

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL



Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

“DISEÑO ÓPTIMO DE ESQUEMAS MECÁNICOS

APLICADOS EN POZOS VERTICALES Y

DIRECCIONALES DEL CAMPO SACHA MEDIANTE EL

USO DEL SOFTWARE DE INGENIERÍA EDM”

TESIS DE GRADO

Previo a la obtención del Título de:

INGENIERO EN PETRÓLEO

Presentado por:

Andrea Pérez Beltrán

GUAYAQUIL – ECUADOR

2013

AGRADECIMIENTO

Agradezco inmensamente a mis padres María y Alfonso por toda su ayuda incondicional y su amor.

A la Ing. Chabelita Hermida, por haberme guiado en mi carrera y por haberme brindado una oportunidad a la que no muchos pueden acceder.

Al Ing. Mario González, por su apoyo durante el estudio de mi carrera.

Al Ing. Jaimito Loza, por su paciencia y generosidad para compartirme sus conocimientos durante el desarrollo de este trabajo.

Al Ing. José Pérez, por haberme orientado constantemente durante la elaboración de este trabajo.

Al Ing. Xavier Vargas, por su colaboración para la realización de esta tesis.

DEDICATORIA

A mis padres María y Alfonso,

a mi hermanito Ponchito,

a mi gran amigo Ronny,

a mi prima Luisita,

a mi tía Rosita

y a Kléver.

Por ser mi inspiración.

TRIBUNAL DE GRADUACIÓN

ING. HEINZ TERÁN

ING. XAVIER VARGAS

ING. KLÉBER MALAVÉ

DECANO DE LA FICT

DIRECTOR DE TESIS

VOCAL

DECLARACIÓN EXPRESA

"La responsabilidad del contenido de esta Tesis de Grado, me corresponde exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la **ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL**"

(Reglamento de Graduación de la ESPOL)

Andrea Pérez Beltrán

RESUMEN

Mediante el presente proyecto de tesis desarrollado con la asistencia técnica de la empresa HALLIBURTON, se realizó una evaluación técnica y económica de los diferentes parámetros que permiten determinar diseños óptimos de esquemas mecánicos en pozos verticales y direccionales del campo Sacha.

Se evaluaron y seleccionaron puntos de asentamiento de los revestimientos de las diferentes etapas mediante el uso de la aplicación CasingSeat del software de ingeniería EDM, se realizó un estudio de simulación de cargas con la aplicación StressCheck de EDM, aplicando los valores de presión de poro y gradiente de fractura obtenidos de un estudio de geomecánica realizado en el campo Sacha, y finalmente se propone un esquema mecánico óptimo para un pozo del campo Sacha.

Mediante un análisis económico se conoció el costo-beneficio del diseño propuesto.

INDICE GENERAL

INTRODUCCIÓN	1
CAPITULO 1	3
1. TUBERÍA DE REVESTIMIENTO	3
1.1 Definición.....	3
1.2 Funciones.....	4
1.2.1 Conductor	4
1.2.2 Superficial	5
1.2.3 Intermedio	5
1.2.4 Productor	5
1.3 Factores de diseño	6
1.3.1 Esfuerzo de estallido.....	6
1.3.2 Esfuerzo de colapso	7
1.3.3 Esfuerzo axial	8
1.3.4 Esfuerzo triaxial	8
1.3.5 Consideraciones de pandeo	9
1.3.6 Consideraciones de temperatura	9
1.3.7 Consideraciones especiales	10
1.4 Profundidad de asentamiento.....	12
1.4.1 Presión de poro.....	12

1.4.2	Gradiente de fractura	15
1.5	Parámetros de clasificación de tubería.....	16
1.5.1	Diámetro y peso.....	16
1.5.2	Grado.....	17
1.5.3	Longitudes	17
1.5.4	Conexiones.....	18
1.5.5	Conexiones API.....	18
1.5.6	Conexiones patentadas	19
1.6	Factor de seguridad.....	20
1.7	Software para selección y ubicación de revestidores.....	20
1.7.1	CasingSeat	20
1.7.2	StressCheck.....	23
CAPITULO 2.....		26
2.	CAMPO SACHA.....	26
2.1	Antecedentes.....	26
2.2	Ubicación geográfica	27
2.3	Geología	28
2.3.1	Marco regional	28
2.3.2	Estratigrafía.....	29
2.4	Parámetros PVT	39
2.5	Historial de presiones	40
2.6	Producción por reservorios.....	41

CAPITULO 3.....	43
3. ESQUEMAS MECÁNICOS APLICADOS.....	43
3.1 Criterios de diseño en pozos del Campo Sacha.....	44
3.2 Problemas operacionales presentados durante la perforación.....	47
3.3 Evaluación de diseños de casing aplicados	60
3.3.1 Sección 26”.....	60
3.3.2 Sección 16”.....	64
3.3.3 Sección 12 1/4”.....	67
3.3.4 Sección 8 1/2”	68
CAPITULO 4.....	71
4. DISEÑO ÓPTIMO DE REVESTIMIENTO	71
4.1 Evaluación técnica.....	71
4.1.1 Puntos de asentamiento óptimos.....	71
4.1.2 Estimación de presiones de poro y gradiente de fractura	74
4.1.3 Simulación de cargas.....	77
4.2 Evaluación económica.....	91
4.2.1 Diferentes escenarios de acuerdo a puntos de revestimiento	91
4.3 Diseño óptimo propuesto de esquema mecánico en el campo	
Sacha	93
4.3.1 Simulación de cargas mediante la aplicación StressCheck ...	93
4.3.2 Resultados	98

4.3.3 Selección de puntos de revestimiento mediante la aplicación	
CasingSeat.....	119
CAPITULO 5.....	121
5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	121
5.1 Conclusiones.....	121
5.2 Recomendaciones.....	126
BIBLIOGRAFÍA.....	128

INDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Esquema de revestidores en un pozo.....	4
Figura 1.2 Representación de un posible daño en el tieback de producción por transferencia de cargas	11
Figura 1.3 Presión y Gradiente de presión vs. Profundidad.....	13
Figura 1.4 Presión y Gradiente de presión vs. Profundidad de acuerdo a las diferentes condiciones geológicas	14
Figura 1.5 Procedimiento de selección de puntos de asentamiento de revestidores	16
Figura 2.1 Campo Sacha	26
Figura 2.2 Ubicación del campo Sacha	27
Figura 2.3 Marco regional del campo Sacha	29
Figura 2.4 Columna estratigráfica del Cretácico para el campo Sacha	36
Figura 2.5 Columna estratigráfica del Terciario para el campo Sacha.....	37
Figura 3.1 Profundidad de asentamiento en Sección 26'' de pozos del Campo Sacha.....	60
Figura 3.2 Profundidad de asentamiento en Sección 16'' de pozos del Campo Sacha.....	65
Figura 3.3 Profundidad de asentamiento en Sección 12 1/4'' de pozos del Campo Sacha	67

Figura 3.4 Profundidad de asentamiento en Sección 8 1/2" de pozos del Campo Sacha	69
Figura 4.1 Esquema mecánico de acuerdo a los puntos de asentamiento propuestos	73
Figura 4.2 Presión de poro, gradiente de fractura y peso de lodo escogido para la simulación	77
Figura 4.3 Cargas de estallido seleccionadas para el CSG 20"	78
Figura 4.4 Carga por desplazamiento por gas para el CSG 20"	79
Figura 4.5 Carga por pérdida de retornos para el CSG 20"	79
Figura 4.6 Carga por protección en superficie para el CSG 20"	79
Figura 4.7 Carga por prueba de presión para el CSG 20"	80
Figura 4.8 Carga por fractura del zapato para el CSG 20"	80
Figura 4.9 Carga de estallido por parámetros de perforación para el CSG 20"	81
Figura 4.10 Cargas de estalido seleccionadas para el CSG 13 3/8"	82
Figura 4.11 Cargas de estalido seleccionadas para el CSG 9 5/8"	83
Figura 4.12 Cargas por influjo de gas para el CSG 9 5/8"	83
Figura 4.13 Cargas de estalido seleccionadas para el liner 7"	84
Figura 4.14 Cargas de colapso seleccionadas para el CSG 20"	85
Figura 4.15 Cargas por evacuación parcial o total del fluido en el CSG 20"	85
Figura 4.16 Cargas por cementación en el CSG 20"	86

Figura 4.17 Cargas por pérdida de retornos con caída de lodo para el CSG 20"	86
Figura 4.18 Cargas de colapso por parámetros de perforación para el CSG 20"	87
Figura 4.19 Cargas de colapso seleccionadas para el CSG 13 3/8"	87
Figura 4.20 Cargas de colapso seleccionadas para el CSG 9 5/8"	88
Figura 4.21 Cargas de colapso seleccionadas para el liner de 7"	88
Figura 4.22 Cargas axiales seleccionadas para el CSG 20"	89
Figura 4.23 Cargas axiales seleccionadas para el CSG 13 3/8"	89
Figura 4.24 Cargas axiales seleccionadas para el CSG 9 5/8"	90
Figura 4.25 Cargas axiales seleccionadas para el liner de 7"	90
Figura 4.26 Presión de carga en CSG 20" por estallido vs Profundidad	93
Figura 4.27 Presión de carga en CSG 13 3/8" por estallido vs Profundidad	94
Figura 4.28 Presión de carga en CSG 9 5/8" por estallido vs Profundidad ..	94
Figura 4.29 Presión de carga en liner de 7" por estallido vs Profundidad	95
Figura 4.30 Presión de carga en CSG 20" por colapso vs Profundidad	96
Figura 4.31 Presión de carga en CSG 13 3/8" por colapso vs Profundidad ..	96
Figura 4.32 Presión de carga en CSG 9 5/8" por colapso vs Profundidad	97
Figura 4.33 Presión de carga en liner de 7" por colapso vs Profundidad	97
Figura 4.34 Cargas de estallido en CSG 20"	98
Figura 4.35 Cargas de estallido en CSG 13 3/8"	99
Figura 4.36 Cargas de estallido en CSG 9 5/8"	99

Figura 4.37 Cargas de estallido en liner de 7"	100
Figura 4.38 Carga de estallido en CSG 20" vs. Límite de presión de la tubería	100
Figura 4.39 Carga de estallido en CSG 13 3/8" vs. Límite de presión de la tubería.....	101
Figura 4.40 Carga de estallido en CSG 9 5/8" vs. Límite de presión de la tubería.....	102
Figura 4.41 Carga de estallido en liner de 7" vs. Límite de presión de la tubería.....	102
Figura 4.42 Cargas de colapso en CSG 20".....	103
Figura 4.43 Cargas de colapso en CSG 13 3/8"	104
Figura 4.44 Carga de colapso en CSG 9 5/8" vs. Profundidad.....	104
Figura 4.45 Carga de colapso en liner de 7" vs. Límite de presión de la tubería.....	105
Figura 4.46 Carga de colapso en CSG 20" vs. Límite de presión de la tubería	105
Figura 4.47 Carga de colapso en CSG 13 3/8" vs. Límite de presión de la tubería.....	106
Figura 4.48 Carga de colapso en CSG 9 5/8" vs. Límite de presión de la tubería.....	106
Figura 4.49 Carga de colapso en liner de 7" vs. Límite de presión de la tubería.....	107

Figura 4.50 Cargas axiales en CSG 20"	108
Figura 4.51 Cargas axiales en CSG 13 3/8"	108
Figura 4.52 Cargas axiales en CSG 9 5/8"	109
Figura 4.53 Cargas axiales en liner de 7"	109
Figura 4.54 Cargas axiales en CSG 20" vs. Límite de presión de la tubería	110
Figura 4.55 Cargas axiales en CSG 13 3/8" vs. Límite de presión de la tubería.....	110
Figura 4.56 Cargas axiales en CSG 9 5/8" vs. Límite de presión de la tubería	111
Figura 4.57 Cargas axiales en liner de 7" vs. Límite de presión de la tubería	111
Figura 4.58 Cargas triaxiales en CSG 20"	112
Figura 4.59 Cargas triaxiales en CSG 13 3/8"	113
Figura 4.60 Cargas triaxiales en CSG 9 5/8"	113
Figura 4.61 Cargas triaxiales en liner de 7"	114
Figura 4.62 Cargas triaxiales en casing 20" vs. Límite de presión de la tubería.....	114
Figura 4.63 Cargas triaxiales en casing 13 3/8" vs. Límite de presión de la tubería.....	115
Figura 4.64 Cargas triaxiales en casing 9 5/8" vs. Límite de presión de la tubería.....	115

Figura 4.65 Cargas triaxiales en liner 7" vs. Límite de presión de la tubería	116
Figura 4.66 Curva de Von Mises en CSG de 20", simulación con StressCheck	117
Figura 4.67 Curva de Von Mises en CSG de 13 3/8", simulación con StressCheck	117
Figura 4.68 Curva de Von Mises en CSG de 9 5/8", simulación con StressCheck	118
Figura 4.69 Curva de Von Mises en liner de 7", simulación con StressCheck	118
Figura 4.70 Gráfica de diseño, simulación con CasingSeat.....	120

INDICE DE TABLAS

Tabla 2.1 Resumen de parámetros PVT del campo Sacha	40
Tabla 2.2 Historial de presiones en el campo Sacha	41
Tabla 2.3 Historial de producción en el campo Sacha	42
Tabla 3.1 Parámetros y profundidades de revestidores en pozos del campo Sacha	46
Tabla 3.2 Puntos de asentamiento en Sección 26" de pozos del Campo Sacha	60
Tabla 3.3 Evaluación de pozos con sección de 26"	61
Tabla 3.4 Evaluación de pozos sin sección de 26"	62
Tabla 3.5 Evaluación de pozos sin sección de 26"	63
Tabla 3.6 Tabla de bombeo de acuerdo a la profundidad de perforación para pozos del campo Sacha	64
Tabla 3.7 Puntos de asentamiento en Sección 16" de pozos del Campo Sacha	64
Tabla 3.8 Puntos de asentamiento en Sección 12 1/4" de pozos del Campo Sacha	67
Tabla 3.9 Puntos de asentamiento en Sección 8 1/2" de pozos del Campo Sacha	68
Tabla 4.1 Puntos de asentamiento propuestos para la simulación	71
Tabla 4.2 Presión de poro y gradiente de fractura para el pozo Sacha 383H76	

Tabla 4.3 Evaluación económica en un escenario común de pozos en el campo Sacha	91
Tabla 4.4 Evaluación económica variando puntos de asentamiento	92
Tabla 4.5 Evaluación económica en un escenario propuesto para el campo Sacha	92
Tabla 4.6 Puntos de asentamiento recomendados por CasingSeat	119

INTRODUCCIÓN

Es conocido que en nuestro medio contamos con deficiencia en capacitación en el manejo de softwares para diseño de esquemas de revestidores, sin embargo es necesario que siempre antes de cada perforación de un pozo se haga un análisis cuidadoso del tipo de tubería a usar y puntos de asentamiento a seleccionar para cada etapa; dado el gran porcentaje que representa la tubería de revestimiento en los costos totales de un pozo, además de los problemas que trae consigo un mal diseño empleado.

En esta tesis se realiza una propuesta de un esquema mecánico de un pozo en el campo Sacha, evaluando los esquemas diseñados para 8 pozos perforados durante el proyecto de Servicios Integrados que la compañía Halliburton desarrolló en este campo.

En el primer capítulo se hace una breve descripción teórica de las funciones de la tubería de revestimiento en sus diferentes etapas, de los diferentes factores de diseño regidos de acuerdo a la norma API, de la importancia de seleccionar correctamente las profundidades de asentamiento de los revestidores y como intervienen los valores de

presión de poro y gradiente de fractura en su selección, y de los parámetros de clasificación de una tubería de revestimiento.

En el segundo capítulo se elabora una introducción sobre el campo Sacha, sus antecedentes, ubicación, su geología y su historial de presiones y producción.

El capítulo que aborda los problemas ocurridos en los pozos seleccionados para el estudio es el tercero, se hace un análisis de los criterios empleados para el diseño de revestidores, tanto en grado y peso de tubería, como en sus puntos de asentamiento.

En el siguiente capítulo se disponen de los softwares de ingeniería StressCheck y CasingSeat para el análisis del diseño propuesto, estudio de sus cargas máximas a soportar, de sus puntos de asentamiento óptimos y de los costos que se involucrarían.

Finalmente, se exponen todas las conclusiones y recomendaciones que se tuvieron después de este trabajo realizado.

CAPITULO 1

1. TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

1.1 Definición

Las tuberías de revestimiento o revestidores se utilizan para recubrir las paredes del pozo. Son cementadas al hoyo perforado, logrando proteger las paredes del pozo y principalmente permitir el flujo de fluidos desde el yacimiento a superficie.

En un diseño de esquema mecánico cada sarta de tubería de revestimiento cumple una función muy importante tanto en la fase de perforación como en la producción de un pozo.

En la Figura 1.1 se representa esquemáticamente los diferentes tipos de tuberías de revestimiento que usualmente se bajan en un pozo.

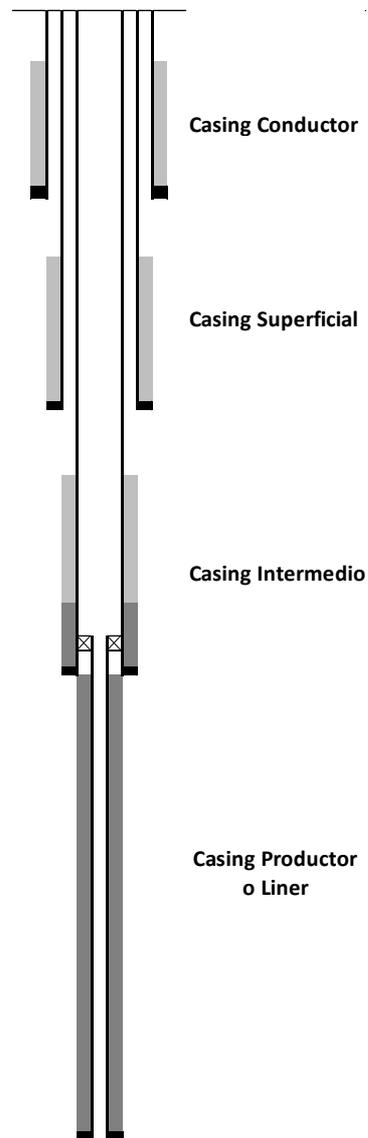


Figura 1.1 Esquema de revestidores en un pozo
Elaborado por Andrea Pérez

1.2 Funciones

1.2.1 Conductor

Es un revestidor de gran diámetro, usualmente de 16" a 30". Es el primero de todo el esquema de revestidores y sirve de guía para todas las sartas siguientes que se bajen al pozo. Evita que las

formaciones superficiales no consolidadas se derrumben. Un BOP o un diverter suelen ser instalados dentro de este revestidor.

1.2.2 Superficial

Su profundidad de asentamiento varía entre 4000 y 5700 pies, dependiendo del área operacional. Es importante que se cimente hasta superficie porque soporta la carga del resto de tubería que serán bajadas en el pozo. También permite aislar de zonas con acuíferos.

1.2.3 Intermedio

Su función más importante es ayudar con el control del pozo si se encuentran zonas con altos valores de presión, además protege a las formaciones de los altos pesos de lodos que se puedan utilizar. Su profundidad de asentamiento varía entre 7900 y 8700 pies.

1.2.4 Productor

Es el revestidor por el cual se completa, produce y controla el pozo durante toda su vida productiva. Su profundidad de asentamiento varía entre 9500 y 11000 pies.

1.3 Factores de diseño

1.3.1 Esfuerzo de estallido

Este factor determina las limitaciones de una tubería por carga de presión interna.

$$\textit{Factor de estallido} = \frac{\textit{Presión interna de fluencia}}{\textit{Diferencial de presión interna}}$$

Ecuación 1.1

El valor mínimo generalmente aceptado para este factor es 1.1.

Las situaciones que provocan esfuerzo por estallido en el revestidor son:

Casing Conductor, Superficial e Intermedio:

Arremetidas

Pérdida de retornos por fractura y control de pozo con fluido

Pruebas de presión

Inyección de fluidos

Perfil de presión interno mayor al perfil de presión externo

Producción y Liner

Rotura de tubería

Prueba de presión

Perfil de presión externa

1.3.2 Esfuerzo de colapso

Determina las limitaciones de una tubería por carga de presión externa.

$$\textit{Factor de colapso} = \frac{\textit{Resistencia al colapso de la tubería}}{\textit{Presión de colapso equivalente}}$$

Ecuación 1.2

El valor mínimo generalmente aceptado para este factor es 1.

Aumentan la tensión en el revestidor por colapso en:

Casing Conductor, Superficial e Intermedio:

Cementación

Evacuación total de fluidos dentro del revestidor

Perfil de presión externo mayor al perfil de presión interno

Producción y Liner

Cementación

Evacuación total o parcial de fluidos dentro del revestidor

Perfil de presión externo mayor al perfil de presión interno

1.3.3 Esfuerzo axial

Es el esfuerzo resultante en el procedimiento de colgado de la tubería, causado principalmente por el peso del tubo. El incremento de fricción entre el tubo y la pared del pozo también afecta significativamente este esfuerzo.

Factores que provocan esfuerzo axial en:

Casing Conductor, Superficial, Intermedio y Productor, son:

Bajando tubería a una determinada velocidad

“Overpull” mientras se quiebra sarta a superficie

Prueba de presión de cemento fresco

Cargas por servicios (por temperatura, flotabilidad, pandeo, peso total de la sarta, flexión y trayectoria del pozo)

El valor mínimo generalmente aceptado para este factor es 1.3.

1.3.4 Esfuerzo triaxial

Este esfuerzo nos indica una acción simultánea de varios tipos de esfuerzos que pueden ser:

Axial: Cargas de tracción y compresión

Radial: Presiones internas y externas

Tangencial: Presiones internas y externas

Cortante: Posible torsión

El valor mínimo generalmente aceptado para este factor es 1.25.

1.3.5 Consideraciones de pandeo

El pandeo no se considera un daño en la tubería sino hasta que se haya superado el límite elástico del material de la tubería ya que puede ocasionar su deformación permanente en forma de espiral. La flexión debido al pandeo genera esfuerzos axiales no asimétricos en la tubería. Esta flexión provoca tensión axial en el lado externo de la curvatura y compresión axial en el lado interno.

1.3.6 Consideraciones de temperatura

El tipo de fluido de completación que se utilizará será representativo en la distribución de la temperatura en la tubería. La conductividad térmica del agua es cuatro veces superior a la del diesel, por lo que el diesel actúa como aislante en comparación con el agua; entonces la temperatura en un pozo con diesel como fluido de completación tendrá valores más elevados que si el mismo pozo estuviera completado con agua.

1.3.7 Consideraciones especiales

Hay más factores que se deben considerar en un diseño de revestidores y muchas veces no son tomados en cuenta, como es la transferencia de cargas, cargas combinadas y la acumulación de presión.

La transferencia de cargas ocurre cuando los revestidores interactúan entre sí, por ejemplo a través de la adhesión del cemento que se encuentra entre un revestidor y otro. En caso de que los toques de cemento de un revestidor estén por debajo del toque de cemento de un "tieback" de producción, Figura 1.2, es posible que el revestidor quede colgado, soportando el "tieback" todo su peso. Esto puede ocasionar un grave problema y el "tieback" puede presentar fugas y daño, lo que afectaría la producción del pozo. En el caso inverso, de que el toque de cemento del revestidor se encuentre más arriba que el del "tieback" entonces toda esa carga se transferiría a la formación.

Se habla de cargas combinadas cuando sobre el revestidor hay cargas de estallido y colapso simultáneamente. Es importante que se haga un estudio para el diseño tomando en cuenta además de la resistencia de la tubería y la resistencia de la conexión, ya que una sarta pueda estar cumpliendo todos los factores de diseño API pero

aun así estar mal diseñada porque la conexión no será capaz de soportar las cargas.

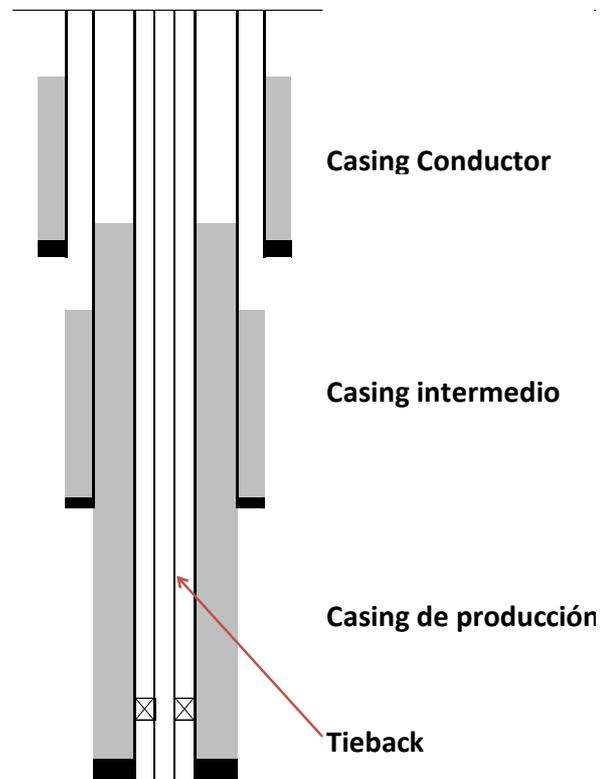


Figura 1.2 Representación de un posible daño en el tieback de producción por transferencia de cargas

Elaborado por: Andrea Pérez

La acumulación de presión anular es un factor importante a considerar, ya que los fluidos que se encuentran en el anular del pozo se expanden a medida que se calientan y debido a que el volumen anular entre los revestidores se mantiene constante, la presión aumenta por la expansión de los fluidos, por lo que en el

diseño se debe proponer un revestidor capaz de soportar esa carga por presión.

1.4 Profundidad de asentamiento

Para elaborar un buen esquema de diseño de un pozo se debe determinar las profundidades de asentamiento más adecuadas, de tal manera que cumplan sus principales funciones y que se ajusten a las condiciones geológicas. Un buen método para ir seleccionando las diferentes profundidades de los revestidores es determinar primero el asentamiento del revestidor más profundo para luego ir determinando los siguientes superiores hasta la superficie.

Los dos primeros factores que se deben reconocer para un buen diseño son el gradiente de presión de poro y el gradiente de fractura.

1.4.1 Presión de poro

Es la presión que ejercen los fluidos en la formación, es el valor que se determinaría si se ubicara un manómetro a esa profundidad. El incremento de presión que se obtiene a medida que aumenta la profundidad se lo puede representar mediante una pendiente o un

gradiente, este gradiente es denominado gradiente de presión de poro.

$$\text{Gradiente de presión de poro} = \frac{\text{Aumento de presión}}{\text{Aumento de profundidad}} = \frac{\Delta p}{\Delta prof}$$

Ecuación 1.3

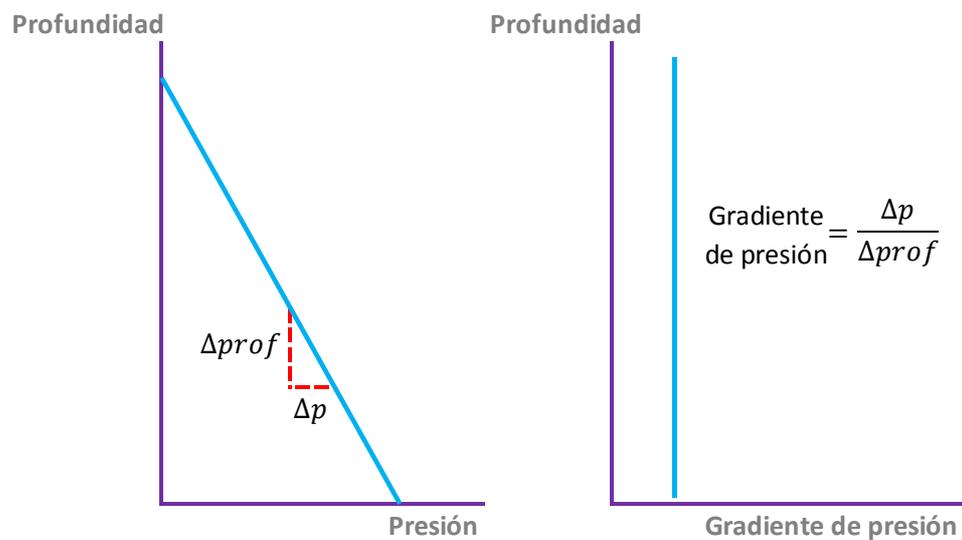


Figura 1.3 Presión y Gradiente de presión vs. Profundidad

Elaborado por: Andrea Pérez

El gradiente de presión no siempre es lineal debido a las características geológicas de la formación, sobretodo en las profundidades. Entonces la figura 1.3 quedaría como la figura 1.4.

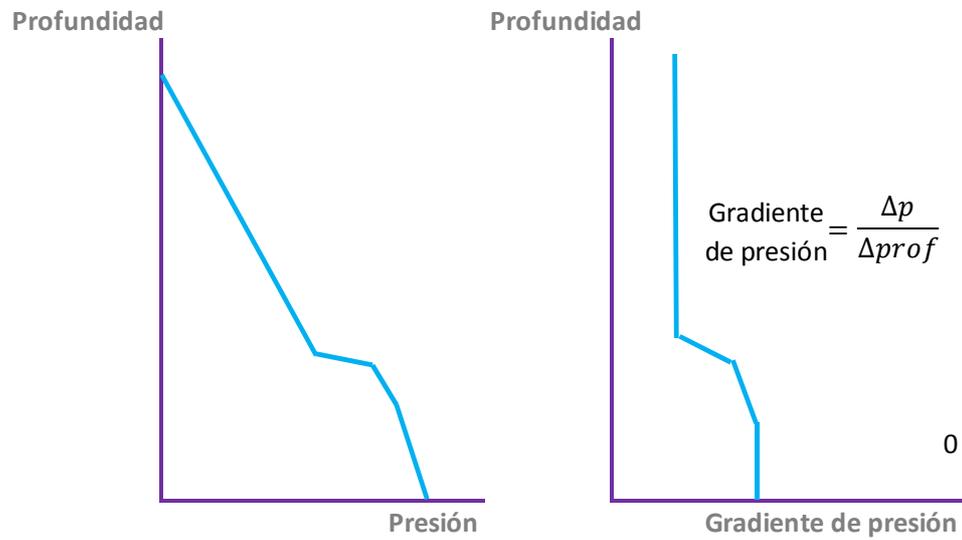


Figura 1.4 Presión y Gradiente de presión vs. Profundidad de acuerdo a las diferentes condiciones geológicas

Elaborado por Andrea Pérez

Entonces para la selección de los puntos de asentamiento se utilizará un gráfico donde se muestren la curva de gradiente de presión y la curva de Gradiente de fractura vs. Profundidad, donde el gradiente de presión de poro será el limitante mínimo para la presión con la cual se operará y el gradiente de fractura será el máximo.

