

8

UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE MÉXICO



FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN
CIENCIAS DE LA TIERRA

TESIS

PERFORACIÓN DIRECCIONAL TIPO "S" CON
TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

PRESENTAN:

CORNELIO MAGOS MANRIQUE
HERNANDEZ DÍAZ DANIEL



Ing. Petrolero

2001



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

TESIS

PERFORACIÓN DIRECCIONAL TIPO "S" CON TUBERÍA DE
REVESTIMIENTO

TESIS PRESENTADA POR:

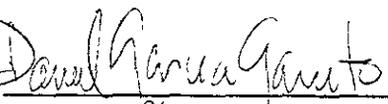
MANRIQUE CORNELIO MAGOS
DANIEL HERNÁNDEZ DÍAZ

DIRIGIDA POR:

M.I. JOSÉ MARTÍNEZ PEREZ

JURADO

Presidente: DR. DANIEL GARCÍA GAVITO



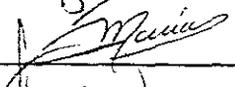
Vocal: M.I. JOSÉ MARTÍNEZ PEREZ



Secretario: ING. JOAQUIN MENDIOLA SÁNCHEZ



1ER. Suplente: ING. SALVADOR MACÍAS HERRERA



2DO. Suplente: M.I. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO





SECRETARÍA NACIONAL
DE EDUCACIÓN PÚBLICA
MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-I-1502

**SRS. DANIEL HERNANDEZ DIAZ
MANRIQUE CORNELIO MAGOS**

Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor M. I. José Martínez Pérez y que aprobó esta Dirección para que lo desarrollen ustedes como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

PERFORACION DIRECCIONAL TIPO "S" CON TUBERIA DE REVESTIMIENTO

- INTRODUCCION**
- I ANTECEDENTES**
- II CARACTERISTICAS GENERALES DE LAS TUBERIAS EMPLEADAS DURANTE LA PERFORACION**
- III INFORMACION GENERAL PARA LA PERFORACION CON TUBERIA DE REVESTIMIENTO**
- IV SELECCIÓN DE LAS TUBERIAS PARA LA PERFORACION CON TUBERIA DE REVESTIMIENTO**
- V APLICACIÓN DE DISEÑO DE PERFORACION CON TUBERIA DE REVESTIMIENTO**
- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**
- BIBLIOGRAFIA**

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo, les recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente

"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"

Cd. Universitaria, D. F., a 7 de noviembre de 2000

EL DIRECTOR


ING. GERARDO FERRANDO BRAVO

GFB*RLLR*gtg

R

Agradecimientos y Dedicatorias de
Manrique Cornelio Magos

AGRADECIMIENTOS

Dios:

Por permitirme llegar a este momento tan importante en mi vida y de esta manera compartirlo con mis seres queridos.

mis Padres:

Por darme la herencia más grande del mundo y que no tiene precio, que ha sido un estudio. Por darme la dicha de vivir y enseñarme el valor de la vida. Por confiar en mi, por su apoyo incondicional, por todos aquellos desvelos y preocupaciones. Por enseñarme a vivir y porque gracias a ustedes estoy aquí. GRACIAS DE TODO CORAZÓN.

mi Novia:

Por el apoyo incondicional que me diste durante el trayecto de mi carrera, por impulsarme a seguir adelante y alcanzar mis metas. Por todo el cariño y comprensión que me has brindado. Pero sobre todo por ser como eres. TE DOY MIL GRACIAS.

la Universidad Nacional Autónoma de México:

Por permitirme estudiar una carrera y darme la oportunidad de seguir adelante. A la Facultad de Ingeniería, por haberme forjado como profesionista.

el M.I. José Martínez Pérez:

Por creer en nosotros y por dirigirnos la Tesis.

DEDICATORIAS.

mis Padres:

Les dedico este trabajo de tesis como fruto de lo que cosecharon por muchos años. Por su esfuerzo y cariño que me han brindado durante estos años.

mi mamá Margarita Magos Muños:

Para ti con todo mi cariño y amor, en agradecimiento de lo mucho que me has dado y enseñado, valorando todos los sacrificios que tuviste que hacer para darme una educación y enseñarme el valor de la vida.

mi papá Manrique Cornelio Valencia:

Te la dedico con muchísimo cariño, valorando los esfuerzos que has hecho por mi, por haberme enseñado el camino correcto a lo largo de mi vida y por tu comprensión y cariño.

mi novia Alejandra Cabello Salas:

Te la dedico con todo mi cariño, por todos los momentos buenos y malos que hemos pasado juntos en estos últimos años. Sobre todo recordando todos los momentos felices que nunca se van a olvidar y quedarán siempre en nuestra memoria.

mis Amigos:

Los que estuvieron siempre conmigo apoyándome a lo largo de mi vida y que de alguna forma hicieron realidad este sueño.

Agradecimientos y Dedicatorias de
Daniel Hernández Díaz

AGRADECIMIENTOS Y DEDICATORIAS

Primeramente a Dios por permitirme llegar hasta aquí.

A mi padre Daniel Hernandez por sus consejos tan oportunos y su dedicación por mí; a mi madre Guillermina Díaz por sus cuidados y desvelos, a los dos por su grande amor.

A mis hermanos: Israel, Uziel y Zehidy por su ayuda y comprensión.

A todos mis profesores que sin ningún interés compartieron conmigo parte importante de ellos.

A mis amigos y compañeros que me han acompañado a lo largo de mi carrera.

A la Universidad Nacional Autónoma de México y en especial a la Facultad de Ingeniería por haberme formado y abrigado durante estos últimos años.

A todos aquellos que de alguna forma estuvieron a mi lado en las buenas y en las malas y que hemos logrado el final de una etapa en mi vida, a todos ellos, muchas gracias.

INDICE

Introducción	1
1. Antecedentes	4
1.1. Históricos	4
1.2. Innovación tecnológica	8
Figura 1.1 (Diseño Actual)	5
Figura 1.2 (Nuevo Diseño)	7
2. Características generales de las tuberías empleadas durante la perforación	12
2.1. Tubería de Perforación	12
2.1.1. Funciones principales	13
2.1.2. Clasificación de la Tubería	14
2.1.3. Rango	14
2.1.4. Tipo de Junta	15
2.1.5. Tubería Extrapesada	16
2.1.6. Lastrabarrenas	17
2.1.7. Estabilizadores	18
2.2. Tubería de Revestimiento	18
2.2.1. Funciones	18
2.2.2. Grado de la tubería	20
2.2.3. Juntas	20
2.2.4. Propiedades mecánicas	20
2.3. Tubería de Producción	21
2.3.1. Sarta de tubería de Producción	21
2.3.2. Grado del acero	22
2.3.3. Conexiones de la tubería de Producción	22
2.3.4. Conjunto de conexiones de la rosca API	25
2.3.5. Diseño de la sarta de tubería de producción	26
2.3.6. Propiedades físicas del acero	27

3. Información General para la Perforación con Tubería de Revestimiento	29
3.1. Selección y Colección de la Información	30
3.1.1. Pozos de Desarrollo	30
3.2. Predicción de Presión de Formación y Fractura	31
3.2.1. Conceptos Básicos usados durante la Perforación	32
3.2.2. Predicción de Presión de Formación	38
3.2.3. Predicción de Presión de Fractura	39
3.3. Selección de la Geometría y Trayectoria del Pozo	41
3.3.1. Procedimiento para Determinar el Asentamiento de TR	43
3.3.2. Selección de diámetro de TR y Barrenas para cada Intervalo	45
Figura 3.1 (Diagrama de Volumen de Control)	33
Figura 3.2 (Diagrama de Presión de Sobrecarga)	34
Figura 3.3 (Diagrama de Esfuerzo Matricial)	36
Figura 3.4 (Diagrama de Presión de Formación)	37
Figura 3.5 (Carta de Selección de Diámetros de TR y Barrenas)	47
4. Selección de las Tuberías para la Perforación con Tubería de Revestimiento	
4.1. Selección de la Tubería de Perforación	50
4.1.1. Diseño por Colapso	51
4.1.2. Diseño por Tensión	54
4.1.3. Diseño por Presión Interna	57
4.1.4. Procedimiento de Diseño de la Tubería de Perforación	58
4.2. Selección de la Tubería de Revestimiento	59
4.2.1. Diseño por Colapso	61
4.2.2. Diseño por Presión Interna	61
4.2.3. Diseño por Tensión	62
4.2.4. Tubería Conductora	65
4.2.5. Tubería Superficial	65
4.2.6. Tubería de Intermedia	66
4.2.7. Tubería de Explotación	66
4.2.8. Procedimiento General de Diseño de Sartas de Revestimiento	67
4.3. Selección de la Tubería de Producción	68
4.3.1. Criterios de diseño de la Tubería de Producción	68

4.3.2. Condiciones de Producción que afectan el Diseño de la Tubería de Producción	71
4.4. Análisis de Severidad de Pata de Perro	73
4.5. Análisis de Flexión	75
Figura 4.1 (Gráfica de Carga Máxima por Colapso)	53
Figura 4.2 (Gráfica de Diseño por Colapso)	53
Figura 4.3 (Gráfica de Carga Máxima por Tensión)	54
Figura 4.4 (Gráfica de Diseño por Tensión)	57
Figura 4.5 (Gráfica de Diseño por Presión Interna)	58
Figura 4.6 (Cambios de Longitud en tubería de Producción)	69
Figura 4.7 (Pandeo en tubería de Producción)	70
Figura 4.8 (Deformación debido a la Compresión y Tensión)	71
Figura 4.9 (Diagrama de Cuerpo Libre de la tubería sometida a Flexión)	75
5. Aplicación de Diseño de Perforación con Tubería de Revestimiento	80
5.1. Diseño como Tubería de Perforación	83
5.2. Diseño como Tubería de Revestimiento	97
5.3. Respaldo del Diseño Analítico	115
5.4. Análisis Económico	123
Figura 5.1 (Capacidad de Carga Triaxial Equivalente en el Tubo de $5\frac{1}{2}$)	121
Figura 5.2 (Capacidad de Carga Triaxial en la Conexión $5\frac{1}{2}$)	121
Figura 5.3 (Capacidad de Carga Triaxial Equivalente en el Tubo de $2\frac{7}{8}$)	122
Figura 5.4 (Capacidad de Carga Triaxial en la Conexión $2\frac{7}{8}$)	122
Conclusiones y Recomendaciones	126
Nomenclatura	129
Bibliografía	134

INTRODUCCIÓN

El objetivo de la tesis es dar a conocer las ventajas que ofrece el Perforar con Tubería de Revestimiento y su aplicación en México. Así como diseñar un pozo direccional utilizando las tuberías de revestimiento y producción como tuberías de perforación tomando como base la técnica desarrollada en México, apoyada en el concepto de pozo esbelto, esto como primer paso para reducir la geometría del pozo, el cual consiste en reducir el diámetro tanto del agujero como de las tuberías de revestimiento, esto aplicando la terminación conocida como "Tubing-less".

Las empresas petroleras hoy en día se preocupan mas por la permanencia en el mercado, por lo que dentro de sus principales objetivos es estar en la vanguardia en la Tecnología de perforación y así ser competitivos en los mercados nacionales e internacionales en el entendimiento de que toda la tecnología deberá ser encaminada a una reducción de costos de operación y por consiguiente en un aumento en la inversión de operaciones. Para este caso se detectó la técnica "Drillin With Casing" (Perforación Con Tubería De Revestimiento).

Este tipo de perforación fue patentado por la compañía Tesco Corp. en Canadá, la cual ha perforado pozos experimentales con esta tecnología, simultáneamente la empresa Baker Hugues desarrolló una tecnología similar cuya única diferencia es el tipo de barrena utilizada.

La técnica consta básicamente en eliminar la tubería de perforación y sustituirla por tubería de revestimiento. De acuerdo con perspectivas de las compañías que han incursionado en este método de perforación, se podrá lograr un ahorro en el costo hasta de un 35% en el tiempo total de perforación.

El primer pozo perforado fue a una profundidad de 3040 pies, en el cuál se perforó con tuberías de revestimiento de $9\frac{5}{8}$ ", 43.5 lb/pie, HD-511 a 130 pies $7\frac{5}{8}$ ", 26.4 lb/pie, HD-511/Butres a 565 pies, $5\frac{1}{2}$ ", 17 lb/pie HD-511/Butres.

En el presente trabajo se describe la técnica de perforación con tubería de revestimiento tal como se ha hecho en México, utilizando los equipos convencionales de perforación diseñando un pozo tipo "S" de acuerdo a la geometría actual de los pozos en la cuenca de Burgos, tomando el concepto de diámetro reducido, perforar con tubería de revestimiento y terminación tipo Tubing-Less.

En el presente trabajo, primeramente se hace mención de las características del sistema de perforación con tubería de revestimiento, así como del ensamble de fondo empleado para poder llevar a cabo este tipo de perforación. Se mencionan las innovaciones tecnológicas alcanzadas y sus beneficios, así como de los conceptos aplicados.

Posteriormente se dan a conocer las características generales requeridas de las tuberías para poder llevar a cabo una perforación con tubería de revestimiento. Estas características se establecen basándose en los esfuerzos a la cual se somete la tubería de revestimiento durante la etapa más crítica que es la perforación.

Para poder realizar un diseño de perforación con tubería de revestimiento, es necesario contar con información de alta calidad y aplicarla a campos petroleros con un alto desarrollo y conocer a la perfección las características de cada uno de los estratos a perforar, esto para evitar contratiempos durante la etapa de perforación, ya que se estará perforando con una tubería que de origen no fue diseñada para la perforación. Se menciona la información más importante con la que se debe contar para un diseño de perforación con tubería de revestimiento.

Con base a las características de las tuberías y de la información necesaria para la perforación con tubería de revestimiento, se presentan los esfuerzos y la magnitud a la cual la tubería se verá sometida en cada una de las etapas de perforación de un pozo. Una vez teniendo conocimiento de cada una de los parámetros que intervienen en la perforación con tubería de revestimiento, se podrá seleccionar la tubería que más se acerque a los requerimientos necesarios para un diseño.

CAPITULO 1

"ANTECEDENTES"

El proceso de perforación con tubería de revestimiento tiene como propósito principal el ofrecer una alternativa más en la perforación de pozos de gas y aceite, el cual permite tener un ahorro considerable en costos y tiempos de perforación. Este proceso presenta la posibilidad de reducir problemas típicos que se presentan durante la perforación convencional.

1.1. HISTÓRICOS

El pensamiento convencional indica que para perforar pozos de hasta 3000 m de profundidad es necesario utilizar tubería de perforación. Esta idea está cambiando poco a poco, ya que en los últimos años se han venido perforando pozos, donde en la última etapa de perforación se ha utilizado tubería de producción sustituyendo a la tubería de perforación. Desde 1996 se han perforado mas de 150 pozos en México con ésta técnica. La técnica consta en no utilizar la tubería de perforación en la última etapa y en su lugar emplear tubería de producción; ésta última se emplea como tubería de perforación, tubería de revestimiento y tubería de producción.

Esta técnica se ha aplicado exitosamente en la Cuenca de Burgos localizada en Reynosa Tamaulipas, México, en el cual se observaron las ventajas de reducir el diámetro del pozo y el de utilizar tubería de producción como tubería de perforación en la última etapa del pozo, lo que permite eliminar el uso, tanto de la tubería de perforación, como de empacador y tubería de revestimiento.

En los diseños de perforación actuales se utiliza en las dos primeras etapas tubería de perforación y solo en la última se emplea tubería de producción para perforar.

Actualmente se están perforando pozos en la Cuenca de Burgos en los cuales se emplean barrenas de $12\frac{1}{2}$ " , $8\frac{1}{2}$ " y $5\frac{7}{8}$ " , para introducir tuberías de revestimiento de $9\frac{5}{8}$ " , 7" y $3\frac{1}{2}$ " respectivamente, esta tubería de $3\frac{1}{2}$ " se utiliza para perforar la tercera etapa del pozo y posteriormente se cementa como tubería de explotación y así producir sin necesidad de empacador. A ésta técnica se le conoce como "Tubing-less", ó pozo sin tubería de producción. (figura 1)

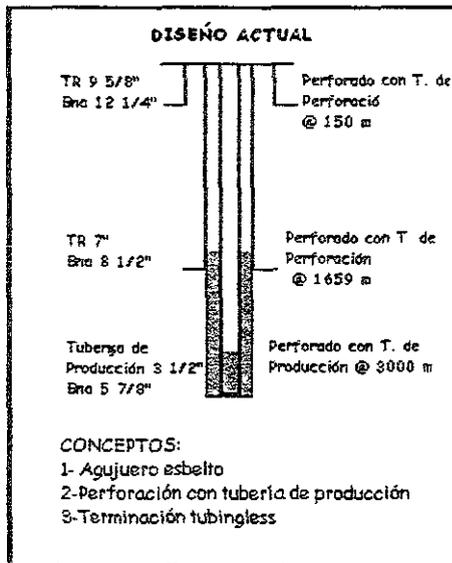


Figura 1.1

Recientemente en la Cuenca de Burgos se perforó el Pozo vertical Culebra 281. A éste se aplicó el concepto de perforar con tubería de revestimiento y reduciendo todavía mas los diámetros de las tuberías. En este pozo se combinaron los cuatro conceptos principales que se estarán manejando, que son: Perforar con tubería de revestimiento, Perforar con tubería de producción, Perforar pozos esbeltos y aplicar la técnica de terminación tipo "Tubing-less".

En el pozo Culebra 281 se utilizó tubería de revestimiento para perforar las dos primeras etapas. La tubería empleada fue TR 5¹/₂" , N-80, 17 lb/pie, la cual tiene la siguiente resistencia:

Presión de colapso	6 290 lb/pg2
Esfuerzo de cedencia en el cuerpo de la tubería	397 000 lb
Presión interna	7740 lb/pg2
Presión de prueba	7100 lb/pg2
Torque máximo	230 100 pie-lb
Eficiencia de compresión (%)	87
Eficiencia de tensión(%)	69.6

En este pozo se decidió reducir el diámetro de cada una de las etapas, en las cuales se emplearon barrenas de 12¹/₂" , 8¹/₂" y 4³/₄" , para introducir tuberías de revestimiento de 9⁵/₈" , 5¹/₂" y 2⁷/₈" respectivamente. Fig. 2.

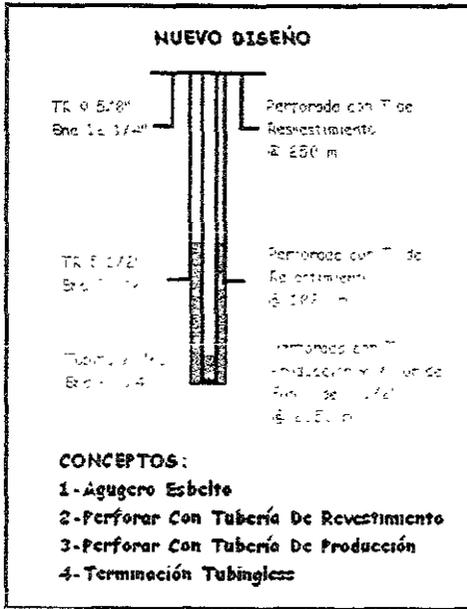


Figura 1.2

Durante la perforación se comprobó que los esfuerzos generados durante esta etapa se requieren un 70% de la capacidad tanto de la tubería como de las conexiones.

Todo lo anterior reduce considerablemente los costos en comparación a la perforación convencional ya que se ahorra el costo de la tubería de perforación, así como trabajos de inspección y mantenimiento de la misma.

Este concepto de perforar sin tubería de perforación (Drill-Pipe), ha venido desarrollándose durante los últimos años. La compañía TESCO CORP. desarrolló un sistema llamado Perforación Con Tubería de Revestimiento (Casing Drilling System, CDS). Este nuevo sistema consta de utilizar tubería de revestimiento para perforar todas las etapas de un pozo, mediante algunos cambios en el equipo de perforación y en el ensamble de fondo que es recuperable a través

de la propia tubería. Este tipo de perforación se ha aplicado en pozos de hasta 86 grados de inclinación con 8°/100 pie, de severidad de cambio de ángulo.

La empresa Baker Hughes Inteq. desarrolló en paralelo un sistema llamado "Revistiendo Mientras Se Perfora" (Casing While Drilling). Este sistema se utiliza en las etapas de perforación de un pozo en las cuales se tienen problemas de inestabilidad del agujero o de altas presiones de la formación y por esto es necesario el no sacar la tubería de perforación y evitar así problemas en el agujero. Baker Hughes ha utilizado este sistema en campos del Mar Del Norte.

1.2. INOVACIÓN TECNOLÓGICA

Sin lugar a duda la técnica de perforar sin utilizar tubería de perforación y en su lugar emplear tubería de revestimiento provee una alternativa más en la perforación de pozos de gas o aceite, esto debido a que se utiliza la tubería de revestimiento como tubería de perforación, posteriormente como tubería de revestimiento y finalmente la última tubería como aparejo de producción.

TÉCNICA DESARROLLADA POR TESCO CORP.

La técnica desarrollada por la compañía Tesco Corp (CDS) se ha aplicado en pozos desviados. Este sistema se caracteriza por utilizar un equipo especial y un ensamble de fondo adecuado al sistema. El sistema consta en la eliminación de la tubería de perforación y en su lugar es utilizada tubería de revestimiento y de producción la cual aporta la transmisión de la energía mecánica de la superficie a la barrena. El ensamble de fondo es recuperable mediante línea de acero a través de la propia tubería, esto elimina la necesidad de tener que sacar la tubería perforadora y causar daños al agujero debido al viaje, así como tener problemas de atrapamientos y obstrucciones en la corrida. Este ensamble de fondo consta de una barrena piloto y una barrena ampliadora la cual construirá un agujero de mayor diámetro necesario para el asentamiento de las tuberías.

En las etapas en las cuales se necesite desviar el pozo se requiere de motor de fondo, esto para evitar girar la tubería y evitar así fatigas en ella, un MWD (Measurement While Drilling) y un LWD (Logging While Drilling). En la parte superior del ensamble de fondo es localizada la zapata cementadora.

El equipo de perforación presenta modificaciones respecto a los equipos convencionales; los equipos tienen una corona dividida en dos, esto para el manejo de la tubería como de la línea de acero que se encargará de recuperar el ensamble de fondo; cuenta también con un "Top Drive" el cual proporcionara movimiento a la sarta de perforación cuando sea requerido, este "Top Drive" presenta un conducto en la parte central mediante el cual pasa la línea de acero que permitirá la recuperación del ensamble de fondo. Otra de las modificaciones importantes con las que se cuenta es un arreglo de preventores exclusivos para la línea de acero así como un panel de control para el manejo de dicha línea.

