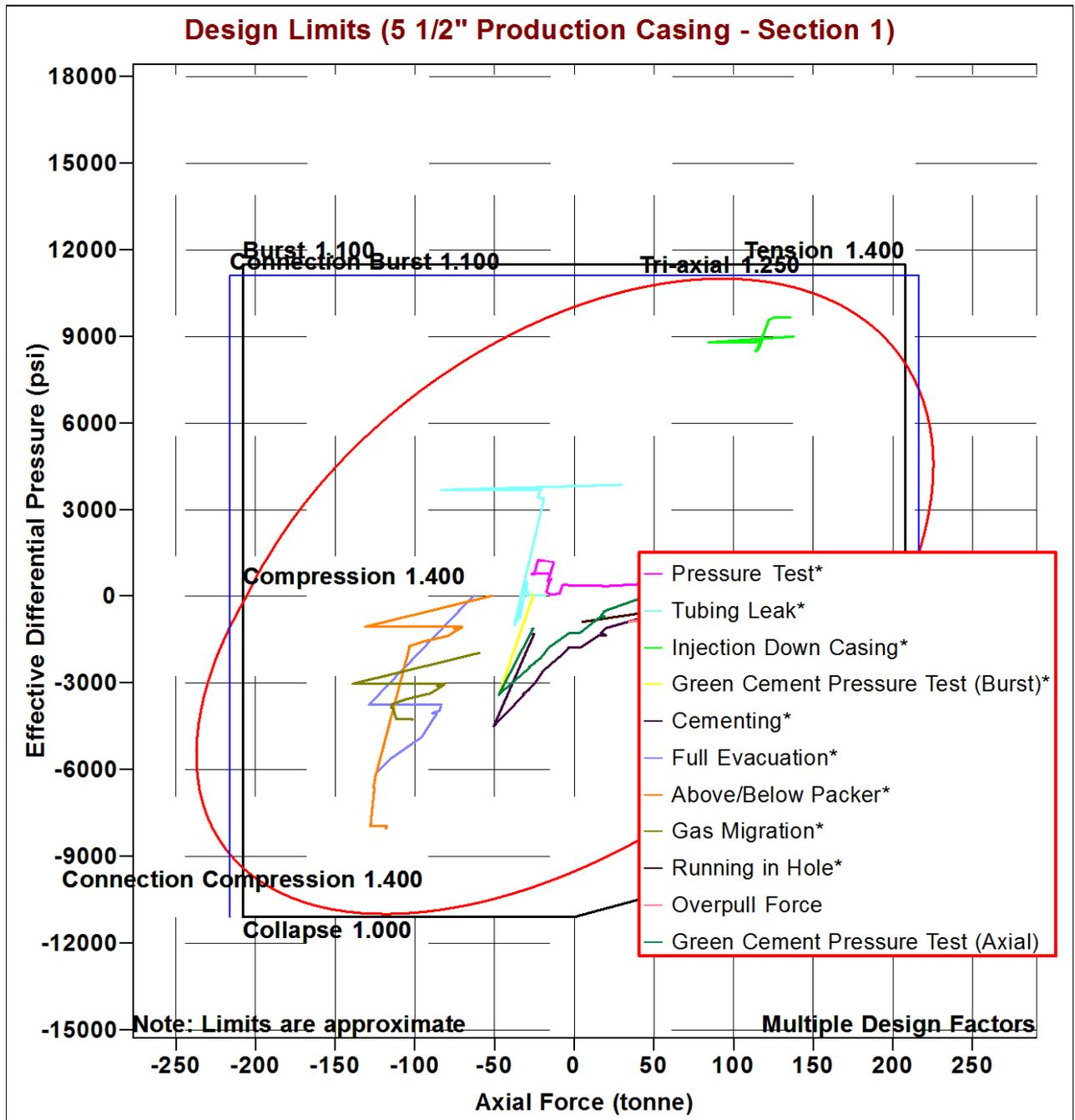
StressCheck 5000.1.6.0 Build 5536

COLLAPSE LOADS DATA (5 1/2" Production Casing)

External Pressure:	Fluid Gradients (w/ Pore Pressure)
TOC, MD:	1800.00 m
Prior Shoe, MD:	2650.00 m
Fluid Gradient Above TOC:	1.250 g/cc
Fluid Gradient Below TOC:	1.250 g/cc
Pore Pressure In Open Hole Below TOC:	No

AXIAL LOADS DATA (5 1/2" Production Casing)

Running in Hole - Avg. Speed:	0.05 m/s
Alternate Design Factor (Pipe) - Tension:	1.600
Alternate Design Factor (Connection) - Tension:	1.600
Alternate Design Factor (Pipe) - Compression:	1.600
Alternate Design Factor (Connection) - Compression:	1.600
Alternate Design Factor (Pipe) - Triaxial:	1.125
Overpull Force:	30.0000 tonne
Green Cement Pressure Test:	500.00 psi
Service Loads:	Yes



12. CEMENTACION

El Programa de Cementación del pozo 1000 se realizó teniendo en cuenta los siguientes puntos:

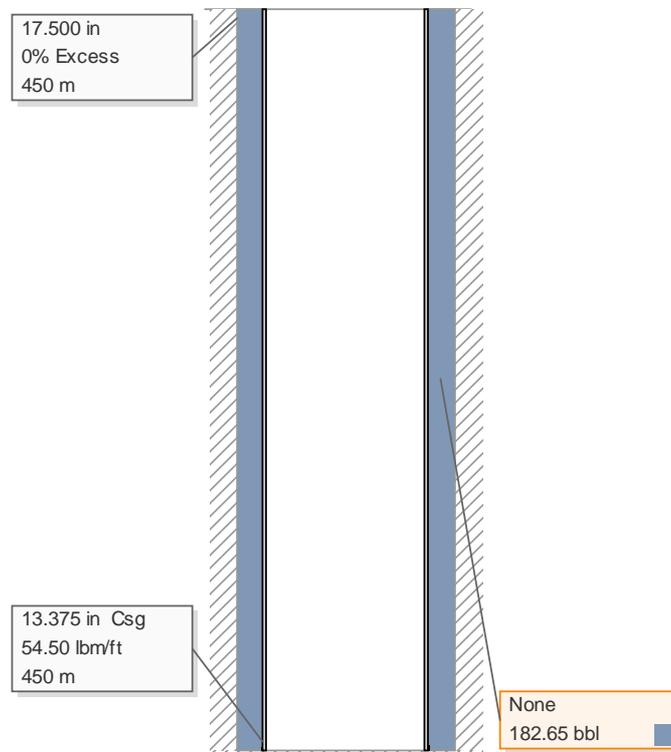
- Cubrir con cemento toda la primera sección del pozo entubado con casing de 13 3/8" (450 mts), para aislar napas de agua dulce y permitir el anclaje de la BOP antes de iniciar la perforación de la siguiente sección.
- En las siguientes dos secciones, cubrir con cemento la zona productiva del campo y las capas que tengan manifestación de gas.
- Considerar las zonas depletadas en el diseño del Programa de Cementación.