1.4.2 Gradiente de fractura

El gradiente de fractura se refiere a la presión capaz de romper la formación por lo que su valor siempre será mayor al gradiente de presión de poro.

El procedimiento para la selección de los puntos de asentamiento comienza determinando la densidad del lodo a la profundidad total escogida, que será el gradiente de presión de poro más sobrebalance. La densidad del lodo a la profundidad final se proyectará verticalmente hasta que intersecte la curva de gradiente de fractura menos el margen de arremetida y este será el punto de asentamiento del revestidor. Los próximos puntos de asentamientos se determinarán siguiendo el mismo procedimiento.

Ver figura 1.5

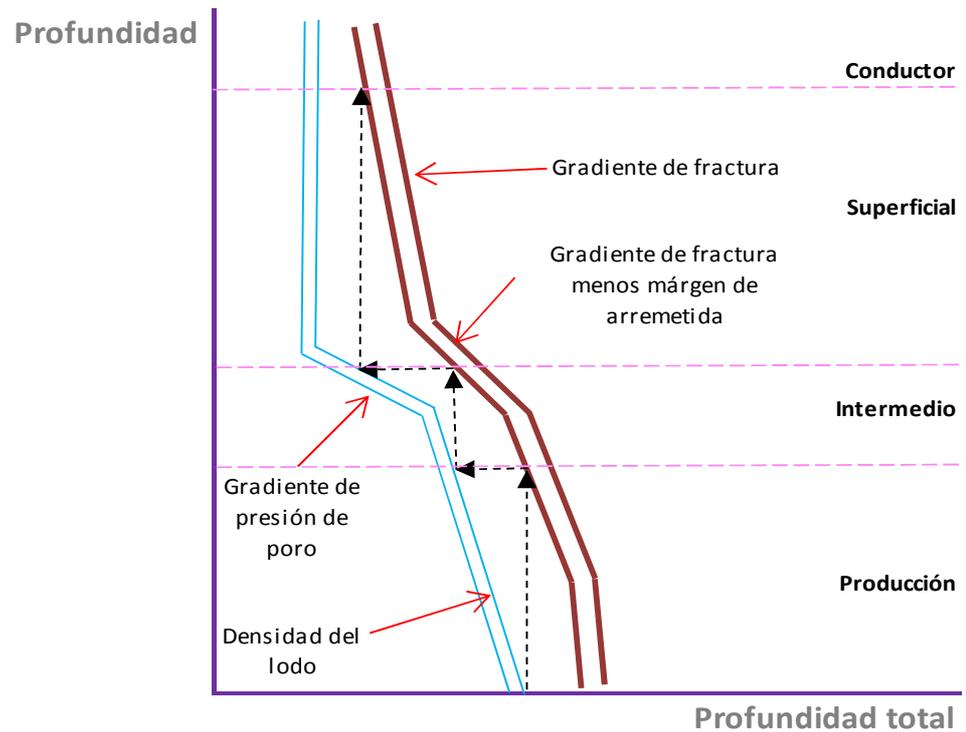


Figura 1.5 Procedimiento de selección de puntos de asentamiento de revestidores
Elaborado por Andrea Pérez

1.5 Parámetros de clasificación de tubería

1.5.1 Diámetro y peso

El diámetro de la tubería más apropiado es el factor siguiente a seleccionar después de los puntos de asentamiento y depende principalmente del caudal del petróleo que va a producir el pozo. Además del diámetro se considera el peso, que es determinado por el espesor de la pared de la tubería y dependerá de las presiones y temperaturas que se tenga en cada sección del pozo.

La relación diámetro/peso definirá el diámetro interno de la tubería.

1.5.2 Grado

El valor numérico del grado de la tubería nos indica el mínimo de resistencia a la cedencia por 1000 psi, en cambio la letra nos indica el tipo de acero y el tratamiento térmico que recibió durante su fabricación.

Existen nueve grados de tubería de revestimiento dispuestos por la API (American Petroleum Institute): H40, J55, K55, C75, L80, N80, C95, P110, Q125.

1.5.3 Longitudes

Las longitudes son definidas en los parámetros de tuberías como Rangos. Las hay de tres tipos:

Rango 1 o R1, 20 pies

Rango 2 o R2, 30 pies

Rango 3 o R3, 40 pies

Sin embargo, las longitudes de tuberías pueden variar notablemente dependiendo de la fábrica que las diseñe.

1.5.4 Conexiones

Es importante hacer una buena selección al momento de determinar las conexiones ya que muchas fallas provienen de ellas.

1.5.5 Conexiones API

Son las juntas que se rigen a las normas de dominio público API.

Las tipo API pueden ser redonda, extreme line y buttress.

El acople API de rosca redonda cuenta con 8 o 10 cuerdas redondas por pulgada con un perfil en forma de V truncada en rosca y acople. No está diseñada para lograr un sello eficaz de alta presión cuando se manejan gases o líquidos de baja viscosidad.

La rosca Buttress o BTC o trapezoidal cuenta con un diseño y sellado similar al de la rosca redonda, la diferencia está en su acople de mayor longitud y su forma cuadrada que contribuye a reducir el deslizamiento de las roscas. Es altamente eficaz.

A diferencia de los tipos de roscas anteriormente nombradas, las tipo Extreme line son integrales, es decir la caja (hembra) se construye de la misma tubería, no de un tubo aparte. Son roscas cuadradas y su sello es metal-metal.

1.5.6 Conexiones patentadas

Son juntas cuyos diseños tiene derechos de propiedad y constan con especificaciones confidenciales.

Las hay de seis tipos:

MTC, es de conexión estándar con sello metal-metal, roscada y acoplada.

MIJ, es de conexión estándar con sello metal-metal e integral.

HW, roscadas y acopladas, especiales para tubería con paredes gruesas.

LD, roscadas y acopladas, especiales para tuberías de gran diámetro.

SLH, especiales para pozos con poco espacio entre un revestidor y el siguiente, generalmente integrales aunque también se las puede encontrar en acopladas.

IFJ, con cajas y pines especialmente lisos y de tipo integral. El diámetro externo de la caja no suele ser mayor que el diámetro máximo de la tubería.

1.6 Factor de seguridad

Los factores de seguridad son utilizados para ayudar a expresar cuan cerca está un esfuerzo determinado a producir una falla.

$$\textit{Factor de seguridad} = \frac{\textit{Resistencia del material}}{\textit{Carga aplicada}}$$

Ecuación 1.4

1.7 Software para selección y ubicación de revestidores

1.7.1 CasingSeat

CasingSeat™ de Landmark es una herramienta precisa y fácil de usar que determina profundidades de asentamiento de puntos de casing y esquema de diseños de casing viables. Proporciona rigurosos cálculos para optimizar la selección de los puntos de asentamiento de las zapata, en base a la presión de poro y los gradientes de fractura, limitadas por las definiciones ingresadas por el usuario. Cuenta además con una base de datos basada en diámetros y combinaciones de dimensiones de los revestimientos. El software CasingSeat proporciona caracterización litológica basada en las condiciones de contorno del subsuelo y las limitaciones de funcionamiento, incluidos los relacionados con la estabilidad del pozo, sobrebalance mínimo y pega diferencial.

El software CasingSeat ofrece el diseño preliminar del pozo que consiste en:

- Revestimientos y tamaños de agujero
- Puntos de asentamiento de casing
- Topes de cemento permitidos
- Programa de lodo

CasingSeat y StressCheck [™] están completamente integrados para proporcionar un camino conveniente para el diseño detallado y análisis de tensiones durante las operaciones de perforación del pozo.

Con el software CasingSeat, la sensibilidad del diseño con las variaciones en el campo puede ser fácilmente evaluada. Esto le ayuda a anticipar y evitar complicaciones costosas durante la perforación y completación del pozo.

Los puntos de asentamiento de casing pueden ser determinados para cada posible combinación de tamaño de hoyo y tamaño de revestidores en los rangos especificados. El software CasingSeat proporciona dos criterios de diseño para ayudar a seleccionar a los mejores candidatos de la lista de soluciones: el costo de casing y el

costo del hoyo. Estos criterios se pueden utilizar independientemente o en conjunto para clasificar los diseños de casing producidos por el software. La importancia relativa de costo hoyo y costo casing se puede ajustar mediante la variación de los costos relativos de cada uno.

Parámetros considerados por el software:

- Rangos específicos de casing y tamaño del hoyo
- Presión de poro
- Gradiente de fractura
- Porosidad
- Permeabilidad
- Límite de sobrebalance
- Densidad de lodo
- Límite de presión diferencial
- Elección de los criterios de diseño de casing
- Límite de presión vertical
- Intensidad de influjos
- Tolerancia de influjos
- Simulación afluencia de influjos
- Criterios para los diseños de calificación
- Costo de casing / Costo de hoyo
- Ajustes de profundidad definidos por el usuario

1.7.2 StressCheck

Con StressCheck TM de Landmark, las sartas de revestimiento pueden ser diseñadas para cumplir o exceder todos los requisitos pertinentes de diseño de esquema de casing.

La aplicación StressCheck se basa en principios de diseño de revestidores que son bien aceptados y ampliamente empleados en la industria, métodos de diseño sofisticados que pueden ser empleados de forma rutinaria para desarrollar alta integridad de soluciones con diseños de mínimo costo y gasto de tiempo y esfuerzo mínimos.

Con el uso del software StressCheck se pueden generar ahorros significativos en el costo total de un esquema mecánico:

- Proporcionando una variedad de fórmulas automatizadas para representar esfuerzos reales de estallido, colapso, y cargas axiales.
- Facilitando la optimización del número y longitud de cada sección de revestidores.

En muchos casos, se ahorra un 40% en comparación con diseños de casing desarrollados por métodos convencionales.

Con la función de “Custom Loads”, la aplicación también ofrece una hoja de cálculo con herramientas fáciles de usar, donde el usuario puede definir en todos sus detalles presión interna, presión externa y perfiles de temperatura cuando se requieren fórmulas de carga en casos más singulares.

Ejecución:

La primera vez que se ejecuta el software StressCheck, una ventana de la aplicación se muestra en blanco debajo de la barra de menús y barras de herramientas. En este punto se puede crear un nuevo diseño o abrir un diseño existente, sin embargo, en entornos multi-usuario, es posible que se desee especificar distintos archivos de datos (por ejemplo, archivos de informes de formato, tamaños predeterminados bits, factores de diseño por defecto, factores de costo por defecto, o archivos de plantillas) que se utilizarán durante la sesión StressCheck.

Funciones:

Las funciones del software StressCheck toman en consideración aspectos complejos de diseño. Estos aspectos incluyen:

- Ejecución, instalación y cargas, para un diseño axial más integral

- Cargas por influjo de gas
- Perfiles de presión externa para buen y mal cemento
- Zonas permeables
- Deterioro de la densidad del lodo
- Caída del nivel de lodo en el anular
- Perfiles de temperatura representando el peor de los casos o definido por el usuario
- Perfiles de densidad del gas dependientes de temperatura y presión.
- Límites overpull
- Desgaste
- Pruebas de presión
- API de mínimo costo automatizado o diseño triaxial
- Zapata / Gradientes de lodo w / Presión de poro, este perfil es compatible con dos escenarios:

Tope de cemento (TOC) por debajo de la profundidad de la zapata

TOC arriba de la profundidad de la zapata
- Relación gas/lodo
- Prueba de presión de cargas múltiples

CAPITULO 2

2. CAMPO SACHA

2.1 Antecedentes

El campo Sacha, ubicado al noreste de la región amazónica del Ecuador, en la provincia Francisco de Orellana, está siendo operado actualmente (2013) por la empresa Río Napo CEM desde el 3 de noviembre del 2009.



Figura 2.1 Campo Sacha

Fuente: C&PM Halliburton

Los principales yacimientos del campo Sacha, donde se encuentran las reservas probadas de petróleo son cuatro: Basal Tena, U Inferior, T Inferior y Hollín. El volumen total de las reservas probadas del campo Sacha es de 1.205 MMBN (mil millones de barriles neto). El 54,9% de estas reservas pertenece a la formación Hollín, el 24,3% a la arena U inferior, el 19,5% a la arena T inferior y el 1,3% a la formación Basal Tena.

2.2 Ubicación geográfica

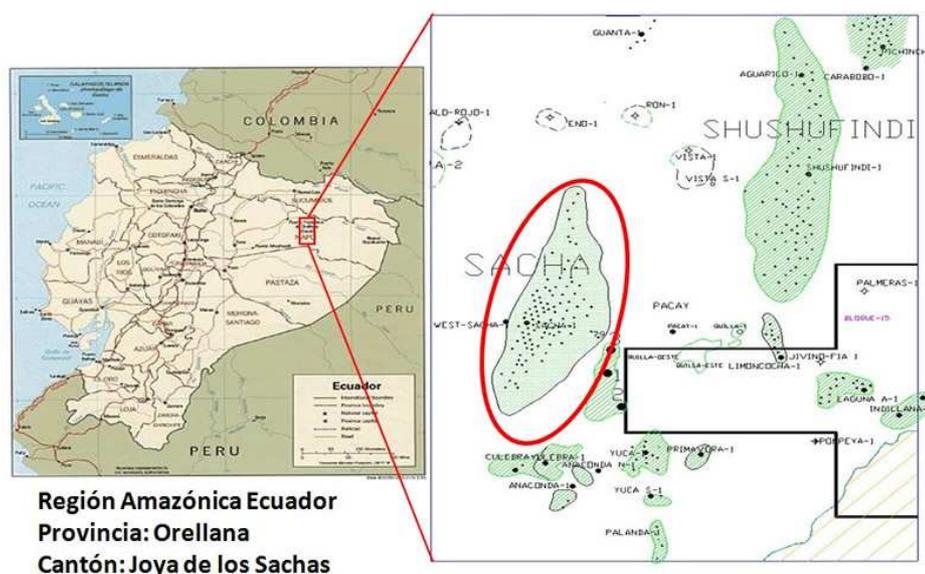


Figura 2.2 Ubicación del campo Sacha

Fuente: Página Web de Río Napo CEM

Está limitado al Norte por las estructuras Palo Rojo, Eno, Ron y Vista, al Sur por el Campo Culebra-Yulebra-Anaconda, al Este por los campos Mauro Dávalos Cordero, Shushufindi y Aguarico y al

Oeste por el bloque PBHI (Paraíso, Biguno, Huachito e Intracampos).

2.3 Geología

2.3.1 Marco regional

El campo Sacha corresponde a un anticlinal de dirección NE-SO con una falla en su flanco Oeste de tipo transpresional dextral.

Se encuentra ubicado en el flanco occidental del “play” central llamado Corredor Sacha-Shushufindi. Sus dimensiones son 4 km de ancho al norte y 10 km de ancho en la parte central y sur, con una longitud cercana a 33 km.

Debajo de la estructura Sacha del Cretácico se desarrolló un anticlinal denominado Sacha Profundo, posiblemente de edad jurásico inferior, que plegó los depósitos paleozoicos y triásico-jurásicos de la Fm Sacha (equivalente de Santiago), el mismo que se probó con la perforación del pozo Sacha Profundo-1, sin resultados positivos.

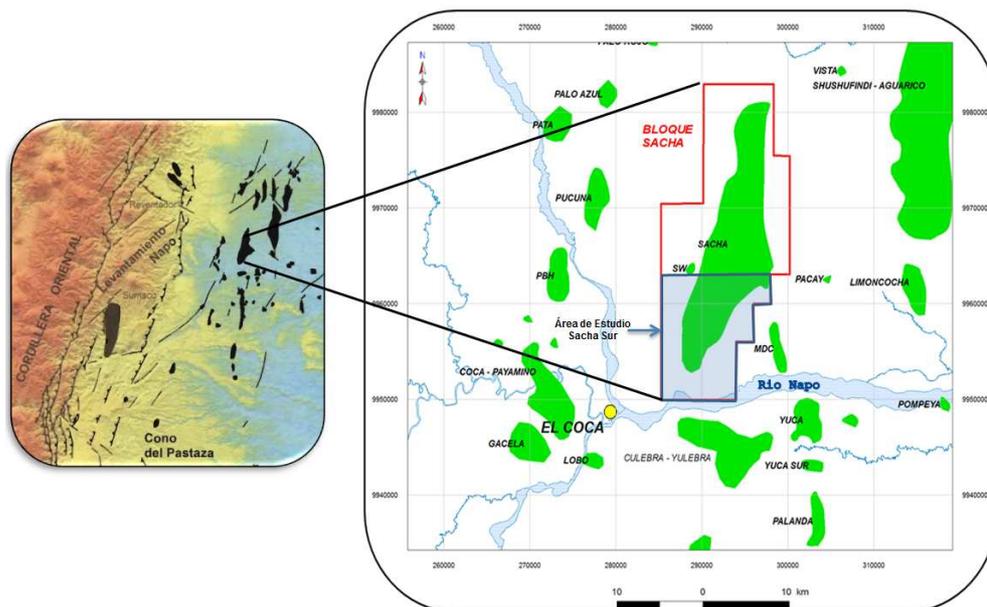


Figura 2.3 Marco regional del campo Sacha

Fuente: C&PM Halliburton

2.3.2 Estratigrafía

Estratigrafía del Cretácico

El Cretácico de la Cuenca Oriente está representado por las Formaciones Hollín, Napo y Tena. Las dos primeras abarcan reservorio, mientras que la Fm Tena corresponde al sello regional de la Cuenca. En el caso de Hollín, está dividido en dos miembros, Superior e Inferior, y Napo responde a varios ciclos sedimentológicos con características de estratigrafía secuencial que abarcan varios reservorios clásticos como Areniscas U, T y Basal Tena y calcáreos Caliza M1, M2.

A continuación se describe la litología de Hollín y Napo:

Formación Hollín

Edad: Aptiano inferior – Albiano Inferior.

Ha sido dividida en dos Miembros:

Miembro Arenisca Inferior: Corresponde a una arenisca conglomerática que rellenan paleovalles, y en el afloramiento de la carretera Loreto – Coca; su parte basal presenta un ambiente estuarino y fluvial distal, se lo reconoce en registros eléctricos por presentar un yacimiento de agua salada.

Miembro Arenisca Principal: Es una serie de areniscas cuarzosas agradantes, generalmente gruesas, blancas, en bancos grandes o masiva, con estratificación cruzada. Posee finas intercalaciones de lutitas limosas y lutitas bituminosas color oscuro, especialmente al tope de la formación.

Formación Napo

Edad: Albiano Inferior – Cretácico tardío.

Se trata de una sucesión cíclica marino somera de calizas, lutitas y areniscas.

Miembro Arenisca Basal: Es comúnmente conocida como “Hollín Superior”, pero por sus características marinas se la incorpora a la

Formación Napo. Comprende una alternancia de areniscas con estratificación cruzada, planar, ripples. En la parte superior se encuentran areniscas cuarzosas glauconíticas, calizas, margas y lutitas. Presentan un ambiente de depositación de playa y de plataforma marino abierta.

Miembro Caliza "C": Consisten en calizas masivas y lutitas negras, con presencia de glauconita y fosfatos. La caliza es fosilífera intraclástica. Pertenece a un ambiente marino confinado.

Miembro Lutitas "T": Lutitas laminadas negras y ricas en amonites, la ausencia de fauna bentónica y de bioturbación sugiere un ambiente marino anóxico relativamente profundo, hacia el tope bancos calcáreos y fauna bentónica indican un medio más somero y abierto.

Miembro Arenisca "T" Inferior: Arenisca de grano fino a medio y localmente se encuentran también areniscas de grano grueso a conglomeráticas. Su ambiente pertenece a canales de marea, deltas y bancos de marea, valles incisos, canales fluviales.

Miembro Arenisca "T" Superior: Bancos de areniscas glauconíticas intercaladas con lutitas, depositadas en un ambiente de plataforma

marina abierta, estuario, canales de marea y bancos marinos glauconíticos.

Miembro Caliza "B": Lutitas y limolitas negras a la base, calizas densas fosilíferas y glauconíticas en la parte media y al tope lutitas negras laminadas intercaladas con calizas margosas. Se observa nódulos de pirita y caliza en las calizas margosas, se propone un cambio facial hacia la parte este de la cuenca al Miembro Arenisca "B". Estas facies son típicas de un ambiente marino anóxico de baja energía.

Miembro Lutita "U": Son lutitas negras, ligeramente calcáreas o no calcáreas, se propone un cambio lateral de facies hacia el este al Miembro Limo "U". Estas lutitas pertenecen a un medio marino anóxico de baja energía.

Miembro Caliza "U": Calizas fosilíferas, bioturbadas, arenosas y glauconíticas que alternan con lutitas o limolitas y delgadas areniscas glauconíticas de grano fino, en este trabajo se propone un cambio lateral de facies hacia el este al Miembro Arenisca "U" Basal, la Caliza "U" pertenecería a un ambiente de plataforma carbonatada somera.

Miembro Arenisca "U" Inferior: Formada con areniscas cuarzosas con estratificación cruzada y laminación planar de grano medio a fino. Su ambiente pertenece a canales de marea hacia el Oeste y relleno de valles incisos hacia el centro y ambiente fluvial hacia el Este de la cuenca.

Miembro Arenisca "U" Superior: Areniscas glauconíticas de grano fino bioturbadas con cemento calcáreo intercaladas con lutitas y calizas. Este depósito define un ambiente de plataforma marina, estuario, planicie costera.

Miembro Caliza "A" Inferior: Consiste de calizas micríticas alternativamente claras y oscuras, masivas y laminadas, no o poco bioturbadas, con abundantes cherts negros y restos de peces, escasos bivalvos y amonites enanos localmente abundantes. Presenta silicificación. Contiene abundante pirita y poco o nada glauconita, se depositaría en un ambiente sub-tidal de baja energía.

Miembro Caliza "A" Superior: Son calizas masivas con bancos delgados de margas a la base, se distingue de la anterior por la abundancia de bioturbaciones y alto contenido de amonites grandes y bivalvos. Está parcialmente dolomitizada. Al tope abundan

los cantos fosfáticos y niveles levemente arenosos y glauconíticos, pertenece a un depósito de mar abierto y de baja energía.

Miembro Arenisca "M-2": Consiste de una sucesión de areniscas muy finas separadas por finas intercalaciones de lutitas calcáreas en el este de la cuenca y pasa hacia el oeste a margas arenosas y glauconíticas que verticalmente pasan a calizas hacia el tope.

Miembro Caliza "M-2": Son calizas fosilíferas inter-estratificadas con lutitas, la parte superior está constituida de calizas margosas fosilíferas bioturbadas, y el tope está marcado por una superficie de emersión, se propone un cambio lateral de facies en el borde este de la cuenca pasando al Miembro "Arenisca "M-2". La Caliza "M-2" pertenecería a un ambiente marino profundo y confinado de baja energía en la base y pasa a un medio más abierto y somero al tope.

Miembro Caliza "M-1": Sucesión de calizas, lutitas y margas. Son de un ambiente de plataforma anóxica carbonatada en la base y al tope es una plataforma anóxica restringida.

Miembro Lutita "M-1": Son lutitas negras y grises oscuras ricas en materia orgánica con esporádicos lentes calcáreos o limo-arenosos.

Miembro Arenisca Basal Tena: En este trabajo se propone incluir a este miembro a la Formación Napo. Es un cuerpo lenticular de areniscas mal seleccionadas. Su ambiente es considerado a relleno de paleo valles en la base de una importante transgresión eustática.

Formación Tena

Esta Formación constaría de dos miembros:

Miembro Tena Inferior: Limolitas y areniscas rojas continentales de grano fino.

Miembro Tena Superior: Consiste en limolitas y areniscas rojas continentales.

La Figura 2.4 muestra la columna estratigráfica tipo del Cretácico para el campo Sacha.

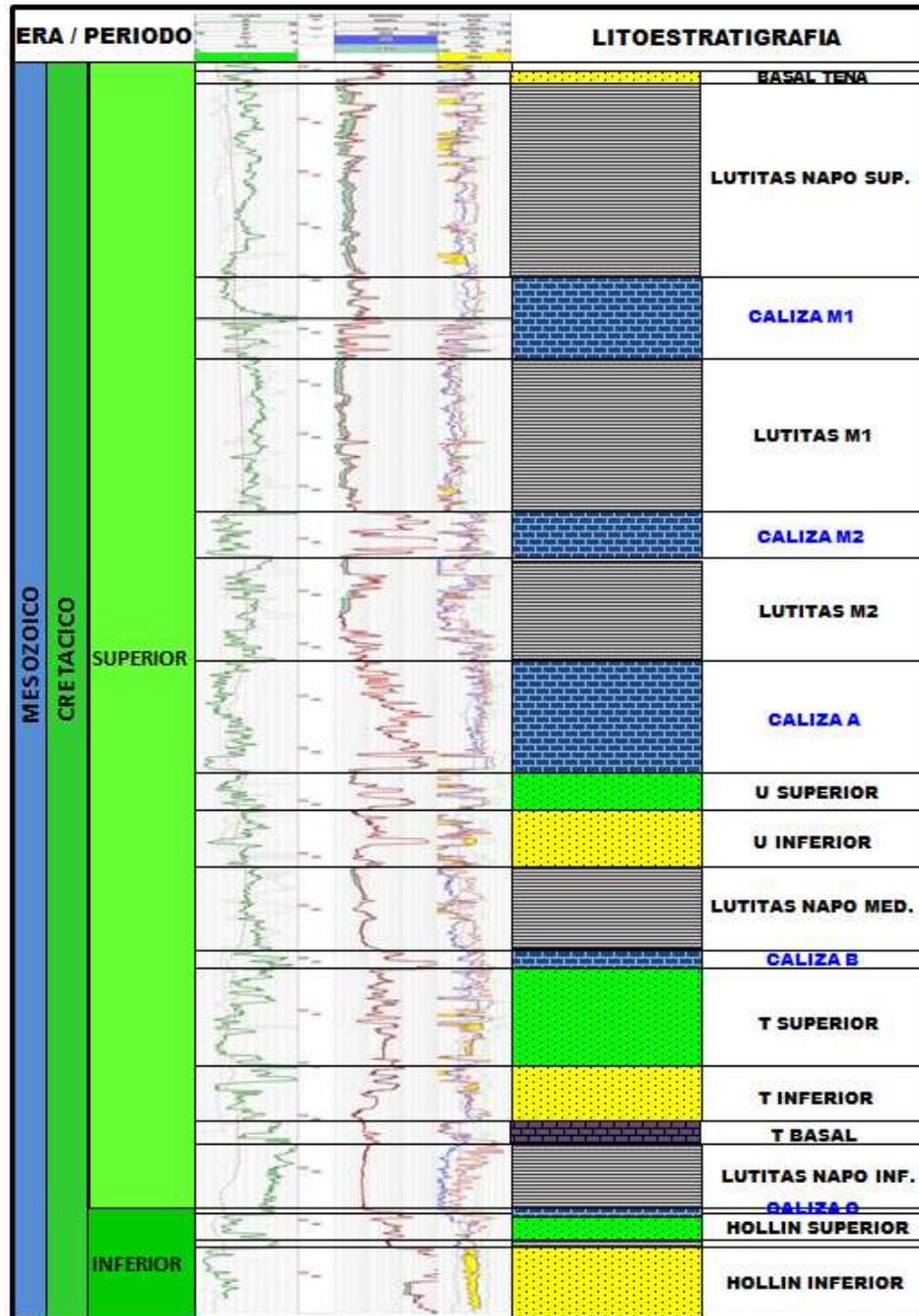


Figura 2.4 Columna estratigráfica del Cretácico para el campo Sacha

Fuente: C&PM Halliburton

Estratigrafía del Terciario

El Terciario en la Cuenca Oriente está representado por las formaciones Tiyuyacu y Orteguaza (Paleogeno) y Chalcana, Arajuno, Chambira, Mesa y Mera (Neogeno). La columna del Terciario para la Cuenca Oriente se muestra en la Figura 2.5.

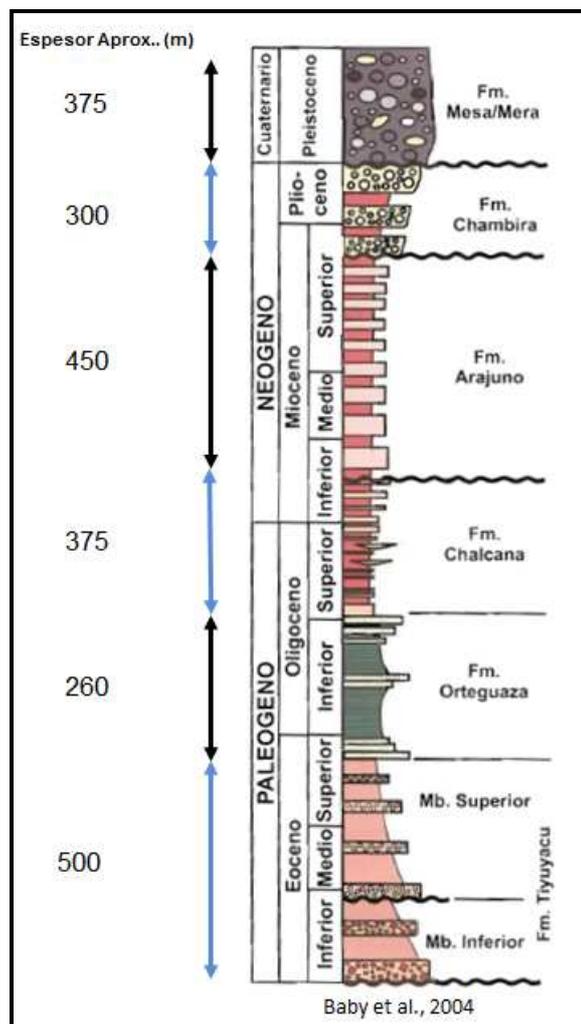


Figura 2.5 Columna estratigráfica del Terciario para el campo Sacha

Fuente: C&PM Halliburton

Formación Tiyuyacu

Edad: Eoceno temprano – Oligoceno temprano

El análisis de las secciones sísmicas de la cuenca “Oriente” y la elaboración de sismogramas sintéticos han permitido definir una fuerte erosión intra-Tiyuyacu y diferenciar un miembro inferior y un miembro superior:

Tiyuyacu Inferior: Consiste en conglomerados, areniscas y arcillas rojas. Los conglomerados presentan clastos que varían de sub-redondeados a redondeados compuestos principalmente de cherts, cuarzo lechoso y cuarcitas. El ambiente sedimentario es de tipo fluvial y corresponde a ríos proximales intermitentes o con larga estación seca, limitado en su base y tope por una importante superficie de erosión regional.

Tiyuyacu Superior: Está compuesta por conglomerados en la base y arcillas con areniscas en el tope que constituye una secuencia grano-decreciente pasando progresivamente de un ambiente fluvial a un ambiente marino somero.

Formación Orteguzza

Edad: Oligoceno inferior.