TÉCNICA ADOPTADA EN MEXICO

Todas las modificaciones necesarias para perforar aplicando la técnica propuesta por Tesco Corp. en el equipo, en la sarta de perforación y en las herramientas utilizadas, representan una inversión importante si se quisiera cambiar un equipo convencional, para tal caso en México se propuso perforar pozos con tubería de revestimiento como tubería de perforación sin realizar los ajustes en el equipo que resultan muy costosos.

Para esto se propone hacer cambios en la técnica desarrollada por Tesco Corp. realizando algunas variaciones sencillas las cuales son básicamente las siguientes:

- Que el ensamble de fondo no será recuperable mediante línea de acero, su recuperación se tendrá que hacer sacando toda la tubería, desensamblar la herramienta de fondo, instalar la zapata cementadora y volver a introducir la tubería para actividades de cementación.
- El equipo de perforación que se utilizará debe ser un equipo convencional el cual la única modificación que se deberá hacer

será el ajuste en los peines de la "changuera" para el manejo de los diámetros de la tubería de revestimiento que se manejará por lingadas de tres tuberías, y se requerirá de herramienta para el manejo de la tubería.

- El personal de piso deberá manejar la tubería de revestimiento tomando en cuenta que cualquier daño a la tubería podría poner en riesgo la operación.

Para poder llevar a cabo una operación con tubería de revestimiento se deben considerar aspectos importantes tanto de las formaciones a perforar como de la tubería y sus conexiones, las consideraciones más importantes serán:

- Se debe tener un amplio conocimiento de las presiones de formación, de fractura así como de posibles presiones anormales en cada una de las formaciones a perforar, esto para minimizar riesgos durante la etapa de perforación.
- Las tuberías y juntas que se utilizarán deberán de tener una alta capacidad estructural tal que resistan esfuerzos a la tensión, compresión, flexión, torsión y pandeo helicoidal además de esfuerzos de arrastre y fricción en la parte direccional del pozo. Esta resistencia se determinará mediante un análisis de esfuerzos triaxial. Se deberá tener mayor cuidado en la selección de la junta, ya que esta es más débil que el resto de la tubería.
- Se deberá evitar en lo mas mínimo la rotación de la tubería en superficie, esto para minimizar el desgaste de la tubería debido a esfuerzos de torsión y arrastre en el cuerpo de la tubería y en las conexiones.
- La tubería de producción y sus conexiones deben ser diseñadas aplicando un análisis de esfuerzos triaxiales a fin de escoger la tubería adecuada, ya que además de resistir esfuerzos de tensión, compresión y flexión, también debe de contar con una hermeticidad del 100% al colapso y a la presión interna aún bajo fuertes cargas axiales y de pandeo.

El incluir tres diferentes funciones de tres diferentes tuberías en una sola (Tubería de perforación, de revestimiento y de producción) se obtienen una

reducción de los costos de perforación de aproximadamente 30% respecto a la perforación convencional.

En conclusión los tres conceptos básicos que se manejarán en éste trabajo serán:

- El perforar con tubería de revestimiento y tubería de producción; esto nos proporciona un ahorro en la tubería de perforación y ahorros en tiempos de conexión, ya que la tubería se manejará en lingadas.
- El perforar agujeros esbeltos; Al cambiar la geometría del pozo utilizando diámetros de tubería menores, obtenemos un ahorro en el volumen de acero, en volumen de cemento, en volúmenes de lodo de perforación y volúmenes de arena en operaciones de fracturamiento hidráulico.
- Técnica de terminación sin tubería de producción (Tubing less); en esta técnica se utiliza la tubería de producción (T.P) como tubería de revestimiento de explotación y al mismo tiempo como tubería de producción sin necesidad de utilizar empacador.

CAPITULO 2

"CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LAS TUBERÍAS EMPLEADAS DURANTE LA PERFORACIÓN"

INTRODUCCIÓN

El proceso convencional de perforación de pozos de gas y aceite, requiere de la utilización de tubería de perforación y un ensamble de fondo en el cuál se incluye herramienta y tubería especial necesaria para transmitir la energía mecánica generada en la superficie al fondo el pozo. Otra de las funciones de la sarta de perforación es la de conducir los fluidos de perforación que permiten una limpieza del agujero y lubricación de la barrena.

En el diseño propuesto de perforar con tubería de revestimiento las funciones con las que contaba la tubería de perforación serán realizadas por la tubería de revestimiento, la cual cumplirá, ahora con ambas actividades: la de tubería de perforación y tubería de revestimiento.

Las características de cada una de las tuberías se mencionarán enseguida:

2.1. TUBERÍA DE PERFORACIÓN

La sarta de perforación consiste básicamente del aparejo de fondo, tubería extrapesada y tubería de perforación. El aparejo de fondo puede estar constituido entre otros componentes por los siguientes:

- Lastrabarrenas.
- Estabilizadores.

- Martillos.
- Amortiguadores de vibración.
- Motor de fondo o turbina.
- MWD.
- Barrena.

Tubería de Perforación.

La sección más larga de la sarta de perforación es la tubería de perforación. Existe tubería disponible en varios grados y pesos. El grado de la tubería determina el esfuerzo mínimo a la cedencia, este dato es importante porque determina la resistencia del tubo a la tensión, estallamiento y colapso.

2.1.1 Funciones.

La tubería de perforación sirve para varios propósitos generales incluyendo los siguientes:

- Proporciona un conducto al fluido del equipo a la barrena.
- Transmite el movimiento de rotación a la barrena.
- Permite aplicar peso a la barrena.
- Permite bajar y subir la barrena dentro del pozo.
- Proporciona cierta estabilidad al conjunto de fondo para minimizar la vibración.
- Permite realizar pruebas de presión a través de la tubería de perforación.
- Permite la evaluación de las formaciones cuando herramientas de registros no pueden correrse en agujero descubierto.
- Permite colocar las tuberías cortas.
- Se emplea para introducir herramientas de pesca.

2.1.2 Clasificación de la Tubería.

Dado que la tubería de perforación es diferente de otro tipo de tuberías utilizadas en los pozos, por el hecho de que trabajan en condiciones de desgaste, se utiliza el concepto de desgaste de tubería de perforación. Por lo tanto la clase de tubería indica el desgaste del tubo debido al uso. De acuerdo a la norma API 7G, las clasificaciones de tubería son:

- Nueva: Sin desgaste y nunca ha sido usada.
- Premium: desgaste uniforme y un mínimo de espesor de pared del 80% del original.
- Clase 2: Acepta con un mínimo de espesor de pared del 65% con todo el desgaste en un solo lado, de tal manera que el área de la sección transversal es la misma que la de la clase premium, es decir no más del 20% de reducción de pared uniforme.
- Clase 3: tubería con un espesor de pared mínimo del 55% con el desgaste en un solo lado.

2.1.3 Rango.

La tubería de perforación esta disponible en varios rangos la cual es una clasificación de la longitud para tuberías API en general:

RANGO	Longitud (pies)
1	18-22
2	27-30
3	38-40

2.1.4 Tipo de Juntas.

Las juntas de la tubería de perforación son conectores tipo tornillo que unen a los tramos individuales de la tubería. Existen varios tipos ampliamente utilizados:

- IEU (Internal-External Upset): el diámetro de la junta es mayor que el diámetro de la tubería de perforación y el diámetro interior es menor que el de la tubería.
- IF (Internal Flush): el diámetro interior de la junta es aproximadamente igual al de la tubería, el exterior es mayor.
- IU (Internal Upset): el diámetro interior de la junta es menor que el de la tubería. El diámetro exterior es aproximadamente el mismo que el de la tubería.

Una característica importante es que las juntas están diseñadas para trabajar a tensión. También existen juntas tratadas con un recubrimiento basándose en carburo de tungsteno, el cual minimiza el desgaste de la junta.

La tubería de perforación debe ser seleccionada sobre la base de un análisis de los esfuerzos críticos a los que se podría estar sujeta durante su vida operativa. Los factores que deben tomarse en consideración para un diseño adecuado son:

- Colapso.
- Tensión.
- Daño por cuñas.
- Severidad de las desviaciones bruscas o Severidad de pata de perro.
- Presión interna.

Las consideraciones de colapso y tensión se utilizan para seleccionar los pesos, grados y juntas de la tubería. El daño por cuñas afecta el diseño por tensión y la selección de la tubería. Un análisis de la severidad de pata de perro es para estudiar el daño por fatiga que resulta de rotación en un cambio brusco de ángulo. En general se requiere un tipo de tubería de mayor resistencia al colapso en la parte inferior de la sarta, mientras que en la parte superior se requerirá una mayor resistencia a la tensión.

2.1.5 Tubería de Perforación Extrapesada.

La tubería de perforación extrapesada tiene esencialmente el mismo diámetro exterior que la tubería de perforación convencional. Su diámetro interior es menor debido a que el espesor de pared es mayor y esto da un peso de 2 a 3 veces mayor que la tubería convencional. Esta tubería proporciona los siguientes beneficios:

- Reduce las fallas de tubería de perforación debidas a reducción abrupta de rigidez de sarta en la zona de lastrabarrenas.
- Incrementa significativamente el rendimiento y capacidad de profundidad de equipos chicos en áreas de perforación someras.
- Proporciona ahorros sustanciales en los costos de perforación direccional por sustituir parte de la longitud de lastrabarrenas, reduciendo el torque y decreciendo la tendencia al cambio de dirección.

Las juntas de esta tubería son más largas de los normal. Esta tubería tiene, además, menor contacto con la pared de pozo que, los lastrabarrenas reduciendo los riesgos de pegadura por presión diferencial.

2.1.6 Lastrabarrenas.

Los lastrabarrenas son los componentes predominantes del aparejo de fondo, algunas de las funciones de estos son:

- Proporcionar el peso sobre barrena.
- Proporcionar la resistencia necesaria para trabajar en compresión.
- Minimizar los problemas de estabilidad de la barrena como vibración.
- Minimizar los problemas de control direccional al proporcionar rigidez al conjunto de fondo.

Los lastrabarrenas están disponibles en varios diámetros y formas: redondos, cuadrados, triangulares y ranurados en espiral.

Las ventajas de los lastrabarrenas son:

- Se requiere menos lastrabarrenas para un cierto peso requerido.
- Se requieren menos conexiones de lastrabarrenas.
- Se requiere menos tiempo en el manejo durante el viaje.
- Los factores que afectan el comportamiento de la barrena favorecen la rigidez de los tramos.
- El daño por fatiga de las conexiones es menor con los lastrabarrenas que se ajustan más cercanamente al agujero.
- Se puede perforar agujeros más rectos.

2.1.7 Estabilizadores.

Este componente se emplea para proporcionar estabilidad al aparejo de fondo, dependiendo del número y posición de estabilizadores se tendrá un aparejo para disminuir, mantener o aumentar ángulo de desviación.

Los arreglos de aparejos más comunes son: sarta pendular y sarta empacada. El arreglo de sarta pendular, utiliza el peso de los lastrabarenas actuando sobre estabilizadores pivote para dirigir la barrena. El arreglo de sarta empacada invierte el proceso utilizando un número suficiente de estabilizadores espaciados muy cercanamente entre sí, para prevenir cualquier efecto de péndulo.

Se pueden utilizar diversos tipos de estabilizadores en el aparejo. Los más comunes incluyen:

- Estabilizadores de Aletas Rotatorias.
- Estabilizadores de Aletas No Rotatorias.
- Rimas.

2.2. TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

La tubería de revestimiento en los pozos es uno de los elementos más importantes, no sólo en el aspecto económico sino también en cuanto a sus funciones. Entre las principales funciones se puede mencionar las siguientes:

2.2.1 Funciones.

- Servir de base para instalar el equipo de control superficial del pozo (cabezales y preventores).
- Evitar los derrumbes de las paredes del pozo.

- Proporcionar al pozo un diámetro conocido que facilite la corrida de tuberías, accesorios, herramientas, etc.
- Evitar la contaminación de agua dulce de formaciones someras.
- Confinar la producción del intervalo productor.
- Impedir la contaminación proveniente de otras zonas atravesadas por el pozo.

Una vez que las tuberías de revestimiento se introducen en los pozos quedan sometidas a diferentes esfuerzos corriéndose el riesgo de deformarse y provocar problemas indeseables, ya sea durante la perforación o la vida productora del pozo.

La tubería de revestimiento es uno de los elementos más costosos en el pozo, por lo que debe diseñarse adecuadamente. En cuanto al diámetro interior debe existir una correcta planeación de las posibles herramientas a utilizar, es por ello que al seleccionar una tubería determinada debe conocerse el diámetro de trabajo (drift), para permitir el paso libre de herramientas, tales como las de pesca.

Un diseño apropiado de sarta de tuberías de revestimiento normalmente proporciona un número determinado de secciones de tubería con especificaciones diferentes. Es muy importante que estas secciones se corran en el pozo en el orden adecuado, de lo contrario es de esperarse alguna falla.

El diseño de las tuberías de revestimiento consiste de la selección del peso, grado, tipo de junta que soportan las cargas anticipadas de presión interna, presión externa (colapso) y tensión a las cuales estará sujeta la sarta de revestimiento. Los criterios empleados en el diseño de tuberías de revestimiento varían de compañía en compañía.

El Instituto Americano del Petróleo (API), ha estandarizado las tuberías de revestimiento de acuerdo a:

- Diámetro y Longitud.

- Grado.
- Peso por unidad de longitud.
- Juntas de Tuberías.
- Procedimiento para pruebas de control de calidad.

2.2.2 Grados de Tuberías.

Los grados de tubería del Instituto Americano del Petróleo (API) consisten desde la tubería H-40 hasta la tubería P-110, sin embargo existen grados no API hasta 180.

2.2.3 Juntas.

Las juntas reconocidas por la API son: La junta de rosca redonda, corta y larga, junta con rosca Buttres, y la junta integral de uso extremo. En forma similar en los grado no API existen juntas no API, entre las cuales se encuentran juntas Hydrill con sellos de metal, la junta Armco con sello candado y juntas Atlas-Bradford con sello de empaque. Las juntas no API tienen las características para emplearse en condiciones especiales.

2.2.4 Propiedades Mecánicas.

Las propiedades mecánicas relevantes en el diseño de tubería de revestimiento incluyen: resistencia a la tensión del cuerpo de la tubería, resistencia a la tensión de la junta, resistencia a la presión interna y resistencia a la presión externa (colapso)

- **Resistencia a la Tensión en el cuerpo de la Tubería:** esta es la resistencia que tiene la tubería para soportar tensión y es una función del espesor del cuerpo del tubo y del grado.

- **Resistencia a la Tensión de la Junta:** usualmente, la resistencia de la junta es mayor que la resistencia al cuerpo del tubo. La resistencia para cada tipo de junta esta tabulada.
- **Resistencia a la Presión Interna:** es la resistencia del tubo a la presión interna aplicada y depende del grado de tubería, del espesor de la tubería y del diámetro exterior o nominal.
- **Resistencia a la Presión Externa:** es la resistencia a la presión externa que tiene el tubo y es una función del grado de tubería, espesor y diámetro externo o nominal. A diferencia de la presión interna, la resistencia a la presión externa depende la estabilidad estructural de la tubería misma, es decir la relación de diámetro exterior a espesor de tubería. Por esta razón la resistencia de la presión externa de la tubería dependerá del modo de colapso. Los modos de colapso incluyen: elástico, plástico, transición y de cedencia.

2.3. TUBERÍA DE PRODUCCIÓN

2.3.1 Sarta de Tubería de Producción.

La selección adecuada del diseño e instalación de la sarta de la tubería de producción, es una parte crítica del Programa de Terminación. El tamaño de la tubería de producción debe ser tal que las operaciones tengan la adecuada eficiencia de trabajo, debe ser diseñada por las fallas generadas por las fuerzas de tensión, presión interna y externa, agentes corrosivos y debe ser instalada en una presión y tomando en cuenta las condiciones de daño.

El número de grado del acero y el tipo de conexiones de la tubería de producción deben ser desarrolladas de acuerdo a la profundidad final del pozo y a las nuevas técnicas de terminación.

2.3.2 Grado del Acero.

El API estandarizó el grado del acero para las tuberías de producción, las cuales son: H-40, J-55, C-75, L-80, N-80 y P-105.

El número de grado indica el esfuerzo mínimo de cedencia en 1000 lb/pg². El grado de la tubería nueva usualmente se identifica por bandas de colores pintados en el cuerpo del tubo, así para los grados de la tubería se tiene lo siguiente:

Grado	Color en la Banda
J-55	Verde
K-55	Dos verdes
C-75	Azul
L-80	Rojo con una banda café
N-80	Rojo
C-95	Café
P-105	Blanco

2.3.3 Conexiones de la Tubería de Producción.

El API estandariza las conexiones de los coples, se tienen disponibles dos tipos de conexiones estándar para los coples los cuales son los siguientes:

- La conexión EUE (External Upset) del API, es una rosca de 8 hilos por pulgada, donde la junta tiene el mayor esfuerzo en el cuerpo de la tubería. Para los servicios de presiones altas las conexiones EUE del API se tienen disponible los siguientes tamaños: $2\frac{7}{8}$ " , $2\frac{3}{8}$ " y $3\frac{1}{2}$ " teniendo una conexión más larga que

la tubería de revestimiento, donde la efectividad de la rosca es 50% más larga que la rosca estándar.

- La conexión UN (Non-Upset) del API, es una rosca de 10 vueltas, donde la junta tienen el menor esfuerzo en el cuerpo de la tubería.

Cuando es necesario el espacio libre, algunos coples API pueden ser doblados o plegados sin perder la fuerza en la junta, el espacio que se tiene en el anillo de la junta es usualmente marcado con una banda negra, en el centro del color de la banda se indica el grado del acero.

El espacio libre en el tipo de junta y la forma de rosca se han desarrollado para tuberías de producción. La conexión NU, la cual tiene el 100% de esfuerzo en la junta, como ejemplos están las conexiones tipo Butress y ARMCO. A continuación se muestran diferentes tipos de conexiones en las juntas:

Diámetro exterior del cople [pg]

Tipo de Rosca	Estándar	Espacio libre especial
2 3/8 [pg]		
API UN-10 vueltas	2.875	2.645
API EUE-8 vueltas	3.063	2.910
Tipo Butress	2.875	2.70
Sello cerrado ARMCO2	2.875	2.70
7/8 [pg]		
API UN-10 vueltas	3.50	3.167
API EUE-8 vueltas	3.688	3.460
Tipo Butress	3.50	3.220
Sello cerrado ARMCO	3.50	3.220

Conexiones de la Junta Integral.

Las distintas formas de rosca en la junta integral están disponibles en varios modelos los cuales proporcionan un espacio libre. Algunas de ellas son dobladas para proporcionar un gran espacio libre. Estas juntas cargan por lo regular un precio premium y son justificadas para condiciones especiales. Las conexiones API de las juntas integrales recientemente se han adoptado para diámetros pequeños de tubería de producción los cuales son: 1.315, 1.66, 1.91 y 2.063 [pg]

Conexiones Especiales.

Muchas de las conexiones especiales que existen para las tuberías de producción, rosca y cople y juntas integrales, ambas están disponibles para las necesidades que se presentan cuando existen altas presiones o agentes corrosivos.

Sello de la Conexión.

Durante el diseño de un pozo para formar el sello de las conexiones se debe de tomar en cuenta los requerimientos que se deben encontrar. Muchas conexiones usan un sello de tipo Metal-Metal, el cual requiere que se junten el cople y la superficie de la caja, ambas deben ser sometidas a esfuerzos, esto con el fin de estabilizar la presión en la conexión excedida debido ha la presión diferencial que sufren las conexiones.

Las conexiones de las juntas redondas están sujetas a distintos sellos Metal-Metal entre las partes del cople y la superficie de la caja. El pequeño espacio entre la cima y la base de la rosca deben unirse para llenarse con componentes sólidos de la rosca para transmitir la presión en la conexión adecuada desde una superficie de la rosca hasta la otra.

Las conexiones Butress y 8-Acme, son similares a las conexiones de rosca redonda API. Ambas conexiones se adecuan a la presión que se presenta en la conexión en la superficie de la rosca para ser estabilizada, los espacios deben

ser llenados con componentes sólidos de la rosca para transmitir las cargas de la conexión que cruzan los espacios vacíos.

Son llamadas conexión Metal-Metal, aquellas que tienen una superficie larga y lisa con un sello metal. Los sellos proporcionan una energía uniforme para la presión empleada. Las roscas tienen relativamente un espacio libre y largo y no actúa como sello. Los sellos ARMO LOCK tienen dos sellos en la rosca, uno sello Metal-Metal y/o anillo de teflón.

2.3.4 Conjunto de Conexiones de la Rosca API.

Las fuerzas inducidas en las conexiones durante las operaciones y servicios subsecuentes determinan el efecto de la conexión como un elemento de sello.

Condiciones Normales.

Con la experiencia de los trabajos y operaciones en campo, se ha comprobado que las conexiones de la rosca API, deben ser elaboradas tomando en cuenta características de la torsión recomendable, valores mínimos, máximos y óptimos que se muestran en las tablas API.

Con una buena limpieza en la rosca y una adecuada lubricación, estos puntos satisfacen las condiciones normales de operación.

Condiciones Críticas.

Cuando se requiere el máximo sello, la presencia de torsión no es una buena indicación en el esfuerzo de las conexiones, porque esos dependen de la fricción entre la superficie. Para la limpieza en la rosca, la fricción esta en función de las características de la lubricación de la rosca.

Un laboratorio desarrolló un programa de pruebas para una mejor aplicación cuando se tiene la tubería de producción bajo condiciones de torsión, este

programa tiene un criterio mínimo para manejar la torsión y diagnostica que la posición del sello debe de trabajar para condiciones de presiones altas. El programa de pruebas estableció ciertos valores para diferentes parámetros:

Referencia de torsión	Estimación del punto de contacto
Torsión mínima	Torsiones bajas necesitan sellos
Bajas velocidades	Debe de dar el menor número antes de alcanzar la torsión mínima o el sello de la conexión es considerado defectuoso
Mínimas revoluciones	Se requieren un número de vueltas con torsiones mínimas para obtener un buen sello
Máximas revoluciones	No debe de excederse este valor antes de alcanzar la mínima torsión o la conexión es considerada defectuosa

2.3.5 Diseño de la Sarta de la Tubería de Producción.

Para el diseño de la tubería de producción se emplea el mismo procedimiento que se sigue en la tubería de revestimiento, solo que en éste caso es deseable que el grado, peso y diámetro de la tubería sea uniforme, esto para facilitar la extracción de la tubería en operaciones de mantenimiento.