12.1 Sección 17 1/2"

Una vez entubado el casing de 13 3/8", se procederá a la cementación del mismo, bombeando el volumen de lechada detallado debajo, un volumen tal que se observe cemento en el anillo de retorno en superficie.

El desplazamiento se realizará con agua.

En caso de no observar cemento en superficie una vez que el tapón hace cierre, realizar top job hasta completar anillo con cemento.



i-Handbook* - *a mark of Schlumberger

Perforación de un Pozo Direccional a un Reservorio Tight Gas

Cemento

CLASE	LONGITUD (METROS)	DENSIDAD (gr/lt)	VOLUMEN (bbl)	CEMENTO
A	450	1902	180	CABEZA

Orden Fluidos a bombear y otros

FLUIDO	VOLUMEN (bbl)	DENSIDAD (gr/lt)	OTROS	
COLCHON	40	1300	Tipo fluido Desplazam.	AGUA
LECHADA	180	1902	Volumen Fluido Desplaz.	170
DESPLAZAMIENTO	170	1000	Batch Mixer / Jet Mixer	JET MIXER
			Tapón tope / Tapón fondo	SI / NO
			Reciprocación	NO
			Tope cemento	SUPERFICIE
			Llegada tapón (psi)	NO
			Hueco promedio (pulg)	17,5
			Exceso cemento (bbl)	0%

12.2 Sección 12 ¼”

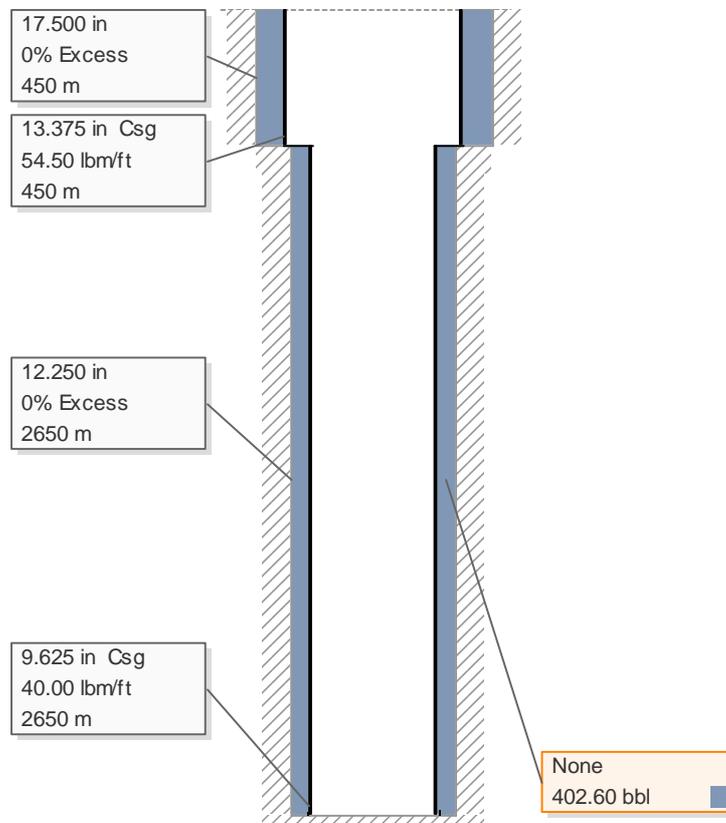
En la operación de cementación de la sección de 12 ¼” se cubrirán las capas depletadas del campo, por lo que se debe tener especial atención en el diseño de lechada y durante la operación en el control de retorno de volúmenes del pozo.

Se propone cementar el pozo cubriendo desde el zapato de 9 5/8” (2650 mts) formando un anillo hasta los 1000 mts de profundidad (Tope Fm Centenario). De esta manera se cubriría todo Quintuco, Vaca Muerta y Lotena-Lajas.

Debido a la baja presión de las capas a cementar se propone trabajar con dos lechadas: la de cabeza de menor densidad se bombeara primero y cubrirá desde los 1000 mts hasta los 1900 mts (Tope Fm Quintuco), y la lechada de cola de mayor densidad cubrirá desde los 1900 mts hasta los 2650mts.

A continuación se detalla un gráfico con volúmenes de anillo y en los cuadros puede verse la densidad y los volúmenes de cada lechada:

Perforación de un Pozo Direccional a un Reservorio Tight Gas



i-Handbook* - *a mark of Schlumberger

La capacidad del anillo formado por el hueco de 12 ¼” y el casing de 9 5/8” es de 400 bbl, por lo que el volumen del anillo de cemento a utilizar de 1650 mts lineales será de 290 bbl, según la siguiente distribución:

CEMENTO	CLASE	LONGITUD (metros)	DENSIDAD (gr/lt)	VOLUMEN (BBL)
CABEZA	G	900	1450	150
COLA	G	750	1870	140

Orden Fluidos a bombear

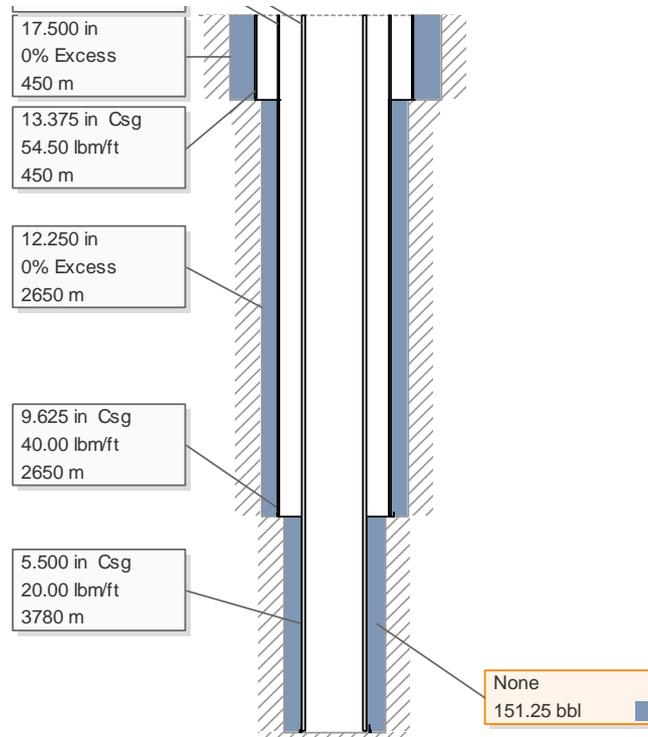
FLUIDO	VOLUMEN (bbl)	DENSIDAD (gr/lt)	OTROS	
Colchón Mecánico	70	1320	Tipo fluido Desplazam.	AGUA
Colchón Químico	70	1080	Volumen Fluido Desplaz.	Calcular
			Batch Mixer / Jet Mixer	BM + JM
L. CABEZA	150	1450	Tapón tope / Tapón fondo	SI / SI

L. COLA	140	1870	Reciprocación	SI
			Tope cemento (metros)	1900/1000
DESPLAZAMIENTO	Calcular	1000	Llegada tapón (psi)	Calcular
			Hueco promedio (pulg)	12.3
			Exceso cemento (sx)	
			Sobredesplazamiento (bbl)	

12.3 Sección 8 1/2”

La cementación de la sección de 8 1/2” entubada con el casing de 5 1/2” aislara el objetivo de la perforación del pozo (Fm Molles). Debido a que esta capa será punzada y luego estimulada, es fundamental tener un buen cemento para una buena propagación de las fracturas y evitar comunicaciones con otras capas.

Se cementaran 1800 mts lineales de anillo, cubriendo hasta los 2000 mts de profundidad (toda la sección, más 650 mts de entrecruzamiento de casing de 5 1/2” y 9 5/8” serán cubiertos con este cemento).



i-Handbook* - *a mark of Schlumberger

CEMENTO	CLASE	LONGITUD (metros)	DENSIDAD (gr/lt)	VOLUMEN (BBL)
CABEZA	G	1800	1740	250

Orden Fluidos a bombear

FLUIDO	VOLUMEN (bbl)	DENSIDAD (gr/lt)	OTROS	
			Tipo fluido Desplazam.	AGUA Tratada
ESPACIADOR	El programa de colchones se definirá oportunamente.		Volumen Fluido Desplaz. (bls)	
LIMPIADOR			Batch Mixer / Jet Mixer	BATCH MIXER
ESPACIADOR			Tapón tope / Tapón fondo	SI / SI
LIMPIADOR			Reciprocación	SI
			Tope cemento (metros)	1800
			Llegada tapón (psi)	
LECHADA	A Calcular	1740	Hueco promedio (pulg)	8.5
DESPLAZAMIENTO	A Calcular	1000	Exceso cemento (%)	0
			Sobredesplazamiento (bbl)	No más de 5 bbl

13. HIDRAULICA DE LA PERFORACION

Con los datos anteriores se realizaron los cálculos de hidráulica de los tres tramos, para calcular la presión máxima del sistema y con ello contar con el requerimiento para la selección del equipo.

13.1 Sección 17 1/2”

DATOS A INGRESAR					
POZO	1000	FECHA	XXX		
OPERADOR	XXX	EQUIPO	XXX		
DATOS DE HTA	Mts	PIE	DIAMETROS	VLG.(ext.	pozo/int.
PROFUNDIDAD	450	1476	TREP/POZO	17 1/2	18.025
ZPTO CAÑERIA	0	0	CAÑERIA (PULG.	13.375	12.615
BS SONDEO (1)	313.5	1028	Bs SONDEO (1)	5	4.276
BS SONDEO (2)	27	89	BS SONDEO (2)	5	3.000
P.MECHAS (1)	81	266	P.MECHAS (1)	8	2.813
P.MECHAS (2)	28.5	93	P.MECHAS (2)	6 1/2	2.813
	DATOS DEL FLUIDO			RPM	LECTURAS
	GR/Lt	PPG		@ 600	50
DENSIDAD	1060	8.83		@ 300	34
	MANIOBRAS C/SONDEO			@ 200	34
	m/seg	ft/min		@ 100	22
Long. Tiro (m / ft)	18.0	59.06		@ 6	3
Tiempo cuñas (seg)	240.0			@ 3	2
Penetración (ROP)	12.9	m/h	42.312	ft/h	
ΔP (Motor de fondo)		Kg/cm2	0	psi	
ΔP (Teledrift)		Kg/cm2	0	psi	
Densidad cuttings	2600	g/lt	21.67	ppg	
Tamaño cuttings	0.25	cm	0.10	inches	
Boquilla N°1	15	1/32"			
Boquilla N°2	15	1/32"			
Boquilla N°3	15	1/32"			
Boquilla N°4	15	1/32"			
Boquilla N°5	15	1/32"			
Boquilla N°6	15	1/32"			
TFA TREPANO	0.863	Pulg2			
CAUDAL BBA	600	GPM	2271	lt/min	
VOL. PILETAS ACT.	70	m3			
PREPARADO POR :	EV-VG-AC				