Está formada por una secuencia de lutitas grises verdes, de gran espesor, con algunos niveles de areniscas glauconíticas. En general, hacia el oeste, en la zona sub-andina, se produce un cambio lateral de facies y la Formación Orteguzza se vuelve progresivamente continental.

2.4 Parámetros PVT

La siguiente tabla muestra la descripción de los valores promedio de parámetros PVT del petróleo del campo Sacha. Esta información fue proporcionada por Halliburton-Consulting, en base al estudio "Modelamiento Estático y Dinámico de los reservorios Hollín, U, T y Basal Tena del Campo Sacha" que se está llevando a cabo desde octubre del 2012 hasta la actualidad (Junio del 2013).

Los datos que se muestran son:

Campo

Nombre del pozo

Zona productora

Temperatura del yacimiento

Presión inicial

Relación de gas en solución (disuelto en petróleo)

Presión en el punto de burbuja

Grado API del petróleo

Factor volumétrico de formación de petróleo inicial

Factor volumétrico de formación de petróleo en el punto de burbuja

Viscosidad inicial del petróleo

Viscosidad del petróleo en el punto de burbuja

Gravedad específica del gas

Concentración de NaCl

Reservorio	Hollin	Napo T	Napo U	Napo U	Basal Tena
Temp., °F	228	225	222	222	204
Presión Inicial, psig	4378	4180	4090	4090	3670
Rs, PCN/BN	20	303	316	125	150
Pb, psig	62	1181	1126	939	820
API	28	30	28	18	28
Boi, BY/BN	1.1147	1.2537	1.2542	1.0960	1.0973
Bob, BY/BN	1.1734	1.2917	1.3039	1.1265	1.1226
μ_{oi} , cps	4.5136	1.6456	1.8403	9.9936	12.4364
μ_{ob} , cps	3.5688	1.3966	1.1295	8.2402	10.1851
γ gas	0.78	0.80	0.80	0.90	0.78
Sal. Agua, ppm NaCL	4500	15000	35000	35000	35000
PVT Base	SACHA-139	SACHA-105	SACHA -121	SACHA-305	SACHA-21

Tabla 2.1 Resumen de parámetros PVT del campo Sacha

Fuente: C&PM Halliburton

2.5 Historial de presiones

El historial de presiones del campo Sacha que se muestra en la siguiente tabla es parte del resultado de un estudio que se está llevando a cabo por Halliburton-Consulting, "Modelamiento Estático y

Dinámico de fluidos de los reservorios Hollín, U, T y Basal Tena del Campo Sacha”.

Los valores que se toman de referencia como presión inicial de Hollín, T y U corresponden a Julio de 1972, y de Basal Tena a Febrero de 1973. Y los valores de presión actual a Enero del 2013.

Reservorio	Datum, TVD [pies]	Presión inicial [psi]	Presión actual [psi]	Gradiente de poros actual [psi/pies]	Temp. [F]
Hollin Superior + Inferior	-8992	4378	Hollin Inferior: 4307 Hollin Superior: 1170-4307	Hollin Inferior: 0.435 Hollin Superior: 0.118-0.435	228
T Inferior + T Superior	-8756	4180	Sector 1: 3139 Sector 2: 944 Sector 3: 1448 Sector 4: 1202 Sector 5: 3368	Sector 1: 0.325 Sector 2: 0.098 Sector 3: 0.15 Sector 4: 0.124 Sector 5: 0.345	225
U Inferior + U Superior	-8549	4090	Sector 1: 2520 Sector 2: 1569 Sector 3: 1218	Sector 1: 0.267 Sector 2: 0.166 Sector 3: 0.129	222
Basal Tena	-7680	3670	Sector 1: 3670 Sector 2: 1359 Sector 3: 1092 Sector 4: 838	Sector 1: 0.430 Sector 2: 0.158 Sector 3: 0.127 Sector 4: 0.098	204

Tabla 2.2 Historial de presiones en el campo Sacha

Fuente: C&PM Halliburton

2.6 Producción por reservorios

La siguiente tabla muestra el número de barriles producidos de petróleo y agua, así como el volumen de pies cúbicos de gas producido y el número de completaciones realizadas en cada reservorio. La información está actualizada a fecha Marzo del 2013, obtenida del estudio “Modelamiento Estático y Dinámico de fluidos

de los reservorios Hollín, U, T y Basal Tena del Campo Sacha” realizado por Halliburton-Consulting.

Reservorio	# Completaciones	Np, Barriles	Gp, Pies cúbicos	Wp, Barriles
H	112	246754542	2060851	203398656
HI	134	100978012	1516121	144917638
HS	118	124708576	1664665	90368830
Hollín	364	472441130	5241637	438685123
T	33	38191071	11447208	8390453
TI	72	66439294	19595454	12673716
TS	8	2515895	709726	362081
Arenisca T	113	107146261	31752388	21426250
U	34	17842012	4008699	4894515
UI	153	196154576	45711171	35009129
US	3	102478	21750	21212
Arenisca U	190	214099066	49741619	39924856
BT	34	20664998	2421747	5833061
Basal Tena	34	20664998	2421747	5833061
Total Sacha	701	814351454	89157391	505869290

Tabla 2.3 Historial de producción en el campo Sacha

Fuente: C&PM Halliburton

CAPITULO 3

3. ESQUEMAS MECÁNICOS APLICADOS

Para el estudio se escogieron 8 pozos perforados en el campo Sacha durante el tiempo que la compañía Halliburton ofreció gerenciamiento como Servicios Integrados, desde el año 2011 al 2013. Los seleccionados fueron 2 verticales, 2 direccionales tipo "J" y 4 direccionales tipo "S".

Los dos verticales son el primero y el último pozo perforados durante ese periodo, pozo Sacha 300V y Sacha 380V, respectivamente.

Los pozos direccionales tipo "J" que se seleccionaron fueron el primer pozo perforado de ese tipo y el último del periodo, correspondiente a Sacha 304D y Sacha 384D, respectivamente.

Los pozos direccionales tipo "S" seleccionados fueron los 2 primeros pozos de ese tipo perforados en el periodo, y los 2 últimos

son los pozos Sacha 223D, Sacha 222D, Sacha 301D y Sacha 306D, respectivamente.

En orden cronológico tenemos:

Sacha 223D, empieza a perforarse el 29 de Mayo del 2011.

Sacha 222D, inició perforación el 07 de Julio del 2011.

Sacha 300V se perforó a partir del 21 de Febrero del 2012.

Sacha 301D, comienza su perforación el 18 de Marzo del 2012.

Sacha 306D, empezó perforación el 23 de Mayo del 2012.

Sacha 304D se empieza a perforar el 21 de Junio del 2012.

Sacha 380V se empieza a perforar el 11 de Diciembre del 2012.

Sacha 384D se perfora desde el 23 de Enero del 2013.

3.1 Criterios de diseño en pozos del Campo Sacha

Se tuvo 4 secciones de perforación con los 3 primeros pozos seleccionados y 3 secciones en los 5 últimos pozos. Los grados de la tubería dependen al diseño y disposición de la misma.

En las secciones superficiales se utilizan revestidores de peso alto, resistentes a altas presiones y temperaturas.y conexiones BTC y rango R-3, es decir tubería con longitudes aproximadas de 30 ft, variando de 28 a 34 ft.

En la sección 26" se utiliza revestidores grado K-55 y peso 94 lb/ft. Este peso de valor alto da la seguridad de que la tubería es capaz de soportar altas temperaturas y presiones. Con puntos de asentamiento en el Indiferenciado, con unos 5000 ft antes de Orteguzza.

En la sección 16" se utilizan grados K-55, C-95 y N-80 y pesos de 68 o 72 lb/ft. Los puntos de asentamiento están en Orteguzza o 100 ft antes de entrar a esta formación, variando desde 4000 a 5500 ft de longitud.

En la sección 12 ¼" se utilizan grados de acero similares a los de la sección anterior; K-55, C-95 y N-80. Los grados de los revestidores nos indican la capacidad de resistencia a la cedencia que tiene la tubería. Los pesos más usados en esta etapa son de 47 lb/ft y 68 lb/ft. El punto de asentamiento del casing de esta sección es en Tena, unos 100 ft antes de Basal Tena.

A medida que va disminuyendo el diámetro del hoyo de la sección, los pesos de los revestidores van siendo más ligeros. En la sección 8 ½" se utilizan pesos de hasta 26 lb/ft, con grados de N-80, P-110 y C-95. Sus puntos de asentamiento están en Hollín Inferior.

POZO	SACHA 223D	SACHA 222D	SACHA 300V	SACHA 301D	SACHA 306D	SACHA 304D	SACHA 380V	SACHA 384D	
SECCION 26" - CSG 20"									
JUNTAS			-	-	-	-	-	-	
RANGO			-	-	-	-	-	-	
GRADO	K-55	K-55	-	-	-	-	-	-	
PESO [LB/FT]	94	94	-	-	-	-	-	-	
CONEXION	BTC	BTC	-	-	-	-	-	-	
TOPE MD [FT]	52	-	36	-	-	-	-	-	
ASENTAMIENTO MD [FT]	293	300	288	-	-	-	-	-	
ASENTAMIENTO VD [FT]	293	300	288	-	-	-	-	-	
ASENTAMIENTO [FORMACION]	Antes Orteg	Antes Orteg	Antes Orteg						
SECCION 16" - CSG 13 3/8"									
JUNTAS	-	-	151	161	142	25	85	108	109
RANGO	R-3	R-3	R-3	R-3	R-3	R-3	R-3	R-3	R-3
GRADO	K-55	C-95	N-80	N-80	K-55	K-55	C-95	N-80	K-55
PESO [LB/FT]	68	72	68	68	68	72	72	68	68
CONEXION	BTC	BTC	BTC	BTC	BTC	BTC	BTC	BTC	BTC
TOPE MD [FT]	293	300	288	36	46	48	38	47	
ASENTAMIENTO MD [FT]	5,917	5,771	5,618	5,920	6,004	4,015	4,031	4,007	
ASENTAMIENTO VD [FT]	5,577	5,519	5,617	5,635	5,604	4,015	4,030	4,003	
ASENTAMIENTO [FORMACION]	Orteg	Orteg	Orteg	Orteg	Orteg	Antes Orteg	Antes Orteg	Antes Orteg	
SECCION 12 1/4" - CSG 9 5/8"									
JUNTAS	-	-	232	239	240	-	218	232	
RANGO	R-3	R-3	R-3	R-3	R-3	R-3	R-3	R-3	
GRADO	K-55	C-95	C-95	C-95	N-80	C-95	N-80	N-80	
PESO [LB/FT]	68	47	47	47	47	47	47	47	
CONEXION	BTC	BTC	BTC	BTC	BTC	BTC	BTC	BTC	
TOPE MD [FT]	5,917	5,771	5,616	5,920	6,004	4,015	4,031	4,007	
ASENTAMIENTO MD [FT]	9,005	8,872	8,654	8,967	9,071	9,084	7,975	8,561	
ASENTAMIENTO VD [FT]	8,664	8,619	8,653	8,581	8,680	8,676	7,984	8,004	
ASENTAMIENTO [FORMACION]	Te, 57 ft antes de BT	Te, 105 ft antes de BT	Te, 77 ft antes de BT	Te, 150 ft antes de BT	Te, 52 ft antes de BT	Te, 54 ft antes de BT	Te, 764 ft antes de BT	Te, 728 ft antes de BT	
SECCION 8 1/2" - LINER 7"									
JUNTAS	-	-	42	42	37	41	57	65	
RANGO	R-3	R-3	R-3	R-3	R-3	R-3	R-3	R-3	
GRADO	P-110	N-80	P-110	N-80	N-80	C-95	N-80	P-110	
PESO [LB/FT]	26	26	26	26	26	26	26	26	
CONEXION	BTC	BTC	BTC	BTC	BTC	BTC	BTC	BTC	
TOPE COLGADOR MD [FT]	8,811	8,655	8,525	-	8,911	8,941	7,807	8,438	
ASENTAMIENTO MD [FT]	10,458	10,322	10,100	10,088	10,420	10,565	10,029	10,880	
ASENTAMIENTO VD [FT]	10,118	10,077	10,099	9,786	10,044	10,081	10,029	10,065	
ASENTAMIENTO [FORMACION]	Hollín Inferior	Hollín Inferior	Hollín Inferior	Hollín Inferior	Hollín Inferior	Hollín Inferior	Hollín Inferior	Hollín Inferior	

Tabla 3.1 Parámetros y profundidades de revestidores en pozos del campo Sacha
Elaborado por: Andrea Pérez

3.2 Problemas operacionales presentados durante la perforación

Pozo Sacha 223D

En la corrida del CSG 20", el punto de apoyo a 186 ft, torquea con llaves colocando peso y llenando la tubería por varias ocasiones (hoyo a 295 ft).

Se prepara herramientas para sacar quebrando CSG de 20' con exceso de torque.

Baja lavando con BHA 2, broca de 26" con 400 GPM, 250 PSI; topa relleno a 293.5 ft, continua circulando y limpiando el hoyo a 295 ft.

Bombean 35 bbls de píldora viscosa, circula y limpia el hoyo hasta zarandas limpias con 400 GPM, 220 psi.

Bombeo 175 bbls de píldora pesada y se espotea el pozo.

Saca sarta desde 295" hasta superficie y quiebra BHA (sarta sale libre).

Reunión de seguridad para 2da corrida de CSG 20" y armado de herramientas para correrlo.

Baja CSG 20" desde superficie hasta 185", topa; se asienta con top drive 40000 lbs y continúa bajando hasta 222 ft.

Se observó influjo del pozo con ganancia de 40 bls en 1 hora, se para bomba y observa flujo fluyendo, bombea píldora pesada 12 ppg para ajustar densidad a 9.5 ppg.

Se limpió filtros de la bomba de succión por presencia de basura, cambiaron sello en la línea de presión de la bomba 3, se drenó el aire.

Se desarma campana, líneas del "flow line", se realiza corte de CSG 13 3/8" y CSG 20", se observa flujo de agua entre el CSG de 20" y de 13 3/8".

Se limpió cemento y lodo del cellar del pozo, se cortó CSG 20" en dos partes, continua flujo de agua.

En POOH BHA 4 puntos apretados en CSG de 13 3/8" a 6850, 6670, 6487, 6460, 6300, 6260 ft con un máximo overpull de 40 klb.

En POOH BHA 7, sección 8 1/2" en 1972" no pasa, coloca bomba y back reaming, 96 spm, 450 gpm, 2000 psi, 80 rpm, tensiona con 50 klbs.

Durante la circulación a 10460 ft se observa retornos de lutita en zarandas, se densifica el lodo de 10.1 ppg a 10.3 ppg.

En corrida de registros DLL, MSFL, CALG, IDT, GR, YAR baja hasta 10406" (no llega a fondo), se tensionó en dos intentos sin éxito.

Pozo Sacha 222D

En bajada de casing de 20", presenta apoyo a 186 ft.

Fuga de lodo por base en niple campana, intentó probar motor de fondo, señal del MWD con broca de 16" (300 ft) sin éxito, se ajustan pernos en la brida sobre preventor anular.

Durante la perforación desde 1857 a 3473 se observa con frecuencia gumbo en superficie ocasionando taponamiento en línea y bolsillo de las zarandas teniendo que limpiar continuamente con el personal y con los jet instalados.

Bajó lavando por precaución desde 3315 ft hasta 3474 ft con 900 gpm y 3000 psi, circula en fondo por presencia de abundantes cortes en zarandas.

Sacando sarta direccional desde 5771 ft MD (punto de casing) hasta 907', se observa flujo de pozo estático, se bombea 40 bbls píldora pesada a 4974 ft.

Bajando casing 13 3/8" desde superficie hasta 2000' rompe circulación con 300 gpm/500 psi, 400 gpm/750 psi. Continúa bajando hasta 4800'. Rompiendo circulación a 3500' con 300 gpm/750 gpm, 400 gpm/900 psi. Trata de empaquetarse.

Tratando de romper circulación varias veces desde 4800 pies hasta 4767 pies con 100, 150, 200, 300 gpm , 350, 750, 1200 psi sin éxito

Continúa bajando casing 13 3/8" y lavando desde 5050 pies hasta 5770 pies (punto de casing) con 300 gpm/380 psi, 350 gpm/440psi y tendencia a empaquetamiento.

Saca sarta direccional desde 7800' hasta 5939'. Observa flujo de pozo estático, bombea 50 bbls. píldora pesada de 12 ppg a 7373 ft. Puntos apretados a 7120, 6930, 6840, 6790, 6294, 6231, 6200 y 5939 ft.

Pozo Sacha 300V

Se observa presencia de gumbos a 1377 ft, se realiza limpieza con jets en flow line, flauta, cellar y bolsillo de zaranda.

Punto de apoyo en bajada de casing 13 3/8" a 1740 ft, circula con 300 GPM, 500 PSI.

Punto de apoyo en bajada de casing 13 3/8" a 2135 ft, circula con 300 GPM, 500 PSI.

Punto de apoyo en bajada de casing 13 3/8" a 4284 ft, intenta circular sin éxito.

Intenta circular sin éxito a 4284 ft, recupera circulación con 496 GPM, 950 PSI.

Punto de apoyo en bajada de casing 13 3/8" a 5066 ft de 30 KLB, circula con 480 gpm, 880 psi.

Punto de apoyo en bajada de casing 13 3/8" a 5530 ft, circula con 500 gpm, 450 psi.

Operación para desembolar la broca a 8006 ft, bombea píldora antiembolante abrasiva con 900 gpm y 90 rpm.

Puntos apretados con 30 klb de overpull a 7000, 6938, 6825, 6710, 6592, 6214, 5952 y 5890 ft, tensiona hasta liberar.

En POOH de BHA 9, tramo con sobretensión desde 10030 ft hasta 9542 ft de hasta 80 klb de overpull, bomba y rotación para poder salir (2000 PSI, 230 GPM, 5-12 KLB FT)

En POOH de BHA 9, tramo apretado desde 10100' hasta 9918' con overpull de 60 klb, bomba para poder salir (250 gpm, 700 psi).

En POOH de BHA 10, Intervalo apretado desde 10100' hasta 9700'.

En POOH BHA 10, punto apretado a 9875 ft y 9845 ft, se repasa 2 veces, overpull 40, torque 18, rpm 40.

En POOH BHA de registro, daño a patín de microesférico

En POOH BHA 11, puntos apretados a 9918', 9875' y 9760'.

Pozo Sacha 301D

Perforando a 478 ft, pérdida de fluido en los tanques de lodo, detecta fractura superficial. Limpian filtros de las bombas 1,2, y 3 por presentar caída de presión. Preparan 60 bls de píldora obturante con material antipérdida de 25 lb/bbl

A 478' se desplaza 60 bls de píldora de 25 lb/bbl con material antipérdida y se espera que accione.

Se espera que accione la píldora. Por precaución se reciproca y se rota con 30 rpm. Colocan bomba por la válvula de 2" del casing 30" + recupera arcilla al bolsillo de zarandas.

Con la broca a un pie de fondo se bombea la píldora preparada de 120 bbls a 100 gpm, 100 psi. Sacan la sarta lentamente a 15 min/parada las 3 paradas con 30 rpm, la tercera sarta queda reciprocando hasta que se termine la píldora, llenando el pozo por cada parada que se saca hasta 200'. Nota: a 385, 292 y 230 ft baja nivel de fluido medio pie en tubo campana de 20".

Esperando resultado de la píldora mientras se reciproca y rota la sarta

A 200 ft circula con 100 gpm, 90 psi, 30 rpm

Se baja tubería lavando desde 200' hasta fondo. No existe circulación de retorno a superficie, se observa otra fractura en superficie.

Sacan sarta BHA #2 direccional desde 478' hasta superficie

Cambia elevadores de 5" x 5 1/2" + baja dp 5 1/2" en punta libre desde superficie hasta 475.

Realiza tapón de cemento acelerado para pérdidas de circulación.

Se verifica presión y balanceo de cemento. Se saca tubería

lentamente a 5 min /parada hasta ubicarse en 150'. Se circula en directa a bajo caudal de 90 gpm. + saca tubería a superficie.

Continúa sacando a superficie sarta de 5 1/2" ft en punta libre, limpia cemento en los joints + se espera tiempo de fragüe de cemento

Arma BHA #3 convencional con broca tricónica PDC de 16" + baja y topa a 90' con 58 klbs + saca sarta a superficie, se observa broca embolada + se lava y se añade aktaflo a la broca.

Nuevamente baja BHA 3 convencional y se perfora tapón de cemento desde 90' hasta 370' con parámetros controlados: a 150/ 200 / 230 / 330' con 150 / 200/ 220 / 230 gpm; 30 / 40 / 50 / 55 psi; 30 / 40/ 50 / 60/ 80 rpm; wob 8 / 9 / 10 /12 ; trq 1/ 2 / 3 /4, respectivamente.

Sacan BHA convencional desde 370' hasta superficie HWDP + 6 paradas 6 1/8"+ quiebra bit sub + broca 16"

Suben y arman BHA #4 direccional con broca PDC 16" (tipo fx56s, s/11479820, jet 3 x 12, 4 x13, tfa: 0.85, iadc code: s123) + baja desde superficie hasta 76'

Continúa bajando desde 76' hasta 260'. Baja con bomba 200 gpm, 190 psi, baja suave por incremento de presión.

Desplaza lodo contaminado con cemento por lodo aquagel 200 bbls a 260' y continua bajando y lavando hasta 370' con 300 gpm, 250 psi, 40 rpm.

Llega a fondo se bombea tandem de píldora 30 bbl viscosa 86 visc + 30 bbl dispersa 28 visc (5 lb/bbl barofibre) circula por 10 min. Y continúa perforando tapón de cemento desde 370' hasta 478', tope del hoyo viejo.

Perforando a 596 ft se detecta pérdida de fluido en los tanques de lodo con poco retorno + prepara 85 bbls de píldora viscosa en un tanque y se bombea + desplaza + trabaja sarta sin bomba y se comprueba que no hay retorno de fluido.

Se decide en el tubo guía de 30" abrir una ventana de 25" x 15" + arma y suelda (4 soldaduras en línea de 6", pistola de limpieza con jet de 1") área de cellar jet y suelda líneas desde el cellar hasta bolsillo de zaranda

Se realiza pruebas de bombeo, durante las tres pruebas el nivel de fluido permaneció flujo estable. En la segunda prueba hubo back flow de 2.74 bbls en 45 min, para luego nivel de fluido permanecer estable.

A 5920' se monitorea constantemente las condiciones del pozo por pérdida de fluido en superficie.

A 5920', en el contrapozo se corta el casing de 30" para abrir una ventana y succionar con el cellar jet hasta el bolsillo de las zarandas y realiza prueba de circulación con bajo caudal.

Realiza prueba de circulación con varios caudales succionando desde el contrapozo hasta el bolsillo de las zarandas. Ok.

Bajando casing 13 3/8" circula a 3394 ft debido a tendencia de incremento de presión durante la ruptura de circulación. Inicia con 175 gpm a 500 psi y termina con caudal estabilizado de 250 gpm a 100 psi.

Influjo de agua no permite realizar suelda de platina entre conductor 30" y casing de 13 3/8". Solicita apoyo a departamento de producción de 2 vacuum para succionar a través de la válvula de 2" del conductor 30", suelda platina, ok.

Monitorea la presión y se observa que mantiene 14 psi durante 10 minutos. Prueba de admisión con 2 bpm a 30 ps. Halliburton arma líneas y bombea 15 bls de cemento a 15.6 lpg por la válvula de 2" ubicado en el conductor 30". Se presenta influjo de agua en superficie cerca del cellar.

Pozo Sacha 306D

Inicia perforación con 500 gpm se observa influjo de lodo cerca del pozo sachá 301D.

A 1488' reaparece influjo de lodo a 10 m del pozo sachá 301 D.

Perforando con 16" a 1488 ft se circula para estabilizar el lodo por presencia de espuma.

Se continúa perforando sección 16". Se continua monitoreando el influjo del pozo 301-d 100 bls.

Perforando con 16" a 3742 ft presencia de influjo de lodo moderada (5 bls de lodo aprox.) en el área lateral izquierda de la locación (diagonal al koomey). Suspende la circulación y controla el área afectada mediante una fosa.

A 3742' retirando ventana ubicada en el riser.

A 3742' circula con bajo caudal para observar comportamiento de la formación y para recuperar circulación normal aumentando caudal paulatinamente desde 150 gpm hasta 400 gpm. Con 200 psi hasta 550 psi.

Continúa bajando casing de 13 3/8", 68 lb/ft, k55, btc con bomba 250 gpm, 600 - 750 psi, desde 5061 ft hasta 6001 ft, no se observa exceso de cortes en las zarandas.

A 6004' influjo de agua aproximado de 116 bbl/hr

A 7300' continua influjo de agua en el anular de 13 3/8" x 30" del pozo sacha 306D, 1100 bbl en 12 horas, 91,6 bbl/hr. Influjo de agua en el pozo Sacha 305D, 150 bbl, 12,5 bbl/hr.

A 7661' continua influjo de agua en el anular de 13 3/8" x 30" del pozo Sacha 306D, 50 bbl/hr. Influjo de agua en el pozo Sacha 301D, 10 bbl/hr.

A 8335' continua influjo de agua en el anular de 13 3/8" x 30" del pozo Sacha 306D, 33.3 bbl/hr. Influjo de agua en el pozo Sacha 301D, 10 bbl/hr.

A 8708' continua influjo de agua en el anular de 13 3/8" x 30" del pozo Sacha 306D, 33.3 bbl/hr. influjo de agua en el pozo Sacha 301D, 10 bbl/hr.

A 9080' continua influjo de agua en el pozo Sacha 306D: 11.7 bpd, en el pozo Sacha 301D: 8 bph

Pozo Sacha 304D

En perforación de 16" a 900' repaso de limpieza con 780 gpm a 1400 psi previo a tomar survey con MWD. Presencia de gran cantidad de gumbo saliendo del conductor de 30". Circula para limpiar ventana y parte interna del conductor.

Perfora sección 16" con BHA nº 2 direccional rotando desde 1423' hasta 1522'. Comunicación entre los cellars de los pozos Sacha 304D, Sacha 301D y Sacha 306D.

A 1552' controla circulación mientras descarga fluido de los cellars Sacha 301D y Sacha 306D.

A 2472' cellar jet no descarga fluido, daño en el jet. Cambia cellar jet.

Pozo Sacha 380V

Perfora rotando desde 838' hasta 1100' con 850 gpm, 2700 psi, 120 rpm, wob 20-25, trq 4. Rop 55.89 pph. A 1017 ft se observa incremento de presión de 1450 a 1850 psi con 750 gpm por posible chorro tapado bombea 20 bls de píldora viscosa con 15 lpb de material obturante cada tramo. 70% arcilliolita.

Sacando BHA # 2 direccional desde 4031 ft hasta superficie. Puntos de tensión de 25-30 klbs a 3769 y 3646 ft.

Quebrando BHA # 2 desde 4031 ft hasta superficie, estabilizador del motor salen embolado.

A 6695 ft se corrige fuga de lodo en niple campana.

Se detiene perforación a 7587 ft por reportar 2 muestras consecutivas de conglomerado masivo, circulación y bombeo de píldora viscosa

Puntos apretados A 6666 ft, 6591 ft, 6510 ft, 6400 ft, 6323 ft, 6283 ft, 6220 ft, 6184 ft, 6183 ft, 6159 ft, 5994 ft, 5928 ft, 5837 ft, 5830 ft, 5678 ft, 5473 ft, 5268 ft, 4989 ft con overpull de hasta 50 klb, se trabajo con 600-800 gpm, 1800-2650 psi, 50-70 rpm, torque: 3-6 klb-ft, hasta pasar libremente.

Intervalo apretado 7103 ft hasta 7074 ft, tensión de 70 klb saco con back reaming, repasando la parada hasta salir libre sin bomba y rotación. Gpm 650 / 2080 psi /rpm 70 / tq 3/15. Puntos apretados

6971, 6946, 6920, 6640, 6600 ft con tensión de 60 klb saco con rotación.

Perforando sección de 8-1/2 con bha # 4 direccional, desde 7985 ft hasta 8570 ft parámetros, en ocasiones se observa vibración de la sarta con 85 rpm, se baja a 60 rpm y con el incremento de peso de hasta 30/35 wob, 100% arcillolita.

Al retirar BOP se observa pack off de casing de 9 5/8" fuera de lugar, se encontraba 4 ft sobre el flange de la sección "b" del multibowl. Reinstala sistema eléctrico de top drive y arma herramienta running tool para pescar pack off. Retira pack off, limpia y revisa el mismo, se observa en buen estado, solo se cambia los sellos del mismo. Baja herramienta de lavado y lava alojamiento del pack off en el multibowl. Reinstala pack off en multibowl en sección "b", asegura el mismo con los tornillos de fijación y prueba sellos con 2400 psi por 10 min, ok.

Pozo Sacha 384D

A 800' se observa lodo salir de las zarandas, limpias zarandas, cambia 175 x 210 mientras recupera lodo del cash tank al sistema

3.3 Evaluación de diseños de casing aplicados

3.3.1 Sección 26''

POZO	SACHA 223D	SACHA 222D	SACHA 300V	SACHA 301D	SACHA 306D	SACHA 304D	SACHA 380V	SACHA 384D
TVD [FT]	293	300	288					
PTO. DE ASENTAMIENTO [FORMACION]	5197 FT ANTES DE ORTEGUAZA	5139 FT ANTES DE ORTEGUAZA	5206 FT ANTES DE ORTEGUAZA	-	-	-	-	-

Tabla 3.2 Puntos de asentamiento en Sección 26'' de pozos del Campo Sacha

Elaborado por: Andrea Pérez



Figura 3.1 Profundidad de asentamiento en Sección 26'' de pozos del Campo Sacha

Elaborado por Andrea Pérez

Esta sección se realizó únicamente en los primeros pozos perforados, después se decidió eliminarla para conseguir ventajas respecto al tiempo de perforación, sin embargo eliminar una etapa de revestidor implica enfrentar los problemas para los cuales fue diseñado.

En la tabla 3.3 se evalúa los problemas que se presentaron en los pozos donde fue eliminada la sección de 26", así como en los pozos donde si se utilizó el revestidor de 20".