El peso uniforme de la sarta de tubería de producción está al alcance de la seguridad en el límite de tensión en el aire de la siguiente manera:

Profundidad asentamiento de la tensión en el aire [pie]

FACTOR DE SEGURIDAD

Grado	1.5	1.60	1.75
J-55	10,200	9,600	8,000
C-75	13,900	13,000	11,900
N-80	14,800	13,900	12,700
P-105	19,500	18,300	16,700

El factor de diseño de tensión comúnmente usado para las sartas de la tubería de producción es de 1.60.

El factor de diseño a colapso no puede ser menor que a 1.0, ya que esta basado sobre la presión diferencial que actualmente se esta usando.

La tubería de producción no puede estar sujeta a valores altos de presión interna, ya que esta presión es dividida por 1.3, a no ser que previamente se realicen pruebas de alta presión.

Altos Esfuerzos en la Tubería de Producción.

Los altos esfuerzos en la tubería de producción usualmente se consideran para esfuerzos de cedencia de 80,000 lb/pg2 (C-75, L-80, N-80, P-105) Los grados C-75, L-80 y N-80, son considerados ya que cuando se fabrican muchas veces los esfuerzos de cedencia exceden los 80,000 lb/pg2. Los esfuerzos en la tubería de producción, particularmente P-105 presentan problemas severos de ductilidad e incrementan la sensibilidad para los cortes agudos o grietas.

2.3.6 Propiedades Físicas del Acero.

Esfuerzos de cedencia y tensión.

Las pruebas de tensión proporcionan información básica para el diseño sobre las fuerzas de los materiales. Las pruebas están sujetas a especificaciones estándar para incrementar gradualmente las cargas. La relación de bajas cargas de elongación (rango de elasticidad) es directamente proporcional a las cargas aplicadas y a la deformación que no ocurre permanentemente. Los incrementos de carga, alcanzan su punto donde la elongación ocurre cuando no existe incremento de carga.

En el punto de cedencia, la carga es dividida por el área de la sección transversal del tubo, a esto se le conoce como el esfuerzo de cedencia, por otra parte el incremento en la carga causa una deformación permanente (rango de plasticidad) y finalmente el tipo de falla. Las cargas en el punto de falla determinan el esfuerzo de tensión o el esfuerzo último.

El valor numérico del esfuerzo de tensión debe ser usado con cuidado, se determina bajo muchos cuidados de las cargas uniaxiales, esto no puede relacionar estrechamente las diversas condiciones de los esfuerzos y los diversos ambientes encontrados en los esfuerzos.

Ductibilidad.

La ductibilidad es la habilidad que tiene el material de deformarse plásticamente sin fracturarse. Un material con una alta ductibilidad permitirá deformaciones largas en el rango de elasticidad antes de romperse. La ductibilidad se mide por porcentaje de elongación del tipo estándar y de acuerdo a las especificaciones API de elongación para cada grado de tubería.

CAPITULO 3

"INFORMACIÓN GENERAL PARA LA PERFORACIÓN CON TUBERÍA DE REVESTIMIENTO".

INTRODUCCIÓN

El diseño de la perforación de pozos es un proceso sistemático y ordenado. Este proceso requiere por conveniencia que algunos aspectos sean determinados antes que otros. Por ejemplo: la predicción de la presión de fracturamiento de la formación requiere que la presión de formación o poro sea determinada previamente.

Las etapas a seguir propuestas durante el diseño de pozos están bien identificadas y son las siguientes:

- Selección y colección de la información.
- Predicción de presión de formación y de fractura.
- Selección de la geometría y trayectoria del pozo.
- Programa de fluidos de perforación.
- Selección de barrenas.
- Programa de Cementación y diseño de tuberías de revestimiento.
- Diseño de sartas de perforación.
- Programa hidráulico.
- Selección del equipo.
- Estimación del tiempo de perforación.
- Estimación de costos.

Debido a que este proceso es general, se puede aplicar para el diseño de pozos someros, profundos y ultra profundos; productores de hidrocarburos, vapor, agua, etc. El único requerimiento consiste en aplicar la tecnología adecuada en

cada etapa dependiendo de las características del yacimiento, formaciones a perforar, fluido productor de interés, tipo de pozo, etc.

El diseño de perforación de pozos con tubería de revestimiento es muy similar a un diseño convencional de perforación, por lo cual se consideran todos los parámetros antes citados para su diseño. Una diferencia sobresaliente en el diseño de perforación con tubería de revestimiento, es que deben de considerarse los esfuerzos a que se somete la tubería de revestimiento mientras ésta se encuentra perforando.

3.1. SELECCIÓN Y COLECCIÓN DE LA INFORMACIÓN

Uno de los aspectos más importantes en el proceso de diseño de la perforación de un pozo, es el de determinar las características técnicas y problemas que se podrían encontrar durante la perforación del mismo. Esto se puede realizar mediante el análisis de la información generada en el campo.

La calidad y cantidad de información disponible depende del tipo de pozo prospecto a perforar.

3.1.1. Pozos de Desarrollo.

El objetivo de este trabajo es el perforar pozos en desarrollo, por lo cuál se deberá contar con la información generada durante la etapa de perforación de pozos anteriores al pozo prospecto (exploratorios y de desarrollo). Esta parte de la información se considera de mucha importancia, ya que el perforar pozos con tubería de revestimiento necesita de un gran conocimiento de las formaciones a perforar, esto para evitar posibles accidentes y contratiempos durante la perforación.

Selección de Pozos Vecinos.

Los pozos vecinos de correlación deberán de seleccionarse en tal forma que las características sean similares al pozo prospecto y sirvan para su diseño. Para esto se emplean mapas de contornos y localización.

Fuentes de Empleo de Información.

La información generada durante la exploración y explotación de un campo se puede agrupar en:

- Estudios geológicos y geofísicos.
- Reportes de barrenas.
- Reportes del fluido de perforación.
- Registros geofísicos.

Esta información se emplea principalmente para:

- Definir la litología a perforar.
- Detectar las zonas problemáticas tales como: pérdidas de circulación, brotes, inestabilidad mecánica y/o fisicoquímica de las formaciones, desviación de pozo, etc.
- Cuantificar las presiones anormales.
- Evaluar el empleo de barrenas.
- Evaluar el fluido de perforación.
- Predecir el tiempo y costos de perforación.
- Optimizar la perforación del pozo prospecto.

3.2. PREDICCIÓN DE PRESIÓN DE FORMACIÓN Y FRACTURA

La predicción adecuada de presiones de formación y fractura es la etapa más importante para poder realizar el diseño apropiado del pozo a perforar. De la cuantificación correcta de estas presiones dependerá la profundidad de

asentamiento de tuberías de revestimiento, programa de densidad del fluido de perforación, diseño de lechadas de cemento, y diseño de tuberías de revestimiento; es decir el diseño total del pozo. Además, el hecho de perforar el pozo hasta el objetivo planeado dependerá muchas veces de la cuantificación correcta de estas presiones.

Los problemas asociados con la predicción inadecuada de presiones de formación y fractura incluyen:

- Brotes y reventones.
- Pegadura por presión diferencial.
- Pérdidas de circulación.
- Inestabilidad del pozo.
- Costo y tiempo de perforación elevados.
- Pérdida del pozo.

El poder contar con un amplio conocimiento sobre la presión de formación y la presión de fractura, permitirá realizar un diseño adecuado de las tuberías, considerando que éstas se utilizarán para perforar y posteriormente se asentarán como tuberías de revestimiento, por lo que se deberá evitar en lo posible operaciones de alto riesgo durante la perforación.

3.2.1. Conceptos Básicos Usados Durante la Perforación.

Presión Hidrostática: es la presión ejercida por el peso de una columna de fluido bajo condiciones estáticas.

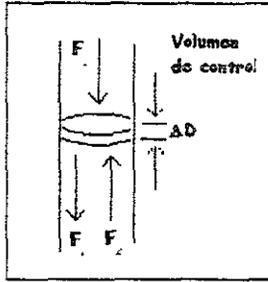


Diagrama de Cuerpo Libre

Figura 3.1

FUERZAS ACTUANDO:

$$F_1 = PA \text{ (cara superior) (3.1)}$$

$$F_2 = \left(P + \frac{dP}{dD} \Delta D \right) A \text{ (cara inferior) (3.2)}$$

$$F_3 = g\rho_L A \Delta D \text{ (peso de volumen de control) (3.3)}$$

CONDICIONES DE EQUILIBRIO:

$$\sum F = F_1 - F_2 + F_3 = 0 \text{ (3.4)}$$

$$\sum F = \frac{dP}{dD} + g\rho_L = 0 \text{ (3.5)}$$

$$\text{ó } \frac{dP}{dD} = g\rho_L \text{ (3.6)}$$

SEPARANDO VARIABLES E INTEGRANDO:

$$\int dP = g\rho_L \int dD \text{ (3.7)}$$

$$P = g\rho_L D + K \dots\dots (3.8)$$

EVALUANDO CONSTANTES DE INTEGRACIÓN:

$$P = 0 @ D = 0 \longrightarrow K = 0$$

$$P = g\rho_L D$$

EN UNIDADES DE CAMPO:

$$P \left(\frac{lb}{pg^2} \right) = 0.052 \rho_L \left(\frac{lb}{gal} \right) D (pies) \dots\dots (3.9)$$

Esfuerzo o Presión de Sobrecarga: es el esfuerzo generado por el peso de las formaciones y fluidos contenidos en ella.

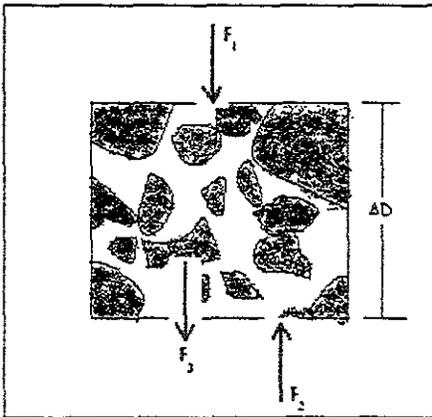


Figura 3.2

FUERZAS ACTIVANDO:

$$F_1 = \sigma_o A \dots\dots (3.10)$$

$$F_2 = \left(\sigma_o + \frac{d\sigma}{dD} \Delta D \right) A \dots\dots (3.11)$$

$$F_3 = g \rho_b A \Delta D \dots\dots (3.12)$$

$$\rho_b = \rho_g (1 - \Phi) + \rho_L \Phi \dots\dots (3.13)$$

CONDICIONES DE QUILIBRIO:

$$\sum F = 0 = F_1 - F_2 + F_3 = \frac{d\sigma_o}{dD} + g \rho_b \dots\dots (3.14)$$

SEPARANDO VARIABLES E INTEGRANDO:

$$\int d\sigma_o = g \int \rho_b dD = g \int [\rho_g (1 - \Phi) + \rho_L \Phi] dD \dots\dots (3.15)$$

$$y \quad \Phi = \Phi_o e^{-kD} \dots\dots (3.16)$$

$$\sigma_o = g \rho_g D - g \frac{\Phi_o (\rho_g - \rho_L)}{K} (1 - e^{-kD}) \dots\dots (3.17)$$

EN UNIDADES DE CAMPO:

$$\sigma_o = 0.052 \rho_g D - 0.052 \frac{\Phi_o (\rho_g - \rho_L)}{K} (1 - e^{-kD}) \dots\dots (3.18)$$

TAMBIEN:

$$\sigma_o = 0.052 \rho_w D_w + 0.052 \rho_g (D - D_w) - 0.052 \frac{\Phi_o (\rho_g - \rho_L)}{K} (1 - e^{-kD}) \dots\dots (3.19)$$

DONDE:

$$\sigma_o \approx 1.0 \left(\frac{\text{psi}}{\text{pie}} \right) \dots\dots (3.20)$$

Esfuerzo matricial: es la porción de la sobrecarga soportada por los granos o materiales sólidos de las rocas.

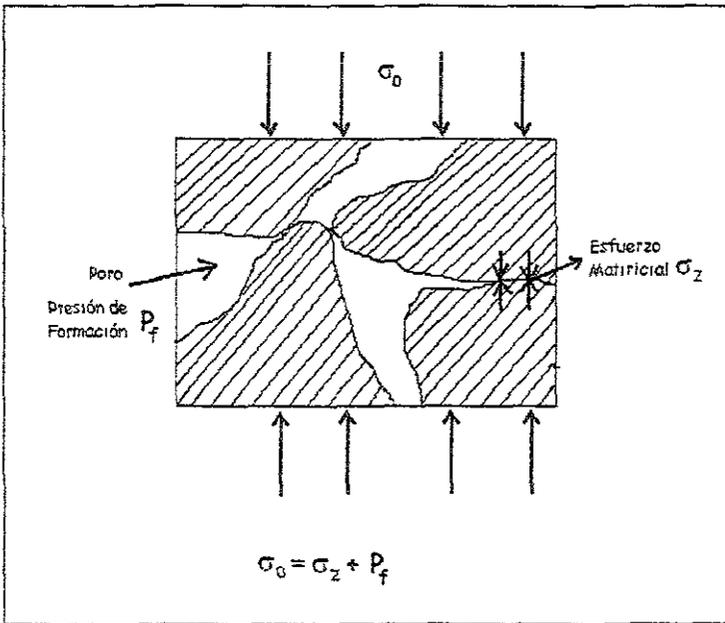


Figura 3.3

Presión de Formación: es la presión a la que se encuentra sometidos los fluidos que ocupan la sección porosa de la roca. La presión de formación puede ser normal, alta o baja.

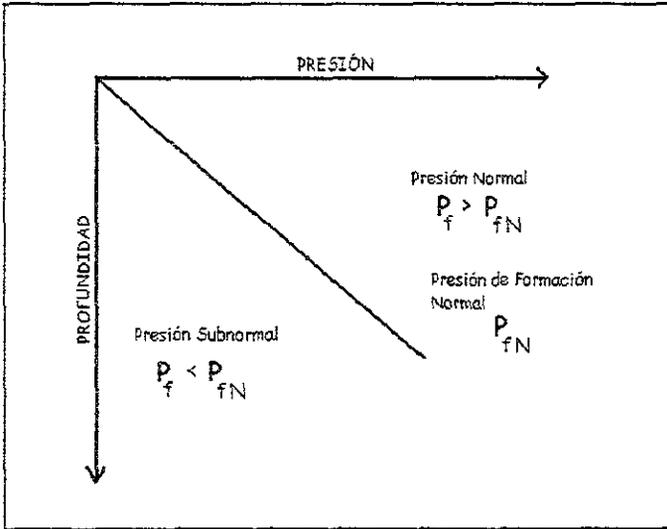


Figura 3.4

Gradiente $G = \frac{P}{D} = 0.052\rho_L \dots\dots (3.21)$

Densidad Equivalente $\rho_e = \frac{P}{0.052L} \dots\dots (3.22)$

3.2.2. Predicción de Presión de Formación.

Existen varios métodos de predicción de presión de formación disponibles, los cuales pueden ser agrupados en función de la fuente de información como sigue:

- Análisis de Datos Sísmicos.
- Correlación con pozos vecinos
- Evaluación a tiempo real.

La mayoría de los datos de predicción de presión de formación se basan en el hecho que conforme la profundidad aumenta, la porosidad de la formación disminuye; es decir, la compactación de la formación es mayor cuando la sobrecarga aumenta, por lo tanto, la disminución de porosidad en función de profundidad tendrá una tendencia característica o normal a las formaciones normalmente compactadas.

La sobrecarga a cualquier profundidad es balanceada por el esfuerzo matricial y la presión de formación. Las zonas de presión anormal son zonas subcompactadas debido a que la presión de formación reduce el esfuerzo matricial y por lo tanto aumenta la porosidad.

Evaluación Cualitativa.

Conforme la profundidad aumenta, el proceso de perforación es más difícil de realizarse debido al aumento de compactación de la formación, por lo tanto, el valor del exponente de perforación corregido (correlación de Eaton) aumenta con el incremento de profundidad en una zona de presión normal. La disminución del valor del exponente será un indicador de la presencia de zona de presión anormal, de hecho un indicador de zonas de presión anormal empleadas en el equipo de perforación es el aumento repentino del ritmo de perforación.

Evaluación Cuantitativa.

Existen varias correlaciones propuestas para evaluar la presión de formación, sin embargo, y en base a la experiencia en el empleo de estas, se recomienda utilizar las ecuaciones propuestas por Eaton junto con los valores de exponente que le corresponda.

Registros Geofísicos.

Los análisis de registros geofísicos son procedimientos comúnmente empleados para la estimación de presión de formación en pozos vecinos y el pozo que se está perforando. Una herramienta útil para la determinación de presiones de formación a tiempo real, es el LWD (Login While Drilling) el cual implementa una técnica de análisis de registros durante la perforación. Este tipo de herramientas especiales es de gran utilidad sobre todo para la perforación de pozos exploratorios.

3.2.3. Predicción de Presión de Fractura.

Presión de fracturamiento: es la presión a la cual la matriz de la roca es fracturada. La fractura se propaga perpendicularmente al plano en el que actúa el esfuerzo mínimo.

El valor de presión de fractura de una formación dada, es una función del esfuerzo de sobrecarga, presión de formación y relación entre los esfuerzos vertical y horizontal, las ecuaciones disponibles para el cálculo de la presión de fractura incluye estos parámetros básicamente. La presión será suficiente para separar o fracturar la roca cuando esta sea igual numéricamente al esfuerzo horizontal mínimo más el valor de presión de formación. La diferencia entre las ecuaciones utilizadas para determinar la presión de fractura consiste en la definición del esfuerzo horizontal mínimo.

Se han presentado diferentes correlaciones para estimar la presión de fractura de formación, entre los que se encuentran:

- Hubbert y Willis: en este método el esfuerzo horizontal mínimo es igual a un tercio del esfuerzo matricial.
- Mathews y Kelly: en este método se introduce un coeficiente de esfuerzo matricial con el cual se determina el valor del esfuerzo horizontal mínimo.
- Eaton: el esfuerzo horizontal mínimo para este método es una función de la relación de Poisson de la roca y este a su vez en función de la profundidad y sobrecarga. El método de Eaton y sus variantes son probablemente los más utilizados.

PRESIÓN DE FRACTURA:

$$P_{ff} = \sigma_{\min} + P_f \quad \dots (3.23)$$

HUBBERT Y WILLIS:

$$\sigma_{\min} = \frac{\sigma_z}{3}; \sigma_z = \sigma_o - P_f \quad \dots (3.24)$$

$$P_{ff} = \frac{\sigma_o + 2P_f}{3} \quad \dots (3.25)$$

MATHEWS Y KELLY:

$$\sigma_{\min} = F_o \sigma_z \quad \dots (3.26)$$

$$D_i = \frac{D - P_f}{0.535} \quad \dots (3.27)$$

$$P_{ff} = F_{\sigma} \sigma_z + P_f \quad \dots (3.28)$$

EATON:

$$\sigma_{min} = \frac{\mu}{1-\mu} \sigma_z \quad \dots (3.29)$$

$$P_{ff} = \frac{\mu}{1-\mu} \sigma_z + P_f \quad \dots (3.30)$$

Determinación Mediante Prueba de Campo.

Una operación comúnmente empleada para determinar la presión de fractura en el campo es la presión de goteo o admisión (Leak of Test). Durante esta prueba se bombea lentamente fluido de perforación al sistema cerrado, la presión de inyección es monitoreada y se determina la presión a la cual la formación empieza a aceptar fluido. Esta presión se considera como la presión máxima para evitar fracturamiento.

3.3. GEOMETRIA Y TRAYECTORIA DEL POZO.

Otras de las informaciones de importancia para el diseño de la perforación con tubería de revestimiento es el contar con datos precisos de la trayectoria del pozo y de las profundidades de asentamiento de las tuberías de revestimiento. El número de intervalos a perforar debido a las condiciones del pozo, las profundidades de asentamiento de las tuberías de revestimiento y los

diámetros de las tuberías de revestimiento y barrenas a emplear en cada intervalo, son datos de suma importancia para un correcto diseño.

El ingeniero de perforación debe de considerar en esta etapa las condiciones geológicas a perforar tales como los gradientes de presión de formación y fractura, posibles zonas problemáticas a perforar, e incluso regulaciones gubernamentales.

Esta etapa de diseño deberá considerarse con mayor detalle para pozos perforados con tubería de revestimiento debido a que el número de intervalos a perforar será menor que en la perforación convencional, ya que se estará aplicando el concepto de pozo esbelto, en el cual se reducirán diámetros tanto del agujero como de las tuberías de revestimiento.

Cada uno de estas tuberías tiene funciones específicas a cubrir y son las siguientes:

- Conductor: el propósito de esta tubería es el de aislar las formaciones superficiales poco consolidadas mediante la colocación de tuberías. La profundidad de este intervalo esta entre 100 y 300 pies dependiendo del área, la tubería se coloca en este intervalo no se diseña y pocas veces se cementa.
- Superficial: los propósitos de estas tuberías son importantes e incluyen los siguientes: aislar acuíferos superficiales para evitar contaminarlos, mantener el pozo integro para evitar derrumbes, minimizar zonas de pérdidas de circulación en formaciones someras, cubrir zonas débiles incompetentes para soportar las presiones causadas durante brotes, proporcionar un medio para poder colocar el sistema de preventores.
- Producción: esta tubería puede se coloca ligeramente arriba o a través de la zona productora dependiendo de la necesidad de la terminación del pozo. Los propósitos de este intervalo consisten en: aislar la zona productora de otras formaciones, proporcionar un

diámetro de trabajo conocido y proteger el equipo de producción a emplear.

3.3.1. Procedimiento para Determinar el asentamiento de Tuberías de Revestimiento.

Las profundidades de asentamiento del revestimiento están afectadas principalmente por las condiciones geológicas a perforar. En algunos casos, el primer criterio de selección es aislar zonas de pérdida de circulación severas, en otros casos, el criterio de selección consiste en aislar zonas de lutitas inestables o hidrófilas; La consideración para pozos someros es controlar las zonas de presión anormal y prevenir represiones en las formaciones débiles.

La selección de profundidades de asentamiento con el propósito de controlar adecuadamente las presiones de formación comienza con el conocimiento detallado de los gradientes de presión de formación y fractura a atravesar. Esta es generalmente disponible con un cierto grado de inexactitud debido a que el pozo no ha sido perforado; sin embargo estos valores pueden determinarse conforme la perforación progresa, por lo tanto, el programa de asentamiento tendrá que ser flexible para poder adecuar cambios inesperados en el programa.