Perforación de un Pozo Direccional a un Reservorio Tight Gas

HIDRAULICA ACTUAL					
POZO	1000	FECHA	XXX		
OPERADOR	XXX	EQUIPO	XXX		
VOLUMENES			TIEMPOS		
Vol. Pozo Vacío (m3)	74.1		Retorno	29	minutos
Vol. Anul.(m3)	66.9		Circuito	62	minutos
Vol.Total c/hta (m3)	140.9				
Vol.Total s/hta (m3)	144.1				
REOLOGIA					
VISC.PLAST	16	na	0.684	np	0.556
P.FLUENCIA	18	Ka / Kp	0.14	Dinas-segn	5.42
		K' 2	0.63	Lb/100ft2	
CONDICIONES EN ANULAR					
	Bs SONDEO	P.MECHAS	UNIDADES		
VEL.ANULAR	49	56	pie/min		
ESF.CORTE	10	16	seg-1		
VEL.CORTE	5	8	RPM		
VISC.EFFECT	166	139	CPS	Vs bs	
VEL.SEDIM.	20.4	22	pie/min		
% de limpieza	58.3%	61.5%	%		
NºReynolds	589	624			
NºReynolds Critico	1283	1355			
Tipo de Flujo	Laminar	Laminar			
Q Critico	1252	1244	GPM		
VEL.Critica	107	122	pie/min		
PERD.PRESION	0	0	PSI		
Presión Anular Total		0	PSI	0.03	Kg/cm2
CONDICIONES EN INTERIOR					
	Bs SONDEO	P.MECHAS	UNIDADES		
PERD.PRESION	76	138	psi		
SIST.SUPERFICIE		54	psi		
Presión Interior Total		268	psi	18.26	Kg/cm2
CONDICIONES EN TREPANO					
PRES.JET	394	PSI	HHP JET	138	HP
VEL JET	223	Pie/seg	HHP TOTAL	232	HP
IMPACTO	610	PSI	% HHP	59.4	%
RPM JET	24823	RPM	HHP/Pulg2	0.573	
Presión Total		46.6	Kg/cm2	663	PSI
Swab & Surge					
Velocidad sondeo	0.08	m/seg	14.76	ft/min	
Velocidad eq. Fluido	0.02	m/seg	4.07	ft/min	
Visc. Efectiva anular	3.97				
Re anular	76,503				
Factor de friccion anular	0.0				
Pérdida de carga anular	0.0				
PREPARADO POR :	EV-VG-AC				

13.2 Sección 12 1/4”

DATOS A INGRESAR				
POZO	1000	FECHA	XXX	
OPERADOR	XXX	EQUIPO	XXX	
DATOS DE HTA	Mts	PIE	DIAMETROS	Pulg.(ext. pozo/int.)
PROFUNDIDAD	2650	8692	TREP/POZO	12 1/4 12.618
ZPTO CAÑERIA	450	1476	CAÑERIA (PULG.)	9.625 8.835
BS SONDEO (1)	2467.9	8095	Bs SONDEO (1)	5 4.276
BS SONDEO (2)	55.2	181	BS SONDEO (2)	5 3.000
P.MECHAS (1)	99	325	P.MECHAS (1)	8 2.813
P.MECHAS (2)	27.9	92	P.MECHAS (2)	6 1/2 2.813
DATOS DEL FLUIDO			RPM	LECTURAS
	GR/Lt	PPG	@ 600	72
DENSIDAD	1100	9.17	@ 300	50
			@ 200	40.4
MANIOBRAS C/SONDEO			@ 100	28.1
	m/seg	ft/min	@ 6	6.4
Long. Tiro (m / ft)	18.0	59.06	@ 3	4.4
Tiempo cuñas (seg)	240.0			
Penetración (ROP)	10.5	m/h	34.5384	ft/h
ΔP (Motor de fondo)	43.9	Kg/cm2	645	psi
ΔP (Teledrift)		Kg/cm2	0	psi
Densidad cuttings	2600	g/lt	21.67	ppg
Tamaño cuttings	0.25	cm	0.10	inches
Boquilla N°1	15	1/32"		
Boquilla N°2	15	1/32"		
Boquilla N°3	15	1/32"		
Boquilla N°4	15	1/32"		
Boquilla N°5	15	1/32"		
Boquilla N°6	15	1/32"		
TFA TREPANO	1.035	Pulg2		
CAUDAL BBA	550	GPM	2082	lt/min
VOL. PILETAS ACT.	70	m3		
PREPARADO POR :	EV-VG-AC			

Perforación de un Pozo Direccional a un Reservorio Tight Gas

HIDRAULICA ACTUAL					
POZO	1000	FECHA	XXX		
OPERADOR	XXX	EQUIPO	XXX		
VOLUMENES		TIEMPOS			
Vol. Pozo Vacío (m3)	195.3	Retorno	77	minutos	
Vol. Anul.(m3)	160.2	Circuito	116	minutos	
Vol.Total c/hta (m3)	242.0				
Vol.Total s/hta (m3)	265.3				
REOLOGIA					
VISC.PLAST	22	na	0.529	np	0.526
P.FLUENCIA	28	Ka / Kp	0.83	Dinas-segm	9.63
		K'2	1.85	Lb/100ft2	
CONDICIONES EN ANULAR					
	Bs SONDEO	P.MECHAS	UNIDADES		
VEL.ANULAR	100	142	pie/min		
ESF.CORTE	41	95	seg-1		
VEL.CORTE	19	43	RPM		
VISC.EFFECT	200	124	CPS	Vs bs	
VEL.SEDIM.	18.6	22	pie/min	16.7	
% de limpieza	81.5%	84.6%	%	83.4%	
NºReynolds	609	841			
NºReynolds Crítico	1403	1646			
Tipo de Flujo	Laminar	Laminar			
Q Crítico	1203	1003	GPM		
VEL.Crítica	231	277	pie/min		
PERD.PRESION	14	2	PSI		
Presión Anular Total		17	PSI	1.14	Kg/cm2
CONDICIONES EN INTERIOR					
	Bs SONDEO	P.MECHAS	UNIDADES		
PERD.PRESION	496	149	psi		
SIST.SUPERFICIE		48	psi		
Presión Interior Total		1338	psi	91.05	Kg/cm2
CONDICIONES EN TREPANO					
PRES.JET	239	PSI	HHP JET	77	HP
VEL JET	170	Pie/seg	HHP TOTAL	511	HP
IMPACTO	443	PSI	% HHP	15.0	%
RPM JET	15802	RPM	HHP/Pulg2	0.650	
Presión Total		112.1	Kg/cm2	1594	PSI
Swab & Surge					
Velocidad sondeo	0.08	m/seg	14.76	ft/min	
Velocidad eq. Fluido	0.05	m/seg	10.38	ft/min	
Visc. Efectiva anular	5.46				
Re anular	65,092				
Factor de friccion anular	0.0				
Pérdida de carga anular	0.0				
PREPARADO POR :	EV-VG-AC				