	Perforación de pozos CON corrida de CSG conductor	Si NO HUBIERA tenido CSG 20"?		Solución o disminución del problema
		Peor/Igual/Mejor	Porque . . .	
223D	Se observa que en el primer pozo del periodo, en el Sacha 223D, hubo problemas de punto de apoyo en la bajada del CSG 20" @ 186 ft, teniendo tiempo no productivo por este problema de un total de 18 hrs., quebrando el CSG, circulando, bombeando pildora viscosa, espotenido el pozo y corriendo CSG hasta llegar nuevamente al punto anterior.	Igual	Fue un problema que se presentó por no haber acondicionado bien el hoyo, no por correr el casing de 20". Si no se acondiciona bien habrá puntos apretados con cualquier casing.	Reparar bien puntos apretados y espotear pildora pesada en el fondo antes de corrida de CSG.
	Otro problema que se notó en este pozo, es que perforando @ 1286 ft hubo influjo de agua de 40 bls en 1 hora, además de influjo en la cortada de CSG de 20".	Peor	Hay mucha probabilidad de encontrar acuíferos en zonas superficiales que traerán problemas de influjo, por lo tanto hubiera sido peor sin tener protección del CSG 20", seguramente no se hubiera podido controlar.	Contar con protección de revestidores en zonas superficiales.
	En bajada de CSG 20" se tuvo apoyo @ 186 ft.	Igual	Fue un problema que se presentó por no haber acondicionado bien el hoyo, no por correr el casing de 20". Si no se acondiciona bien habrá puntos apretados con cualquier casing.	Reparar bien puntos apretados y espotear pildora pesada en el fondo antes de corrida de CSG.
222D	Se realiza corte de CSG 12 3/8" y CSG 20" y se observa flujo.	Igual	En este caso, el problema ocurrió porque la cementación del CSG de 13 3/8" no se hizo hasta superficie ni por lo menos hasta la zapata de 20", por lo que el influjo salió a superficie por el hoyo descubierto de la sección no cementada. Si no se realiza buena cementación puedo tener influjos con cualquier CSG.	Realizar una buena cementación hasta superficie o mínimo hasta la zapata del revestidor anterior.
300V	No se tuvo problemas referentes a corrida de	----	----	----

Tabla 3.3 Evaluación de pozos con sección de 26"

Elaborado por: Andrea Pérez

	Perforación de pozos SIN corrida de CSG conductor	Si HUBIERA tenido CSG 20"?		Solución o disminución del problema
		Peor/Igual/Mejor	Porque . . .	
380V	No se tuvo problemas referentes a la formación o corrida de herramientas.	Igual	Es cuestión de suerte que no se tuvo acuiferos, por lo tanto que no haya habido influjos que muy problemamente no se hubieran podido controlar por falta de revestidor en zonas más superficiales.	-----
301D	Perforando @ 478 ft se tiene pérdida de fluido en los tanques de lodos, se detecta fractura superficial, se bombea material antipérdida, se desplaza píldora de contingencia, píldora sellante, se circula, se realiza tapón de cemento para pérdidas de circulación y luego se perfora el tapón hasta llegar al tope del hoyo viejo (478 ft). Tiempo no productivo total de 47 hrs.	Mejor	Con CSG de 20" se reduce drásticamente el riesgo de fractura en zonas superficiales ya que de esa forma evito usar densidad de lodo más pesada que se requieren en zonas más profundas y parámetros de perforación más altos que si se pueden usar con CSG de 13 3/8 y que pueden causar fracturas en zonas de conglomerados.	Contar con protección de revestidores en zonas superficiales.
	Perforando @ 596' se detecta pérdida de fluido en los tanques de lodo y se comprueba que no hay retorno de fluido, se decide abrir una ventana en el CSG 30" y soldar una línea desde el cellar hasta el bolsillo de la zaranda. 9 hrs de tiempo no productivo	Mejor	Es el mismo problema por fracturamiento del problema anterior.	Contar con protección de revestidores en zonas superficiales.
	Se realiza pruebas de bombeo y se monitorea constantemente por pérdida de fluido en superficie, en el contrapozo se corta el CSG 30" para abrir una ventana y succionar con el cellar jet hasta el bolsillo de las zarandas, se realiza prueba de circulación con bajo caudal. 9 hrs de tiempo no productivo.	Mejor	Es el mismo problema por fracturamiento del problema anterior.	Contar con protección de revestidores en zonas superficiales.
	Influjo de agua no permite realizar suelda de platina entre conductor de 30" y CSG 13/8", se solicita apoyo al departamento de producción de 2 vacuum para succionar a través de la válvula 2 del conductor de 30". Se logra soldar platina. 6 hrs NPT.	Mejor	El problema fue porque no se cementó el CSG hasta superficie además porque no se utilizó revestidor de 20".	Realizar buena cementación y contar con protección de revestidores en zonas superficiales.

Tabla 3.4 Evaluación de pozos sin sección de 26"

Elaborado por: Andrea Pérez

	Perforación de pozos SIN corrida de CSG conductor	Si HUBIERA tenido CSG 20"?		Solución o disminución del problema
		Peor/Igual/Mejor	Porque . . .	
306D	Iniciando a perforar con 500 gpm se observa influjo de lodo a 10 m del pozo Sacha 301D.	Mejor	Es un problema de influjo del pozo anterior que se presenta en el nuevo pozo. Con CSG de 20" se reduce drásticamente el riesgo de fracturas y por lo tanto de influjos.	Contar con protección de revestidores en zonas superficiales.
	Se continua monitoreando influjo del pozo 301D a 100 bls, se almacena en el tanque vertical 7.	Mejor	Es el mismo problema por fracturamiento del problema anterior.	Contar con protección de revestidores en
	Perforando con 16" @ 3742 ft, presencia de influjo de lodo moderada (5 bls aprox) en el area lateral izquierda de la locación, diagonal	Mejor	Es el mismo problema por fracturamiento del problema anterior.	Contar con protección de revestidores en
	Continua influjo de agua aproximado a 116 bbl/hr. Del Sacha 301D 12.5 bbl/h,	Mejor	Es el mismo problema por fracturamiento del problema anterior.	Contar con protección de revestidores en
	Continua influjo de agua en el anular de 13 3/8"x30" del Sacha 306D 1100 Bbl en 12 hrs. Del Sacha 301D 10 bb/hr.	Mejor	Es el mismo problema por fracturamiento del problema anterior.	Contar con protección de revestidores en
	Continua influjo de agua en el anular de 13 3/8"x30" del Sacha 306D 50 bbl/hr. Del Sacha 301D 10 bb/hr.	Mejor	Es el mismo problema por fracturamiento del problema anterior.	Contar con protección de revestidores en
	Continua influjo de agua en el anular de 13 3/8"x30" del Sacha 306D 33.3 bbl/hr. Del Sacha 301D 10 bb/hr.	Mejor	Es el mismo problema por fracturamiento del problema anterior.	Contar con protección de revestidores en
	Continua influjo de agua en el pozo Sacha 306D 11.7 bbl/d. Del Sacha 301D 8 bb/hr.	Mejor	Es el mismo problema por fracturamiento del problema anterior.	Contar con protección de revestidores en zonas superficiales.
304D	Comunicación entre los cellars de los pozos Sacha 304D, Sacha 301D y Sacha 306D.	Mejor	Es el problema de influjo de los pozos anteriores que se presenta en el nuevo pozo. Con CSG de 20" se reduce drásticamente el riesgo de fracturas y por lo tanto de influjos.	Contar con protección de revestidores en zonas superficiales.
	Perforando @ 1552 ft, se controla circulación mientras se descarga fluido de los cellars Sacha 301D y Sacha 306D.	Mejor	Es el mismo problema por fracturamiento del problema anterior.	Contar con protección de revestidores en
	Perforando @ 2472 ft, cellar jet no descarga fluido, daño en el jet. Cambia jet cellar.	Mejor	Es el mismo problema por fracturamiento del problema anterior.	Contar con protección de revestidores en
384D	No se tuvo problemas referentes a corrida de	-----	-----	-----

Tabla 3.5 Evaluación de pozos sin sección de 26"

Elaborado por: Andrea Pérez

Para disminuir el riesgo de fracturamiento en esta sección es importante el uso de parámetros controlados de perforación, sobretodo el de galonaje, ya que altos valores de galonaje

incrementan presión que pueden romper la formación. Sin embargo, perforar con bajo galonaje puede ocasionar mal funcionamiento de herramientas como motores direccionales y disminución de la tasa de perforación.

En la tabla a continuación se muestran galonajes estimados de acuerdo a la profundidad de perforación.

Profundidad(Pies)	100	200	300	400	500	600	700	800	800	900	1000	1030	1060	1090	1100	1200	1300
Galonaje(GPM)	100	150	200	250	300	350	400	450	550	650	700	750	800	850	900	950	1000

Tabla 3.6 Tabla de bombeo de acuerdo a la profundidad de perforación para pozos del campo Sacha
Fuente: PM Halliburton

3.3.2 Sección 16''

POZO	SACHA 223D	SACHA 222D	SACHA 300V	SACHA 301D	SACHA 306D	SACHA 304D	SACHA 380V	SACHA 384D
TVD [FT]	5,577	5,519	5,617	5,635	5,604	4,015	4,030	4,003
PTO. DE ASENTAMIENTO [FORMACION]	87 FT DENTRO DE ORTEGUAZA	80 FT DENTRO DE ORTEGUAZA	126 FT DENTRO DE ORTEGUAZA	141 FT DENTRO DE ORTEGUAZA	147 FT DENTRO DE ORTEGUAZA	1421 FT ANTES DE ORTEGUAZA	1429 FT ANTES DE ORTEGUAZA	1482 FT ANTES DE ORTEGUAZA

Tabla 3.7 Puntos de asentamiento en Sección 16'' de pozos del Campo Sacha
Elaborado por: Andrea Pérez

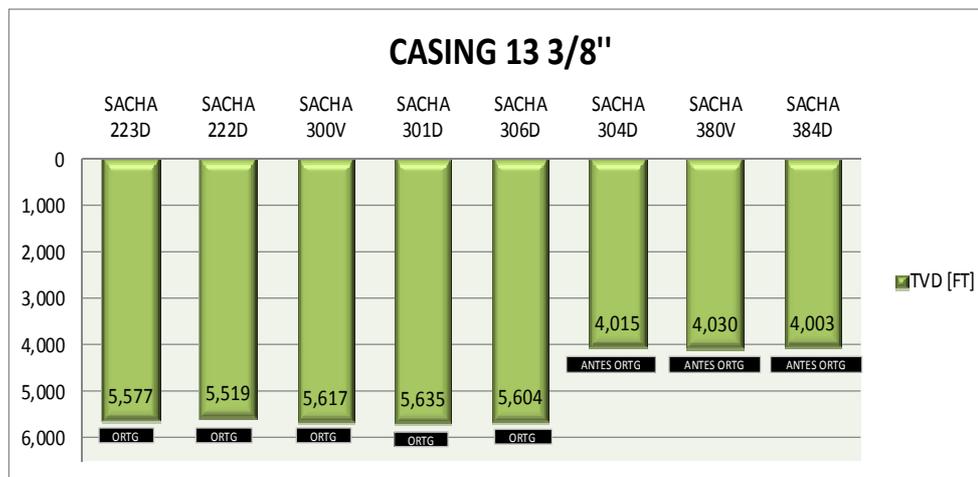


Figura 3.2 Profundidad de asentamiento en Sección 16" de pozos del Campo Sacha

Elaborado por Andrea Pérez

En esta sección se tuvo varios puntos de apoyo en el pozo 300V mientras se bajaba el casing de 13 3/8" a diferentes profundidades: 1740 ft, 2135 ft, 4284 ft, 5066 ft y 5530 ft, esto es un problema relacionado sobretodo a la mala limpieza del hoyo antes de la corrida del casing, que se soluciona repasando varias veces en los puntos críticos y circulando.

También se tuvo bastante presencia de gumbos, a 1377 pies en el pozo Sacha 300V y a 1857 ft en el Sacha 222D, por lo que se realiza limpieza con jets en el flow line, flauta, cellar y bolsillo de zaranda.

Se observó además abundantes cortes en las zarandas en el pozo Sacha 222D a 3474 ft y a 3394 ft en el Sacha 301D, por lo que hay tendencia de incremento de presión y pérdida de circulación.

Quebrando BHA desde 4031 ft hasta superficie, se tiene estabilizador del motor embolado.

En los primeros pozos perforados en el campo Sacha, el punto de asentamiento del revestidor de esta sección era dentro de Ortegua, a una profundidad de alrededor 5500 ft, pero en los últimos pozos se decidió cambiar esa profundidad a más o menos 4000 ft, unos 100 ft antes de que entre a Ortegua. Este cambio se ha dado principalmente para optimizar tiempos de perforación, ya que con una sección de hoyo más pequeña puedo lograr una tasa de perforación más alta que con una más grande, por lo que puedo ahorrar tiempos de perforación si esta sección de hoyo grande no la alargo mucho.

Se podría pensar que con este cambio puedo tener problemas con las arcillas de Ortegua que quedan descubiertas con un casing de 13 3/8" a 4000 ft, pero no es así, ya que independientemente de donde se coloque el punto de asentamiento del casing de 13 3/8", se

usará lodo con dispersantes hasta el tope de Orteguzza y lodo con inhibidores justo después del tope de Orteguzza.

3.3.3 Sección 12 1/4"

POZO	SACHA 223D	SACHA 222D	SACHA 300V	SACHA 301D	SACHA 306D	SACHA 304D	SACHA 380V	SACHA 384D
TVD [FT]	8,664	8,619	8,653	8,581	8,680	8,676	7,984	8,004
PTO. DE ASENTAMIENTO [FORMACION]	TENA, 57 FT ANTES DE BASAL TENA	TENA, 105 FT ANTES DE BASAL TENA	TENA, 77 FT ANTES DE BASAL TENA	TENA, 150 FT ANTES DE BASAL TENA	TENA, 52 FT ANTES DE BASAL TENA	TENA, 54 FT ANTES DE BASAL TENA	TENA, 764 FT ANTES DE BASAL TENA	TENA, 728 FT ANTES DE BASAL TENA

Tabla 3.8 Puntos de asentamiento en Sección 12 1/4" de pozos del Campo Sacha
Elaborado por: Andrea Pérez

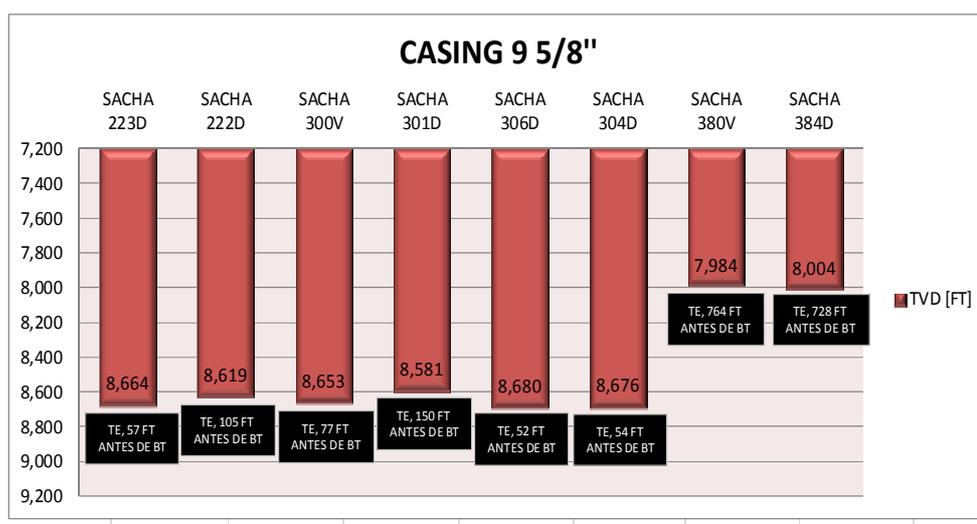


Figura 3.3 Profundidad de asentamiento en Sección 12 1/4" de pozos del Campo Sacha

Elaborado por Andrea Pérez

En esta sección se tuvo broca embolada en el pozo 300V con BHA que se quebraba desde 8006 ft hasta superficie, por lo que se bombea píldora antiembolante abrasiva.

En el pozo Sacha 222D se observa flujo de pozo estático a 737 ft y se bombea píldora pesada de 12 lpg.

En el pozo 380V se detiene perforación por reporte de 2 muestras consecutivas de conglomerado masivo, se circula y bombea píldora viscosa.

En los dos últimos pozos se observa que los puntos de asentamiento disminuyen. Una ventaja que se tiene al escoger esta decisión, es aumento de ROPs por lo que disminuye tiempos de perforación.

3.3.4 Sección 8 1/2''

POZO	SACHA 223D	SACHA 222D	SACHA 300V	SACHA 301D	SACHA 306D	SACHA 304D	SACHA 380V	SACHA 384D
TVD [FT]	10,118	10,077	10,099	9,786	10,044	10,081	10,029	10,065
PTO. DE ASENTAMIENTO [FORMACION]	245 FT DENTRO DE HOLLIN INF	209 FT DENTRO DE HOLLIN INF	225 FT DENTRO DE HOLLIN INF	46 FT DENTRO DE T INFERIOR	162 FT DENTRO DE HOLLIN INF	190 FT DENTRO DE HOLLIN INF	115 FT DENTRO DE HOLLIN INF	143 FT DENTRO DE HOLLIN INF

Tabla 3.9 Puntos de asentamiento en Sección 8 1/2'' de pozos del Campo Sacha
Elaborado por: Andrea Pérez

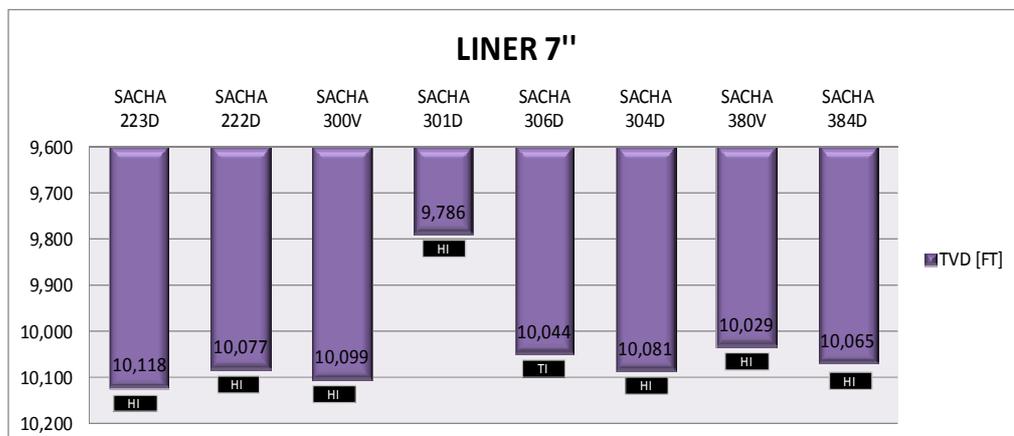


Figura 3.4 Profundidad de asentamiento en Sección 8 1/2" de pozos del Campo Sacha

Elaborado por Andrea Pérez

En esta sección se tuvo varios puntos apretados en el pozo Sacha 300V, llegando a tener hasta 80 klb de overpull. Puntos apretados a 9918 ft, 9875 ft y 9760 ft.

En el Sacha 223D se observa retornos de lutita en las zarandas perforando a 10460 ft.

Perforando a 7985 ft en el pozo 300V se observa vibración de la sarta con 85 rpm por lo que se baja a 60 rpm. 100% arcillolita.

Las profundidades de los puntos de asentamiento en los primeros pozos perforados y los últimos no varían mucho, esto es porque las formaciones objetivos tampoco cambian. El caso del pozo Sacha

301D, donde es notable la diferencia de profundidades con los demás pozos, es porque el liner quedó atrapado a la profundidad de 9786 ft y ya no bajaba más, sin embargo la profundidad planeada era a 10044 ft.

Durante la perforación de la formación Tena se debe evitar mantener una baja ROP ya que puede ocasionar embolamiento de la broca por la arcilla de la formación, en caso de que observe baja ROP se debe bombear píldora antiembolante con "Wall Nut".

CAPITULO 4

4. DISEÑO ÓPTIMO DE REVESTIMIENTO

4.1 Evaluación técnica

4.1.1 Puntos de asentamiento óptimos

Casing and Tubing Scheme								
	OD (in)	Name	Type	Hole Size (in)	Measured Depths (ft)			Mud at Shoe (ppg)
					Hanger	Shoe	TOC	
1	20"	Conductor	Casing	26.000	0.0	300.0	0.0	8.60
2	13 3/8"	Surface	Casing	16.000	0.0	4000.0	0.0	10.30
3	9 5/8"	Intermediate	Casing	12.250	0.0	8500.0	3500.0	11.20
4	7"	Production	Liner	8.500	8377.0	10070.0	8500.0	10.30

Tabla 4.1 Puntos de asentamiento propuestos para la simulación

Elaborado por: Andrea Pérez

Para la simulación con el software se consideran cuatro secciones, un conductor, un superficial, un intermedio y uno de producción.

Para el casing conductor de 20" se utilizará una broca de 26". Su punto de asentamiento es a 300 ft. Se eligió este punto porque es hasta donde comúnmente llegan los cantos rodados, que son rocas muy duras, especiales para perforar con tricónica, si se perfora con PDC y no se controla los parámetros debido a la dureza de la

formación la broca puede salir del hoyo totalmente acabada. Además se perfora con bajo WOB para evitar embolamientos y bajo galonaje para no llegar a fracturar la formación.

En la sección de 16" se usará una broca PDC. Su punto de asentamiento es a 4000 ft porque se vio eficacia en tiempos de perforación comparado con un punto a 6000 ft, ya que perforar un hoyo de 16" implica menor ROP que un hoyo más pequeño de 12 ¼", por lo tanto mientras menor longitud alcance el hoyo grande, más rápido será el tiempo total invertido en las operaciones de perforación para ese pozo. A finales de esta sección se debe tener mucho cuidado con los parámetros de perforación porque estamos en una zona de arcilla que puede ocasionar embolamiento, debe controlarse con fluido dispersante.

Para la sección de 12 ¼" el punto de asentamiento es a 8500 ft, que está dentro de Tena pero sin llegar al tope de la arenisca Basal Tena, esto es porque esta formación debido a su baja presión puede ocasionar cargas de colapso en el casing y conseguir pega en la sarta; además después de este punto vienen las arenas productoras y debido al fluido de alta densidad necesario para la perforación de Ortegua hasta parte de Tena, se puede generar daño en estas

arenas, provocando baja cantidad de producción o lo que es peor; nula.

En la zona productora, hoyo de 8 ½”, el liner de 7” es bajado hasta 10070 ft, que es un punto dentro de Hollín Inferior, la última posible arena productora.

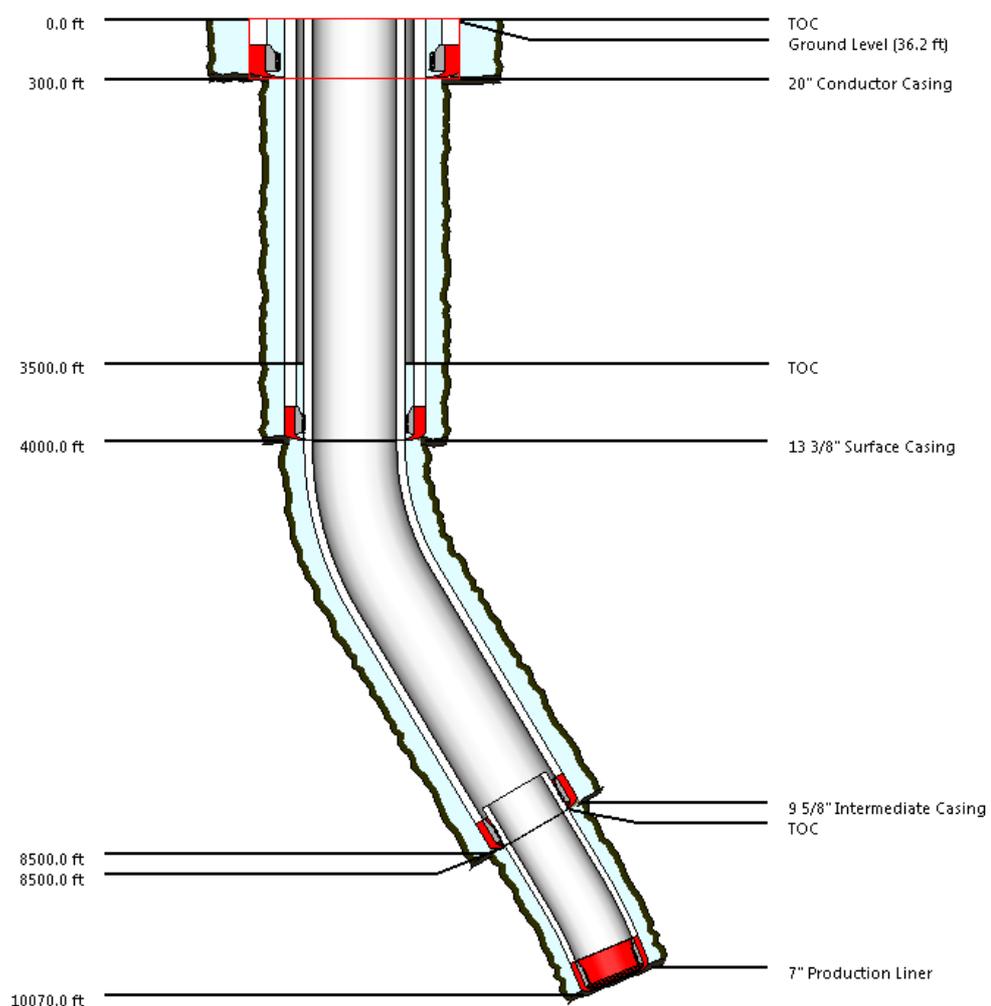


Figura 4.1 Esquema mecánico de acuerdo a los puntos de asentamiento propuestos

Elaborado por: Andrea Pérez

4.1.2 Estimación de presiones de poro y gradiente de fractura

La estimación de presiones de poro y gradiente de fracturas, cercanas a los valores reales, es importante en la perforación de un pozo, ya que esos valores son controlados mediante la columna hidrostática o la presión que ejerce el lodo. La curva de presión de lodo debe estar justamente entre la curva de gradiente de fractura y la curva de presión de poro y muy cercana a la última.

Los valores de presión de poro se determinan a partir de los registros Gammy Ray, densidad, resistividad, sónico y sobrecarga. Este último se lo calcula por medio de "Bulk density", y su valor indica peso, presión y densidad de los volúmenes arriba del punto evaluado.

Las ecuaciones utilizadas para estimar su valor son las de Eaton de Resistividad y de Eaton Sónico.

Las pruebas MDT son puntuales de presión que ayudan a obtener una mejor precisión en el momento de determinar tanto la presión de poro como el gradiente de fractura. Estas pruebas generalmente se corren en areniscas, aunque también pueden ser tomadas en otra formación.

Los valores de gradiente de fractura son estimados a partir de las ecuaciones de Eaton, Daines, Mathews y Kelly. Los datos requeridos son presión de poro y sobrecarga multiplicada por una constante en psi/ft o constante de Poisson Ratio.

El estudio que se realiza para determinar las presiones de poro y gradiente de fractura en el campo Sacha son estimadas con la ayuda del software DrillWorks Predict, realizado por los ingenieros de geomecánica.

Para el estudio de presiones de poro y gradiente de fractura del pozo Sacha 383H se requirió de la ayuda de Consulting-Halliburton. Parte de los resultados de este estudio son los valores de la tabla 4.2

Reservorio	Depth		Section	Bit Size	MW	Pore Pressure	Fracture Gradient	Fracture Gradient
	TVD	MD				(ppg)	(Sand)	(Shale)
			Depth	(inches)	(ppg)	Avg	Avg	Avg
MP-Indiferenciado	36	36	GL-5611'	16"	8.4 - 10.8	8.528	15.921	15.931
Orteguaza	5462	5652				9.138	16.363	16.831
Tiyuyacu	5611	5800				8.377	14.912	16.671
	6291	6481	8.508	14.814	16.730			
Tope Congl. Tiyuyacu Sup.	6462	6652	5800-9300	12 1/4"	10.0 - 10.8	8.343	14.283	16.707
Base Congl. Tiyuyacu Sup.	6597	6787				8.226	14.406	16.729
Tope Tiyuyacu Congl.	7347	7553				8.473	14.242	16.861
Tope Tena	7966	8238				9.065	15.215	17.070
Tope Basal Tena	8756	9301				9.223	14.873	17.131
Tope Napo	8769	9322				9.287	15.572	17.157
Tope Caliza M1	8988	9710				9300-10800	8 1/2"	11.0 - 12.4
Tope Caliza M2	9192	10167	9.674	15.395	17.263			
Base Caliza M2	9234	10274	9.483	15.556	17.219			
Tope Caliza A	9331	10522	9.088	14.624	17.134			
Base Caliza A	9426	10787	8.858	14.856	17.086			
	9430	10800	8.812	15.506	17.076			
Tope Arenisca U Sup.	9441	10844	10800-12274	6 1/2"	9			
Tope Arenisca U Inf.	9484	11074				7.193	13.453	16.694
TD	9527	12274				7.232	13.466	16.704

Tabla 4.2 Presión de poro y gradiente de fractura para el pozo Sacha 383H

Fuente: Consulting-Halliburton

Para la simulación de cargas y puntos de asentamiento en los software StressCheck y Casing Seat respectivamente, utilizaremos la información obtenida del estudio de geomecánica de Consulting-Halliburton ya mencionado.

La gráfica de las curvas de gradiente de fractura y presión de poro son comparadas con el peso de lodo escogido para la simulación y sus profundidades, como se ve en la figura 4.2.

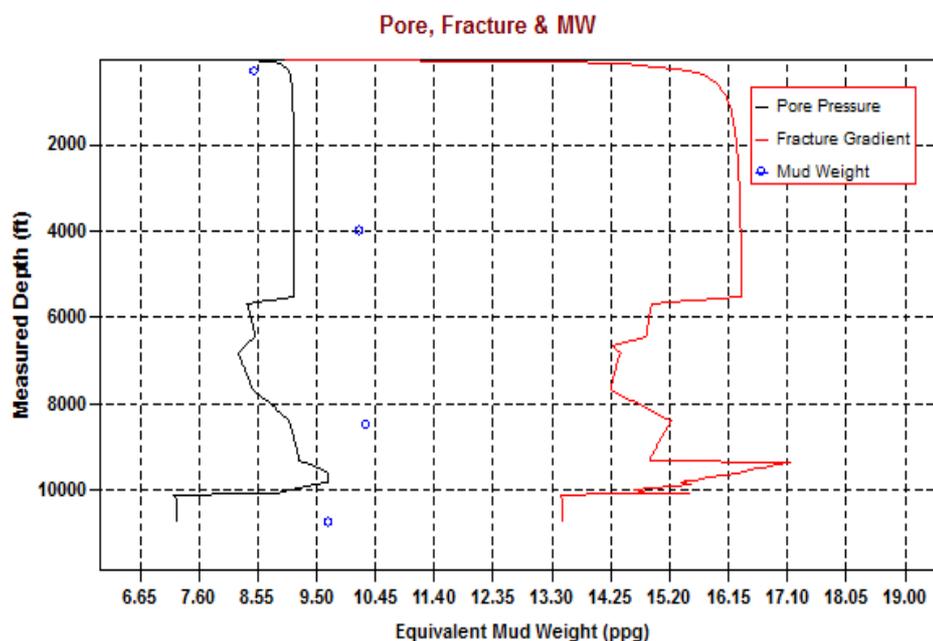


Figura 4.2 Presión de poro, gradiente de fractura y peso de lodo escogido para la simulación

Fuente: Consulting-Halliburton

4.1.3 Simulación de cargas

Cargas de Estallido

Casing conductor de 20"

Para el modelo se considera el desplazamiento del fluido de perforación por influjo de gas a una profundidad determinada en la sección de 26".