Procedimiento Preliminar.

El primer paso de la selección de asentamiento de tuberías consiste en generar un gráfico de densidades equivalentes de presión de formación y fracturamiento en función de la profundidad. En este gráfico se debe de definir la profundidad y espesor de zonas problemáticas tales como: zonas severas de pérdida de circulación, zonas de lutitas inestables, zonas de sal y zonas de derrumbe con la finalidad de considerarlas en el programa final.

El segundo paso consiste en seleccionar para cada intervalo la densidad de lodo a emplear para controlar la presión de formación y simultáneamente evitar fracturar las formaciones.

Esta selección se realiza desde el fondo a la profundidad donde se tiene la densidad de formación mayor, el procedimiento es el siguiente:

- Del punto más profundo con el valor más alto de densidad de formación, se proyecta una línea vertical hasta interceptar la curva de densidad equivalente de fracturamiento. Este punto es la profundidad tentativa de una de los intervalos a perforar.
- Posteriormente, se proyecta una línea horizontal hasta interceptar la curva de densidad equivalente de formación.
- Se repiten los dos pasos anteriores hasta llegar a la superficie.

Corrección a las Profundidades de Asentamiento.

Una vez que la profundidad de asentamiento preliminar de revestimiento se ha realizado, estas profundidades se deben de corregir por posibles problemas relacionados con presión diferencial, brotes y zonas problemáticas.

Corrección por presión diferencial: problemas severos de entrapamiento de tubería se han encontrado durante la colación de esta si la presión diferencial es mayor que un límite preestablecido. La presión diferencial se define como la diferencia entre la presión hidrostática del fluido y la presión de formación a cierta profundidad, de no tenerse conocimiento previo se puede considerar que si esta diferencial de presión es mayor de 2,000 lb/pg² en zonas de presión normal ó 3,000 lb/pg² en zonas de presión anormal, se tendrán problemas de pegadura por presión diferencial. El asentamiento de las tuberías que se corrige por presión diferencial es la tubería intermedia.

Corrección por brotes: la presión diferencial manométrica en el pozo provocada por un brote hará que la densidad del fluido de perforación sea aparentemente mayor que la que realmente se tiene.

Corrección por zonas problemáticas: una vez que la profundidad de asentamiento de sargas de revestimiento se han corregido por presión diferencial y brotes, se checa el arreglo para determinar si además de cumplir con los tres criterios mencionados anteriormente, las zonas problemáticas

están aisladas adecuadamente. En el caso de que esto no sea así, se ajustarán de nuevo las profundidades de asentamiento hasta lograr un arreglo adecuado. Las principales zonas problemáticas son zonas de pérdida de circulación, lutitas inestables, inestabilidad de pozo y secciones de sal y otros minerales solubles en el lodo.

CORRECCIÓN AL ASENTAMIENTO DE TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO

PRESIÓN DIFERENCIAL: (TUBERÍA INTERMEDIA)

$$P_d = P - P_f \dots\dots (3.31)$$

BROTOS: (TUBERÍA SUPERFICIAL)

$$EMW = \left(\frac{D_r}{D_i} \right) (\Delta M) + OMW \dots\dots (3.32)$$

3.3.2. Selección de Diámetro de Tubería de Revestimiento y Barrenas para cada intervalo.

La geometría de pozo empleada debe de considerar las siguientes condiciones:

- Gastos de producción altos que requieran tuberías de producción de diámetro pequeño.
- Las condiciones de perforación requieren usualmente de tres intervalos.

La geometría del pozo debe de seleccionarse desde el fondo a la superficie, el diámetro de la tubería de producción la determinará el departamento de producción. Desde este punto hacia la superficie se tendrán que seleccionar

diámetros de revestimiento y barrenas para perforar el total de los intervalos programados.

Problemas Durante la Selección de Diámetros.

Los problemas durante la selección de diámetros están relacionados principalmente a la elección adecuada de diámetros de barrenas y diámetro interior de tuberías. A continuación se presentan ciertos lineamientos para llevar a cabo la selección adecuada de diámetros:

- El espacio anular agujero-tubería de revestimiento debe ser entre 0.375 a 0.5 pulgadas para evitar problemas de pérdidas circulación inducidas durante la cementación y colocación de la tubería de revestimiento.
- Por otro lado el espacio anular entre la tubería de perforación y espacio anular debe ser adecuado con la finalidad de poder transportar los recortes con la potencia hidráulica de superficie disponible.

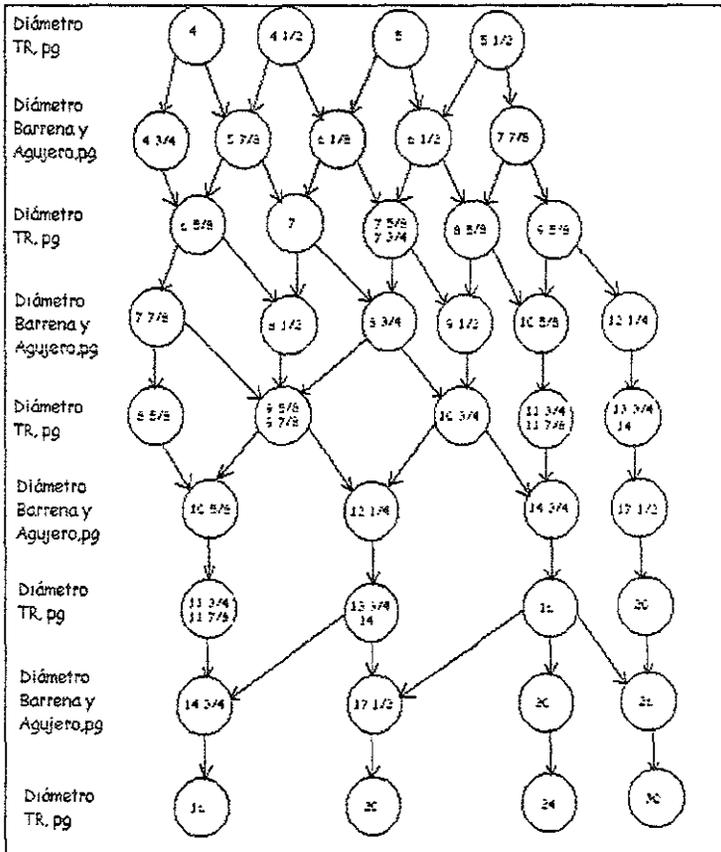


Figura 3.5

Selección de la Geometría de Pozos.

El procedimiento de selección de diámetro de barrenas y tuberías de revestimiento para pozos es el siguiente:

- En base a la carta de selección general determinar los diámetros de barrenas y revestimientos adecuados.

- Si el número de intervalos es mayor a aquellos contenidos en la carta de selección, se tendrán que ajustar combinaciones especiales, para esto siempre se deben de tomar en cuenta los siguientes parámetros:
 - Diámetro exterior de tubería de revestimiento y junta.
 - Diámetro de pozo en donde se colocará la tubería.
 - Diámetro de barrena que puede pasar por la tubería.

Las colocaciones para esta selección combinada son las siguientes:

- Seleccionar diámetro en base al diámetro de trabajo de barrena y el diámetro exterior de las juntas.
- Empleo de materiales de alta resistencia. (esta parte es importante ya que la tubería y la junta estarán sometidas a esfuerzos adicionales durante la etapa de perforación).
- Empleo de tuberías con diámetro de trabajo de barrena especial disponible por algunos fabricantes.
- Como último recurso, los fabricantes proporcionan un diámetro especial basado en el requerimiento de diámetro.

Los datos de trayectoria del pozo que se esperan durante la perforación deben de ser los mas cercanos posibles a la realidad, y evitar lo mas posible la fatiga de la tubería por flexión extrema y evitar las severidades de pata de perro, esto debido a que se estará trabajando con tubería que no fue diseñada para la perforación y las flexiones severas y arrastre durante la perforación causarán una fatiga excesiva la cual causará fallas en la parte de perforación. Esto se puede lograr conociendo con exactitud las características de los estratos que se pretenden perforar mediante correlaciones de pozos vecinos. Este tipo de fatiga y esfuerzos a la cual estará sometida la tubería en la parte direccional del pozo propuesto se estudiarán en el siguiente capítulo.

CAPITULO 4

"SELECCIÓN DE LAS TUBERÍAS PARA LA PERFORACIÓN CON TUBERÍA DE REVESTIMIENTO"

INTRODUCCIÓN:

Durante la etapa de diseño de un pozo la selección de tuberías juega un papel muy importante, ya que están sometidas a diferentes esfuerzos durante la perforación y en la etapa de revestimiento.

Los principales esfuerzos a los que se someten las diferentes tuberías empleadas durante el diseño de un pozo son principalmente tres: Presión de Colapso, Presión Interna y cargas axiales (tensión y compresión). Para perforar eficientemente con Tubería de Revestimiento, es necesario realizar el diseño como sarta de perforación y posteriormente como tubería de revestimiento.

Como ejemplo de aplicación se plantea presentar el diseño del pozo Peña Blanca 106-D, ubicado en la Cuenca de Burgos, Reynosa Tamaulipas. Para el diseño se toman los mismos datos de densidades y las profundidades de asentamiento de las tuberías.

La primera etapa se perforará utilizando tubería de revestimiento de 5¹/₂" con barrena de 12¹/₄" hasta una profundidad de 150 metros, asentando tubería de revestimiento de 9⁵/₈". En esta etapa se sustituirá la tubería de perforación como se había utilizado en los pozos anteriores y en su lugar se empleará tubería de revestimiento de 5¹/₂", N-80, 17 lb/pie HD-521. Para perforar la segunda etapa de 150 a 1793 metros, se utilizará tubería de revestimiento de 5¹/₂", N-80, 17 lb/pie, HD-521. empleando barrena de 8¹/₂". En esta etapa se realizará la desviación del pozo con un grado máximo de 33° de inclinación, para esto se empleará motor de fondo de 3¹/₂", asentando la misma tubería de 5¹/₂".

La tercera etapa de 1793 a 2743 metros, se diseñará para perforar con tubería de producción de $2\frac{7}{8}$ " y barrena de $4\frac{3}{4}$ ", empleando motor de fondo de $3\frac{1}{2}$ " y asentando la misma tubería de $2\frac{7}{8}$ " teniendo una terminación tipo "tubing less".

4.1. SELECCIÓN DE LA TUBERÍA DE PERFORACIÓN

La filosofía de diseño y selección de cualquier proceso, en especial de selección de tubería utilizada en la industria petrolera, es la de obtener el diseño que proporcione las mejores características técnicas al mejor costo posible. Este presenta también el concepto de optimización en ingeniería.

Por otro lado, la filosofía sobre las consideraciones de diseño son aquellas que representa las condiciones de carga máxima o de esfuerzos extremos a los que pueden estar sujetos los materiales a diseñar. Así, el criterio que sigue para el diseño de la tubería de perforación propuesto aquí es el de carga máxima.

La tubería de perforación se selecciona sobre la base de un análisis de esfuerzos críticos a los que podrían estar sujetas durante la vida operativa. Los factores que se deben de tomar en consideración para un diseño adecuado son:

- Colapso (presión externa).
- Tensión-compresión.
- Daño por cuñas.
- Severidad de las desviaciones bruscas o severidad de pata de perro (dogleg severity)
- Presión interna (estallamiento).

Las consideraciones de colapso y tensión se utilizan para seleccionar los pesos, grados y juntas de las tuberías. El daño por cuñas afecta el diseño por tensión y la selección de la tubería. Se realiza un análisis de severidad de la pata de perro para estudiar el daño por fatiga que resulta de la rotación en un cambio brusco de ángulo. En general se requiere un tipo de tubería de mayor

resistencia al colapso en la parte inferior de la sarta, mientras que para la parte superior se requiere una mayor resistencia a la tensión.

4.1.1. Diseño por Colapso.

La tubería de perforación se utiliza para varios propósitos entre ellos, para conducir el fluido de perforación desde la superficie hasta la barrena, para proporcionar movimiento de rotación a la barrena y realizar diversas operaciones especiales, entre otras. Algunas de esas operaciones incluyen trabajos de cementación forzada y pruebas de formación "DST" (Drill Stem Testing)

Siguiendo el criterio de carga máxima para selección de tuberías de perforación, se tiene que la carga máxima de presión externa o de colapso se presenta durante las llamadas pruebas de formación DST.

Prueba de formación DST.

La prueba de formación es una operación rutinaria para evaluar la productividad y los fluidos producidos de un intervalo de formación. Los procedimientos operativos para realizarla causan cargas severas de colapso sobre la tubería. Parte del procedimiento en cuestión es el siguiente:

- Colocar un empacador en el extremo inferior de la sarta de perforación (sin aparejo de fondo).
- Colocar una válvula (cerrada) en el extremo, para evitar el llenado de la sarta.
- Meter TP (tubería de producción) a la profundidad de interés (profundidad de prueba).
- Una vez anclado el empacador, abrir la válvula de control y permitir la entrada de fluidos de la formación a la TP.
- Realizar prueba de productividad y/o evaluar fluidos de la formación.

- Después de realizar la prueba, cerrar la válvula de control y abrir puerto de circulación del espacio anular.
- Circular inverso el fluido de perforación.

La condición más severa ocurre cuando la sarta se encuentra vacía o casi vacía y llega al fondo del pozo. La carga del fluido en el espacio anular tiende a colapsar la tubería (figura 4.1) Esta carga se representa en una grafica de profundidad contra presión como línea de carga máxima por colapso. El fluido que resiste en el interior de la TP, llamado fluido de respaldo, es esencialmente aire y se considera de peso despreciable. La carga resultante sobre la TP es la diferencia entre la línea de carga y la línea de respaldo.

Posteriormente, la línea resultante se multiplica por un factor de diseño para obtener la línea de diseño a partir de la cual ya se pueden seleccionar los pesos y grados de la tubería. El factor de diseño por colapso para la tubería de perforación es comúnmente de 1.3. (figura 4.2)

El siguiente paso es seleccionar la tubería que satisfaga los requerimientos de presión de colapso. La selección del tipo de tubería dependerá ahora de:

- La clase de la tubería.
- El peso de la tubería.
- Las longitudes mínimas aceptadas de cada sección.
- Los grados mínimos de las tuberías.

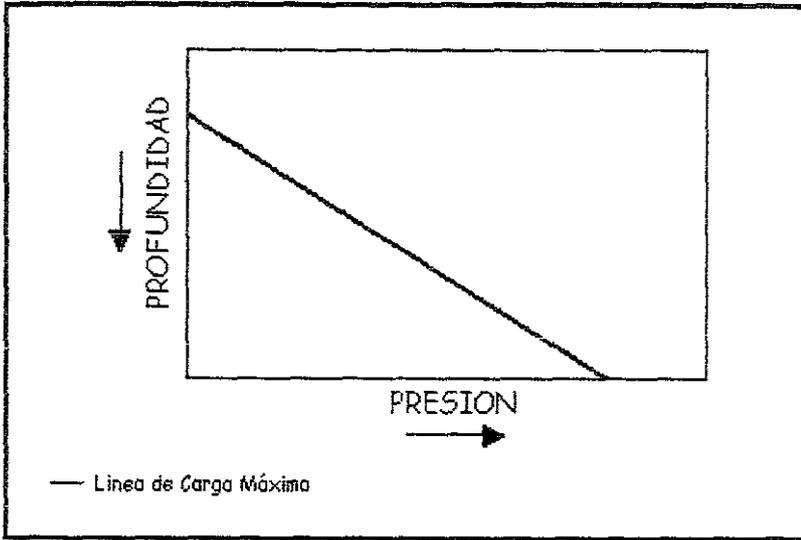


Figura 4.1

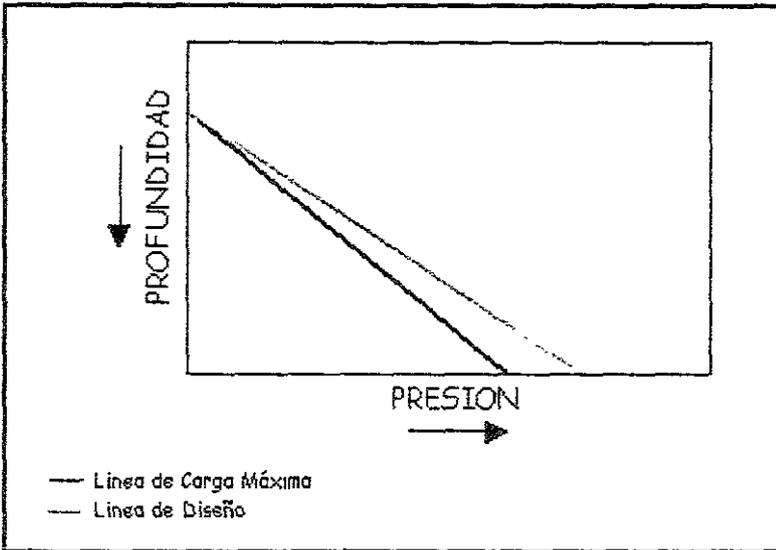


Figura 4.2

4.1.2. Diseño por Tensión.

La carga por tensión se puede evaluar después de que se han determinado los pesos, grados y longitudes de las secciones, a partir del diseño por colapso. Se debe incluir el efecto de flotación, para fines de evaluar los efectos biaxiales. Puesto que la sarta se diseña con el concepto de carga máxima, es importante incluir el efecto de la tensión. (Figura 4.3)

La línea de diseño por tensión se obtiene a partir de tres consideraciones de diseño: (figura 4.4)

- Margen para jalar (margen de jalón)
- Factor de diseño.
- Daño por cuñas.

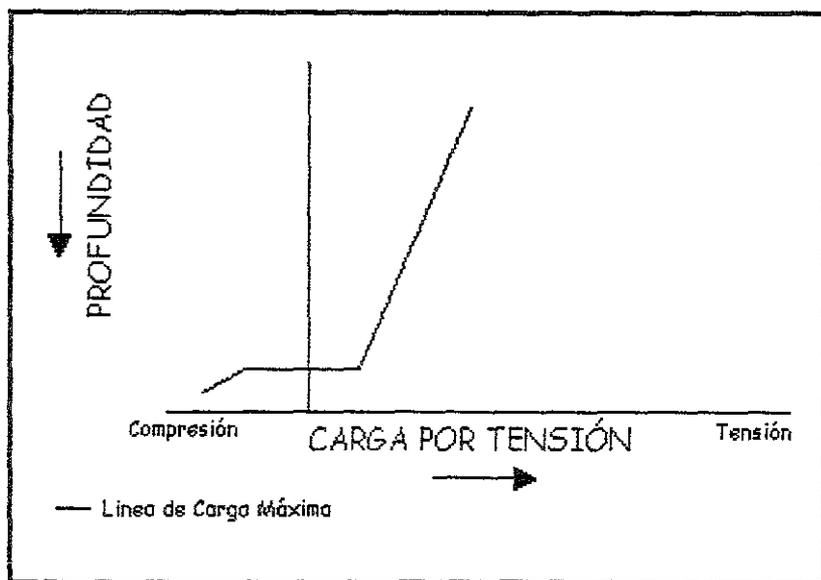


Figura 4.3

Margen para jalar.

EL margen para jalar es un valor de tensión que se reserva el ingeniero de perforación para asegurar que se puede jalar la tubería en caso de alguna pegadura. Los valores usuales recomendables de margen para jalar van de 50,000 a 100,000 [lb]

Factor de diseño.

El rango del factor de diseño por tensión varia de 1.1 a 1.5, aunque el valor de 1.3 es el comúnmente usado. El propósito principal del factor de diseño es el de asegurar un diseño sobrado de la tubería para minimizar el problema de desprendimiento de la tubería en la parte superficial, cuando esta se encuentre totalmente cargada. En resumen, se selecciona para tomar en cuenta las cargas por aceleración de la tubería, las cuales ocurren al colocar las cuñas.

Daño por cuñas.

La máxima carga permisible por tensión también debe diseñarse para prevenirle daño por cuñas. En un análisis del problema, Reinhold, Spini y Vreeland propusieron una ecuación para calcular la relación entre el esfuerzo tangencial (σ_H) causado por la acción de las cuñas y el esfuerzo de tensión de la tubería (σ_T), resultado de la carga de la tubería colgada en las cuñas.

$$\frac{\sigma_H}{\sigma_T} = \left[1 + \frac{DK}{2L_S} + \left(\frac{DK}{2L_S} \right)^2 \right]^{1/2} \dots\dots (4.1)$$

La línea de diseño a la tensión se puede construir con la ecuación (4.1)

$$T_S = T_L \left[\frac{\sigma_H}{\sigma_L} \right] \dots\dots (4.2)$$

La tubería que se seleccionó previamente por colapso se puede evaluar por tensión. Para tubería de perforación, la carga por tensión en la tubería no debe

excederse el 90% de la resistencia de cedencia para evitar deformación permanente.

Es decir:

$$T_a \leq 0.9T_y \dots\dots (4.3)$$

A continuación, se actualiza el diseño considerado anteriormente por colapso, con las consideraciones nuevas por tensión. En el caso en el que el diseño por colapso sea inadecuado, se deben utilizar pesos y grados mayores. Generalmente, se deben actualizar los grados en vez de los pesos. En el caso en el que se actualicen los pesos, se debe hacer una modificación por tensión.

La selección de las juntas debe realizarse en base a las resistencias a la tensión y a los claros radiales.

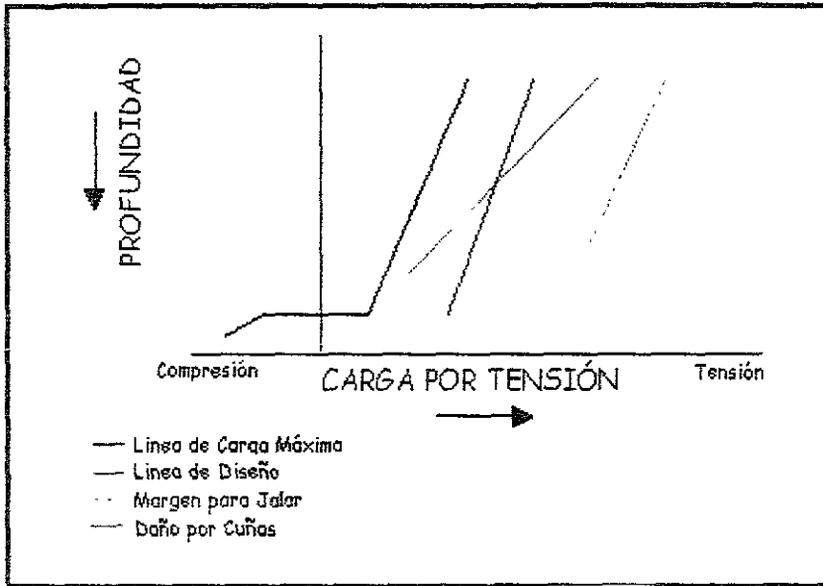


Figura 4.4

4.1.3. Diseño por Presión Interna.

A diferencia del diseño de las tuberías de revestimiento y producción, para el caso de las tuberías de perforación, la presión interna siempre es un factor decisivo.