13.3 Sección 8 ½”

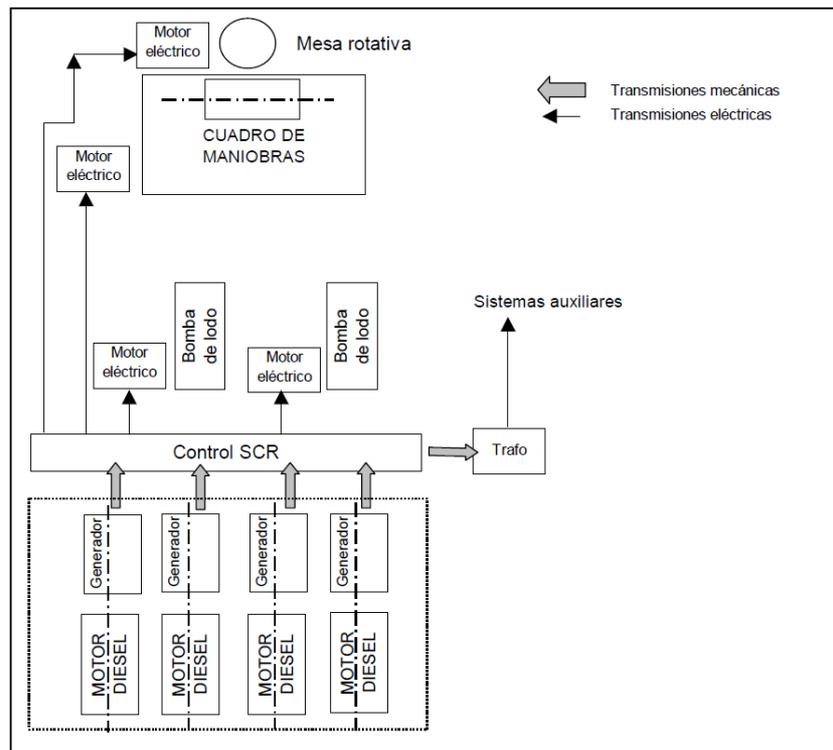
DATOS A INGRESAR					
POZO	1000	FECHA	XXX		
OPERADOR	XXX	EQUIPO	XXX		
DATOS DE HTA	Mts	PIE	DIAMETROS	VLG. (ext. pozo/int.)	
PROFUNDIDAD	3780	12398	TREP/POZO	8 1/2	8.755
ZPTO CAÑERIA	2650	8692	CAÑERIA (PULG.)	5.5	4.778
BS SONDEO (1)	3558.2	11671	BS SONDEO (1)	5	4.276
BS SONDEO (2)	55.2	181	BS SONDEO (2)	5	3.000
P.MECHAS (1)	166.6	546	P.MECHAS (1)	6 1/2	2.813
P.MECHAS (2)	0	0	P.MECHAS (2)	8	2.813
DATOS DEL FLUIDO			RPM	LECTURAS	
	GR/Lt	PPG	@ 600	72	
DENSIDAD	1200	10.00	@ 300	50	
	MANIOBRAS C/SONDEO		@ 200	40.4	
	m/seg	ft/min	@ 100	28.1	
Long. Tiro (m / ft)	18.0	59.06	@ 6	6.4	
Tiempo cuñas (seg)	240.0		@ 3	4.4	
Penetración (ROP)	6.2	m/h	20.1884	ft/h	
ΔP (Motor de fondo)	48.5	Kg/cm2	713	psi	
ΔP (Teledrift)		Kg/cm2	0	psi	
Densidad cuttings	2600	g/lt	21.67	ppg	
Tamaño cuttings	0.25	cm	0.10	inches	
Boquilla N°1	12	1/32"			
Boquilla N°2	12	1/32"			
Boquilla N°3	12	1/32"			
Boquilla N°4	12	1/32"			
Boquilla N°5	12	1/32"			
Boquilla N°6	12	1/32"			
TFA TREPANO	0.663	Pulg2			
CAUDAL BBA	450	GPM	1703	lt/min	
VOL. PILETAS ACT.	70	m3			
PREPARADO POR :	EV-VG-AC				

Perforación de un Pozo Direccional a un Reservorio Tight Gas

HIDRAULICA ACTUAL					
POZO	1000	FECHA	XXX		
OPERADOR	XXX	EQUIPO	XXX		
VOLUMENES			TIEMPOS		
Vol. Pozo Vacío (m3)	74.5		Retorno	15	minutos
Vol. Anul.(m3)	25.9		Circuito	65	minutos
Vol.Total c/hta (m3)	110.9				
Vol.Total s/hta (m3)	144.5				
REOLOGIA					
VISC.PLAST	22	na	0.529	np	0.526
P.FLUENCIA	28	Ka / Kp	0.83	Dinas-segn	9.63
		K'2	1.85	Lb/100ft2	
CONDICIONES EN ANULAR					
	Bs SONDEO	P.MECHAS	UNIDADES		
VEL.ANULAR	214	321	pie/min		
ESF.CORTE	177	442	seg-1		
VEL.CORTE	80	200	RPM		
VISC.EFFECT	100	58	CPS	Vs bs	
VEL.SEDIM.	21.7	26	pie/min	15.2	
% de limpieza	89.9%	91.9%	%	92.9%	
NºReynolds	1385	2168			
NºReynolds Crítico	1825	2286			
Tipo de Flujo	Laminar	Laminar			
Q Crítico	557	432	GPM		
VEL.Crítica	281	338	pie/min		
PERD.PRESION	206	36	PSI		
Presión Anular Total		242	PSI	16.46	Kg/cm2
Densidad Equiv. Circ. (ECD)	10.38	ppg	1244	gr/lt	
Δ ECD Fluido	0.375	ppg	43.5	gr/lt	
Volumen anular BHA	1956	litros			
Volumen anular total	85283	litros	0.15%	% V/V cuttings en anular	
Volumen de cuttings en anular	128.5	litros	334	kg	
Densidad Equiv. Circ. (ECD) + cutting	10.40	ppg	1247	gr/lt	
Δ ECD Total	0.396	ppg	47.5	gr/lt	
0.020					
CONDICIONES EN INTERIOR					
	Bs SONDEO	P.MECHAS	UNIDADES		
PERD.PRESION	534	188	psi		
SIST.SUPERFICIE		36	psi		
Presión Interior Total		1471	psi	100.07	Kg/cm2
CONDICIONES EN TREPANO					
PRES.JET	425	PSI	HHP JET	112	HP
VEL JET	218	Pie/seg	HHP TOTAL	561	HP
IMPACTO	506	PSI	% HHP	19.9	%
RPM JET	31564	RPM	HHP/Pulg2	1.968	
Presión Total		150.4	Kg/cm2	2138	PSI
Swab & Surge					
Velocidad sondeo	0.08	m/seg	14.76	ft/min	
Velocidad eq. Fluido	0.09	m/seg	18.58	ft/min	
Visc. Efectiva anular	2.96				
Re anular	114,544				
Factor de fricción anular	0.0				
Pérdida de carga anular	0.0				
PREPARADO POR :	EV-VG-AC				