También se toma en cuenta una situación de cierre de pozo después de una arremetida, donde la presión de fractura en la zapata es excedida y la columna de lodo es desplazada por gas.

La tercera carga considerada es por pérdida de retornos por fractura y control de pozo con fluido. También control en superficie con BOP y prueba de presión del casing y parámetros de perforación.

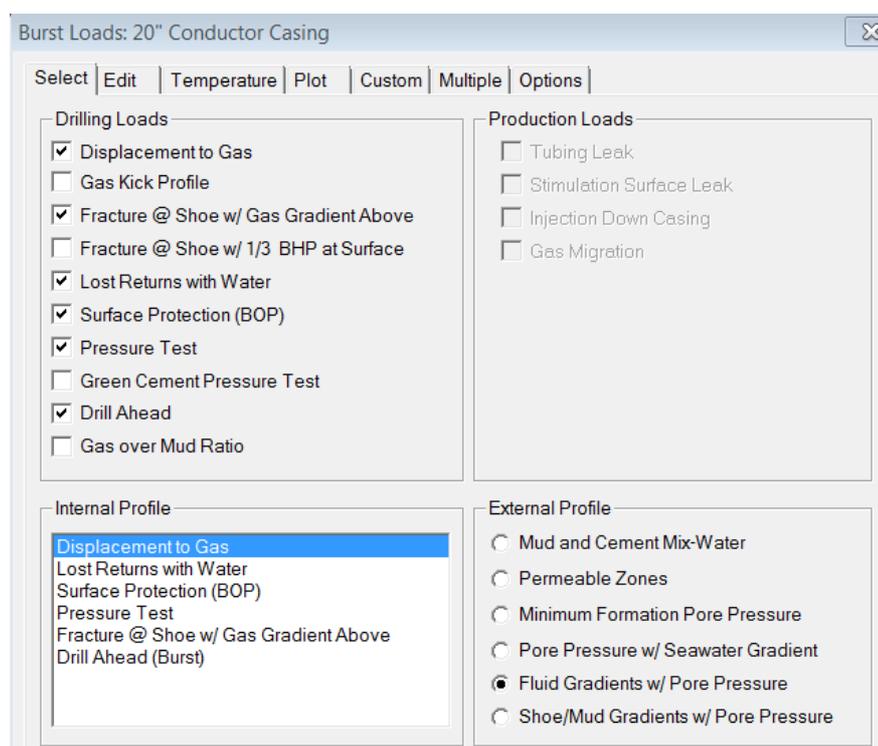


Figura 4.3 Cargas de estallido seleccionadas para el CSG 20\"/>

Elaborado por: Andrea Pérez

Para la carga por desplazamiento del fluido de perforación por gas, se ingresan valores como profundidad de influjo, que es el punto más profundo perforado teniendo al conductor de 20\"/>

de lodo/gas se toma el máximo tope posible, que es 0 ft. El peso del lodo es el máximo a utilizar en la siguiente sección a perforar.

Displacement to Gas	
Influx Depth, MD (ft)	4000.0
Pore Pressure= 1894.17 psi	
Gas/Oil Gradient (psi/ft)	0.1000
Fracture at Shoe= 225.73 psi (MD= 300.0 ft)	
Fracture Margin of Error (ppg)	0.00
Mud/Gas Interface, MD (ft)	0.0
Mud Weight (ppg)	10.20

Figura 4.4 Carga por desplazamiento por gas para el CSG 20''

Elaborado por: Andrea Pérez

La interfase lodo/agua se considera a 300 ft, que es el tope máximo al que puede llegar mientras se perfora la siguiente sección.

Lost Returns with Water	
Fracture at Shoe= 225.73 psi (MD= 300.0 ft)	
Fracture Margin of Error (ppg)	0.00
Mud/Water Interface, MD (ft)	300.0
Mud Weight (ppg)	10.20

Figura 4.5 Carga por pérdida de retornos para el CSG 20''

Elaborado por: Andrea Pérez

Los valores que se ingresan para la carga por BOP son los mismos ya ingresados en las cargas anteriormente seleccionadas.

Surface Protection (BOP)	
Fracture at Shoe= 225.73 psi (MD= 300.0 ft)	
Fracture Margin of Error (ppg)	0.00
Gas/Oil Gradient (psi/ft)	0.1000

Figura 4.6 Carga por protección en superficie para el CSG 20''

Elaborado por: Andrea Pérez

La máxima presión inyectada en el casing con el objetivo de probarlo es el valor en psi que se pondrá como Prueba de presión. El peso del lodo es el valor que tendrá el casing en el momento de la prueba de presión.

The screenshot shows a software window titled 'Pressure Test'. It contains the following fields:

Test Pressure (psi)	800.00
Mud Weight (ppg)	8.50
<input type="checkbox"/> Plug Depth, MD (ft)	300.0

Figura 4.7 Carga por prueba de presión para el CSG 20''

Elaborado por: Andrea Pérez

Los valores para la carga por fractura del zapato excedida son los mismos ya ingresados anteriormente.

The screenshot shows a software window titled 'Fracture @ Shoe w/ Gas Gradient Above'. It contains the following fields:

Fracture Pressure at Shoe= 225.73 psi	
Fracture Margin of Error (ppg)	0.00
Gas/Oil Gradient (psi/ft)	0.1000
Shoe Depth, MD= 300.0 ft	

Figura 4.8 Carga por fractura del zapato para el CSG 20''

Elaborado por: Andrea Pérez

El colgador del casing de 20'' es en superficie y el tope de cemento llega hasta superficie como mejor recomendación por posibles zonas de acuíferos. La profundidad de la zapata es la misma del punto de asentamiento de casing. El ECD es la variación de la presión del lodo en unidades psi que se tiene adicional por la circulación del fluido contra la formación.

Drill Ahead (Burst)	
Hanger Depth, MD (ft)	0.0
TOC Depth, MD (ft)	0.0
Shoe Depth, MD (ft)	300.0
MW Next Hole Section (ppg)	10.20
ECD (ppg)	0.30

Figura 4.9 Carga de estallido por parámetros de perforación para el CSG 20''

Elaborado por: Andrea Pérez

Casing superficial de 13 3/8''

Para el modelo se considera el desplazamiento del fluido de perforación por influjo de gas a una profundidad determinada en la sección de 16''.

Se toma en cuenta una situación de cierre de pozo después de una arremetida, donde la presión de fractura en la zapata es excedida y la columna de lodo es desplazada por gas.

La tercera carga considerada es por pérdida de retornos por fractura y control de pozo con fluido. También control en superficie con BOP y prueba de presión del casing, prueba de presión para la cementación del casing y parámetros de perforación.

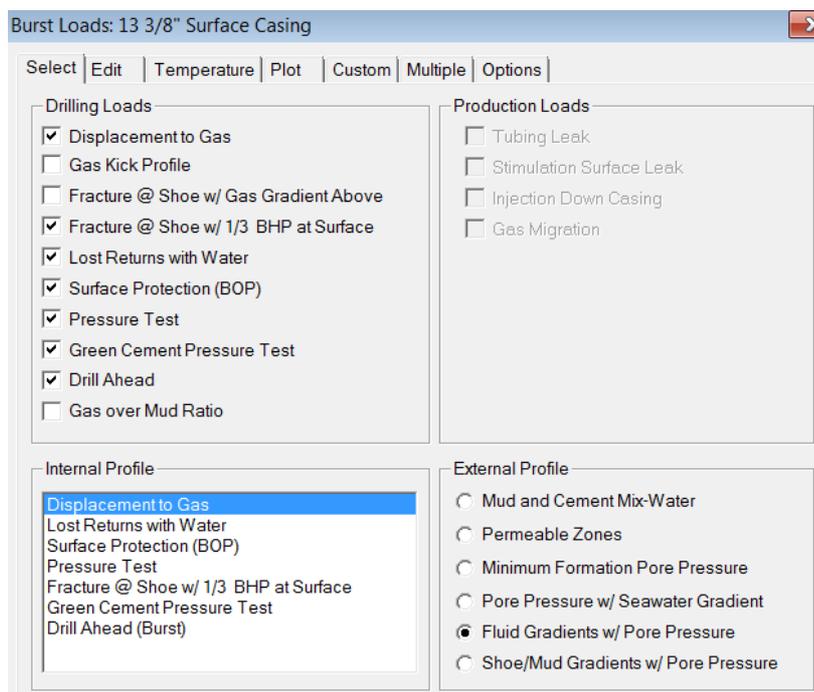


Figura 4.10 Cargas de estalido seleccionadas para el CSG 13 3/8"

Elaborado por: Andrea Pérez

Los valores de ingreso para cada una de las cargas se ingresan aplicando el mismo criterio que se usó en la sección anterior pero modificados de acuerdo a las profundidades y densidades de lodos de esta nueva sección.

Casing intermedio de 9 5/8"

Las cargas seleccionadas son casi las mismas aplicadas para el casing de 13 3/8", añadiendo la carga de perfil de influjo de gas porque las zonas siguientes a perforar son productivas y con posibles flujos altos de gas. y quitando de la simulación la carga por

presión de fractura de la zapata excedida, esto es para no subdiseñar los valores que puede soportar el casing de esta sección.

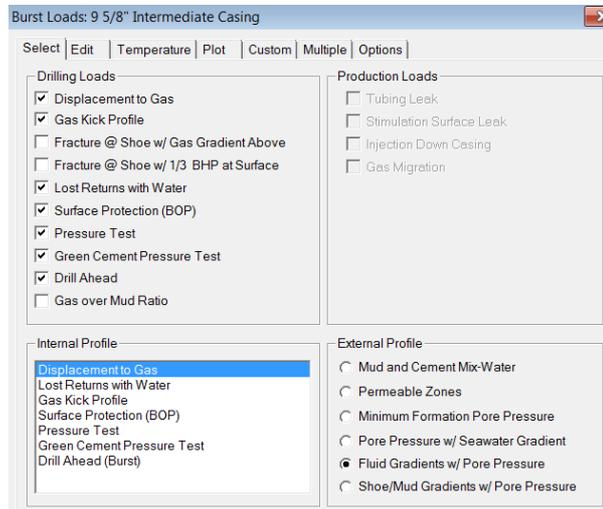


Figura 4.11 Cargas de estalido seleccionadas para el CSG 9 5/8''

Elaborado por: Andrea Pérez

Para los valores de ingreso también se emplea el mismo criterio que la sección anterior. Para la carga que se añadió, se toma la profundidad de influjo al máximo criterio, es decir a la profundidad final de la siguiente sección a perforar.

Gas Kick Profile	
Influx Depth, MD (ft)	10759.9
Kick Volume (bbl)	50.0
Kick Intensity (ppg)	0.50
Maximum Mud Weight (ppg)	9.70
Kick Gas Gravity	0.70
Fracture at Shoe= 7043.66 psi (MD= 10759.0 ft)	
Fracture Margin of Error (ppg)	0.00
Drill Pipe OD (in)	5.500
Collar OD (in)	
Collar Length (ft)	

Figura 4.12 Cargas por influjo de gas para el CSG 9 5/8''

Elaborado por: Andrea Pérez

Liner productor de 7''

Las cargas de estallido consideradas para el liner productor de 7'' son las mismas anteriormente seleccionados, eliminando cargas por desplazamiento de fluido por gas y por fractura de la zapata excedida.

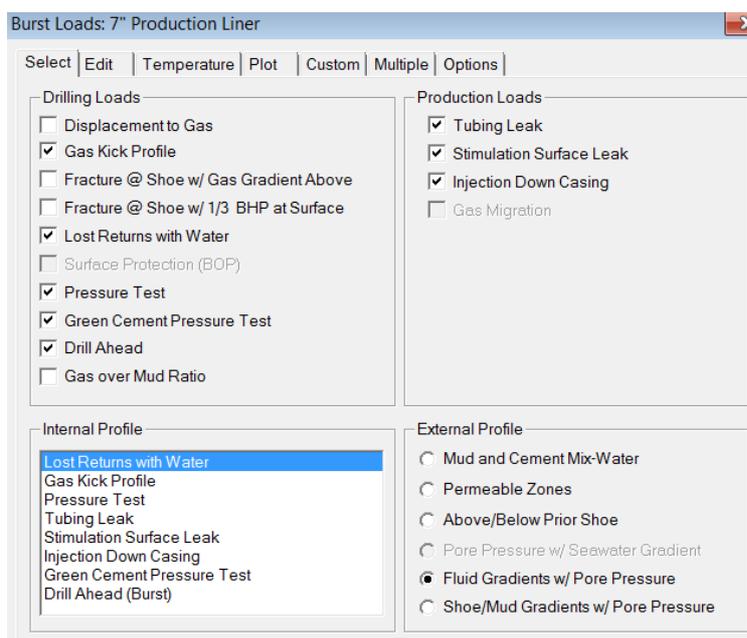


Figura 4.13 Cargas de estallido seleccionadas para el liner 7''

Elaborado por: Andrea Pérez

Cargas de colapso

Casing conductor de 20''

Para las cargas de colapso se consideran condiciones de parcial o total evacuación del fluido dentro del casing, cargas por operaciones de cementación, pérdidas de retorno con control de lodo como fluido

de perforación y cargas por parámetros aplicados durante la perforación.

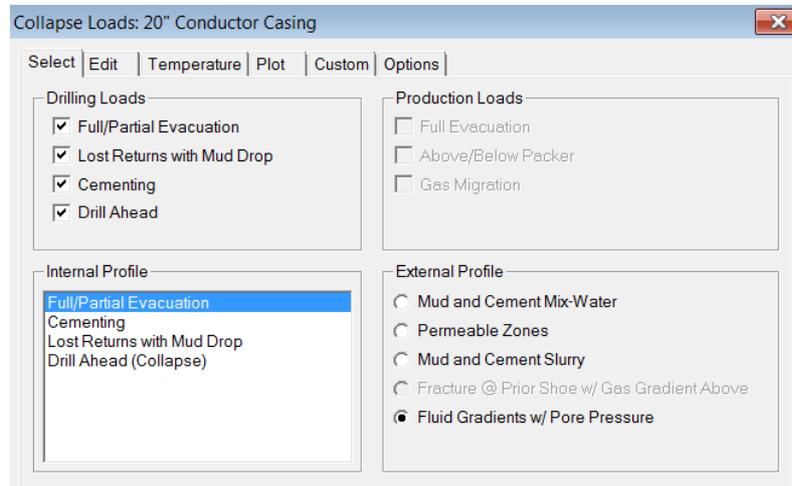


Figura 4.14 Cargas de colapso seleccionadas para el CSG 20''

Elaborado por: Andrea Pérez

Para el detalle de esta carga se ingresan el valor del peso del lodo que se tendrá en la siguiente sección a perforar. El nivel del lodo será considerando una situación crítica de evacuación total en el casing de 20'' pero aún con nivel de lodo en la zona siguiente perforada, en hoyo abierto.

Full/Partial Evacuation	
Mud Weight (ppg)	10.20
Mud Level, MD (ft)	300.0

Figura 4.15 Cargas por evacuación parcial o total del fluido en el CSG 20''

Elaborado por: Andrea Pérez

Para la simulación de cargas de cementación se ingresan los valores de densidad de la lechada, escogida a 15.60 ppg que son los valores recomendados por los ingenieros de cementación para esta sección. La densidad del fluido de desplazamiento es la densidad del fluido escogida para la perforación de la sección de 26" y la profundidad del collar flotador será 40 ft arriba de la profundidad de la zapata, esto es por los 30 ft de una junta de casing más 10 ft de un pup joint.

Cementing	
Mud Weight at Shoe=	8.50 ppg
TOC, MD=	0.0 ft
Lead Slurry Density=	15.60 ppg
Displacement Fluid Density=	8.50 ppg
Float Collar Depth, MD=	260.0 ft

Figura 4.16 Cargas por cementación en el CSG 20"

Elaborado por: Andrea Pérez

Para pérdidas de retorno se considera la máxima situación crítica que puede ocurrir, hasta el último punto perforado en la siguiente sección, a 4000 ft. El peso del lodo será el utilizado en la siguiente sección.

Lost Returns with Mud Drop	
Lost Returns Depth, MD (ft)	4000.0
Pore Pressure @ Lost Returns Depth (psi)	1894.17
Mud Weight (ppg)	10.20
Mud Drop Level, MD =	425.2 ft

Figura 4.17 Cargas por pérdida de retornos con caída de lodo para el CSG 20"

Elaborado por: Andrea Pérez

Los datos para la simulación de carga de colapso por los parámetros utilizados durante la perforación son los mismos ya ingresados para la carga de estallido.

Parameter	Value
Hanger Depth, MD (ft)	0.0
TOC Depth, MD (ft)	0.0
Shoe Depth, MD (ft)	300.0
MW Next Hole Section (ppg)	10.20
ECD (ppg)	0.30

Figura 4.18 Cargas de colapso por parámetros de perforación para el CSG 20”
Elaborado por: Andrea Pérez

Casing superficial de 13 3/8”

Figura 4.19 Cargas de colapso seleccionadas para el CSG 13 3/8”
Elaborado por: Andrea Pérez

Las situaciones consideradas para las cargas de colapso en el casing de 13 3/8” son las mismas aplicadas en la sección anterior,

asi como los detalles de cada una de ellas de acuerdo a profundidades de esta sección.

Casing intermedio de 9 5/8"

Para la sección de 12 1/4" también son consideradas situaciones iguales.

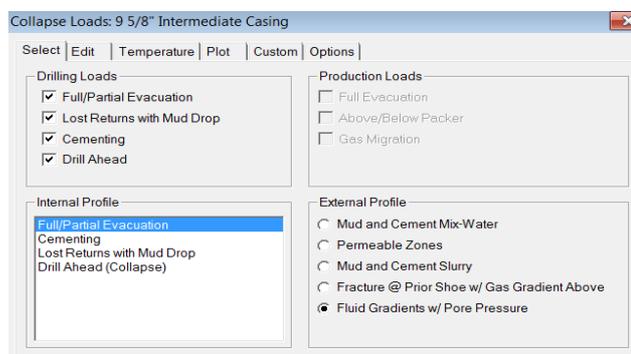


Figura 4.20 Cargas de colapso seleccionadas para el CSG 9 5/8"

Elaborado por: Andrea Pérez

Liner de 7"

Para el liner de 7" son considerar las mismas situaciones que provocan cargas de colapso.

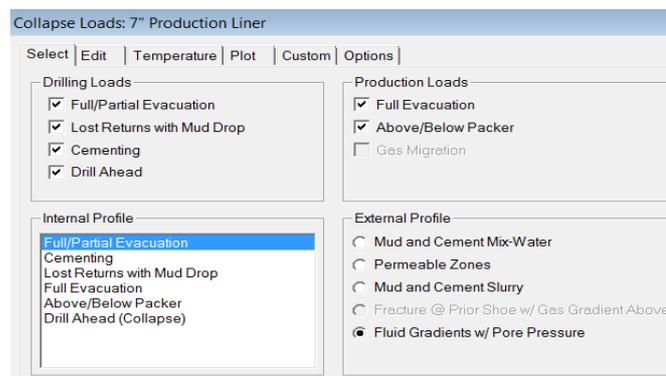


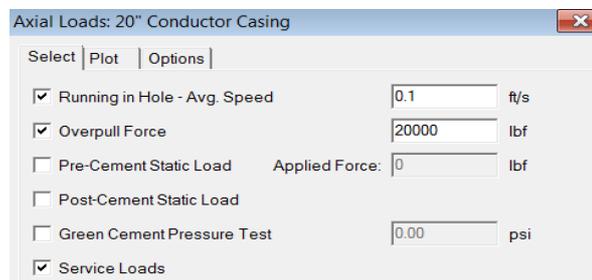
Figura 4.21 Cargas de colapso seleccionadas para el liner de 7"

Elaborado por: Andrea Pérez

Cargas Axiales

Casing conductor de 20''

Para esta carga se considera velocidad promedio de la sarta bajando en el hoyo a 0.1 ft/s que es la velocidad promedio de la siguiente sección en el campo Sacha, con un overpull máximo a utilizar de 20000 lbf y cargas especiales.



The screenshot shows a software window titled "Axial Loads: 20\" Conductor Casing". It has three tabs: "Select", "Plot", and "Options". Under the "Options" tab, the following settings are visible:

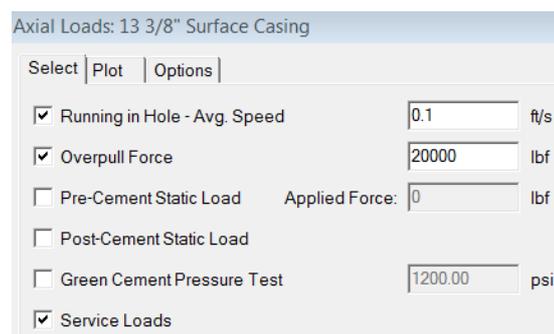
- Running in Hole - Avg. Speed: 0.1 ft/s
- Overpull Force: 20000 lbf
- Pre-Cement Static Load: Applied Force: 0 lbf
- Post-Cement Static Load
- Green Cement Pressure Test: 0.00 psi
- Service Loads

Figura 4.22 Cargas axiales seleccionadas para el CSG 20''

Elaborado por: Andrea Pérez

Casing superficial de 13 3/8''

Para esta carga se consideran situaciones similares al casing anterior.



The screenshot shows a software window titled "Axial Loads: 13 3/8\" Surface Casing". It has three tabs: "Select", "Plot", and "Options". Under the "Options" tab, the following settings are visible:

- Running in Hole - Avg. Speed: 0.1 ft/s
- Overpull Force: 20000 lbf
- Pre-Cement Static Load: Applied Force: 0 lbf
- Post-Cement Static Load
- Green Cement Pressure Test: 1200.00 psi
- Service Loads

Figura 4.23 Cargas axiales seleccionadas para el CSG 13 3/8''

Elaborado por: Andrea Pérez

Casing intermedio de 9 5/8"

Para este casing se consideran las mismas situaciones anteriores.

Axial Loads: 9 5/8" Intermediate Casing		
Select	Plot	Options
<input checked="" type="checkbox"/>		Running in Hole - Avg. Speed <input type="text" value="0.1"/> ft/s
<input checked="" type="checkbox"/>		Overpull Force <input type="text" value="30000"/> lbf
<input type="checkbox"/>		Pre-Cement Static Load Applied Force: <input type="text" value="0"/> lbf
<input type="checkbox"/>		Post-Cement Static Load
<input type="checkbox"/>		Green Cement Pressure Test <input type="text" value="1200.00"/> psi
<input checked="" type="checkbox"/>		Service Loads

Figura 4.24 Cargas axiales seleccionadas para el CSG 9 5/8"

Elaborado por: Andrea Pérez

Liner productor de 7"

Para el liner se consideran situaciones similares a los casing anteriores pero se le añade prueba de presión de cementación y carga estática después y antes de la cementación.

Axial Loads: 7" Production Liner		
Select	Plot	Options
<input checked="" type="checkbox"/>		Running in Hole - Avg. Speed <input type="text" value="0.1"/> ft/s
<input checked="" type="checkbox"/>		Overpull Force <input type="text" value="30000"/> lbf
<input checked="" type="checkbox"/>		Pre-Cement Static Load Applied Force: <input type="text" value="3000"/> lbf
<input checked="" type="checkbox"/>		Post-Cement Static Load
<input checked="" type="checkbox"/>		Green Cement Pressure Test <input type="text" value="5030.00"/> psi
<input checked="" type="checkbox"/>		Service Loads

Figura 4.25 Cargas axiales seleccionadas para el liner de 7"

Elaborado por: Andrea Pérez

4.2 Evaluación económica

4.2.1 Diferentes escenarios de acuerdo a puntos de revestimiento

Para este estudio se toman en cuenta únicamente el costo de inversión en tuberías de revestimiento.

Los valores del costo por pie de las diferentes tuberías de revestimiento son basados en el inventario de la base de datos del software de ingeniería EDM.

Se hace una evaluación de costos considerando un escenario común de diseño de esquema mecánico aplicado en pozos del campo Sacha. La inversión en tuberías de revestimiento resulta aproximadamente en \$442,075.

Esquema mecánico convencional en pozos del campo Sacha				
OD	Peso/grado/conexión	Costo/ft	Longitud	Costo total
20"	94/K-55/BTC	\$32.90	300	\$9,870
13 3/8"	72/C-95/BTC	\$38.30	5000	\$191,500
9 5/8"	47/C-95/BTC	\$25.00	8500	\$212,500
7"	26/N-80/BTC	\$11.47	2459	\$28,205
Total:				\$442,075

Tabla 4.3 Evaluación económica en un escenario común de pozos en el campo Sacha

Elaborado por: Andrea Pérez

El segundo escenario a comparar es similar al esquema mecánico utilizado comúnmente en el campo Sacha; con pesos, grados y

conexión de tuberías iguales pero con diferentes puntos de asentamiento. Su inversión disminuye a \$403,775.

Esquema mecánico variando puntos de asentamiento				
OD	Peso/grado/conexión	Costo/ft	Longitud	Costo total
20"	94/K-55/BTC	\$32.90	300	\$9,870
13 3/8"	72/C-95/BTC	\$38.30	4000	\$153,200
9 5/8"	47/C-95/BTC	\$25.00	8500	\$212,500
7"	26/N-80/BTC	\$11.47	2459	\$28,205
Total:				\$403,775

Tabla 4.4 Evaluación económica variando puntos de asentamiento

Fuente: Costos de tubería disponible en Software EDM

Luego se hace una evaluación con el diseño de esquema mecánico propuesto, con una combinación de tubería en la sección de 13 3/8".

Su inversión llega a \$335,926.

Esquema mecánico propuesto				
OD	Peso/grado/conexión	Costo/ft	Longitud	Costo total
20"	94/K-55/BTC	\$32.90	300	\$9,870
13 3/8"	68/K-55/BTC	\$23.80	2500	\$59,500
	72/C-95/BTC	\$38.30	1500	\$57,450
9 5/8"	47/N-80/BTC	\$20.73	8500	\$176,205
7"	26/P-110/BTC	\$13.38	2459	\$32,901
Total:				\$335,926

Tabla 4.5 Evaluación económica en un escenario propuesto para el campo Sacha

Costos de tubería disponible en Software EDM

4.3 Diseño óptimo propuesto de esquema mecánico en el campo

Sacha

4.3.1 Simulación de cargas mediante la aplicación

StressCheck

Perfiles de presión por carga de estallido

En las figuras podemos ver las diferentes curvas de las cargas de estallido, comparándolas con la curva de presión externa, que se ha escogido en el software como Gradiente de fluido/Presión de poro, que considera situaciones donde se tiene fluido arriba de los topes de cemento hasta la zapata de la sección anterior en caso de hoyo cementado, y gradiente de fluido o presión de poro en caso de hoyo abierto. Se puede ver que todas las cargas de estallido tienen valores mayores que la curva de perfil externa.

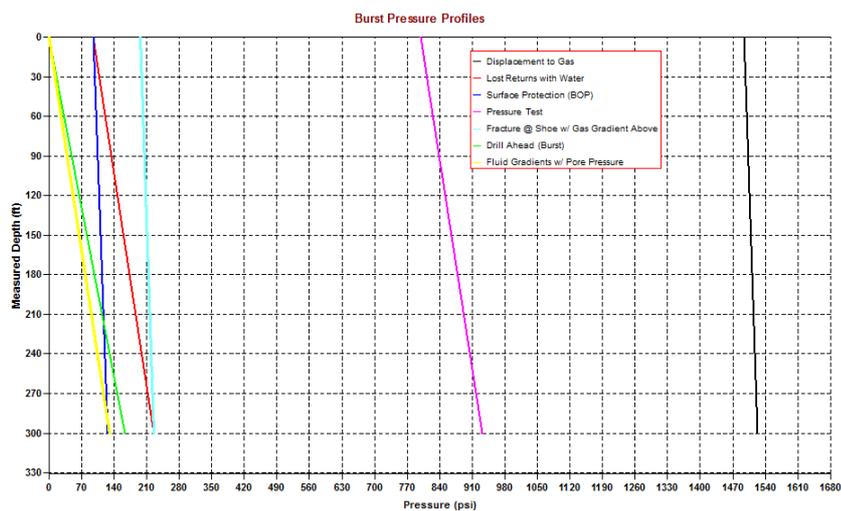


Figura 4.26 Presión de carga en CSG 20'' por estallido vs Profundidad

Elaborado por: Andrea Pérez

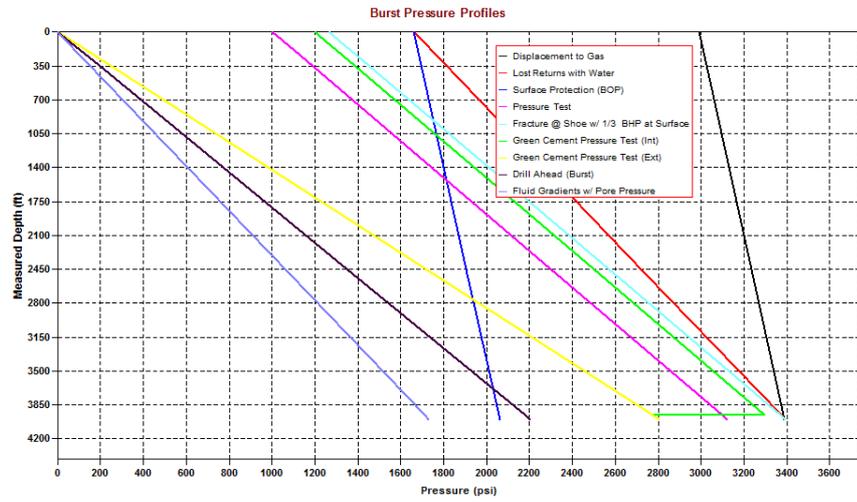


Figura 4.27 Presión de carga en CSG 13 3/8" por estallido vs Profundidad
Elaborado por: Andrea Pérez

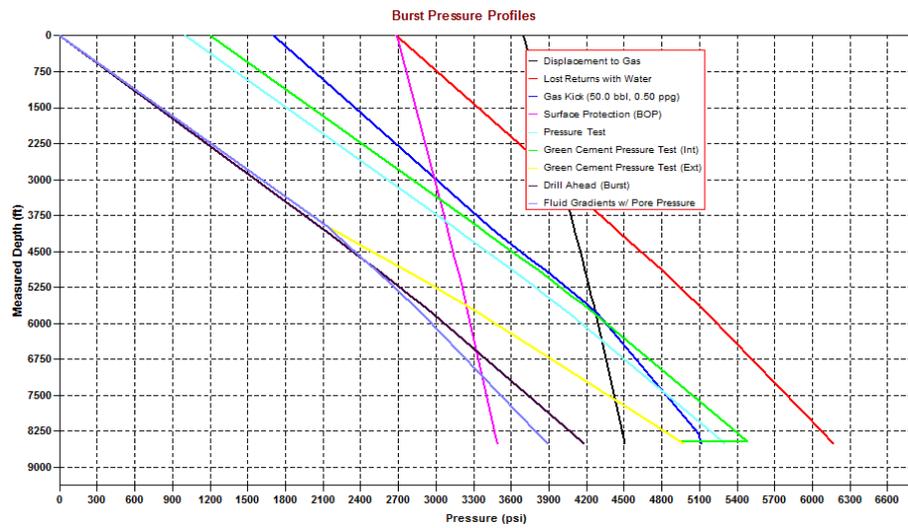


Figura 4.28 Presión de carga en CSG 9 5/8" por estallido vs Profundidad
Elaborado por: Andrea Pérez

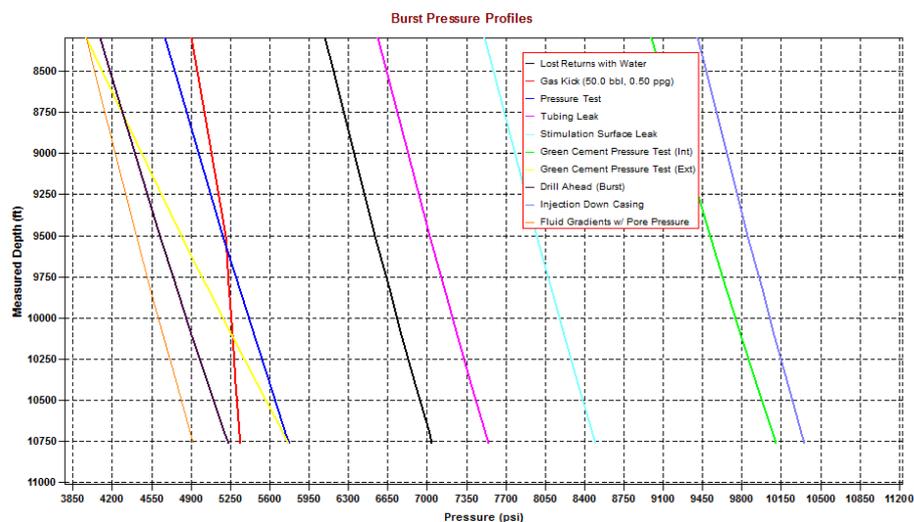


Figura 4.29 Presión de carga en liner de 7" por estallido vs Profundidad

Elaborado por: Andrea Pérez

Perfiles de presión por carga de colapso

En las curva se compara las curvas de cargas de colapso con la curva de presión interna de los diferentes casings. En la simulación podemos ver que todas son de menor valor que el perfil interno, esto quiere decir que se está haciendo una buena estimación de los valores de las diferentes cargas.