La razón es que la línea de carga y de respaldo dependen de la densidad del fluido de perforación dentro y fuera de la TP. En la mayoría de los casos, ambas densidades son la misma. Así, la línea de carga por presión interna depende de la presión superficial. En resumen, en la mayoría de las circunstancias, tales como la de control de brotes o cementación forzada, la presión de respaldo aplicada al espacio anular es la que resiste a la presión interna. (Figura 4.5)

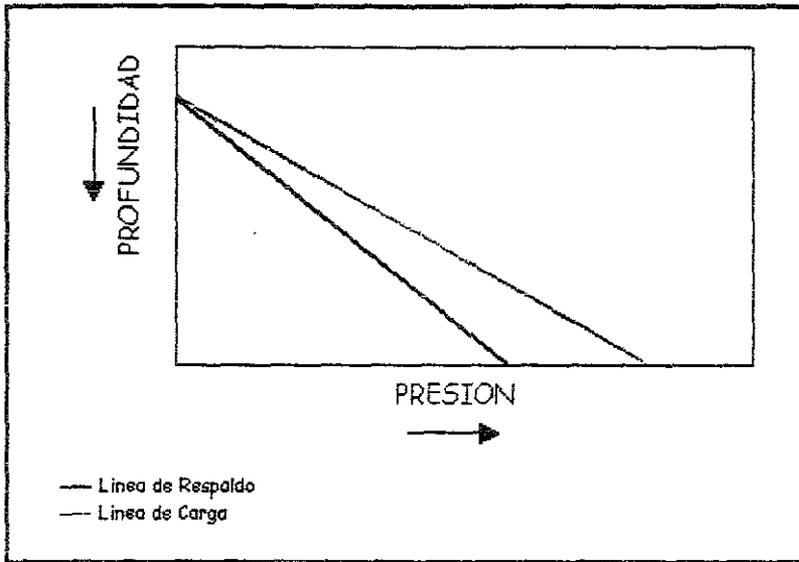


Figura 4.5

4.1.4. Procedimiento de Diseño de la Tubería de Perforación.

Los pasos a seguir para el diseño de la tubería de perforación son los siguientes:

1. Construir la línea de carga por colapso, la máxima carga por colapso se encuentra en el fondo de la TP.
2. La línea de diseño se obtiene multiplicando la línea de carga por el factor de diseño.
3. Seleccionar del catálogo de tuberías el grado y el peso que cumpla los requerimientos por presión de colapso.
4. Construir la línea de carga y diseño para presión interna.

5. Realizar el diseño por tensión.
 - 5.1 Calcular la fuerza en el fondo de los lastrabarrenas, empleando el Método de Área.
 - 5.2 Calcular la fuerza en la cima de los lastrabarrenas.
 - 5.3 Calcular el peso de los lastrabarrenas.
 - 5.4 Calcular el peso de la TP.
 - 5.5 Graficar el diseño por tensión con los valores obtenidos en los puntos anteriores.
6. Construir la línea de diseño por tensión multiplicando la línea de carga por el factor de diseño.
7. Construir la línea de diseño por margen para jalar. Se considera sólo la línea de carga.
8. Construir la línea de diseño para daño por cuñas tomando la línea de carga.
9. Finalmente verificar si la tubería seleccionada previamente por colapso y presión interna cumple con el diseño a tensión.

4.2. SELECCIÓN DE LAS TUBERIAS DE REVESTIMIENTO

El problema del ingeniero petrolero responsable del diseño de sartas de revestimiento es el seleccionar para un diámetro de tubería dado, la combinación de pesos, grados y tipos de juntas con los que se obtengan los menores costos y la mayor seguridad. En el desarrollo de éste capítulo se abordará dicho problema.

En éste trabajo se analizan los principales esfuerzos a los que se encuentra sometida una tubería de revestimiento.

Actualmente existen diferentes métodos para diseñar tuberías de revestimiento; éstos solo difieren en cuanto el proceso de cálculo debido a que aplican el mismo principio, salvo el procedimiento de diseño por "Carga Máxima".

El diseño de sartas de tuberías de revestimiento, es uno de los aspectos más importantes en el programa de perforación del pozo. En los pozos petroleros, dependiendo de la profundidad a la que se perfora y características de las formaciones que se atraviesan se utiliza uno o dos grados de tuberías de revestimiento. En los pozos someros usualmente se utiliza una tubería superficial y una de explotación,

Un diseño apropiado de sartas de tubería de revestimiento normalmente proporciona un número determinado de secciones de tuberías con especificaciones diferentes. Es indispensable conocer las fuerzas que intervienen al correr y colocar la T.R. en el pozo, para que de ésta manera se pueda seleccionar el tamaño, grado y peso adecuado.

Las tuberías de revestimiento son identificadas de acuerdo con cinco propiedades:

- Diámetro exterior
- Espesor de pared
- Grado de material
- Tipo de junta
- Rango de longitud

El diámetro exterior y el espesor de pared determinan una propiedad más, que es el peso unitario.

Las tuberías de revestimiento se encuentran sujetas a tres esfuerzos principales:

- Presión externa.
- Presión interna
- Carga longitudinal.

El problema de diseño de sartas de tuberías de revestimiento consiste en seleccionar las tuberías del peso y grado más económico, que puedan soportar sin falla los esfuerzos a los cuales estarán sujetas.

4.2.1. Diseño por Colapso.

La capacidad de la tubería de revestimiento para soportar presión externa sin experimentar falla alguna es llamada resistencia al colapso. La resistencia al colapso depende de:

- Las características del acero
- La tensión o compresión axial a que está sujeta la tubería.
- La relación existente entre el diámetro de la tubería y su espesor.

La condición mas severa, comúnmente usada para efectos de diseño, corresponde a una tubería vacía, con presión cero en la cabeza de la tubería de revestimiento y una columna de lodo en el espacio anular.

Cualquier presión en el interior de la tubería que se mantenga durante la vida del pozo, reducirá la presión de colapso en una cantidad equivalente a la diferencia entre la presión que ejerce el lodo en el espacio anular y la presión del interior de la tubería. En función del esfuerzo aplicado, la tubería puede sufrir diferentes tipos de deformación:

Deformación Elástica: Se trata de una deformación reversible, recobra su forma original.

Deformación Plástica: En este caso es irreversible, no recobra su forma original.

4.2.2. Diseño por Presión Interna.

Durante la entrada del fluido de la formación a la tubería de revestimiento, así como en operaciones tales como cementaciones forzadas y fracturamientos, la tubería de revestimiento está sujeta a presiones internas altas, es por ello necesario tomar en cuenta un factor de seguridad al llevar a cabo el diseño de sartas de tuberías de revestimiento.

El exceso de presión interna puede ocasionar ruptura y por ello, en ese momento se le denomina presión de ruptura. Convencionalmente la presión de ruptura para tuberías de acero es calculada a partir de la fórmula de Barlow.

$$P_b = \frac{2 * S * t}{d} \dots\dots (4.4)$$

La falla tiende a ocurrir cuando se aplica un esfuerzo excedente al esfuerzo de cedencia, resultando una deformación permanente en la tubería. Este tipo de falla sucede con un esfuerzo considerablemente inferior al que provoca la ruptura, es por ello propicio sustituir el esfuerzo de tensión del acero por el mínimo esfuerzo de cedencia (Y_m) en la fórmula de Barlow y considerar el mínimo espesor de pared permisible ($0.875 * t$), tomando en cuenta esto la fórmula de Barlow queda:

$$R_b = \frac{0.875 * 2 * Y_m * t}{d} \dots\dots (4.5)$$

$$R_t = \frac{1.75 * Y_m * t}{d} \dots\dots (4.6)$$

4.2.3. Diseño por Tensión-Compresión (Carga Longitudinal).

En cierto punto de la sarta de tuberías de revestimiento, el colapso deja de ser el factor de control importante en el diseño y la tensión ocupa ese lugar. El efecto de la tensión axial presenta dos aspectos; primero tiende a causar falla en la tubería de revestimiento por efecto de deformación longitudinal y segundo reduce la resistencia al colapso de la tubería de revestimiento.

Existen deferentes cargas de tensión que actúan sobre la tubería de revestimiento.

1. El propio peso de la tubería desde la conexión superficial, a este se debe restar el efecto de flotación por el líquido en el cual la sarta está sumergida. Como condición crítica se considera que la sarta está suspendida en el aire.
2. Las cargas de impacto ocasionadas durante la introducción de la sarta, provocan efectos que modifican la carga de tensión. El cálculo de estas cargas no es fácil ya que es una función de la velocidad y de la carga que se desliza.
3. Las cargas debidas a la fricción de la tubería con las paredes y el contorno del pozo.
4. Los cambios de temperatura después de cementar la tubería, aumentan el esfuerzo de tensión a razón de 207 lb/pg² por °F de caída de temperatura.
5. La elevada presión del fluido dentro de la tubería de revestimiento expande y reduce la longitud de la sección aumentando con esto la carga de tensión.
6. Cargas de pandeo o flexión de la tubería de revestimiento.

La mayoría de las situaciones mencionadas son difíciles de evaluar, es por ello que al efectuar el diseño se considera la situación más crítica, que es la tubería colgando libremente, seleccionando un factor de diseño elevado.

Al considerar un factor de diseño elevado se toman en cuenta los efectos como la curvatura, la fricción, el pandeo, etc. Si se quisieran conocer de manera independiente algunos de éstos efectos, los cálculos se complicarían, por ejemplo la tensión debida a la curvatura sería:

$$T_c = E_s * A_t \dots\dots (4.7)$$

Siendo:

$$E_s = 211\theta * d \dots\dots (4.8)$$

En la que A_t es el área de la sección transversal de la tubería sometida a la curvatura, θ es la desviación en °/100ft y d es el diámetro de la tubería en pulgadas, por lo que el esfuerzo está dado en [lb/pg²].

La resistencia al colapso, la presión interna y el esfuerzo de cedencia mínimo del cuerpo y junta, indica los máximos esfuerzos permitidos a los que la tubería de revestimiento puede estar sujeta sin falla.

Rara vez es deseable exponer cualquier material al máximo esfuerzo permisible, esto tiene vital importancia en las tuberías de revestimiento, dado que las propiedades físicas son determinadas en muestras de tuberías y las propiedades de cualquier tramo de tubería en particular pueden desviarse considerablemente del promedio estadístico y por lo tanto ocasionar fallas en ese tramo. Para tratar de evitar esto, se introduce el concepto de "factor de seguridad", el cual es la relación entre el máximo esfuerzo permisible y el esfuerzo real de trabajo.

Las secciones de diseño de tubería que se localizan a mayor profundidad se exponen a mayores presiones externas y menores cargas axiales. Contrariamente los tramos superficiales soportan mayores cargas axiales y menores presiones de colapso. En la actualidad existen varios procedimientos empleados para el diseño de tuberías de revestimiento, entre los cuales están:

- Método analítico.
- Método gráfico.
- Carga máxima.

Del procedimiento analítico existen variantes, una que emplea la ecuación de la elipse de esfuerzos biaxiales y la otra que utiliza una ecuación a la resistencia al colapso.

El método gráfico es también empleado, sin embargo se pueden cometer errores al efectuar el diseño por lo que su uso ha disminuido, su principal ventaja era el hecho de que de una manera rápida se obtenían los diseños.

El procedimiento que aplica el concepto de carga máxima, que actualmente es uno de los más usados, presenta ventajas que se estudiarán posteriormente.

Antes de estudiar uno de los procedimientos indicados enfocados al diseño de perforación con tubería de revestimiento, se presentaran las características de carga y los diferentes tipos de tuberías de revestimiento que se emplean.

4.2.4. Tubería Conductora.

No se consideran las cargas por presión interna, colapso y tensión en éste diseño. La carga mecánica causada por el propio peso, el soporte del preventor de brotes, etc., es difícil de cuantificar. Generalmente la tubería es seleccionada con un espesor de pared de 0.3 a 0.4 pg de grado mas económico posible.

4.2.5. Tubería Superficial.

Las cargas por presión interna, colapso y tensión deben ser consideradas. Las condiciones netas por presión interna que ocurren son:

1. Incremento del peso del lodo al continuar perforando debajo de la tubería superficial
2. Control de las operaciones del pozo donde intervenga la presión superficial. La condición más severa es la presencia de un brote (gas) y cierre de pozo, resultando la máxima presión en el fondo del pozo menos un gradiente de gas en superficie.
3. Cementaciones, pruebas y otras aplicaciones de presión. Esos valores son generalmente el resultado del diseño final, mas que factores de diseño. Una vez diseñada, es terminado el proceso de cementación para prevenir sobre presiones a la T.R. también los preventores y la presión de prueba de la T.R. son limitantes.

La presión de colapso sobre la tubería superficial, resulta principalmente de la presión hidrostática de la columna de lodo en el exterior de la T.R.

El diseño convencional por tensión para T.R. superficial es poco significativo. Las sargas superficiales son relativamente cortas y las cargas por tensión debidas al peso de la tubería flotando son pequeñas. Ya que en este trabajo se propone el perforar utilizando la T.R. como tubería de perforación, se deberá tomar en cuenta el peso combinado de toda la sarga mas el ensamble de fondo que deberá ser revisado contra el esfuerzo tensionante en la parte superior de la junta. Si el esfuerzo tensionante excede, se deberá cambiar algunas juntas o quizá se deberán combinar algunas tuberías.

4.2.6. Tubería Intermedia.

Son las más complejas para diseñar, tanto para presión interna, tensión y colapso deben considerarse. Se pueden suponer numerosas condiciones para generar cargas; tales como brotes, suaveo, altas densidades, etc. Se pueden diseñar anticipando condiciones y usando factores de seguridad adecuado.

Además se debe tomar en cuenta esfuerzos generados durante la perforación, ya que se propone perforar pozos desviados la cual la tubería se verá sometida a esfuerzos de flexión y arrastre. Para determinar la presión interna neta, se recomienda un respaldo igual al peso del lodo en el cual fue asentada la T.R. En casos donde existen zonas de pérdidas de circulación y sea dudoso que el espacio anular permanezca lleno, el diseñador puede suponer un respaldo a una profundidad arbitraria para compensar. Las condiciones son más manejables por los factores de seguridad, esto incrementará necesariamente el costo.

4.2.7. Tubería de Explotación.

El diseño de la tubería de explotación ocasiona la alteración del procedimiento de diseño, ya que los esfuerzos a que quedará sujeta éste tipo de tuberías difieren de los tipos antes mencionados. Ahora predomina la carga por presión interna que estará determinada por los diferentes fluidos usados en el pozo.

4.2.8. Procedimiento General de Diseño de Sartas de revestimiento.

1. Diseñar la tubería por máximas cargas de presión interna. Con los datos generados en este diseño se selecciona en forma preliminar la tubería con peso y grado que soporten las cargas por presión interna.
2. Se lleva a cabo el diseño por presión externa o colapso y se chequea si la tubería que se selecciono en el paso número uno es lo suficientemente resistente para controlar la presión o las cargas de presión externa. Si no es así, se selecciona nuevas tuberías.
3. Se lleva a cabo el diseño por tensión y se determina si las tuberías en el paso número dos pueden ser empleadas para soportar las cargas por tensión a las cargas que están sujetas. Así mismo, se selecciona el tipo de junta a emplear.
4. Si se requiere, se puede aplicar la optimización del diseño de tuberías de revestimiento en los pasos anteriores, seleccionado intervalos de tuberías de aproximadamente 1,000 pies de diferentes pesos y grados. Es decir, la selección de una sarta combinada tendrá menor costo que una sarta la cual emplea un solo grado de peso de tubería.
5. Se corrige la presión de colapso de las tuberías de revestimiento por el efecto a la tensión. Posteriormente, se determina la profundidad a la cual se puede colocar esta tubería bajo condiciones de presión de colapso corregidas.

El resultado de este procedimiento deberá de proporcionar el diseño óptimo de las tuberías de revestimiento para cada uno de los intervalos a perforar.

4.3 SELECCIÓN DE LA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN.

El diseño de la tubería de producción es una faceta importante en la planeación de un pozo. La tubería de producción es por la cual va a fluir el aceite y gas producidos que se mueven desde el yacimiento hasta la superficie. En resumen, los fluidos que se mueven en el interior de la tubería de producción requieren de un control de fluidos y presiones durante la estimulación o condiciones de restricción. Un diseño pobre de la tubería producción puede causar fallas las cuales necesitan de operaciones costosas para remediarlas.

4.3.1. Criterios de Diseño de la Tubería de Producción.

Los tres sistemas de tuberías (perforación, revestimiento y producción) de mayor uso en la perforación son diseñados con diferentes criterios. La tubería de revestimiento es diseñada para presión interna, colapso y tensión, sin embargo, la sarta de perforación es diseñada para colapso y tensión, tomando un papel importante la presión interna. Así mismo, la tubería de producción es diseñada con lineamientos completamente diferentes. Las fallas se originan por los diferentes resultados en un diseño pobre de la sarta.

Los esfuerzos son un factor que se controlan en el diseño de la tubería de producción. Los esfuerzos y las cargas de tensión son parámetros diferentes, que no se pueden confundir o medir en el diseño si no se han obtenido.

Los pozos sin empacador raramente se usan en áreas con presiones altas. Los casos comúnmente son sarta de tuberías de producción donde se maneja un fluido con una densidad equivalente dentro y fuera de la tubería.

La temperatura causa un impacto importante sobre los esfuerzos en la tubería. El enfriamiento normalmente causa que la tubería se contraiga y el calentamiento provoca en la tubería una elongación. Esto nos acarrea cambios de longitud de la tubería que normalmente es de 0.0000069 [pg] por pulgadas de tubería para cada grado Fahrenheit que cambie la temperatura.

La expansión o presión radial y el flujo de los fluidos, son términos de Lubinski, los cuales resultan de la presión interna y externa causando a la tubería un pandeo o expansión en el interior o exterior. La expansión causa cambios en la longitud total de la tubería. (Figura 4.6)

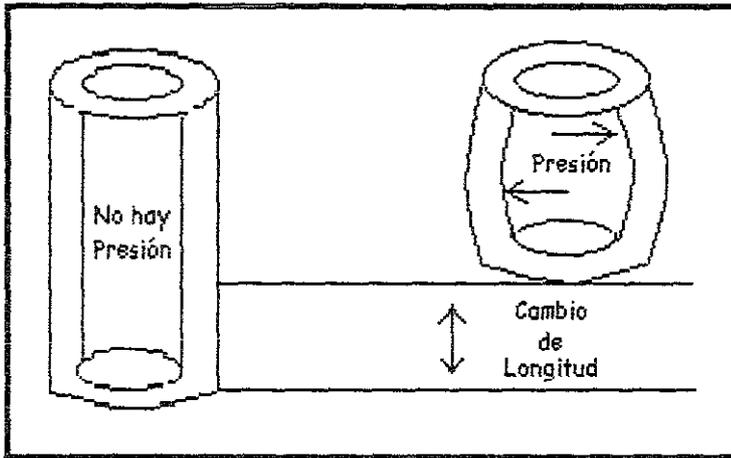


Figura 4.6

El pandeo es la causa de formarse espirales helicoidales en la sarta de la tubería de producción, (figura 4.7) La profundidad a la cual no se presenta el pandeo es llamado punto neutro de pandeo, este no debe confundirse con el punto neutro que se realiza en un análisis de tensión-compresión. Las fuerzas de pandeo y la geometría de la tubería de revestimiento y de producción causan pandeos severos.

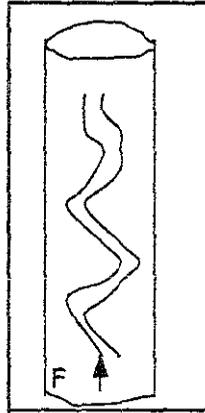


Figura 4.7

Las fuerzas de flexión resultan del pandeo, como la tubería es tensionada debido a la flexión, los esfuerzos cambian en la estructura de la pared de la tubería. Cuando las tuberías se tensionan, las paredes se alargan en el exterior y se acortan en el interior, por lo tanto los esfuerzos cambian por cada diferente caso. (Figura 4.8).

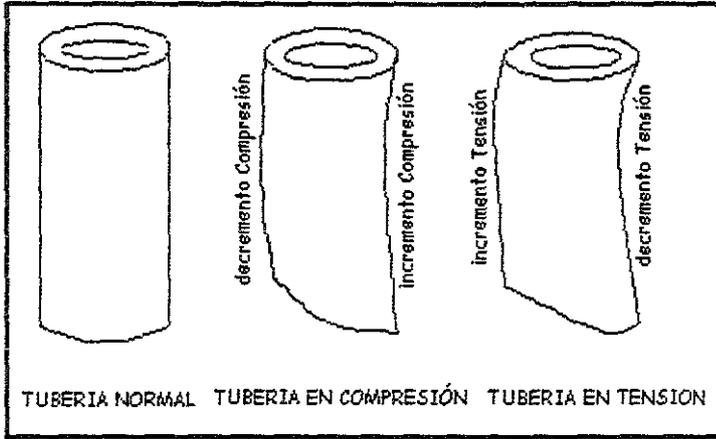


Figura 4.8

4.3.2. Condiciones de Producción que afectan el diseño de la Tubería de Producción.

El diseño de la tubería de producción puede ser evaluado por las condiciones de producción. En general, estas condiciones son las siguientes:

- Espacio exterior.
- Fluyendo.
- Estimulación.
- Agotamiento.

Las severas cargas que se presentan en los esfuerzos bajo las condiciones de operación de control afectan la selección de la tubería de producción.

La densidad del fluido se establece fácilmente por el aceite o el agua salada. Sin embargo la densidad del gas en términos de $[\text{lb}/\text{gal}]$, toma un valor que usualmente se encuentra en el rango de 1-2.5 $[\text{lb}/\text{gal}]$. Este valor puede ser

examinado si las condiciones de flujo cerrado son más grandes que otras condiciones de operación.