14. SELECCIÓN DEL EQUIPO PERFORADOR

En el siguiente cuadro se muestra un esquema general con los componentes del equipo de perforación:



A continuación se detallan los cálculos realizados en la selección del equipo perforador. Para los cálculos se utilizaron las formulas facilitadas por la cátedra de Perforación, más información obtenida en el *Bulletin D10 del API "Procedure for Selecting of Rotary Drilling Equipment"*.

Potencia en el Cuadro de Maniobras:

Para el cálculo de la potencia necesaria en el cuadro, se calculó el peso de la sarta de perforación, y de la columna de casing con los datos de diámetros, librajes y longitudes, en cada una de las secciones. Con estos datos, más la capacidad de Overpull requerida y peso del gancho, se calcularon los requerimientos del cuadro de maniobras detallado en el cuadro debajo.

Potencia de Rotación

La potencia de rotación requerida se calculó de acuerdo al torque estimado en cada sección y a las RPM de trabajo.

Potencia de Bombas

La Potencia requerida en las bombas del equipo se calculó de acuerdo a las Presiones totales obtenidas en los cálculos de hidráulica y a los caudales de trabajo en cada sección, afectados por las eficiencias volumétricas y de transmisión motor-bomba.

Cargas sobre la Subestructura

Las cargas sobre la subestructura van a estar dadas por los pesos en el gancho, más el peso de la columna en el peine del equipo; por lo que el peso más crítico en cada sección va a estar dado en el momento en que tenga toda la columna de casing en el gancho y la columna perforadora en el peine. Se calcularon los pesos a los que va a estar sometida la subestructura de acuerdo a estas consideraciones.

A continuación se detalla el cuadro con los cálculos descriptos anteriormente, sacados del *Bulletin D10 del API "Procedure for Selecting Rotary Drilling Equipment"*.

DRILL PLAN ANALISYS						
HOLE AND CASING PLAN						
Hole Diameter			17 1/2	12 1/4	8 1/2	
Expected maximum total depth			450	2650	3780	
Mud weight			8.7	9.7	10.2	
Casing to be run			13 3/8	9 5/8	5 1/2	
	1	lbf/ft	54.5	40	20	
		meters	450	2650	3780	
	2	lbf/ft				
		meters				
	3	lbf/ft				
		meters				
Weight of string in air		klbs	80442	347680	247968	
Buoyancy factor			0.87	0.85	0.84	
Weight of casing string in mud			69,762	296,213	209,369	
Overpull			100,000	100,000	100,000	
Traveling Ass			25,000	25,000	25,000	
Combined Load (overpull)		klbs	194,762	421,213	334,369	
DRILL STRING PREFERRED						
Drill Collar weight in air						
	1	OD	9	8	6.5	
		ID	2.5	2.813	2.813	
		Length	18	99	166.6	
	2	OD	8	6.5		
		ID	2.813	2.813		
		Length	81	27.9		

	3	OD	6.5		
		ID	2.813		
		Length	28.5		
Total length			127.5	126.9	166.6
BHA weight in air			60140	57017	50098
Total weight in mud			52155	48577	42300
Heavy Weight					
	1	Lbs/ft	50.4	50.4	50.4
		OD	5	5	5
		Length	27	55.2	55.2
Drill pipe					
	1	Lbs/ft	19.5	19.5	19.5
		Grade			
		Length	295.5	2467.9	3558.2
	2	Lbs/ft			
		Grade			
		Length			
		Weight in air	23364	166972	236708
Drill string weight in air			83503	223990	286806
Drill string weight in mud		lb	72,417	190,832	242,162
Overpull		lb	100,000	100,000	100,000
Traveling Ass		lb	25,000	25,000	25,000
Hook load		lb	197,417	315,832	367,162
DRAW WORKS REQUIREMENTS					
Load Velocity		ft/min	100	90	90
Hook horsepower at maximum weight and minimum velocity		hp	598	861	1001
Input horsepower		hp		1280	1488
Ed: drive efficiency - Eh: hoisting efficiency					
Engines horsepower		hp		1471	1710
Transmission Eff: Torq converter: Mech 0.8 Hyd 0.98 Ele 0.87					
DERRICK REQUIREMENTS					
Critical hook load		lb	194,762	421,213	367,162
Safety Factor		20%	233,714	505,456	440,594
TOP DRIVE / ROTARY REQUIREMENTS					
Continuos Torque		lb*ft	10000	10000	15000
RPM			120	120	120
HP output		hp	229	229	343
HP Requirements		hp	286	286	429