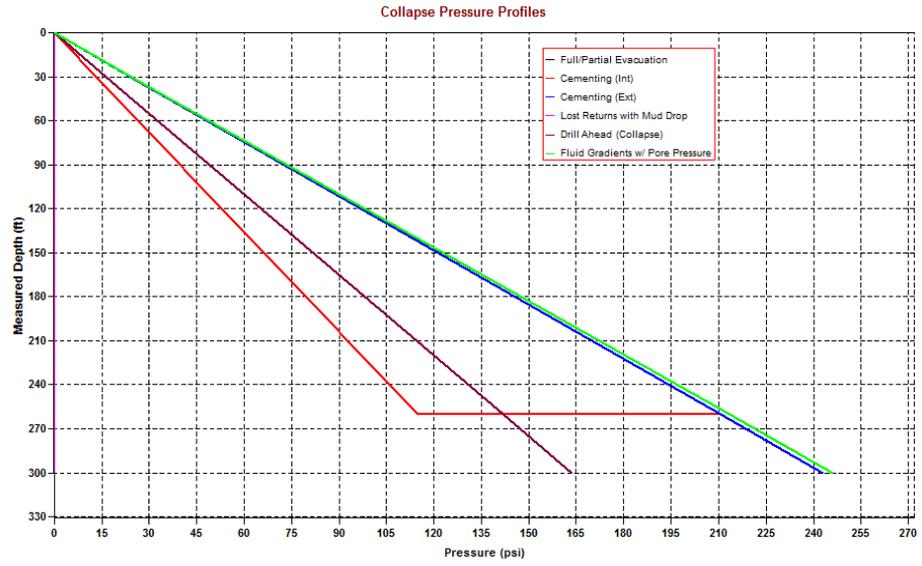


Figura 4.30 Presión de carga en CSG 20" por colapso vs Profundidad
Elaborado por: Andrea Pérez

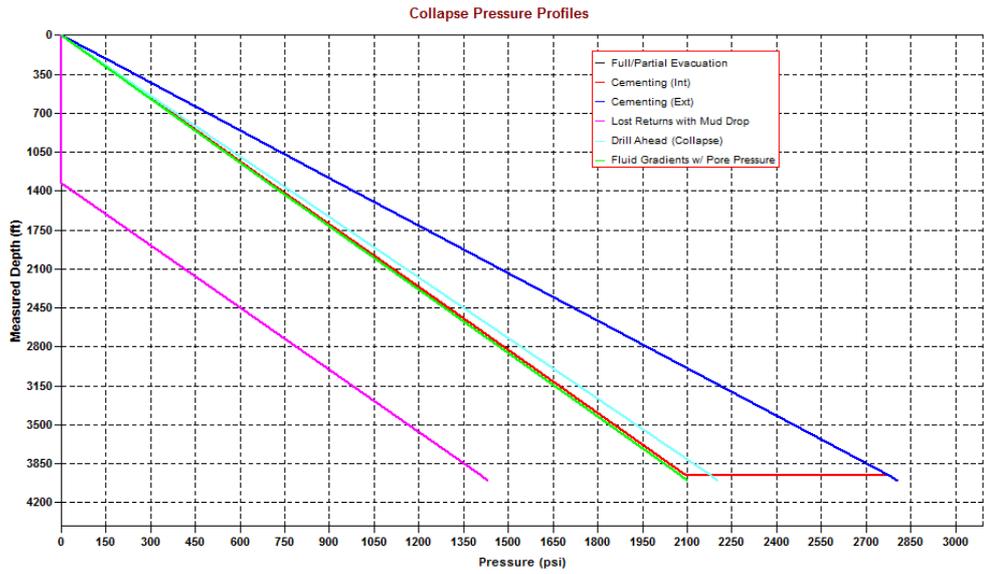


Figura 4.31 Presión de carga en CSG 13 3/8" por colapso vs Profundidad
Elaborado por: Andrea Pérez

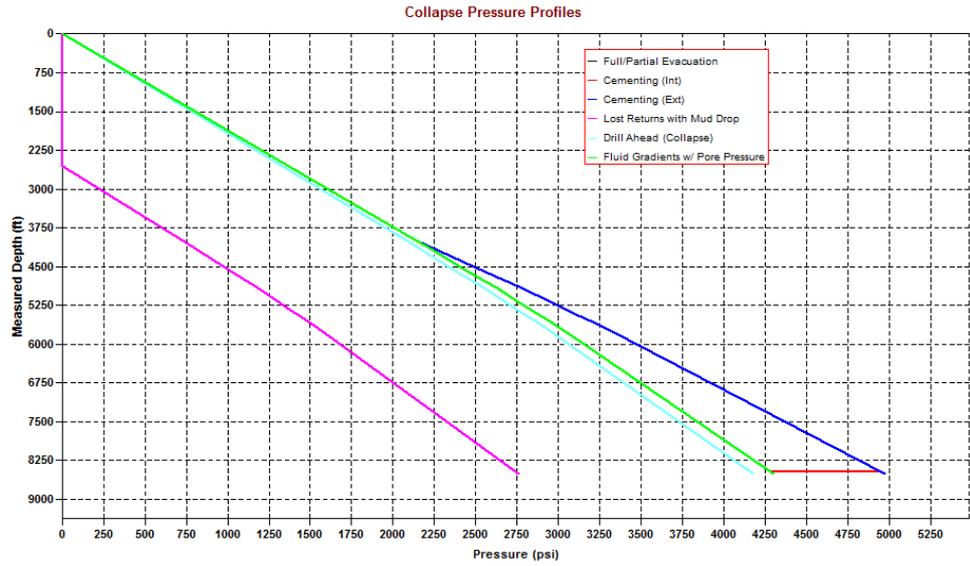


Figura 4.32 Presión de carga en CSG 9 5/8" por colapso vs Profundidad
Elaborado por: Andrea Pérez

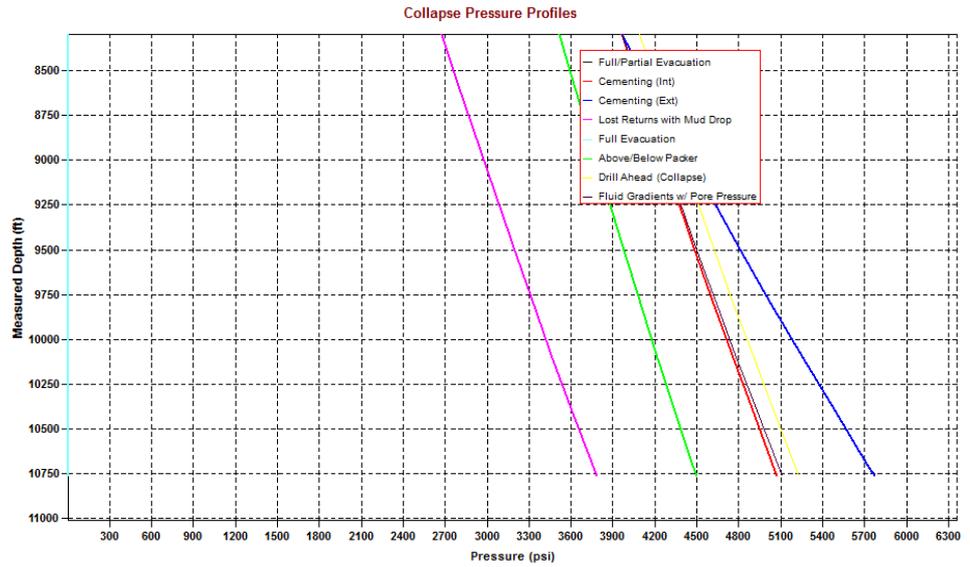


Figura 4.33 Presión de carga en liner de 7" por colapso vs Profundidad
Elaborado por: Andrea Pérez

4.3.2 Resultados

Carga de estallido

En las siguientes figuras se muestran dos curvas: la primera representa las cargas totales de estallido simuladas en el software y la segunda es la curva anteriormente descrita multiplicada por el factor de diseño establecido por las normas API, de 1.10.

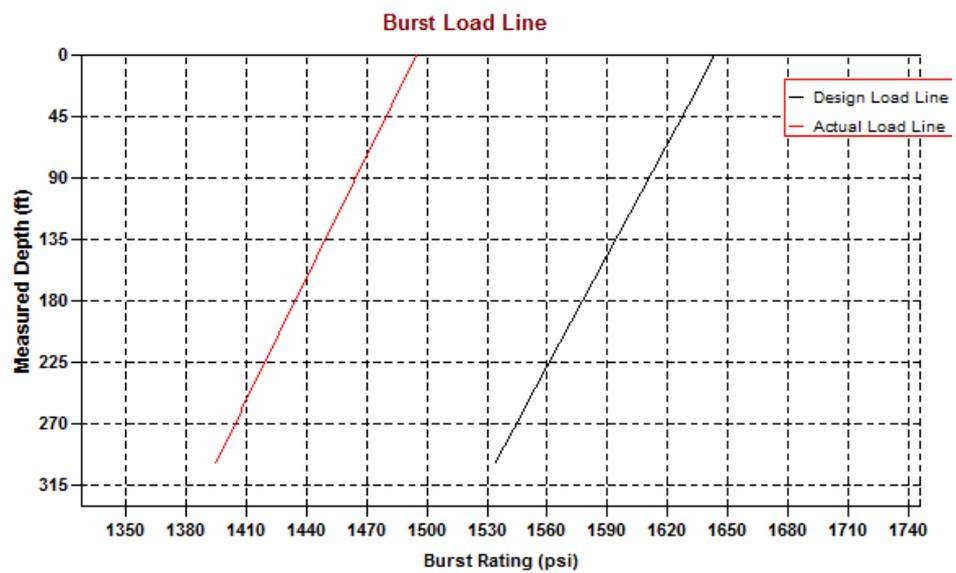


Figura 4.34 Cargas de estallido en CSG 20''

Elaborado por: Andrea Pérez

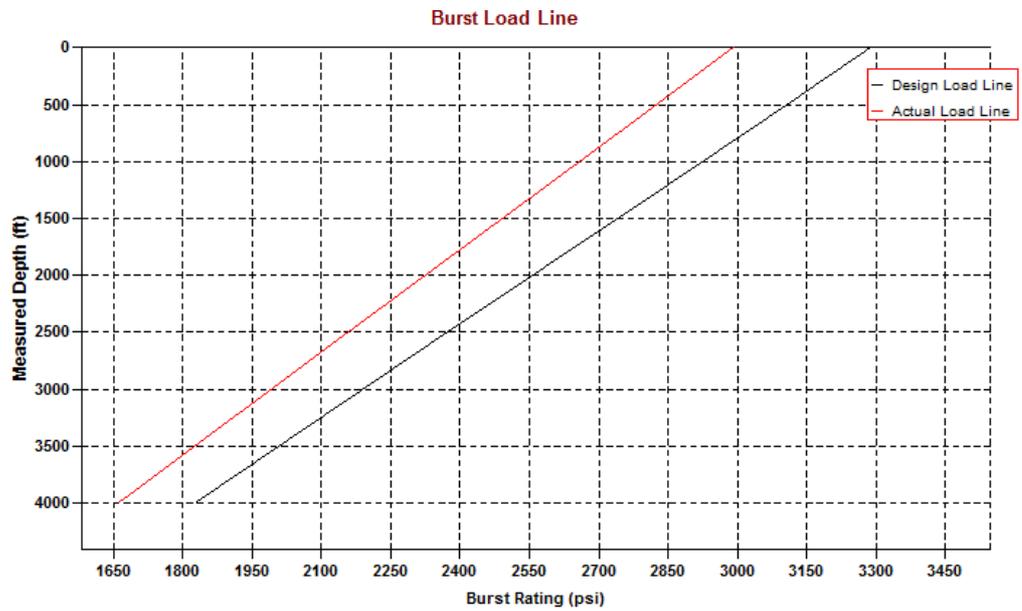


Figura 4.35 Cargas de estallido en CSG 13 3/8"

Elaborado por: Andrea Pérez

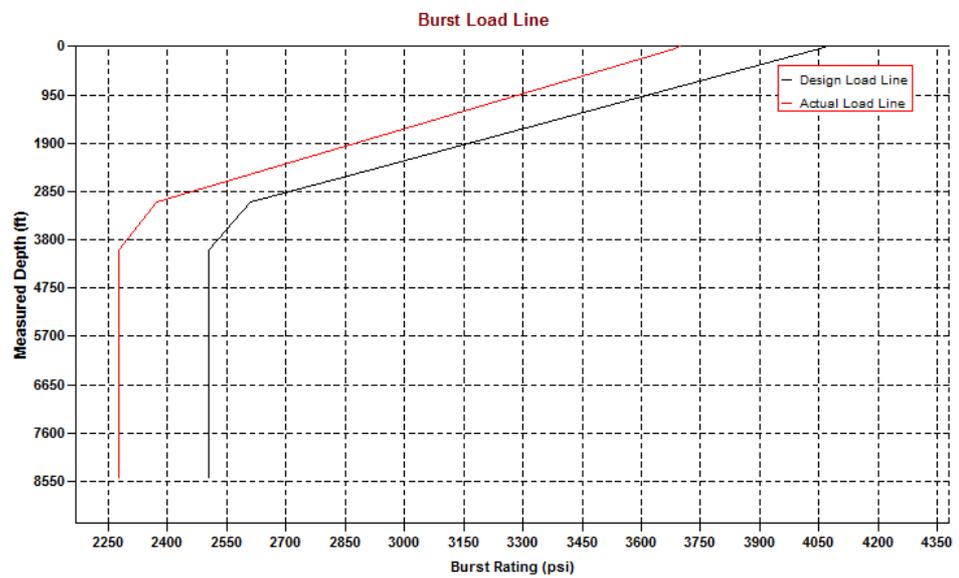


Figura 4.36 Cargas de estallido en CSG 9 5/8"

Elaborado por: Andrea Pérez

En la figura 4.37 se aprecia los valores de la curva de estallido multiplicada por el factor de diseño comparada con los valores

limitados por lo que puede soportar la tubería seleccionada. Se observa que es posible utilizar revestidores de grado K-55 y peso 94 lb/ft en condiciones normales sin que la tubería falle por estallido.

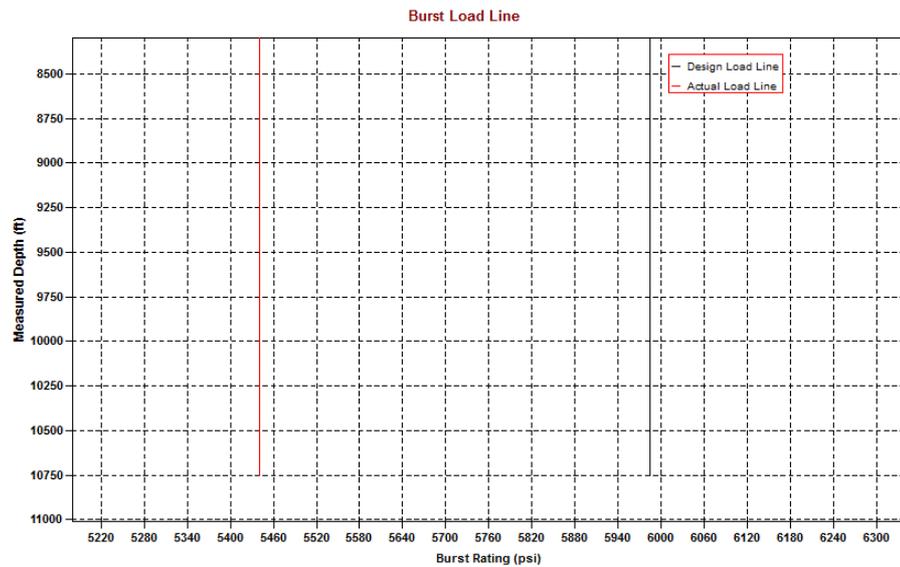


Figura 4.37 Cargas de estallido en liner de 7"

Elaborado por: Andrea Pérez

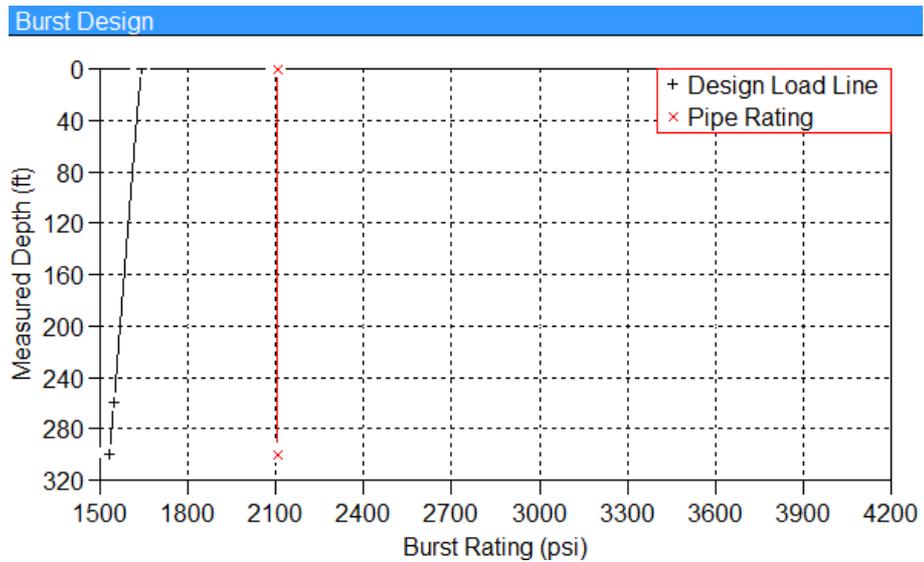


Figura 4.38 Carga de estallido en CSG 20" vs. Límite de presión de la tubería

Elaborado por: Andrea Pérez

En la figura 4.39 se compara la curva de diseño de estallido determinando por las normas API con la curva de presiones límites de la tubería. Son dos tuberías seleccionadas para la simulación, por eso se observan dos tipos de límites de presión, tubería grado K-55 peso 68 lb/ft y C-95 peso 72 lb/ft.

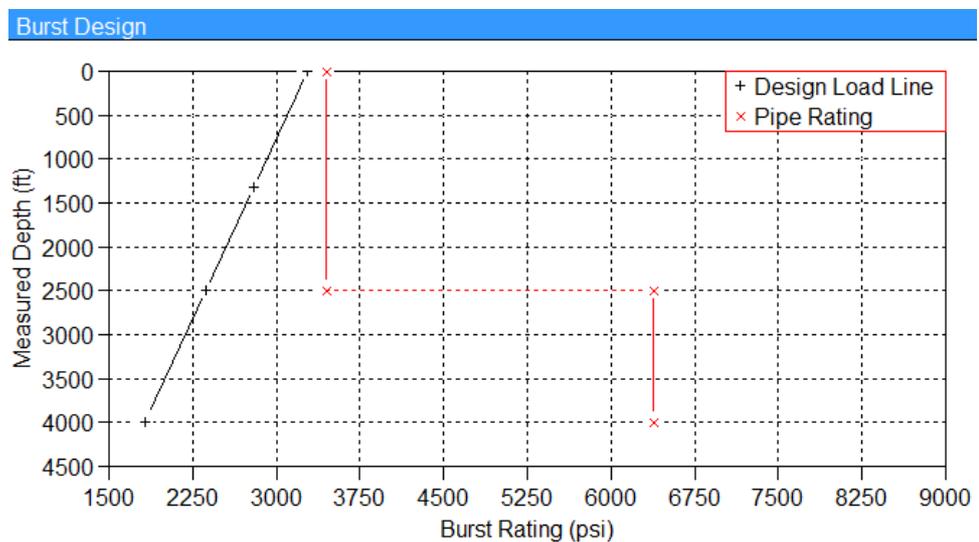


Figura 4.39 Carga de estallido en CSG 13 3/8" vs. Límite de presión de la tubería
Elaborado por: Andrea Pérez

En la figura 4.40 se aprecia los valores de la curva de estallido multiplicada por el factor de diseño comparada con los valores limitados por lo que puede soportar la tubería seleccionada. Se puede ver que es posible utilizar revestidores de 9 5/8" de grado C-90 y peso 92 lb/ft en condiciones normales sin que la tubería falle.

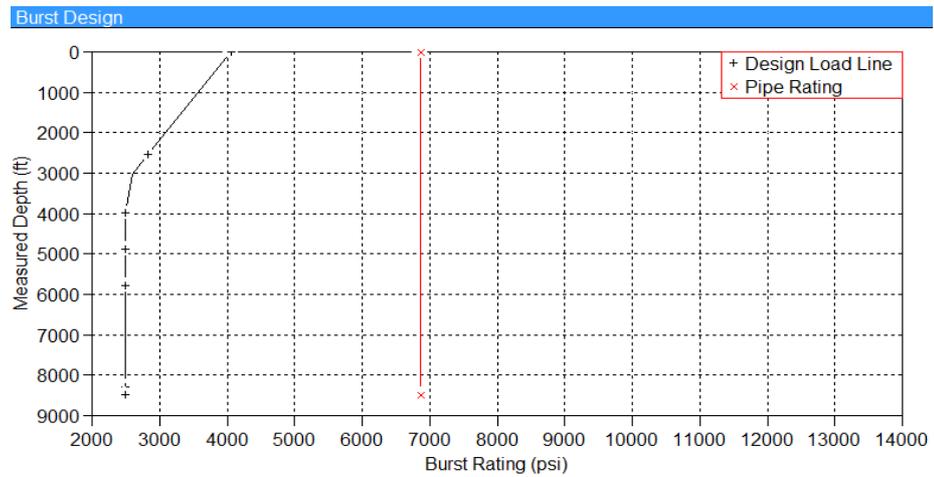


Figura 4.40 Carga de estallido en CSG 9 5/8" vs. Límite de presión de la tubería
Elaborado por: Andrea Pérez

En la figura 4.41 se compara la curva de diseño de estallido determinado por las normas API con la curva de presiones límites de la tubería. La tubería seleccionadas para la simulación es liner productor grado P-110 y peso 26 lb/ft.

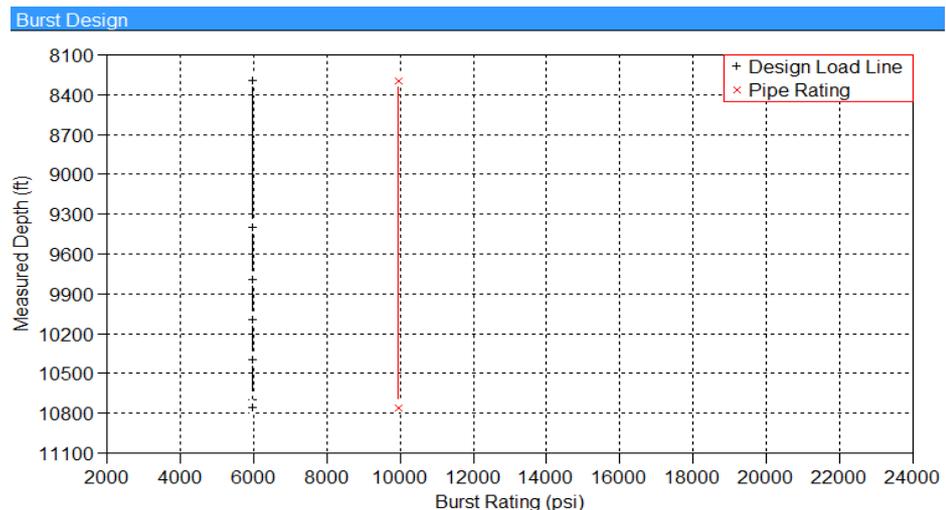


Figura 4.41 Carga de estallido en liner de 7" vs. Límite de presión de la tubería
Elaborado por: Andrea Pérez

Carga de colapso

En las figuras 4.42 a 4.45 se muestran una sola curva de carga de colapso para cada casing, esto es porque el factor de diseño para la carga de colapso según recomendaciones de las normas API es 1.0.

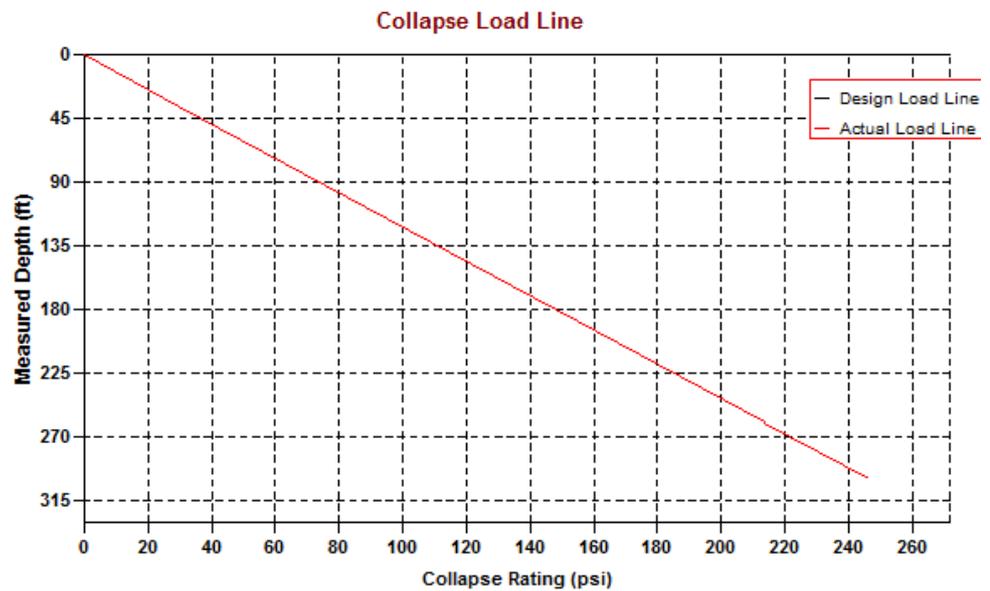


Figura 4.42 Cargas de colapso en CSG 20''

Elaborado por: Andrea Pérez

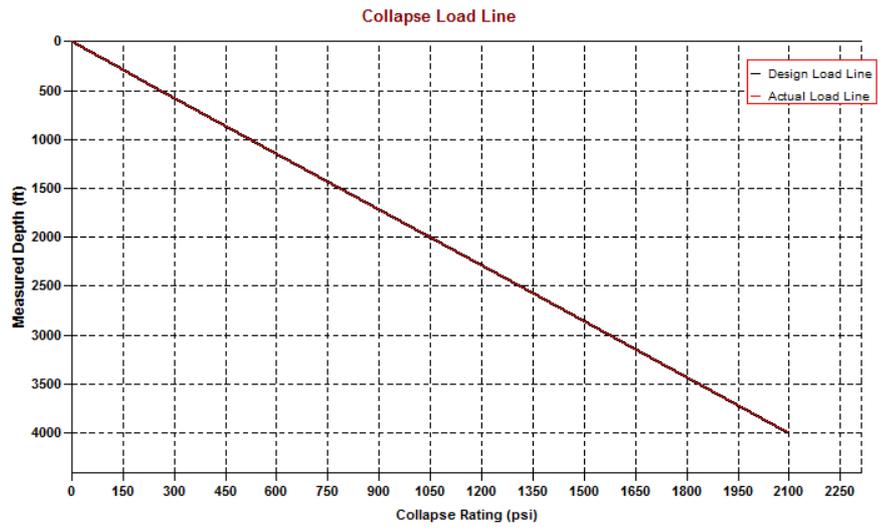


Figura 4.43 Cargas de colapso en CSG 13 3/8"

Elaborado por: Andrea Pérez

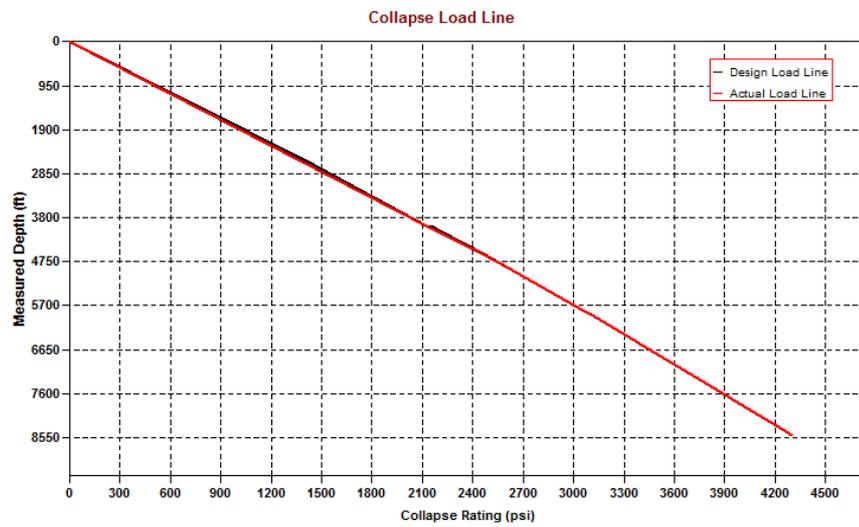


Figura 4.44 Carga de colapso en CSG 9 5/8" vs. Profundidad

Elaborado por: Andrea Pérez

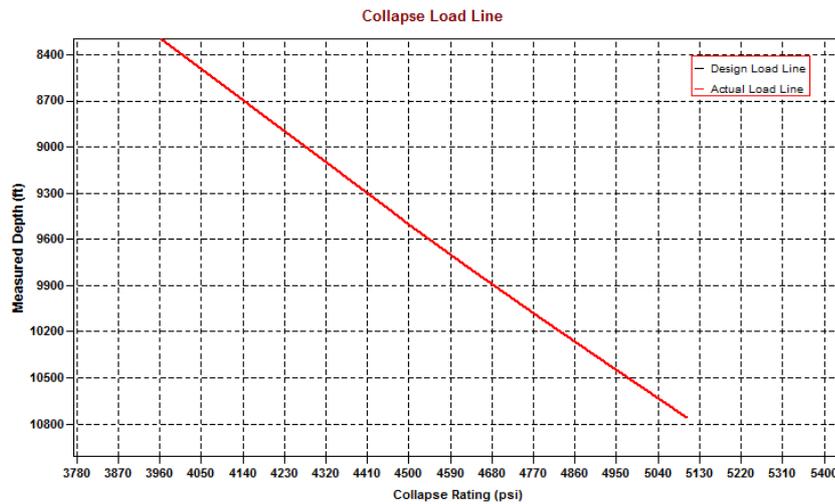


Figura 4.45 Carga de colapso en liner de 7" vs. Límite de presión de la tubería
Elaborado por: Andrea Pérez

En las figuras 4.46 a 4.49 se muestra la curva de diseño para carga de colapso según las normas API comparada con los límites de presión soportados por la tubería.