La presión de fricción que se presenta en la tubería puede ser difícil de estimar. Sin embargo, las fuerzas más grandes ocurren cuando la presión de fricción es cero.

Espacio Exterior: Las condiciones del espacio exterior ocurren cuando la tubería de producción es colocada como se desea en el árbol de producción. Las condiciones usuales son las siguientes:

1. La densidad del fluido es la misma para el anular como para la tubería de producción.
2. No existe presión en la cima de la tubería de producción y tampoco en la tubería de revestimiento.

La temperatura en el fondo de la tubería de producción es aproximadamente igual que la temperatura de formación.

Fluyendo: el aceite y el gas se mueven por el interior de la tubería de producción causando severos cambios en los esfuerzos por varias razones. La máxima presión en la tubería debe ser más grande que las condiciones del espacio afuera. En resumen, la tubería de producción incrementa la temperatura. Un método satisfactorio de comparar los cambios de temperatura es elevando el promedio de las cimas y temperatura de fondo bajo las condiciones de flujo.

Estimulación: estas condiciones son a menudo las más severas que la tubería de producción puede aguantar durante su tiempo de vida. Aunque estas condiciones pueden existir para un periodo relativamente corto, nosotros debemos incluirlos en las condiciones de diseño. Las condiciones típicas son:

1. Presiones altas en la tubería de producción y densidad del fluido.
2. Presión de cierre anular.
3. Efectos de enfriamiento debido a los fluidos bombeado desde la superficie hasta el fondo de la tubería de producción.

Los fluidos empleados durante estas condiciones incluyen cementantes y ácidos.

Agotamiento: las condiciones de agotamiento ocurren cuando las presiones de formación son reducidas para niveles producción no económicas. El agotamiento gusta de circunstancias que ocurren cuando la perforación es interrumpida o la tubería es bloqueada con arena u otros obstáculos. La presión en la tubería es baja o cero y las temperaturas son aproximadamente iguales a los valores originales del espacio afuera.

4.4. ANALISIS DE SEVERIDAD DE PATA DE PERRO

La falla más común de la tubería de perforación es la falla por fatiga. Generalmente ocurre en patas de perro o desviaciones severas, donde la TP (tubería de perforación) se somete a esfuerzos de pandeo cíclico. Estos esfuerzos ocurren debido a que la pared externa de la TP se contrae y expande cada 180° de rotación, creando grandes cargas por tensión y compresión. Por ejemplo, una tubería se puede someter a 50,000 lb/pg2 de esfuerzo de tensión y media vuelta después a 20,000 lb/pg2 de compresión y luego a 50,000 lb/pg2 de tensión media vuelta después.

El daño por rotación en patas de perro puede ser de grandes consecuencias si el ángulo de la severidad de la pata de perro es mayor de cierto valor crítico. En ángulos menores a este valor no habrá fatiga considerable.

La máxima severidad de la pata de perro para consideraciones de daño por fatiga se puede calcular con las siguientes ecuaciones:

$$c = \frac{432,000 * \sigma_b * \tanh(KL)}{\Pi * ED * KL} \dots\dots (4.9)$$

Y

$$K = \sqrt{\frac{T}{EI}} \dots\dots (4.10)$$

$$I = \frac{\Pi}{64} * (D^4 - d^4) \dots\dots (4.11)$$

El máximo esfuerzo permisible por pandeo (σ_b) se calcula a partir del esfuerzo por tensión flotado (σ_t) y depende del grado de la tubería. Las ecuaciones por esfuerzos de pandeo para tuberías de grado E-135 y S-135 son:

$$\sigma_b = 19,500 - \frac{10}{67} \sigma_t - \frac{0.6}{(670)^2} (\sigma_t - 33,500)^2 \dots\dots (4.12)$$

Y

$$\sigma_b = 20,000 \left(1 - \frac{\sigma_t}{145,000}\right) \dots\dots (4.13)$$

y son válidas para σ_t de más de 67,000 lb/pg2 y 133,400 lb/pg2, respectivamente. Para esto se toma como consideración que:

$$\sigma_t = \frac{\text{Peso de la tubería} - \text{Fuerza de flotación}}{\text{Área de la sección transversal de la tubería}}$$

4.5. ANALISIS DE FLEXIÓN

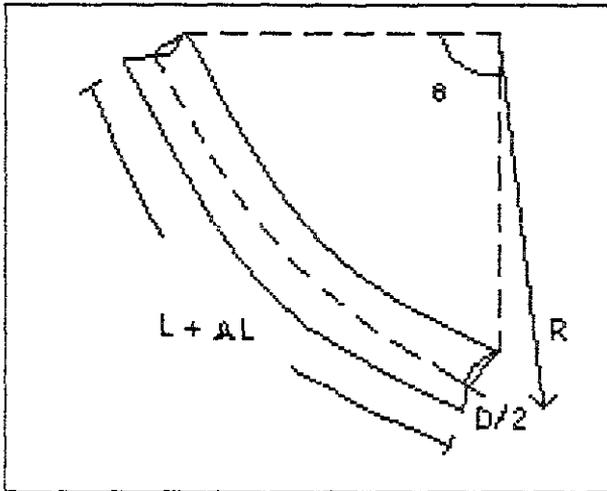


Figura 4.9

De las expresiones de esfuerzo:

$$E = \frac{\sigma}{\lambda} \dots\dots (4.14)$$

$$\lambda = \frac{\Delta L}{L} \dots\dots (4.15)$$

Por lo tanto:

$$\sigma = \frac{\Delta L}{L} E \dots\dots (4.16)$$

Si se sabe que:

$$L = \theta R \dots\dots (4.17)$$

Aplicando el concepto se tiene que:

$$L + \Delta L = \theta \left(R + \frac{D_e}{2} \right) \dots\dots (4.18)$$

sustituyendo (4.17) en (4.18)

$$\begin{aligned} \theta R + \Delta L &= \theta \left(R + \frac{D_e}{2} \right) \\ \theta R + \Delta L &= \theta R + \frac{\theta D_e}{2} \\ \Delta L &= \theta R + \frac{\theta D_e}{2} - \theta R \\ \Delta L &= \frac{\theta D_e}{2} \dots\dots (4.19) \end{aligned}$$

ahora sustituyendo (4.19) en (4.16)

$$\sigma = \frac{\theta D_e}{2} \left(\frac{E}{L} \right) \dots\dots (4.20)$$

Analizando las unidades de la ecuación (4.20), tenemos que:

$$(\text{psi}) = \left(\frac{\text{rad} \cdot \text{pie}}{1} \right) \left(\frac{\text{psi}}{\text{pie}} \right)$$

convirtiendo la ecuación en unidades prácticas, sabiendo que:

$$\text{grad} \rightarrow \text{rad} \frac{2\pi}{360} \quad (\text{para utilizar grados})$$

$$\text{longitud } L: \frac{1}{100 \text{ pie}}$$

$$E = 29 \times 10^6 \text{ lb/pg}^2$$

De pie a pulgadas: $1/12$ (para utilizar pulgadas)

Por lo tanto (E) y (L) son constantes C , tenemos que:

$$\sigma = C \theta D_e$$

$$C = \left(\frac{2\pi}{360} \right) \left(\frac{1}{100} \right) \left(\frac{29 \times 10^6}{2} \right) \left(\frac{1}{12} \right) = 210.89$$

$$C \approx 211$$

$$\sigma = 211 \theta D_e \dots\dots (4.21)$$

donde la ecuación (4.21) tiene las siguientes unidades:

Para poder utilizar la ecuación (4.21) para el diseño de tuberías tenemos que:

$$\sigma = 211 \theta D_e \dots\dots (4.21')$$

$$\sigma = 211 \theta D_e \dots\dots (4.22)$$

Donde la ecuación (4.22) es el Esfuerzo de cedencia o Resistencia de la tubería a la Flexión.

Ahora, si queremos saber cuanto resiste la tubería a la flexión tenemos que:

$$\theta = \frac{\sigma}{211 D_e} \dots\dots (4.23)$$

Ahora, si queremos saber cuanto resiste la conexión a la flexión tenemos que:

1. La flexión es función de la tensión y compresión.
Flexión = $f(\text{tensión, compresión})$
2. Eficiencia a tensión

$$E_{FFI} = \frac{A_{SC}}{A_{ST}} \dots\dots (4.24)$$

$$A_{ST} = \frac{\Pi}{4}(D_e^2 - D_i^2) \dots\dots (4.25)$$

3. Obtener la resistencia a la compresión de la conexión

- a) De tablas proporcionadas por el fabricante
- b) Relación entre compresión y tensión
Compresión = porcentaje de la tensión

4. Determinar la flexión.

El valor de la flexión, será el valor mínimo entre la tensión y compresión, por lo tanto, la resistencia de la conexión a la flexión será:

$$\theta_c = \frac{Fx\sigma}{211De} \dots\dots (4.26)$$

Análisis de Resistencia de: TR 5 ½", 17 lb/ft, N-80, conexión HD521

De especificación del fabricante (tablas):

"Para el cuerpo de la Tubería"

Presión de Colapso = 6290 lb/pg2

Presión Interna = 7740 lb/pg2

Tensión = 397000 lb (cedencia)

"Para la Conexión"

Tensión = 69.6% \Rightarrow 345000 lb/pg2

Compresión = 87% $\Rightarrow \left(\frac{345000}{0.696}\right)(0.87) = 431250$ lb

Flexión = 69.6%

Para el cálculo de la flexión de la conexión:

$$\theta_c = \frac{F_x \sigma}{211De}$$

Se realiza en la conexión debido a que es la parte más débil en el cuerpo de la tubería, obteniendo los siguientes valores:

$$\theta_c = \frac{(0.696)(80000)}{(211)(5.5)} = 47.98(^{\circ}/100ft)$$

Tensión = 345000 lb/pg2

Compresión = 431250 lb

Torsión = 24000 (lb/ft)

ASIA PACIFIC NO. 10
 FOR A BETTER WORLD

CAPÍTULO 5

"APLICACIÓN DE DISEÑO DE PERFORACIÓN CON TUBERÍA DE REVESTIMIENTO"

INTRODUCCIÓN

En este capítulo se realizará un diseño de perforación de un pozo tomando como base un pozo ya perforado en el campo Peña Blanca en la Cuenca de Burgos.

En el diseño analítico que se realizará, se probará la resistencia tanto de la tubería de revestimiento N-80, 5 $\frac{1}{2}$ " 17 lb/pie, como de la tubería de producción P-110, 2 $\frac{7}{8}$ ", 6.5#, así como las roscas HD-521 y HD-533 respectivamente.

La tubería de revestimiento de 5 $\frac{1}{2}$ ", se diseñará para perforar la primera y segunda etapa del pozo y posteriormente para revestir el pozo en la segunda etapa. Para la última etapa se perfora con tubería de producción de 2 $\frac{7}{8}$ ", y esta misma se cementa y nos sirve como productora.

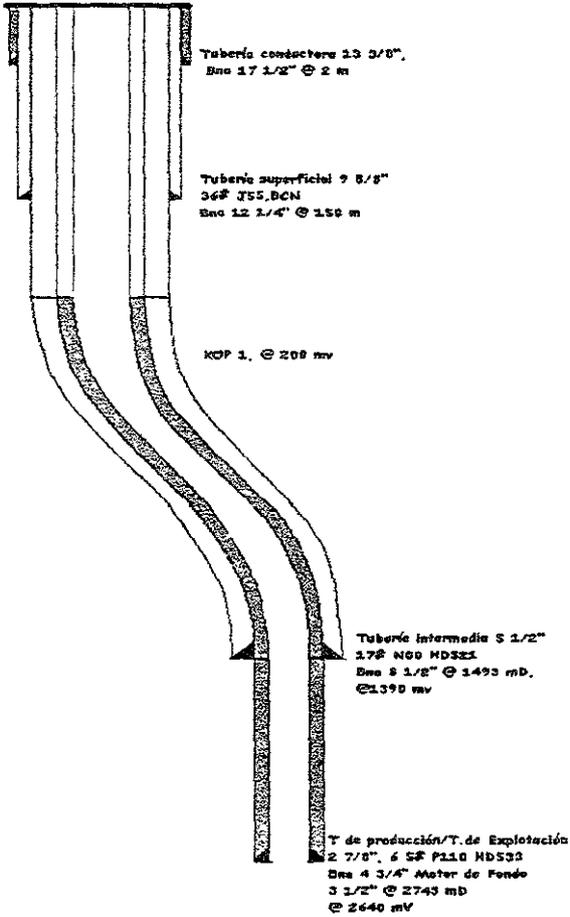
Los resultados del diseño analítico en la etapa de perforación, están respaldados con los resultados que proporciona el Software "Power Plan". Propiedad de la compañía Schlumberger. Este Software analiza la tubería de revestimiento de 5 $\frac{1}{2}$ " como tubería de perforación durante las dos primeras etapas, posteriormente analiza la tubería de producción de 2 $\frac{7}{8}$ " como tubería de perforación.

Para los resultados del diseño de revestimiento se respaldan con el Software "T-DAS", propiedad de la compañía Schlumberger. Esta programa analiza la tubería de revestimiento de 5 $\frac{1}{2}$ " a la profundidad a la cual será

cementada, la tubería de producción de 2 7/8" se analiza como tubería de revestimiento hasta la profundidad final.

Se realizará un análisis de costos, comparando los gastos de las tuberías considerando el diseño de perforación convencional contra el diseño propuesto.

ESTADO MECÁNICO PROPUESTO



5.1 DISEÑO COMO TUBERÍA DE PERFORACIÓN.

Segunda etapa de perforación.

Sarta de perforación: (utilizando tubería de revestimiento $5\frac{1}{2}$ " ,17 lb/pie
N-80 como tubería de perforación)

Datos generales:

Tubería perforadora: T.R. $5\frac{1}{2}$ " ,17 lb/pie, N-80

Barrena $8\frac{1}{2}$ "

Lastrabarrenas $6\frac{1}{2}$ " * $2\frac{1}{4}$ " , 99 lb/pie

Profundidad máxima perforada 1493 m

Longitud de lastrabarrenas 79 m

Longitud de cuñas 12"

Margen para jalar 108 Tons

Máxima presión en superficie 5000 lb/pg²

Factores de diseño:

$$F_c=1.4$$

$$F_t=1.8$$

$$F_i=1.3$$

Densidad del lodo perforación 1.35 gm/cc

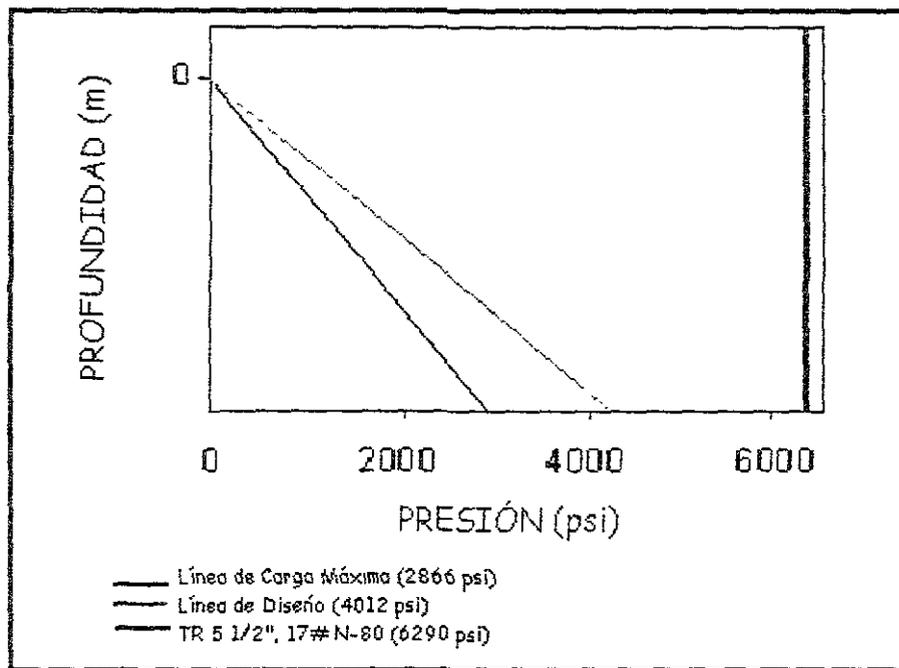
> DISEÑO POR COLAPSO

$$P_h = \frac{(1.35) * (1493)}{10} = 201.5 \left(\frac{Kg}{cm^2} \right) = 2866.1 \left(\frac{lb}{pg^2} \right)$$

Multiplicando por el factor de diseño:

$$2866.1 (lb/pg^2) * 1.4 = 4012.5 (lb/pg^2)$$

De tablas se obtiene la presión máxima que soporta la tubería a colapso es 6290 lb/pg2. graficando:



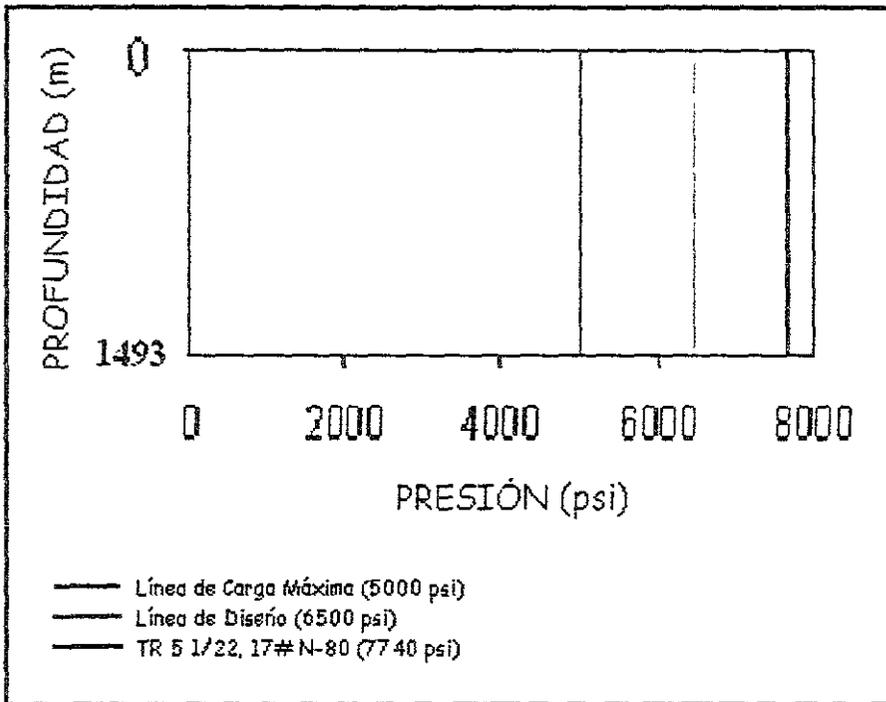
Grafica de Presión De Colapso

> DISEÑO POR PRESIÓN INTERNA

Tomando la máxima presión en superficie de 5000 lb/pg2 durante la segunda etapa de perforación:

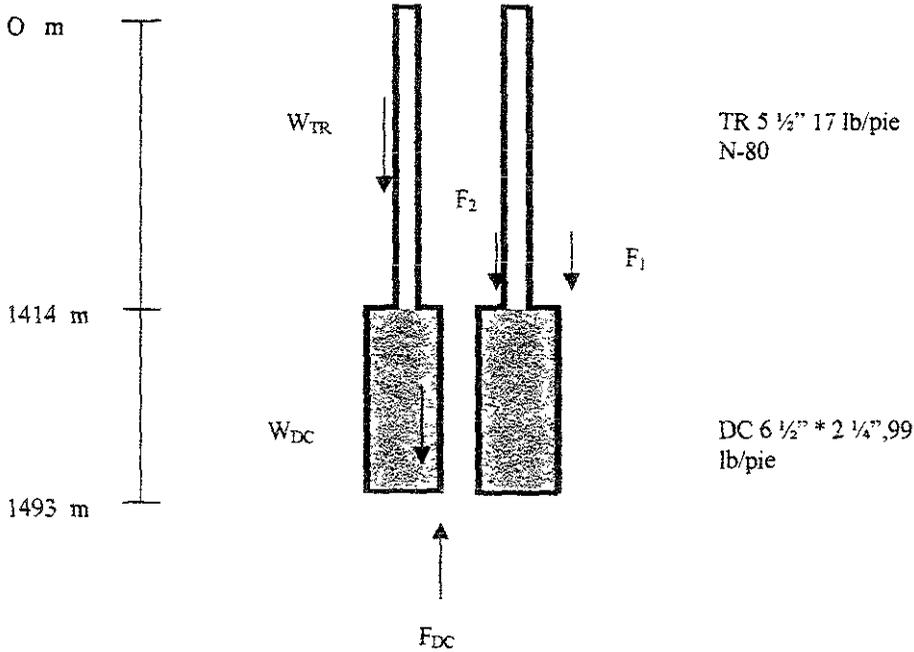
$$5000 \text{ (lb/pg2)} * 1.3 = 6500 \text{ lb/pg2}$$

Graficando el valor obtenido y la máxima presión soportada por la tubería 7740 lb/pg2 a presión interna:



Gráfica de Presión Interna

> DISEÑO POR TENSIÓN



Resolviendo por el método de presión-área:

$$F = P * A$$

$$F_{DC} = P_{DC} * A_{DC}$$

$$P_{DC} = \frac{(1.35) * (1493)}{10} = 210.5(psi) = 2866.1(psi)$$

$$A_{DC} = \frac{\Pi}{4} (6.5^2 - 2.25^2) = 29.2069 pg^2$$

$$F_{DC} = 2866.1 (lb/pg^2) * 29.2069 (pg^2)$$

$$F_{DC} = 83709.89 \text{ (lb}_F\text{)}$$

$$F_1 = P_1 * A_1;$$

$$P_1 = \frac{(1.35) * (1414)}{10} = 190.89 \text{ (kg / cm}^2\text{)} = 2714.45 \text{ (psi)}$$

$$A_1 = \frac{\Pi}{4} (6.5^2 - 5.5^2) = 9.4247 \text{ (pg}^2\text{)}$$

$$F_1 = 25582.87 \text{ (lb}_F\text{)}$$

$$F_2 = P_2 * A_2;$$

$$P_2 = \frac{(1.35) * (1414)}{10} = 190.89 \text{ (kg / cm}^2\text{)} = 2714.45 \text{ (psi)}$$

$$A_2 = \frac{\Pi}{4} (4.892^2 - 2.25^2) = 14.8198 \text{ (pg}^2\text{)}$$

$$F_2 = 40227.61 \text{ (lb}_F\text{)}$$

Peso de lastrabarrena:

$$W_{LB} = w_{LB} * L_{LB}$$

$$W_{LB} = 99 \text{ lb/pie} * 79 \text{ (m.)} * (1 \text{ ft} / 0.3048 \text{ m.})$$

$$W_{LB} = 25659.44 \text{ lb}_F$$

Peso de la tubería de perforación (TR 5 $\frac{1}{2}$ "):

$$W_{TR} = w_{TR} * L_{TR}$$

$$W_{TR} = 17\text{lb/pie} * 1414 \text{ (m.)} * (1 \text{ ft} / 0.3048 \text{ m.})$$

$$W_{TR} = 78864.83 \text{ lb}$$

@ 1493 m.	F_{LB}	-83709.89 lb _F
@ 1414 m.	$F_{LB} + W_{LB}$	-58050.45 lb _F
@ 1414 m	$F_{LB} + W_{LB} + F_1 + F_2$	7760.03 lb _F
@ 0 m	$F_{LB} + W_{LB} + F_1 + F_2 + W_{TR}$	86624.86 lb _F