Perforación de un Pozo Direccional a un Reservorio Tight Gas

Load Requirements	Drill Pipe	lb	197,417	315,832	367,162
	Casing	lb	194,762	421,213	334,369
HYDRAULICS NEEDS					
Flow rate		gpm	600	550	400
Surface pressure		psi	663	1594	2138
Hydraulic Horse power		hp	244	538	525
Pumps in line Required			2	2	2
ROTARY NEEDS					
Table bore		inch			
Dynamic load		1.5	55,317	40,600	20,300
Load Capacity		lbs	125,079	461,813	387,462
Safety Factor		20%	150,095	554,176	464,954
SUBSTRUCTURE NEEDS					
Max. Pipe setback capacity		lb	83,503	223,990	286,806
Rotary beams capacity		lb	150,095	554,176	464,954
FAST LINE LOAD					
Load in fast line (Hook load/N°lines*E)		lb	28,948	62,606	49,698
Safety Factor		2	57,896	125,212	99,396

MODELO PZ 9 (PZJ) - BOMBA DE LODO TRIPLEX - 1000 HP

Cilindros				Desplazamiento				Presión máxima		Carga sobre el piston		RPM	RPM en el eje	Potencia a proveer	
pulg	mm	pulg	mm	Gal	Lts.	Gal	Lts.	psi	Kg/c m2	Lbs	ton			HP	K w
7	178	9	229	4,50	17,03	585	2214	2639	186	101550	46,1	130	582	1000	746
6 ½	165	9	229	3,88	14,69	504	1908	3060	215	101550	46,1	130	582	1000	746
6 ¼	159	9	229	3,59	13,59	466	1764	3310	233	101550	46,1	130	582	1000	746
6	152	9	229	3,30	12,49	430	1628	3592	253	101550	46,1	130	582	1000	746
5 ½	140	9	229	2,78	10,52	361	1367	4274	301	101550	46,1	130	582	1000	746
5	127	9	229	2,29	8,67	298	1128	5000	352	101550	46,1	130	582	1000	746
4 ½	114	9	229	1,86	7,04	242	916	5000	352	101550	46,1	130	582	1000	746
4	102	9	229	1,47	5,56	191	723	5000	352	101550	46,1	130	582	1000	746

15. CABEZA DE POZO – SISTEMA BOP

Sección 12 1/4"

Una vez finalizada la perforación de la sección de 17 1/2", se instalara la sección A con las siguientes especificaciones:

SECCION	ESPECIFICACION	PROVEEDOR
A	13-3/8" CSG x 13-5/8" 3M	XXX

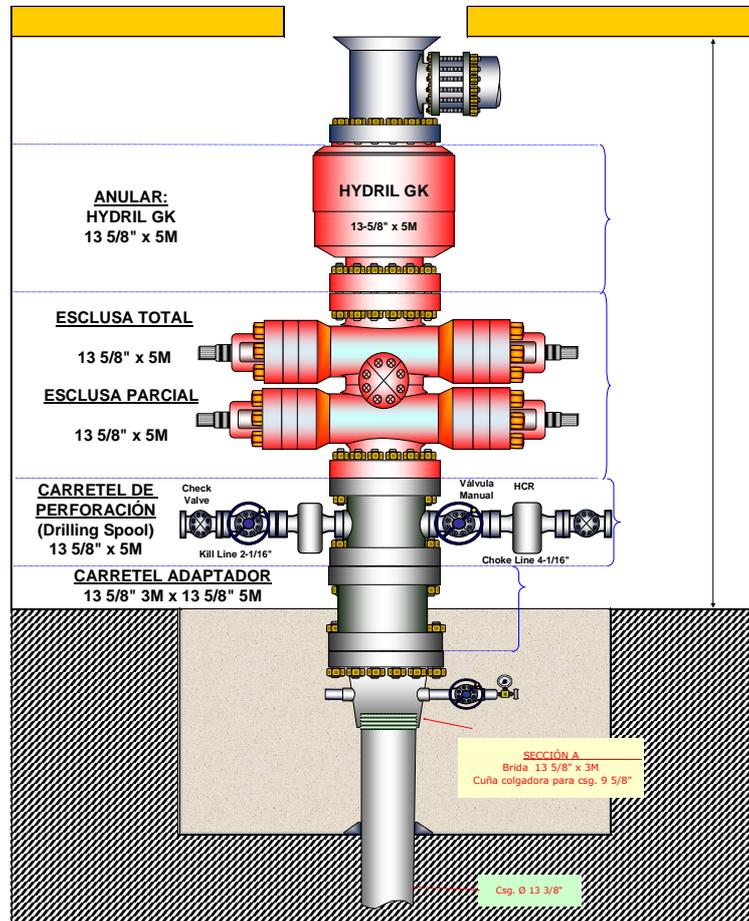
Sobre la sección A se instalará la BOP para perforar la sección de 12 1/4", a continuación se detalla las especificaciones técnicas del conjunto BOP necesario:

Equipo de Control de Pozo para perforar próxima sección (12-1/4"):

PREVENTORES DE SURGENCIA API			
CLASE SERVICIO	5	TAMAÑO BRIDA	13 5/8"
CONDICION SERVICIO	MEDIA PRESION	PASAJE MINIMO	
PRESION TRABAJO	5000	ANILLO	
CODIGO IADC	5M-13 5/8-SR _d A	CHOKE MANIFOLD	5000 PSI

	ITEM	TAMAÑO	PRESIÓN
1	SECCION A	13-5/8"	3000
2	CARRETEL DE PERFORACIÓN	13-5/8"	5000
3	<ul style="list-style-type: none"> • RAM PARCIAL 5" • RAM ANULAR 	13-5/8" 13-5/8"	5000 5000
4	ANULAR	13-5/8"	5000
CHOKE LINE: 4-1/16", 5000 PSI			
5	VALVULA MANUAL		5000
6	VALVULA HIDRAULICA		5000
KILL LINE: 2-1/16", 5000 PSI			
7	VALVULA MANUAL		5000
8	VALVULA MANUAL		5000
9	VALVULA RETENCIÓN		5000
10	PIPA	-	-
11	LINEA RETORNO	-	-
12	LINEA LLENADO	-	-

B.O.P. Fase 12 1/4"



Sección 8 1/2"

Durante la perforación de la última sección del pozo, se utilizara una cabeza de pozo y conjunto BOP con las siguientes características:

SECCION	ESPECIFICACION	PROVEEDOR
B	13-5/8" 3M x 11" 5M	XXX

Equipo de Control de Pozo para perforar hueco de 8-1/2"

PREVENTORES DE SURGENCIA API			
CLASE SERVICIO	5	TAMAÑO BRIDA	13 5/8"
CONDICION SERVICIO	MEDIA PRESION	PASAJE MINIMO	
PRESION TRABAJO	5000	ANILLO	
CODIGO IADC	5M-13 5/8-SrdA	CHOKE MANIFOLD	5000 PSI

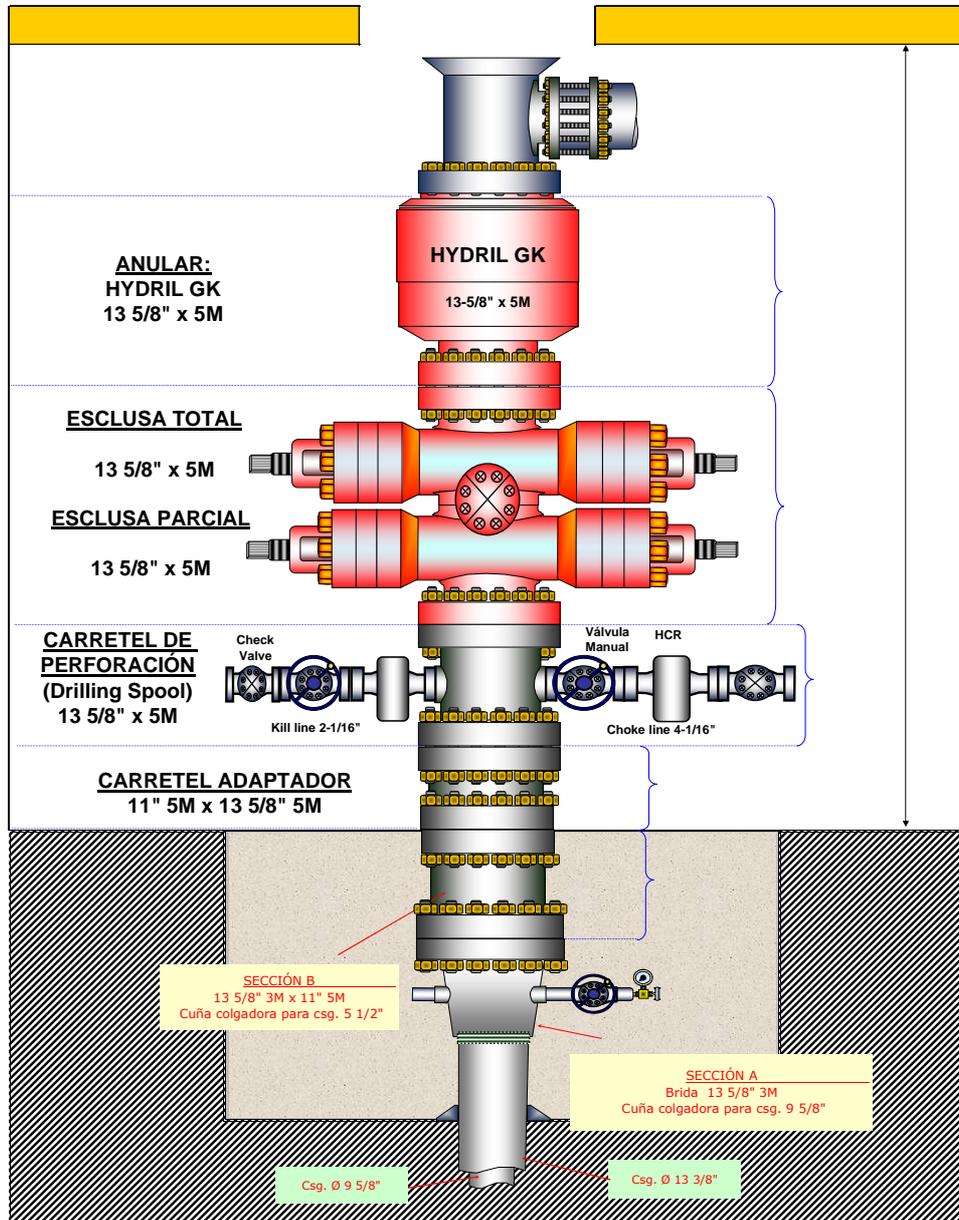
	ITEM	TAMAÑO	PRESIÓN
1	SECCION A	13-5/8"	3000
2	SECCION B	13-5/8" X 11"	3000 X 5000
3	BRIDA ADAPTADORA DOBLE ESPARRAGADA	11" X 13-5/8"	5000 X 5000
4	CARRETEL ADAPTADOR	13-5/8"	5000
5	CARRETEL DE PERFORACIÓN	13-5/8"	5000
6	<ul style="list-style-type: none"> • RAM TOTAL • RAM PARCIAL (5" y 5 1/2") 	13-5/8"	5000
7	ANULAR	13-5/8"	5000

CHOKE LINE: 4-1/16", 5000 PSI			
8	VALVULA MANUAL		5000
9	VALVULA HIDRAULICA		5000

KILL LINE: 2-1/16", 5000 PSI			
10	VALVULA MANUAL		5000
11	VALVULA MANUAL		5000
12	VALVULA RETENCIÓN		5000

13	PIPA	-	-
14	LINEA RETORNO	-	-
15	LINEA LLENADO	-	-

B.O.P. Fase 8 1/2"



Cabeza de pozo al finalizar la Perforación

La cabeza de pozo al finalizar la operación de perforación tendrá las características detalladas en el cuadro debajo, donde puede observarse que debido a que el pozo será fracturado con casing de 5 1/2", y se esperan valores de presión durante esta operación de aprox 8000 psi, la sección C está preparada para 10.000 psi. La fractura se realizara rigless con tree- saver.

SECCION	ESPECIFICACION
A	13-3/8" CSG x 13-5/8" 3M
B	13-5/8" 3M x 11" 5M
C	11" 5000 PSI x 7-1/16" 10.000 PSI
D	7-1/16" 10.000 PSI x 2-9/16" 5.000 PSI