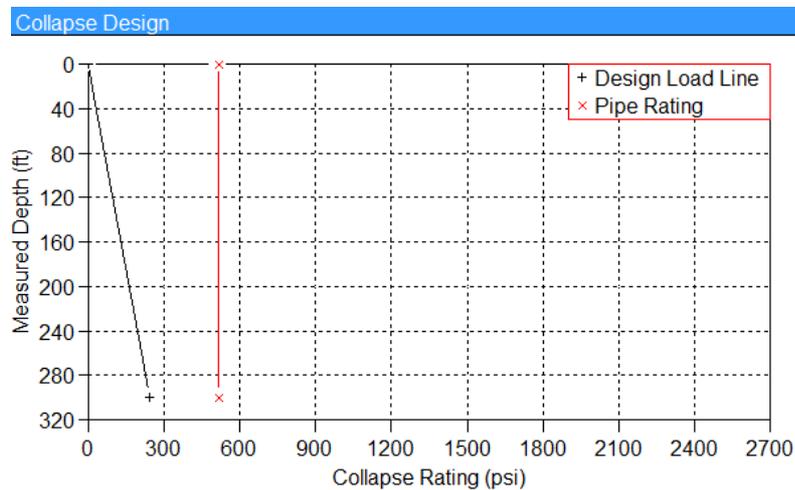


Figura 4.46 Carga de colapso en CSG 20" vs. Límite de presión de la tubería
Elaborado por: Andrea Pérez

En el gráfico se observa que las presiones pueden soportar los dos tipos de tubería seleccionadas, tubería grado K-55 con peso 68 lb/ft y C-95 con peso 72 lb/ft.

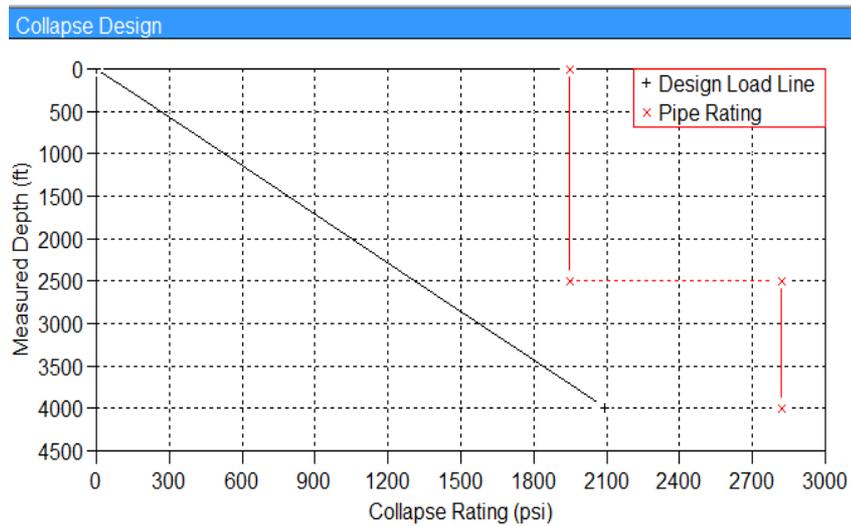


Figura 4.47 Carga de colapso en CSG 13 3/8" vs. Límite de presión de la tubería
Elaborado por: Andrea Pérez

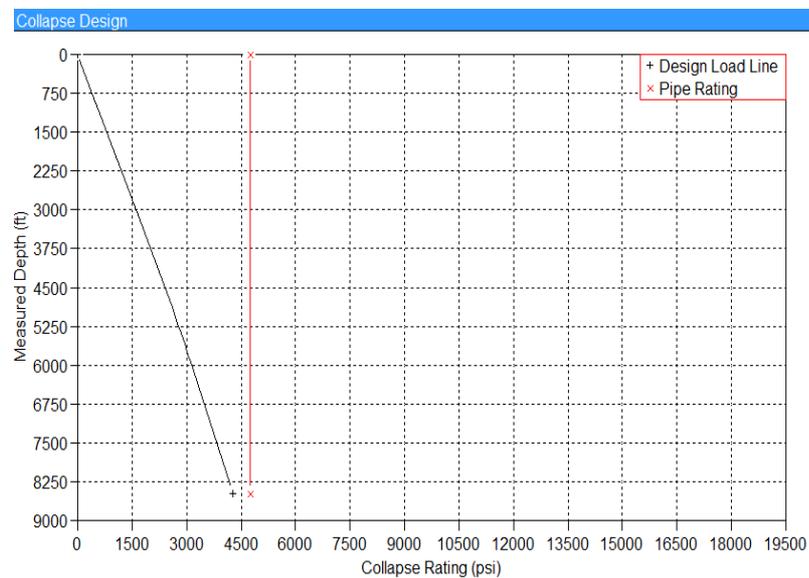


Figura 4.48 Carga de colapso en CSG 9 5/8" vs. Límite de presión de la tubería
Elaborado por: Andrea Pérez

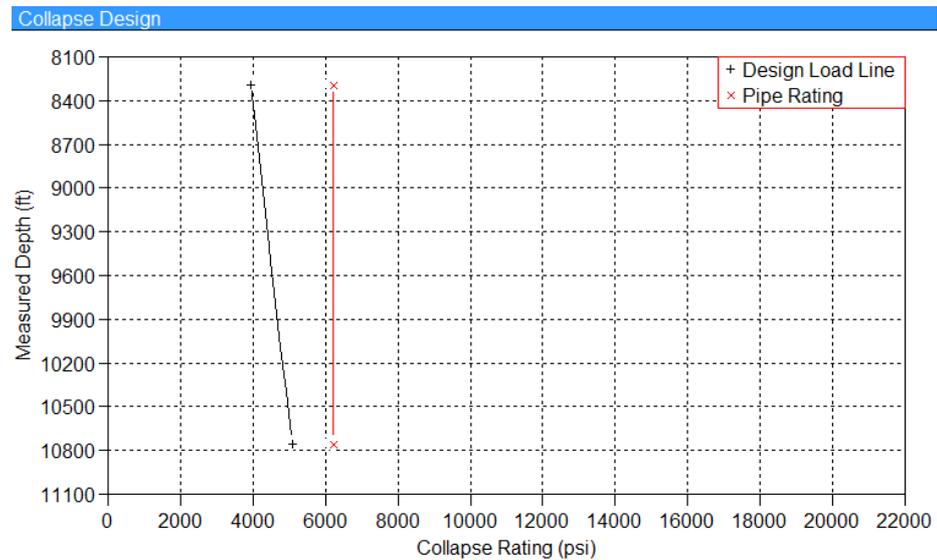


Figura 4.49 Carga de colapso en liner de 7" vs. Límite de presión de la tubería
Elaborado por: Andrea Pérez

Cargas axiales

En la figura 4.50 a 4.53 se muestra dos curvas de cargas axiales, la primera de color rojo representa las cargas axiales a la que va a ser sometido el tubo, la azul es la misma considerando el esfuerzo por bending durante la trayectoria direccional (curvaturas, dog legs, etc). Esas dos curvas son comparadas con la curva más crítica de las anteriores, multiplicada por el factor de diseño recomendado por las normas API, es decir 1.3.

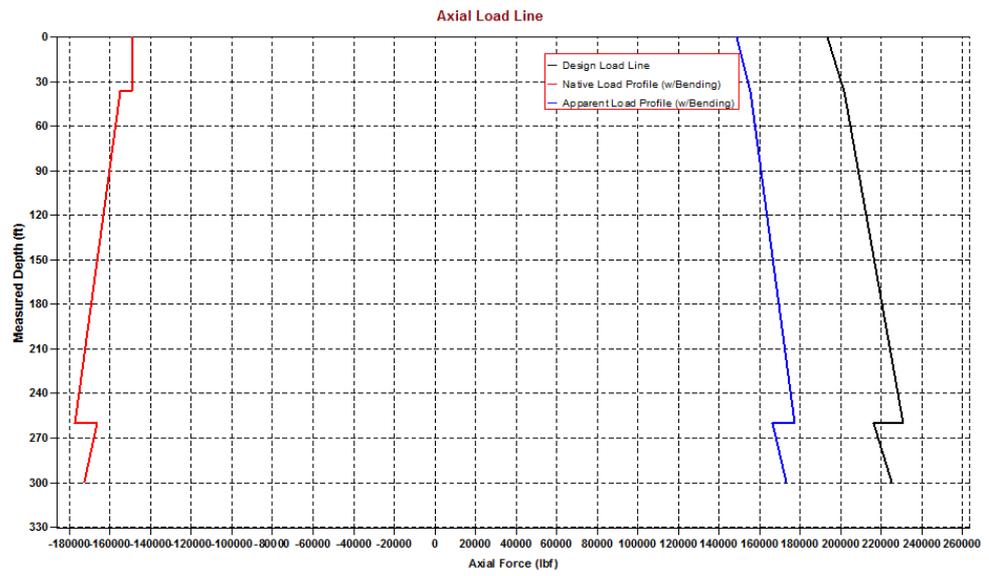


Figura 4.50 Cargas axiales en CSG 20''

Elaborado por: Andrea Pérez

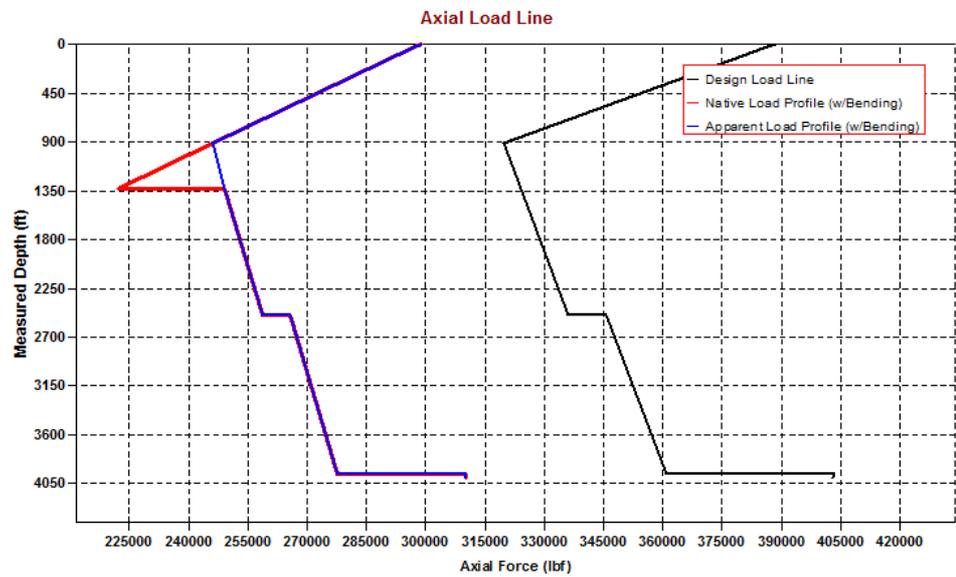


Figura 4.51 Cargas axiales en CSG 13 3/8''

Elaborado por: Andrea Pérez

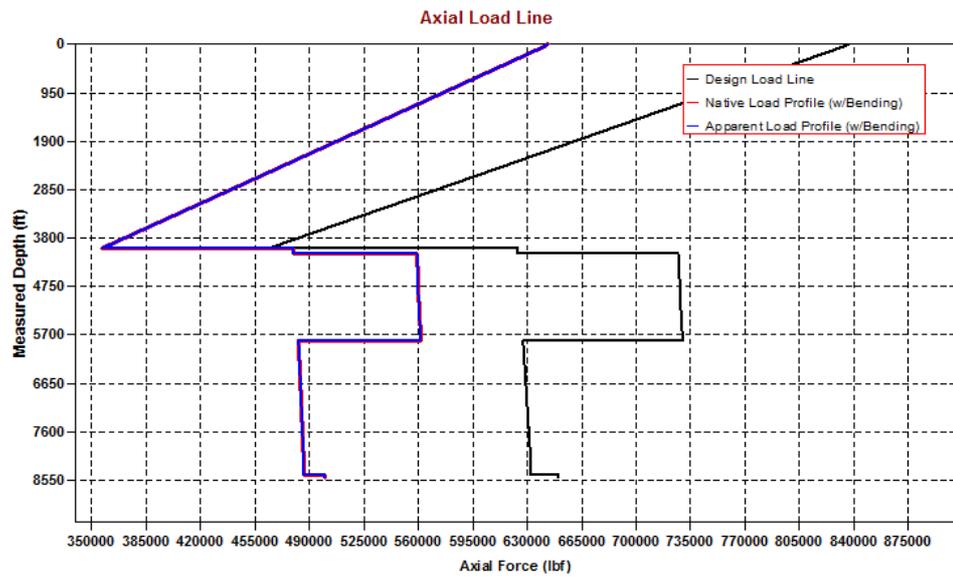


Figura 4.52 Cargas axiales en CSG 9 5/8"

Elaborado por: Andrea Pérez

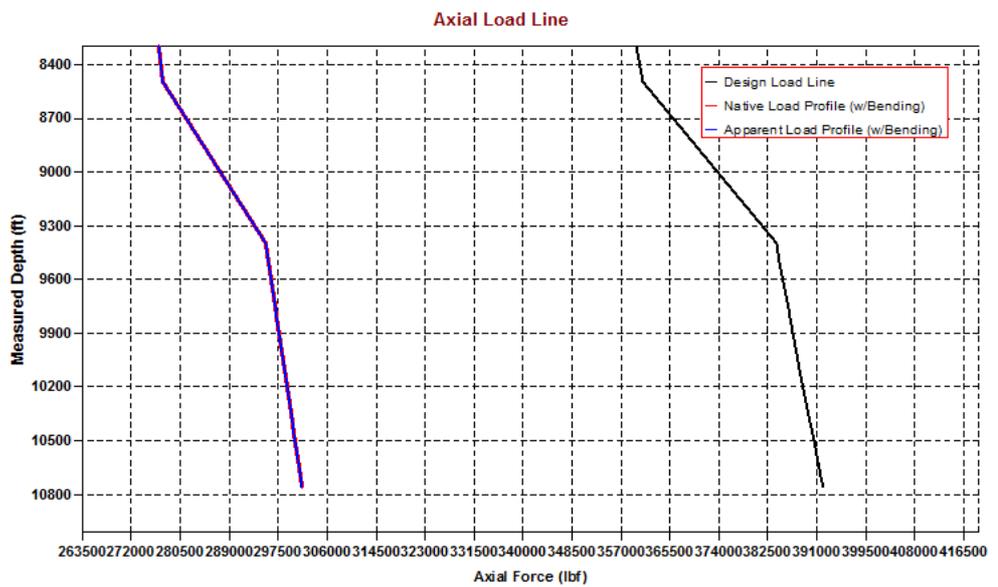


Figura 4.53 Cargas axiales en liner de 7"

Elaborado por: Andrea Pérez

Las siguientes 4 figuras comparan las curvas axiales de diseño de acuerdo a las normas API con los límites de presión de las tuberías seleccionadas.

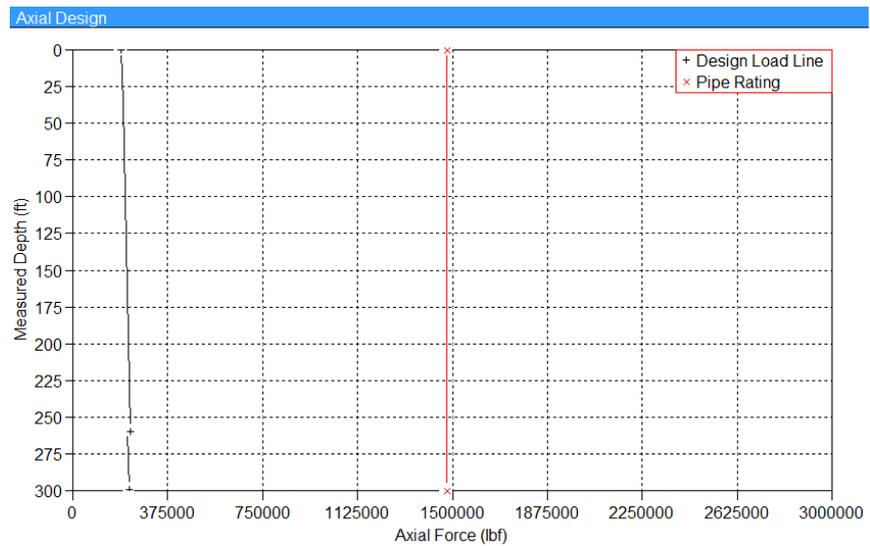


Figura 4.54 Cargas axiales en CSG 20" vs. Límite de presión de la tubería

Elaborado por: Andrea Pérez

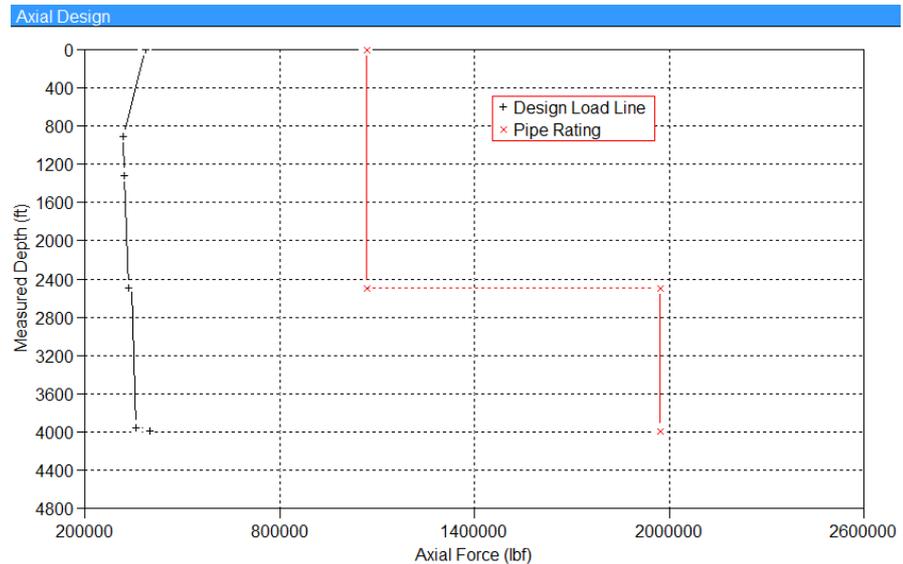


Figura 4.55 Cargas axiales en CSG 13 3/8" vs. Límite de presión de la tubería

Elaborado por: Andrea Pérez

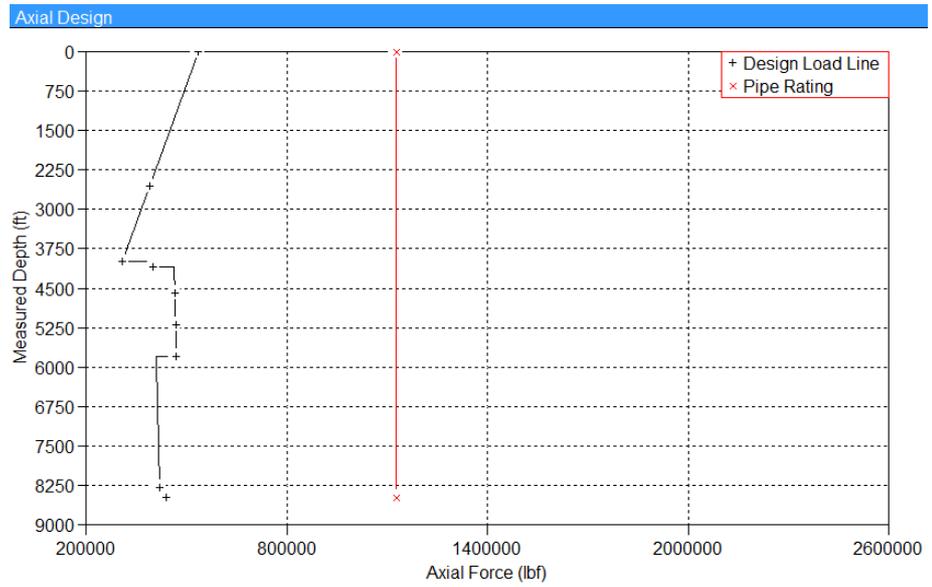


Figura 4.56 Cargas axiales en CSG 9 5/8" vs. Límite de presión de la tubería
Elaborado por: Andrea Pérez

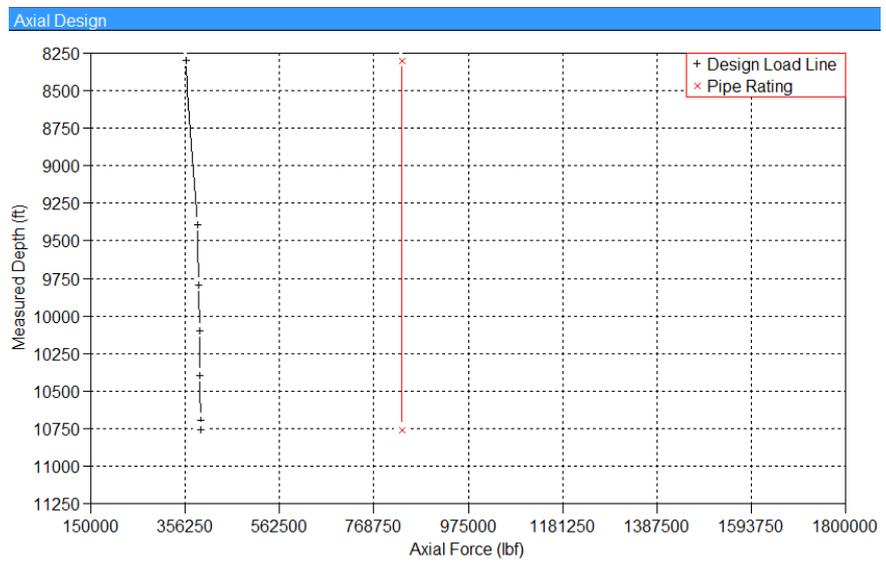


Figura 4.57 Cargas axiales en liner de 7" vs. Límite de presión de la tubería
Elaborado por: Andrea Pérez

Cargas triaxiales

En las figuras 4.58 a 4.61 están graficadas tres curvas; la mayor es los valores de presión que puede soportar la tubería seleccionada, la de menor valor es la curva de cargas axiales detallado en la simulación y la intermedia es la curva anterior multiplicado por el factor de diseño establecido por las normas API, es decir 1.25. Podemos ver que las cargas están dentro del límite soportado por la tubería.

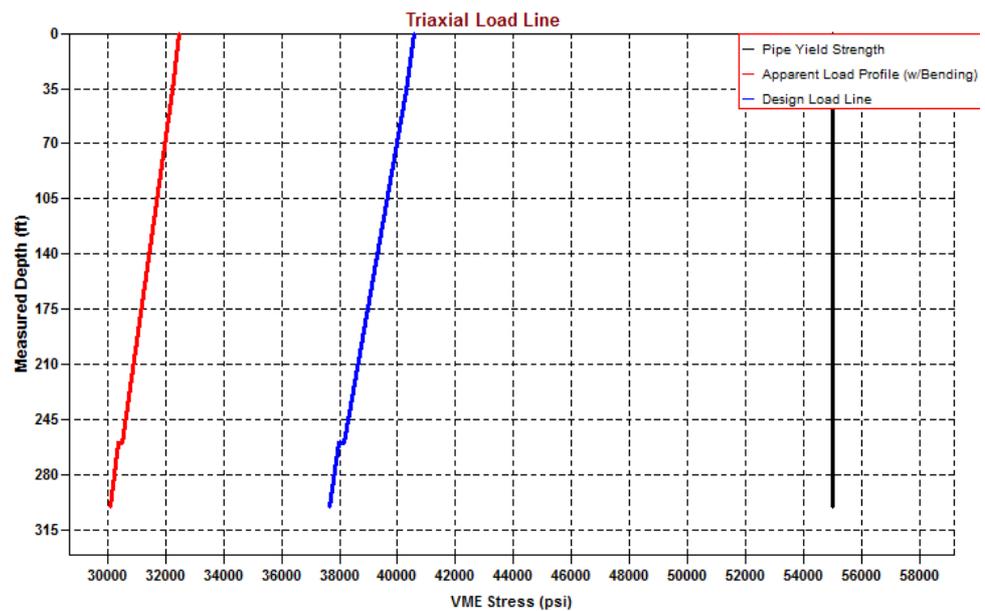


Figura 4.58 Cargas triaxiales en CSG 20''

Elaborado por: Andrea Pérez

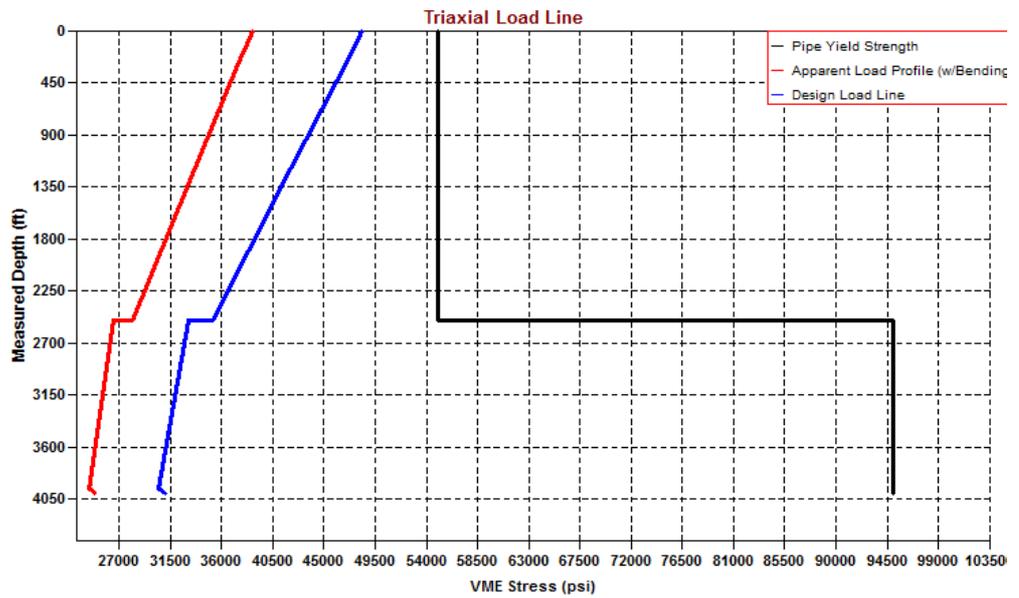


Figura 4.59 Cargas triaxiales en CSG 13 3/8"

Elaborado por: Andrea Pérez

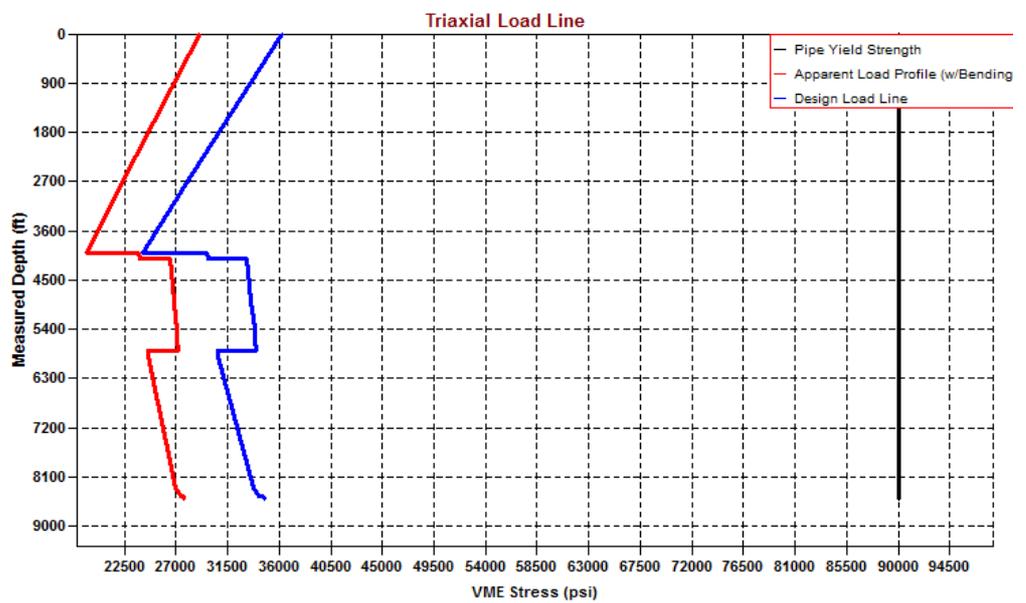


Figura 4.60 Cargas triaxiales en CSG 9 5/8"