Determinando el factor debido a cuñas:

$$\frac{SH}{ST} = \left[1 + \frac{DK}{2L_s} + \left(\frac{DK}{2L_s} \right)^2 \right]^{1/2}$$

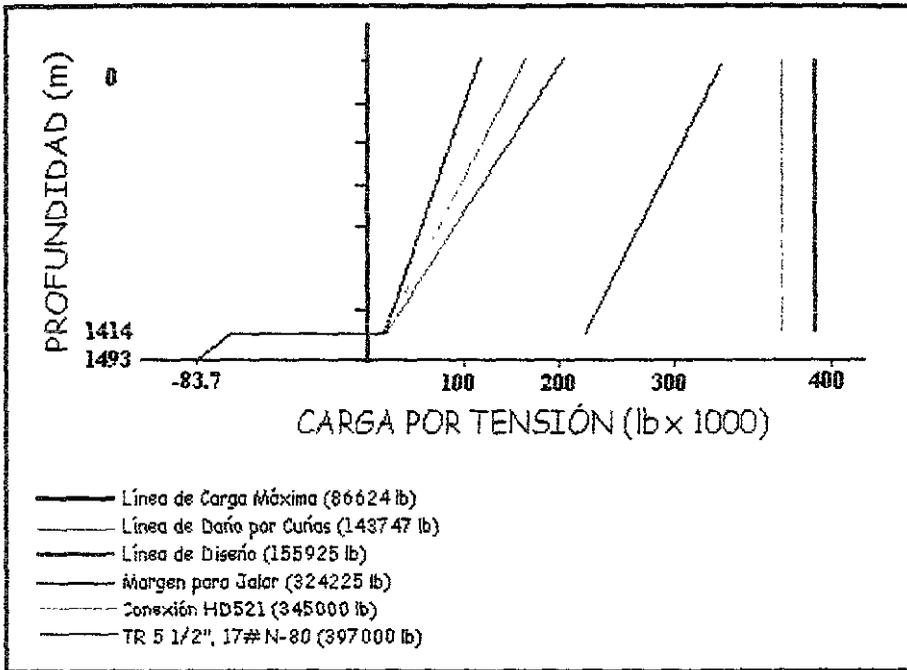
$$\frac{SH}{ST} = \left[1 + \left(\frac{5.5 * 4}{24} \right) + \left(\frac{5.5 * 4}{24} \right)^2 \right]^{1/2}$$

$$\frac{SH}{ST} = 1.66 \quad \text{"FACTOR DE DAÑO POR CUÑAS"}$$

Modificando los valores de carga máxima de la tubería por cada uno de los factores que intervienen durante la perforación tenemos que:

	CARGA MÁXIMA (lb _F)	DISEÑO (lb _F)	CUÑAS (lb _F)	MPJ (237600) (lb _F)
@ 1493 m.	-83709.89			
@ 1414 m.	-58050.45			

@ 1414 m.	7760.03	13968	12882	245360
@ 0 m.	86624.86	155925	143797	324225



Gráfica De Tensión

En ésta primera etapa del diseño de perforación se puede observar que el valor máximo calculado para condiciones extremas se encuentran por debajo del esfuerzo máximo de resistencia para la tubería de revestimiento 5 $\frac{1}{2}$ " N-80, 17lb/pe. El esfuerzo máximo obtenido del diseño nos deja con un margen de casi 30 000 Lbf, esto teniendo en cuenta que el valor elegido como margen para jalar se consideró extremadamente alto.

Tercera etapa de perforación.

Sarta de perforación: (utilizando tubería de producción $2\frac{7}{8}$ " ,6.5 lb/pie P-110 como tubería de perforación)

Datos generales:

Tubería perforadora: Tubería de Producción $2\frac{7}{8}$ " ,6.5 lb/pie P-110

Barrena $4\frac{3}{4}$ "

Lastrabarrenas $3\frac{1}{8}$ " * 1" , 23 lb/pie

Profundidad máxima perforada 2743 m

Longitud de lastrabarrenas 66 m

Longitud de cuñas 12"

Margen para jalar 50 Tons

Máxima presión en superficie 9000 lb/pg²

Factores de diseño:

Fc=1.4

Ft=1.8

Fi=1.3

Densidad del lodo perforación 1.75 gm/cc

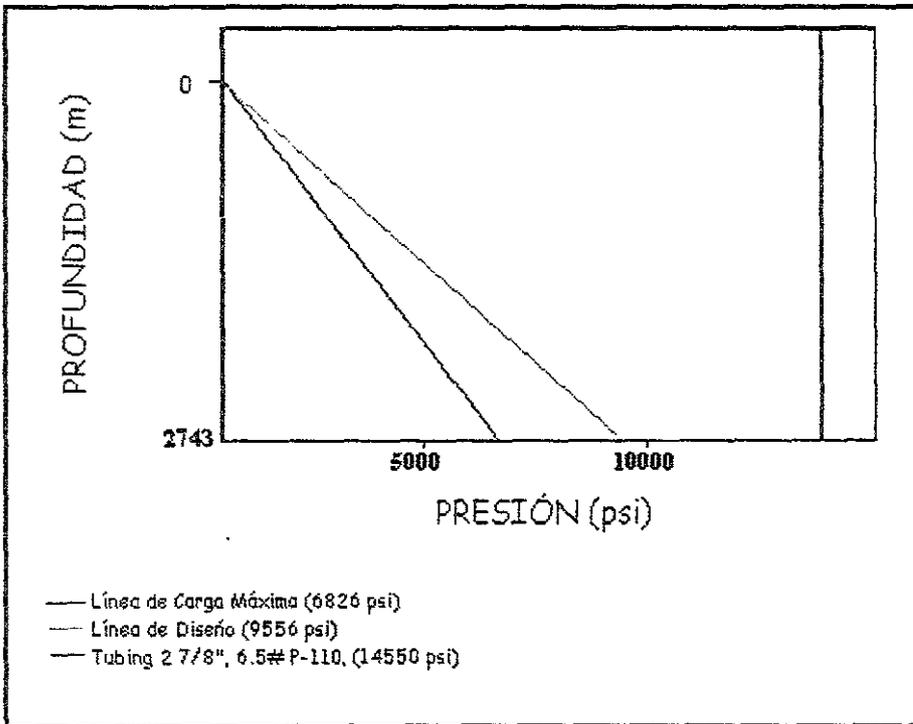
➤ DISEÑO POR COLAPSO

$$P_h = \frac{(1.75) * (2743)}{10} = 480 \left(\frac{Kg}{cm^2} \right) = 6825.9 \left(\frac{lb}{pg^2} \right)$$

Multiplicando por el factor de diseño:

$$6825.9 \left(\frac{lb}{pg^2} \right) * 1.4 = 9556.26 \left(\frac{lb}{pg^2} \right)$$

De tablas se obtiene la presión máxima que soporta la tubería a colapso:
14550 lb/pg². graficando:



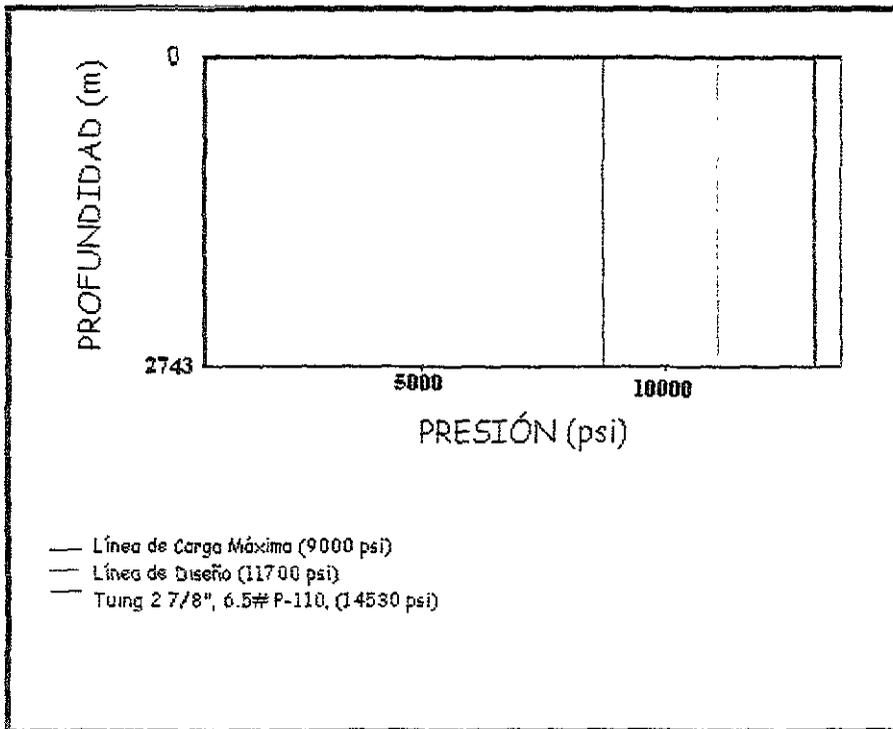
Grafica de Presión De Colapso

➤ DISEÑO POR PRESIÓN INTERNA

Tomando la máxima presión en superficie de 9000 lb/pg2 durante la segunda etapa de perforación:

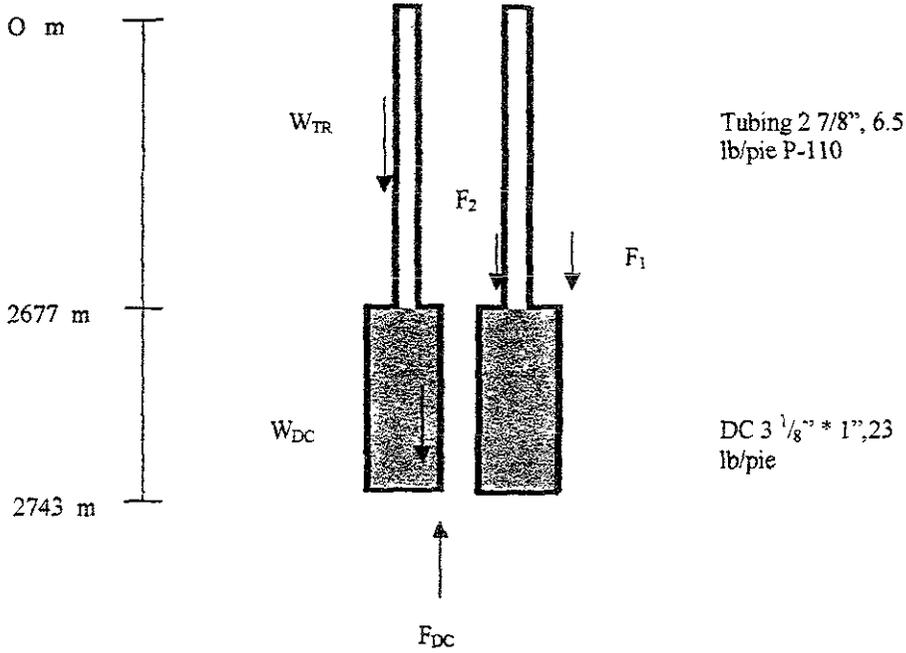
$$9000 \text{ (lb/pg2)} * 1.3 = 11700 \text{ lb/pg2}$$

Graficando el valor obtenido y la máxima presión soportada por la tubería 14530 lb/pg2 a presión interna:



Gráfica de Presión Interna

➤ DISEÑO POR TENSION:



Resolviendo por el método de presión-área:

$$F = P * A$$

$$F_{DC} = P_{DC} * A_{DC}:$$

$$P_{DC} = \frac{(1.75) * (2743)}{10} = 480 \left(\frac{kg}{cm^2} \right) = 6825.9 (psi)$$

$$A_{DC} = \frac{\pi}{4} (3.125^2 - 1^2) = 6.8845 pg^2$$

$$F_{DC} = 6825.9 (lb/pg^2) * 6.8845 (pg^2)$$

$$F_{DC} = 46992.91 \text{ (lb}_F\text{)}$$

$$F_1 = P_1 * A_1:$$

$$P_1 = \frac{(1.75) * (2677)}{10} = 468.47(\text{kg/cm}^2) = 6661.71(\text{psi})$$

$$A_1 = \frac{\Pi}{4}(3.125^2 - 2.875^2) = 1.178(\text{pg}^2)$$

$$F_1 = 7847.49 \text{ (lb}_F\text{)}$$

$$F_2 = P_2 * A_2:$$

$$P_2 = \frac{(1.75) * (2677)}{10} = 468.47(\text{kg/cm}^2) = 6661.71(\text{psi})$$

$$A_2 = \frac{\Pi}{4}(2.441^2 - 1^2) = 3.8943(\text{pg}^2)$$

$$F_2 = 25942.69 \text{ (lb}_F\text{)}$$

Peso de lastrabarrena:

$$W_{LB} = W_{LB} * L_{LB}$$

$$W_{LB} = 23\text{lb/pie} * 66 \text{ (m.)} * (1 \text{ ft} / 0.3048 \text{ m.})$$

$$W_{LB} = 4980.31 \text{ lb}_F$$

Peso de la tubería de perforación (Tubería de producción 2 7/8"):

$$W_{Tub} = W_T * L_T$$

$$W_{Tub} = 6.5 \text{ lb/pie} * 2677 \text{ (m.)} * (1 \text{ ft} / 0.3048 \text{ m.})$$

$$W_{Tub} = 57088.25 \text{ lb}_F$$

@ 2743 m.	F_{LB}	-46993 lb _F
@ 2677 m.	$F_{LB} + W_{LB}$	-42013 lb _F
@ 2677 m	$F_{LB} + W_{LB} + F_1 + F_2$	-8223.3 lb _F
@ 0 m	$F_{LB} + W_{LB} + F_1 + F_2 + W_T$	48864.9 lb _F

Determinando el factor debido a cuñas:

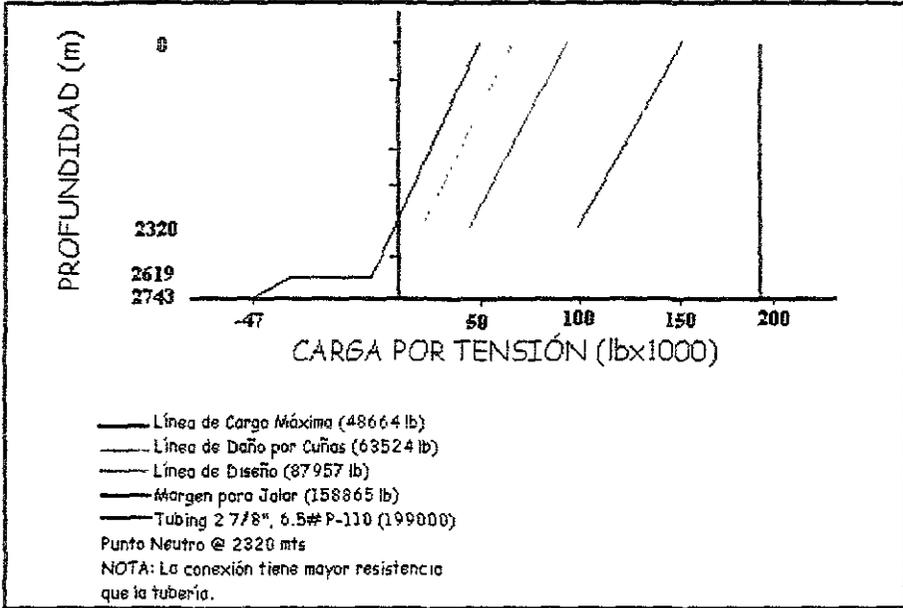
$$\frac{SH}{ST} = \left[1 + \frac{DK}{2L_s} + \left(\frac{DK}{2L_s} \right)^2 \right]^{1/2}$$

$$\frac{SH}{ST} = \left[1 + \left(\frac{2.875 * 4}{24} \right) + \left(\frac{2.875 * 4}{24} \right)^2 \right]^{1/2}$$

$$\frac{SH}{ST} = 1.30 \quad \text{"FACTOR DE DAÑO POR CUÑAS"}$$

Modificando los valores de carga máxima de la tubería por cada uno de los factores que intervienen durante la perforación tenemos que:

	CARGA MÁXIMA (lb _F)	DISEÑO (lb _F)	CUÑAS (lb _F)	MPJ (11000) (lb _F)
@ 2743 m.	-46993			
@ 2677 m.	-42013			
@ 2677 m.	-8223.3			
@ 0 m.	48864.9	87956.82	63524.37	158864.9



Gráfica De Tensión

En ésta gráfica se puede observar que el punto neutro se localiza dentro del cuerpo de la tubería de producción (aprox. @ 2320 m), este comportamiento de la distribución de los esfuerzos es debido a que no se está utilizando tubería extrapesada la cual proporciona el peso sobre la barrena tal como se hace en los diseños convencionales, en este caso el peso requerido que actúa sobre la barrena es proporcionado por el mismo peso de la tubería de perforación, que en este caso es tubería de producción.

Tal como ocurre en la anterior etapa, los valores de esfuerzo máximo calculado tomando en cuenta condiciones extremas, se encuentran muy por debajo de los valores máximos de resistencia para la tubería.

5.2 DISEÑO COMO TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

Segunda Etapa de Revestimiento

Tubería de Revestimiento 5 1/2", N-80 17 lb/pie

Datos generales:

Diámetro de la tubería 5.5 pg

Profundidad de asentamiento 1492 m

Presión superficial 3000 lb/pg² ó 211 $\frac{kg}{cm^2}$

Gradiente de fractura en la zapata 1.7 $\frac{gm}{cm^3}$

Gradiente de fluido de formación 1.1 $\frac{gm}{cm^3}$

Gradiente de lodo usado 1.35 $\frac{gm}{cm^3}$

Gradiente de lodo en la siguiente etapa 1.75 $\frac{gm}{cm^3}$

Profundidad de la siguiente etapa 2743 m

Gradiente del gas 0.266 $\frac{gm}{cm^3}$

> DISEÑO POR PRESIÓN INTERNA

Para determinar la línea de Carga Máxima

Calcular la Presión de Inyección

$$PI = 0.1 * L(G_f + 0.12)$$

$$PI = (0.1) * (1492) * (1.7 + 0.12) * (14.22)$$

$$PI = 3855 \text{ lb/pg}^2$$

Suponiendo condiciones de brote

$$L = X_1 + Y_g$$

$$PI = P_s + X_1 G_{le} + Y_g G_g$$

Resolviendo por ecuaciones simultáneas se tiene:

$$X_1 = \frac{PI - P_s - (L * G_g)}{G_{le} - G_g}$$

$$X_1 = \frac{271 - 211 - (1492 * 0.0266)}{0.175 - 0.0266}$$

$$X_1 = 136.8 \text{ m}$$

Por lo tanto la longitud de la columna de gas (Y_g) es igual a:

$$Y_g = L - X_1$$

$$Y_g = 1492 - 137$$

$$Y_g = 1355 \text{ m}$$

La presión interna en la interfase será:

$$P_{im} = P_s + X_1 G_{le}$$

$$P_{im} = 211 + (137 * 0.175)$$

$$P_{im} = 3336.6 \text{ lb/pg}^2$$

El respaldo corresponde a un gradiente de fluido de formación y por ello se tiene:

Superficie:

$$P_{sr} = 0$$

Interfase:

$$P_{ir} = 137 * 0.11$$

$$P_{ri} = 214.14 \text{ lb/pg}^2$$

Fondo:

$$P_{tr} = 1492 * 0.11$$

$$P_{tr} = 2330 \text{ lb/pg}^2$$

VER GRAFICA DE PRESIÓN INTERNA

Con los puntos obtenidos en superficie, interfase y fondo del pozo, tanto de carga máxima como de respaldo, se efectúan las diferencias:

Superficie:

$$P_{rs} = P_s - P_{sr}$$

$$P_{rs} = 3000 \text{ lb/pg}^2$$

Interfase:

$$P_{ri} = P_{im} - P_{ir}$$

$$P_{ri} = 3124 \text{ lb/pg}^2$$

Fondo:

$$P_{rf} = PI - P_{tr}$$

$$P_{rf} = 1519.4 \text{ lb/pg}^2$$

Aplicando un factor de diseño de 1.125, se obtiene la línea de diseño:

Superficie:

$$P_{ds} = P_{rs} f_i$$

$$P_{ds} = 3370.7 \text{ lb/pg}^2$$

Interfase:

$$P_{di} = P_{ri} f_i$$

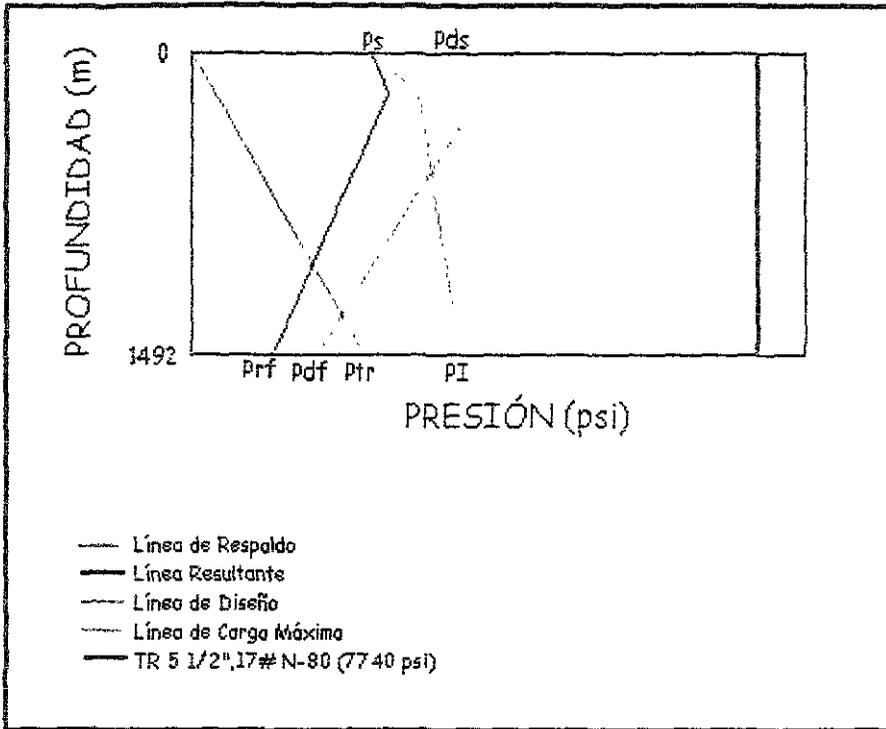
$$P_{di} = 3514 \text{ lb/pg}^2$$

Fondo:

$$P_{df} = P_{rf} f_i$$

$$P_{df} = 1709.3 \text{ lb/pg}^2$$

VER GRAFICA DE PRESIÓN INTERNA



Grafica de Presión Interna

> DISEÑO POR PRESIÓN DE COLAPSO

La línea de carga máxima por colapso se construye haciendo los siguientes cálculos:

$$P_{cf} = L * G_1$$

$$P_{cf} = (1492) * (0.135) = 201.4 \text{ kg/cm}^2 = 2860.2 \text{ (lb/pg2)}$$

Para la línea de respaldo se procede como anteriormente se indicó:

$$L_p = \frac{P_{form}}{G_L}$$

$$L_p = \frac{(1492) * (0.11)}{0.175} = 937.8 \text{mts}$$

La profundidad a la que se localizará el nivel del fluido será:

$$X_p = L - L_p$$

$$X_p = (1492) - (938) = 554 \text{ m}$$

La línea de carga se construye trazando una línea desde 554 m, hasta la profundidad total a la que se tiene la presión de formación: 2334 (lb/pg2).