Elaborado por: Andrea Pérez

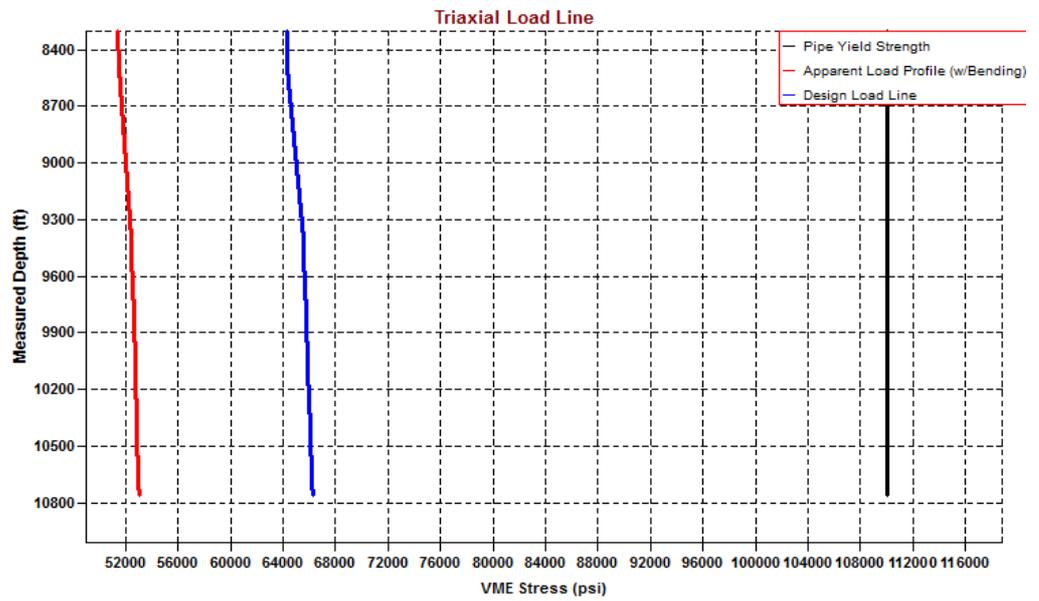


Figura 4.61 Cargas triaxiales en liner de 7"

Elaborado por: Andrea Pérez

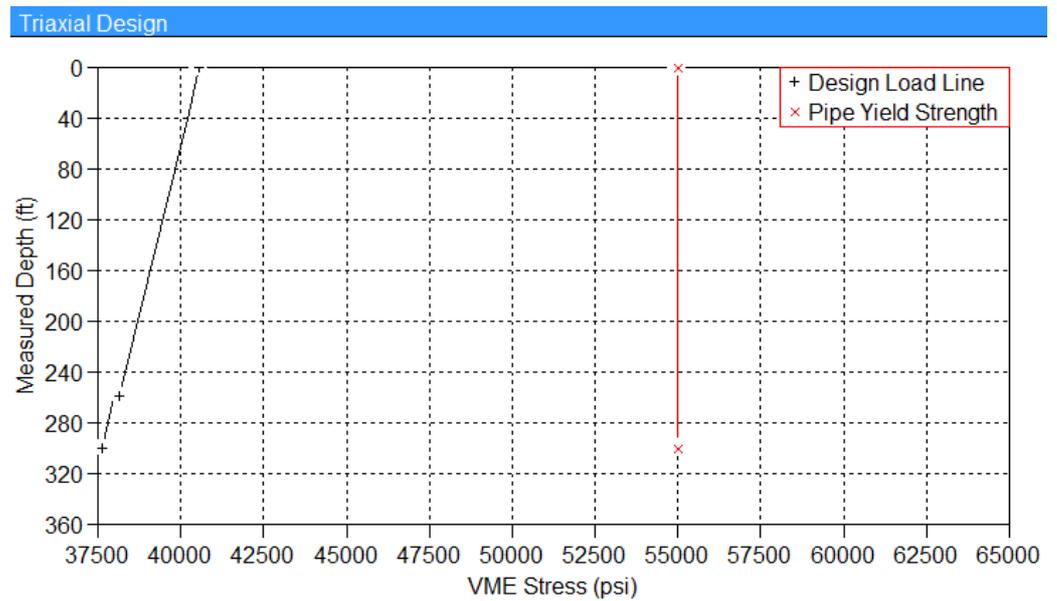


Figura 4.62 Cargas triaxiales en casing 20" vs. Límite de presión de la tubería

Elaborado por: Andrea Pérez

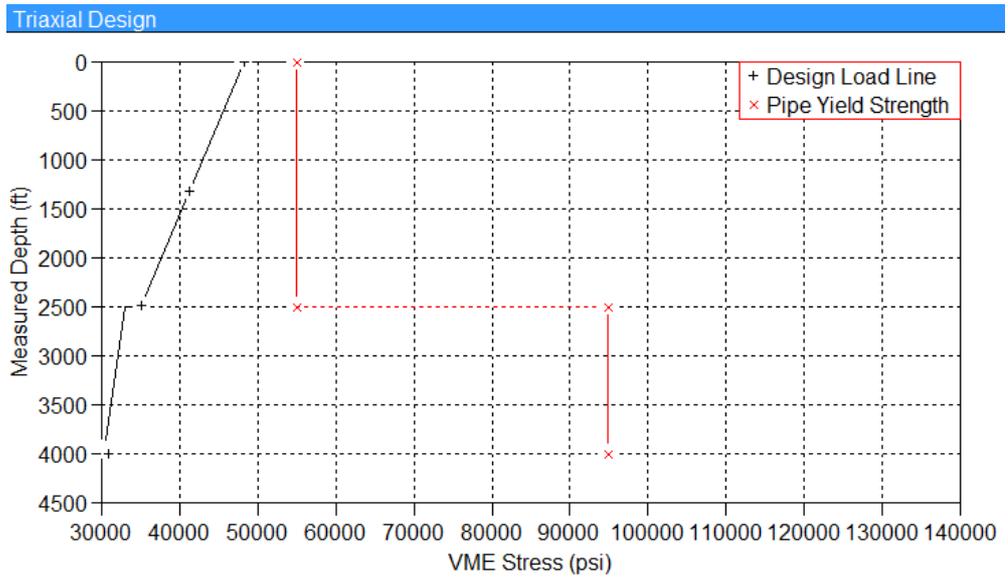


Figura 4.63 Cargas triaxiales en casing 13 3/8" vs. Límite de presión de la tubería
Elaborado por: Andrea Pérez

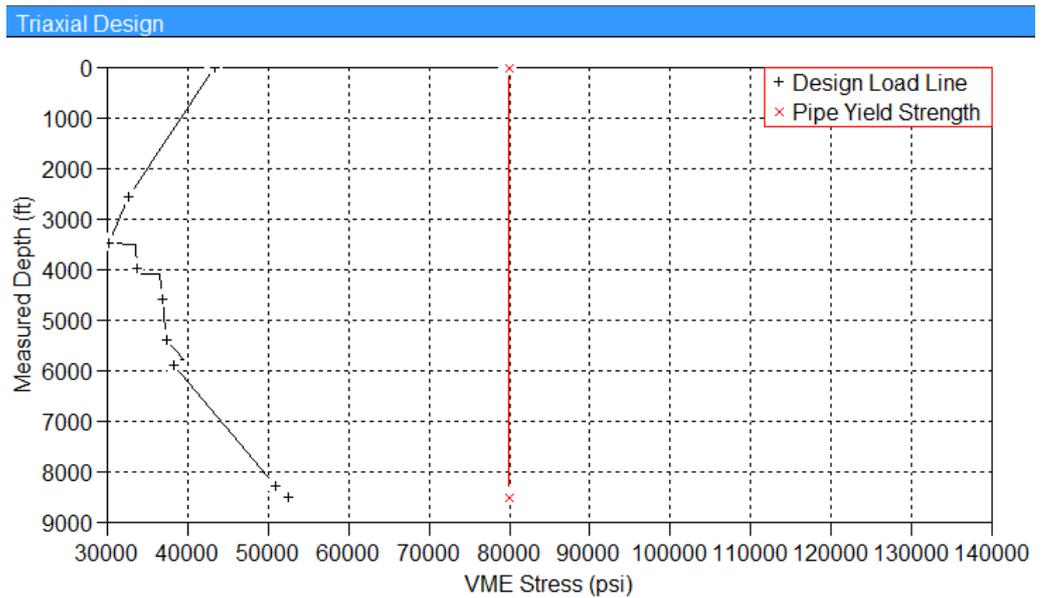


Figura 4.64 Cargas triaxiales en casing 9 5/8" vs. Límite de presión de la tubería
Elaborado por: Andrea Pérez

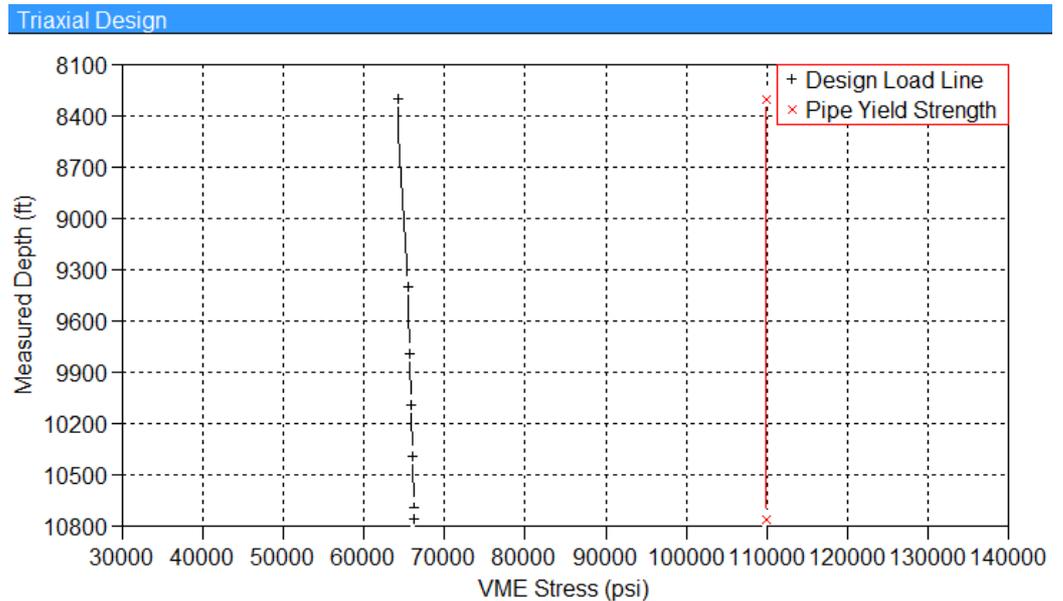


Figura 4.65 Cargas triaxiales en liner 7" vs. Límite de presión de la tubería

Elaborado por: Andrea Pérez

Curvas de Von Mises

Las figuras 4.66 a 4.66 muestran las curvas de Von Mises resultado del análisis de tubería de cada etapa. Las rayas de colores representan las diferentes cargas a las que la tubería está expuesta definidas en el cuadro de la parte derecha de cada figura. Las cargas que se encuentran dentro de la curva de Von Mises (de color rojo) nos indica que serán soportadas por el límite de presión de la tubería, tanto por esfuerzo de estallido, compresión, colapso y axial.

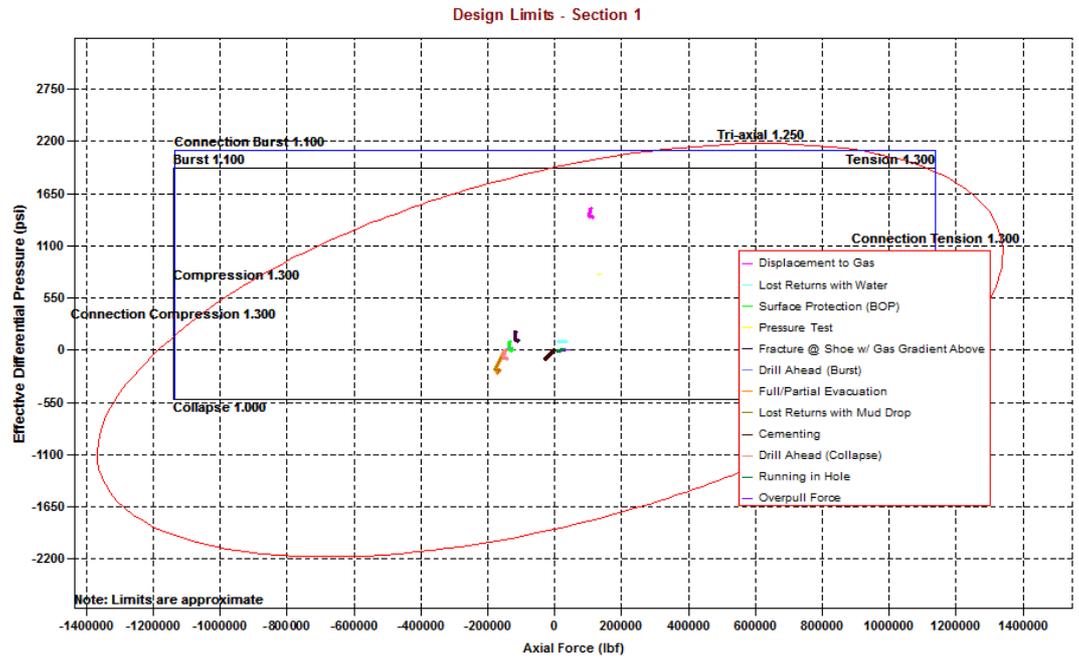


Figura 4.66 Curva de Von Mises en CSG de 20", simulación con StressCheck
 Elaborado por: Andrea Pérez

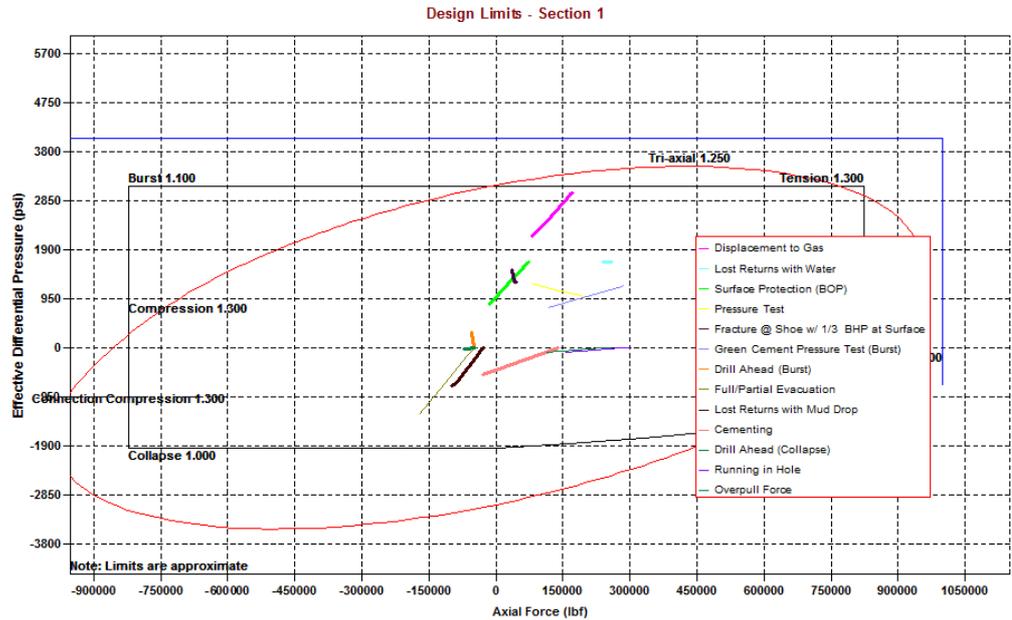


Figura 4.67 Curva de Von Mises en CSG de 13 3/8", simulación con StressCheck
 Elaborado por: Andrea Pérez

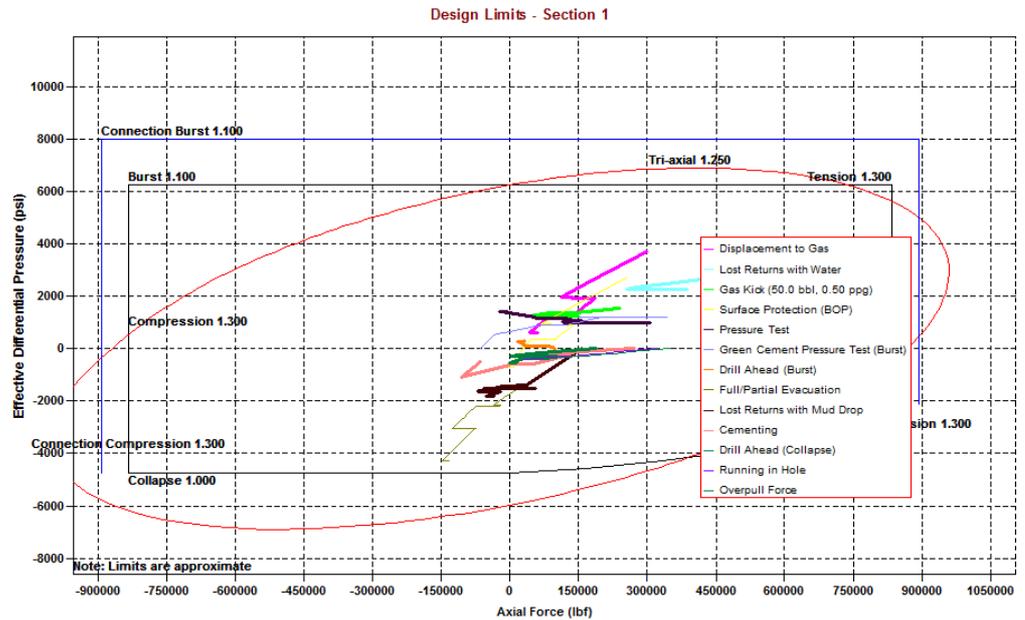


Figura 4.68 Curva de Von Mises en CSG de 9 5/8", simulación con StressCheck
 Elaborado por: Andrea Pérez

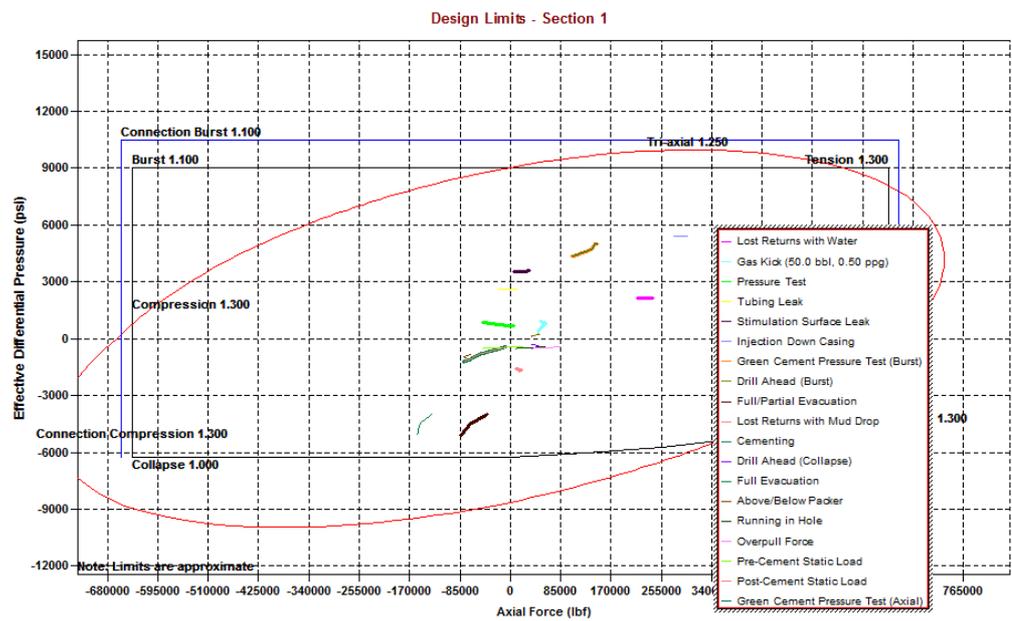


Figura 4.69 Curva de Von Mises en liner de 7", simulación con StressCheck
 Elaborado por: Andrea Pérez

4.3.3 Selección de puntos de revestimiento mediante la aplicación CasingSeat.

Para la ejecución de esta aplicación CasingSeat se ingresan los mismos valores requeridos en StressCheck, y ya que estas aplicaciones están conectadas entre sí la información requerida se obtendrá de los datos ya ingresados para la simulación en StressCheck.

La tabla 4.6 es el resultado de la simulación, mostrando los valores de los puntos de asentamiento que recomienda CasingSeat con sus topes de cemento correspondientes.

Casing Scheme - Base Case - 7" Casing to TD - #1b - 4				
	OD (in)	Hole Size (in)	Measured Depths (ft)	
			Hanger	Shoe
1	20"	26.000	36.2	200.0
2	13 3/8"	16.000	36.2	300.0
3	9 5/8"	12.250	36.2	4000.0
4	7"	8.500	36.2	10759.9
5				

Tabla 4.6 Puntos de asentamiento recomendados por CasingSeat

Elaborado por: Andrea Pérez

En la figura 4.70 se aprecia los puntos de asentamiento óptimos recomendados por la aplicación para las condiciones supuestas, comparándolos con las curvas de presión de poro y gradiente de fractura.

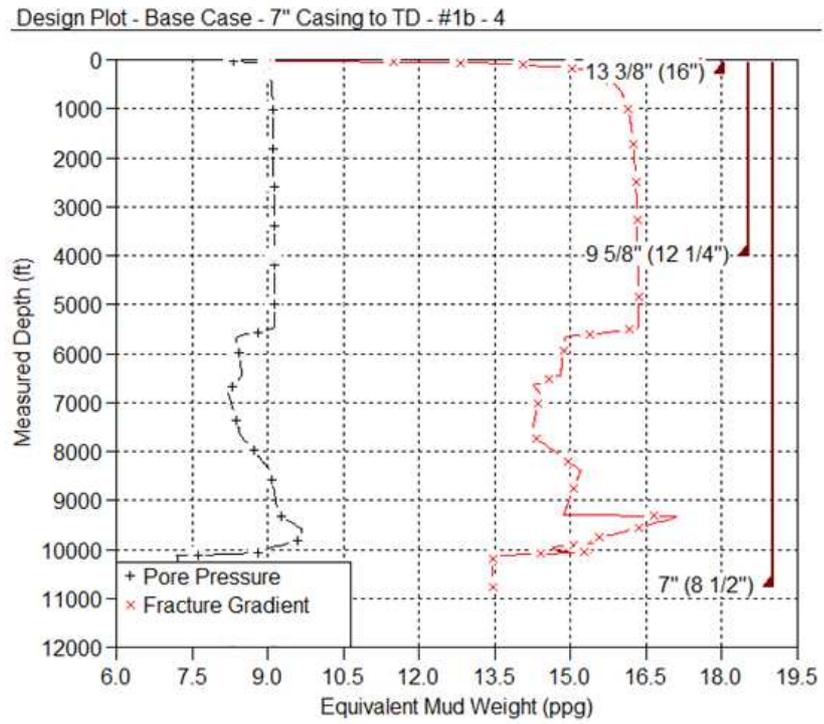


Figura 4.70 Gráfica de diseño, simulación con CasingSeat

Elaborado por: Andrea Pérez

CAPITULO 5

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 Conclusiones

Se escogió para cada sección las propiedades de las tuberías de tal manera que fuera la más económica y segura, obteniendo como resultado una combinación de tubería en la sección de de 13 3/8"; un casing conductor de peso 94 lb/ft y grado K-55 los primeros 300 ft, un casing superficial de 68 lb/ft y K-55 desde superficie hasta 2500 ft y desde 2500 ft hasta 4000 ft con 72 lb/ft y C-95, un casing intermedio de 47 lb/ft y grado N-80 hasta 8500 ft y un liner de producción de 26 lb/ft y grado P-110.

Las condiciones más críticas que se pueden presentar y ocasionar presión por estallido en el casing de 20", casing de 13 3/8" y casing de 9 5/8", es cuando se tenga un escenario de desplazamiento por gas y cuando sea necesario realizar una prueba de presión.

Para el liner de 7" las situaciones más críticas que pueden producir presión de carga por estallido es cuando se realice la prueba de presión para cemento fresco y en el caso de que se realice una inyección de fluidos, ya sea por una estimulación en el yacimiento o por un squeeze.

Las situaciones más delicadas que pueden ocasionar daño por colapso para el casing de 20" son las presiones que se generen por evacuación parcial o total de los fluidos dentro del revestidor y por pérdida de retornos con fluido de perforación por fracturamiento.

Las presiones que pueden ocasionar con mayor probabilidad colapso en el casing de 13 3/8" y 9 5/8" son las provocadas en un escenario por evacuación parcial o total de los fluidos dentro del revestidor, escenario latente durante toda la sección y también por pérdida de retornos con lodo en caso de un fracturamiento, con probabilidad de que se presente hasta los 1400 ft en la sección de 13 3/8" y hasta 2600 ft en la sección de 9 5/8".

La presión más crítica que puede dañar el liner de 7" por colapso es la generada por evacuación parcial y total de los fluidos dentro del revestidor.

La tubería de revestimiento de 20" cuenta con una presión de diseño máxima por estallido de 2100 psi y el diferencial de presión más alto por estallido que puede ocurrir en esa sección es de 1750 psi, ya considerado con el factor de diseño.

El casing de 13 3/8" puede soportar una presión de diseño por estallido de hasta 3500 psi los primeros 2500 ft y 6500 psi desde 2500 ft hasta 4000 ft; y el diferencial de presión más alto que puede originarse es de 3250 psi causando daño por estallido en la tubería. La razón por la que de 2500 ft a 4000 ft no se considera una tubería que soporte menos presión y por ende más económica es porque en el estudio por colapso la tubería no pasaría la prueba.

La presión máxima que la tubería de revestimiento de 9 5/8" puede soportar por estallido es de 6800 psi y el mayor diferencial de presión que puede existir en esta sección, causando daño en la

tubería por estallido, multiplicado por un factor de seguridad es de 4000 psi

La presión de diseño máxima del liner de 7" por estallido es de 10000 psi y el diferencial de presión más alto que se puede presentar y ocasionar daño por estallido en esta sección multiplicado por un factor de diseño es de 6000 psi.

La presión de diseño por colapso soportada por el casing de 20" es de 512 psi y el diferencial de presión más alto que puede existir, multiplicado por un factor de seguridad, es de 250 psi.

En la tubería de 13 3/8" la presión de diseño por colapso es de 1950 psi hasta 2500 ft y de 2800 psi de 2500 ft a 4000 ft, con las posibles máximas presiones de 1317 psi y 2100 psi respectivamente.

El casing de 9 5/8" soportará una presión de diseño máxima de 4800 psi, con un diferencial de presión por colapso de máximo 4800 psi.

Para el liner de 7" se considerará un diferencial de presión máximo de 5100 psi y con la presión de diseño de la tubería por colapso de 6200 psi.

Para un esquema mecánico convencional de un pozo en el campo Sacha se invierte en tuberías de revestimiento aproximadamente \$442,075, variando el punto de asentamiento del casing de 13 3/8" a un punto óptimo de 4000 ft disminuye su inversión a alrededor de \$403,775. Cambiando las características de las tuberías, seleccionando las más económicas pero seguras para cada sección y proponiendo una combinación de tuberías para la sección de 13 3/8" se puede lograr un diseño de esquema mecánico óptimo para un pozo en el campo Sacha con una inversión en tuberías de revestimiento de \$335,926, logrando un ahorro comparado con el esquema convencional de casi \$106,200.

De los 8 pozos seleccionados, el pozo con mayor tiempo no productivo por mal diseño de revestimientos, ocasionó pérdidas de \$370,000; que representa un 12% adicional del costo total de perforación de un pozo.

5.2 Recomendaciones

Utilizar casing conductor de 20" siempre en los pozos del campo Sacha, esto es por las altas probabilidades de encontrar acuíferos en las zonas someras, siendo susceptible a una fractura y pérdidas de fluido de perforación por esas zonas o que se origine un influjo, llegando incluso a no controlar esos problemas durante toda la perforación del pozo, teniendo tiempos no productivos y costos más altos en las operaciones.

Cementar casing conductor y superficial hasta superficie para así evitar complicaciones en las operaciones de perforación por influjos en caso de un fracturamiento en pozos del campo Sacha.

Garantizar de alguna manera la buena cementación de los revestidores para prevenir daños en la tubería por colapso.

Ubicar el punto de asentamiento del casing de 20" entre 300 y 350 ft, esto es para perforar con parámetros controlados hasta esa profundidad sin peligro de fracturar por trabajar con parámetros altos y de luego encontrar influjos por el rompimiento de la formación.

Seleccionar el punto de asentamiento del casing de 13 3/8 a 4000 ft, ya que específicamente en el campo Sacha se ha comprobado que la tasa de perforación disminuye y por lo tanto el tiempo de perforación aumenta si es colocado a una profundidad mayor.

Escoger un punto de asentamiento entre 8000 y 9000 ft para la sección de 12 1/4" que esté dentro de la formación Tena pero sin llegar al tope de la arenisca Basal Tena, ya que esta formación puede ocasionar cargas de colapso en el casing y conseguir pega en la sarta debido a su baja presión, además de que después de ese punto vienen las arenas productoras y el fluido de alta densidad necesario para la perforación desde Orteguzza hasta parte de Tena puede generar daño en estas arenas productoras, provocando baja cantidad de producción o nula.

BIBLIOGRAFÍA

Consulting, Halliburton. (2013). *Proyecto de Campo Sacha*. Quito.

Halliburton. (1996). *Casing Design Manual*.

Lopez, D. E. (2010). *Optimización de tiempos y costos con equipos de perforación operados por Petroproducción en el Campo Sacha*. Quito: Universidad Central del Ecuador.

PDVSA. (1998). *Procedimientos de diseño para tuberías de revestimientos y producción*. Caracas: PDVSA.

Ponce, A. A. (2010). *Aplicación de nueva tecnología mediante bombas multifásicas en el wellpad del pozo Sacha 192*. Quito: Universidad Central del Ecuador.

Río Napo. (2011). *Operaciones Río Napo CEM*. Consultado el 18 de marzo del 2013, en <http://rionapocem.com.ec>