Para la línea resultante, en la superficie se considera una presión nula, mientras que a la profundidad de 554 m es necesario calcular el valor de presión máxima.

$$P_{rx} = X_p * G_l$$

$$P_{rx} = (554) * (0.135) = 75 \text{ (kg/cm}^2\text{)} = 1063 \text{ (lb/pg2)}$$

A la profundidad total:

$$P_{rf} = P_{cf} - P_{form}$$

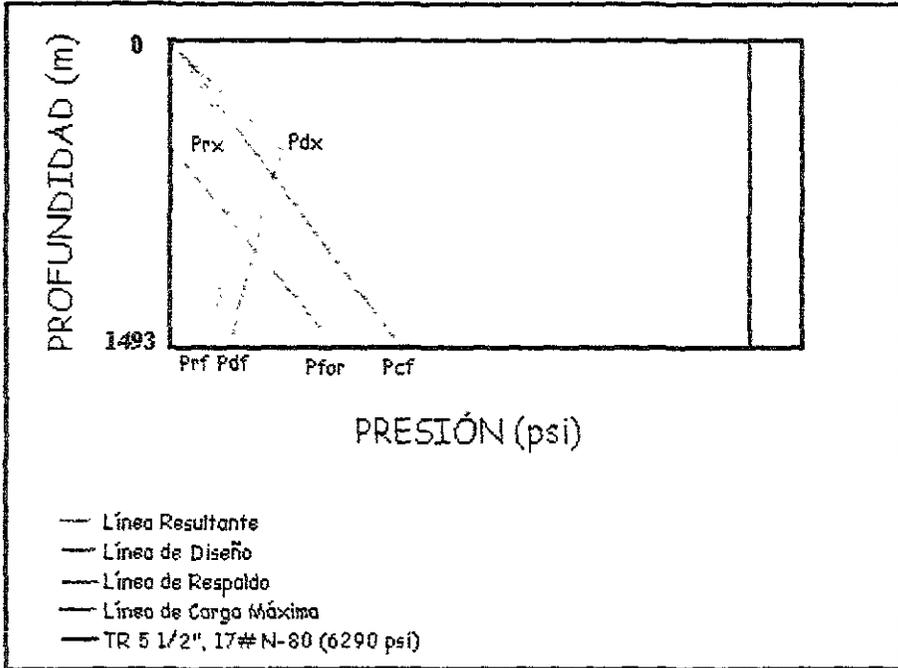
$$P_{rf} = (201) - (164) = 37 \text{ kg/cm}^2 = 526 \text{ (lb/pg2)}.$$

La línea de diseño se obtiene afectando la resultante con el factor de diseño, en éste caso es 1.125

Superficie: $P_{ds} = 0$

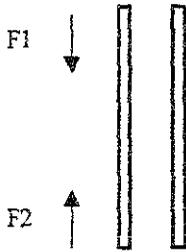
Espejo: $P_{dx} = P_{rx} * F_c = (75) * (1.125) = 84 \text{ kg/cm}^2 = 1198 \text{ (lb/pg2)}$

Fondo: $P_{df} = P_{rf} * F_c = (37) * (1.125) = 42 \text{ kg/cm}^2 = 591 \text{ (lb/pg2)}$



Grafica de Presión de Colapso

> DISEÑO POR TENSIÓN



En el fondo:

$$T_2 = L * G_1 * A_s * 6.45$$

$$T_2 = (1492) * (0.135) * (4.962) * (6.45) = 6442 \text{ Kg} = 14182 \text{ lb}_f$$

En la superficie:

$$T_1 = T_2 + L * W * 1.487$$

$$T_1 = (-6442) + (1492) * (17) * (1.487) = 31270 \text{ kg} = 68794 \text{ lb}_f$$

Carga por pandeo:

$$T_{c1} = E_{s1} * A_s; \quad E_s = 211 \theta * d$$

$$T_{c1} = (211) * (1) * (5.5) * (4.962) = 5758 \text{ lb}_f$$

$$T_{c2} = T_{c1} + E_{s2} * A_s$$

$$T_{c2} = (5758) + (211) * (33) * (5.5) * (4.962) = 195785 \text{ lb}_f$$

Por lo tanto:

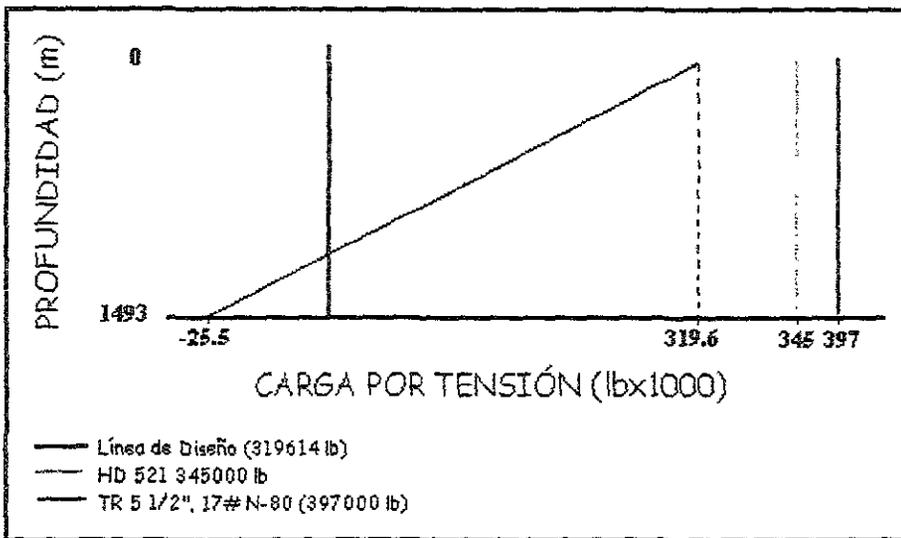
Afectándolo por el factor de diseño (1.8):

$$T_{df} = -11603 \text{ kg} = -25526 \text{ lb}_f$$

$$T_{ds} = 56286 \text{ kg} = 123829 \text{ lb}_f$$

Por lo que:

$$T_T = T_{ds} + T_{c2} = 123829 + 195785 = 319614 \text{ lb}_f$$



Gráfica de Tensión

En este caso que la tubería se está diseñando como tubería de revestimiento que es su función original, se observa que los valores calculados considerando también casos de esfuerzos extremos, se encuentran por debajo de los valores de resistencia de la tubería proporcionado por los fabricantes de tubería.

Tercera Etapa de Revestimiento

Tubería de Revestimiento $2\frac{7}{8}$ " , P-110 6.5 lb/pie

Datos generales:

Diámetro de la tubería 2.875 pg

Profundidad de asentamiento 2743 m

Presión superficial 4500 lb/pg² ó $317 \frac{kg}{cm^2}$

Gradiente de fractura en la zapata $1.9 \frac{gm}{cm^3}$

Gradiente de fluido de formación $1.5 \frac{gm}{cm^3}$

Gradiente de lodo usado $1.75 \frac{gm}{cm^3}$

Gradiente del gas $0.266 \frac{gm}{cm^3}$

> DISEÑO POR PRESIÓN INTERNA

Para determinar la línea de Carga Máxima

Calcular la Presión de Inyección

$$PI = 0.1 * L(G_f + 0.12)$$

$$PI = (0.1) * (2743) * (1.9 + 0.12) * (14.22)$$

$$PI = 7879.1 \text{ lb/pg}^2$$

Suponiendo condiciones de brote

$$L = X_1 + Y_g$$

$$PI = P_s + X_1 G_{le} + Y_g G_g$$

Resolviendo por ecuaciones simultáneas se tiene:

$$X_1 = \frac{PI - P_s - (L * G_g)}{G_{le} - G_g}$$

$$X_1 = \frac{545 - 317 - (2743 * 0.0266)}{0.175 - 0.0266}$$

$$X_1 = 1044.7 \text{ m}$$

Por lo tanto la longitud de la columna de gas (Y_g) es igual a:

$$Y_g = L - X_1$$

$$Y_g = 2743 - 1045$$

$$Y_g = 1698 \text{ m}$$

La presión interna en la interfase será:

$$P_{im} = P_s + X_1 G_{le}$$

$$P_{im} = 317 + (1045 * 0.175)$$

$$P_{im} = 7108.2 \text{ lb/pg}^2$$

El respaldo corresponde a un gradiente de fluido de formación y por ello se tiene:

Superficie:

$$P_{sr} = 0$$

Interfase:

$$P_{ir} = 1045 * 0.15$$

$$P_{ir} = 2229 \text{ lb/pg}^2$$

Fondo:

$$P_{tr} = 2743 * 0.15$$

$$P_{tr} = 5851 \text{ lb/pg}^2$$

VER GRAFICA DE PRESIÓN INTERNA

Con los puntos obtenidos en superficie, interfase y fondo del pozo, tanto de carga máxima como de respaldo, se efectúan las diferencias:

Superficie:

$$P_{rs} = P_s - P_{sr}$$

$$P_{rs} = 4500 \text{ lb/pg}^2$$

Interfase:

$$P_{ri} = P_{im} - P_{ir}$$

$$P_{ri} = 4879 \text{ lb/pg}^2$$

Fondo:

$$P_{rf} = PI - P_{tr}$$

$$P_{rf} = 2028 \text{ lb/pg}^2$$

Aplicando un factor de diseño de 1.125, se obtiene la línea de diseño:

Superficie:

$$P_{ds} = P_{rs} f_i$$

$$P_{ds} = 5064 \text{ lb/pg}^2$$

Interfase:

$$P_{di} = P_{ri} f_i$$

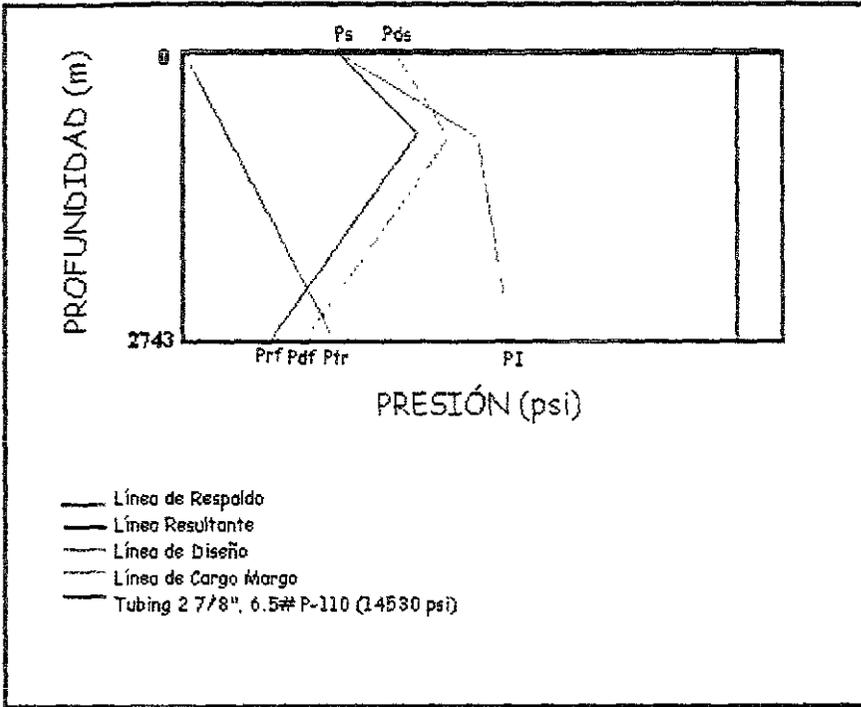
$$P_{di} = 5489 \text{ lb/pg}^2$$

Fondo:

$$P_{df} = P_{rf} f_i$$

$$P_{df} = 2282 \text{ lb/pg}^2$$

VER GRAFICA DE PRESIÓN INTERNA



Gráfica de Presión Interna

> DISEÑANDO POR PRESIÓN DE COLAPSO

La línea de carga máxima por colapso se construye haciendo los siguientes cálculos:

$$P_{cf} = L * G_1$$

$$P_{cf} = (2743) * (0.175) = 480 \text{ kg/cm}^2 = 6825.6 \text{ (lb/pg2)}$$

Para la línea de respaldo se procede como anteriormente se indicó:

$$L_p = \frac{P_{form}}{G_L}$$

$$L_p = \frac{(2743) * (0.15)}{0.175} = 2351 mts$$

La profundidad a la que se localizará el nivel del fluido será:

$$X_p = L - L_p$$

$$X_p = (2743) - (2351) = 392 \text{ m}$$

La línea de carga se construye trazando una línea desde 392 m, hasta la profundidad total a la que se tiene la presión de formación: 5851 (lb/pg2).

Para la línea resultante, en la superficie se considera una presión nula, mientras que a la profundidad de 392 m es necesario calcular el valor de presión máxima.

$$P_{rx} = X_p * G_l$$

$$P_{rx} = (392) * (0.175) = 68.6 \text{ (kg/cm}^2\text{)} = 975 \text{ (lb/pg2)}$$

A la profundidad total:

$$P_{rf} = P_{cf} - P_{form}$$

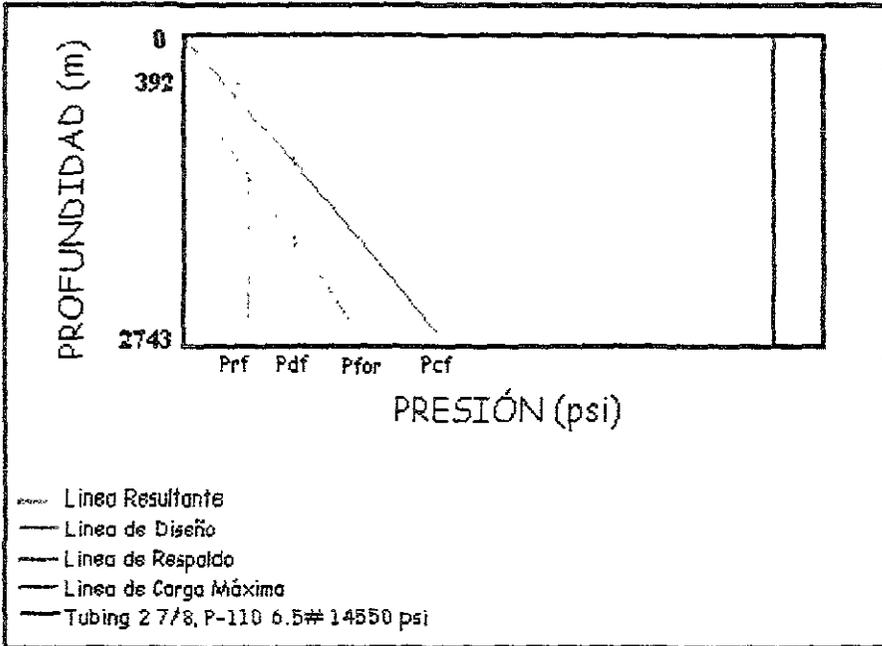
$$P_{rf} = (480) - (411) = 68.6 \text{ kg/cm}^2 = 975 \text{ (lb/pg2)}.$$

La línea de diseño se obtiene afectando la resultante con el factor de diseño, en éste caso es 1.125

Superficie: $P_{ds} = 0$

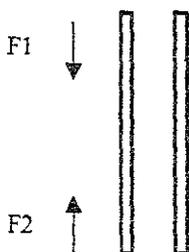
Espejo: $P_{dx} = P_{rx} * F_c = (68.6) * (1.125) = 77.2 \text{ kg/cm}^2 = 1097 \text{ (lb/pg2)}$

Fondo: $P_{df} = P_{rf} * F_c = (68.6) * (1.125) = 77.2 \text{ kg/cm}^2 = 1097 \text{ (lb/pg2)}$



Gráfica de presión de colapso

> DISEÑO POR TENSIÓN



En el fondo:

$$T_2 = L * G_1 * A_s * 6.45$$

$$T_2 = (2743) * (0.175) * (1.812) * (6.45) = 5610 \text{ kg} = 12342 \text{ lb}_f$$

En la superficie:

$$T_1 = T_2 + L * W * 1.487$$

$$T_1 = (-5522) + (2700) * (6.5) * (1.487) = 20487 \text{ kg} = 45071 \text{ lb}_f$$

Carga por pandeo:

$$T_{c1} = E_{s1} * A_s ; E_s = 211 \theta * d$$

$$T_{c1} = (211) * (1) * (2.875) * (1.812) = 1099 \text{ lb}_f$$

$$T_{c2} = T_{c1} + E_{s2} * A_s$$

$$T_{c2} = (1099) + (211) * (33) * (2.875) * (1.812) = 37373 \text{ (lb}_f\text{)}$$

Por lo tanto:

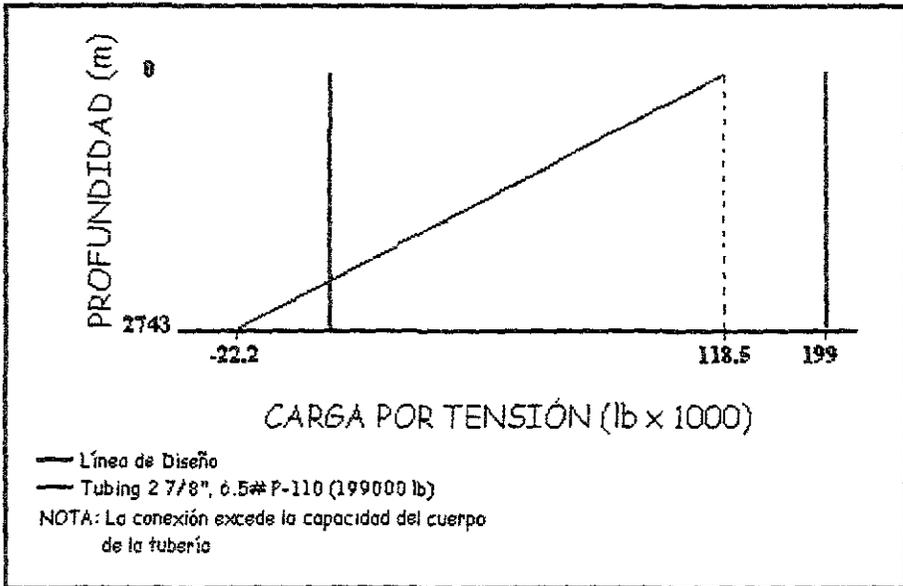
Afectándolo por el factor de diseño (1.8):

$$T_{df} = -10098 \text{ kg} = -22217 \text{ lb}_f$$

$$T_{ds} = 36877 \text{ kg} = 81128 \text{ lb}_f$$

Por lo que:

$$T_1 = T_{ds} + T_{c2} = 81128 + 37373 = 118501 \text{ lb}_f$$



Gráfica de Tensión

En la última etapa donde se requerirá que la tubería de producción funcione como tubería de revestimiento y como tubería de producción que es su función natural, se observa que los valores de esfuerzos máximos calculados

nos permiten trabajar con un amplio margen de seguridad, tomando en cuenta que la tubería y sus conexiones soportan mucho más que lo obtenido por cálculos.

En esta última etapa se deberá tener un margen mucho mayor, sobre todo en las conexiones, ya que la tubería que se utilizará para perforar también será ocupada como tubería de revestimiento y deberá contar con una hermeticidad total en las juntas ya que no se contará con empacador.

5.3 RESPALDO DE LOS VALORES OBTENIDOS MEDIANTE CORRIDAS DE SOFTWARE.

Los valores resultantes que arrojaron los métodos de presión-área y carga máxima, para el diseño de perforación y revestimiento, fueron respaldados por software especializado, donde se introdujeron los mismos valores utilizados en el diseño analítico.

A continuación se muestran las corridas considerando la tubería como perforadora y como tubería de revestimiento para las dos últimas etapas del pozo. Se dan las corridas del análisis de la tubería de 5 ½", N-80, como de la tubería de producción 2 7/8" P-110.

Los resultados obtenidos del diseño de la tubería considerando la perforación con tubería de revestimiento, se realizaron considerando la trayectoria del pozo desviado tipo "S", "peña Blanca 106". La corrida arroja valores de arrastre máximo en el cuerpo de la tubería y de máximo torque en la junta, así como la máxima severidad de pata de perro que se pudiera presentar durante la perforación. Estos resultados se dan considerando un ensamble de fondo propuesto adecuado para la perforación con tubería de revestimiento.

En la corrida donde se analiza la tubería de revestimiento de $5 \frac{1}{2}$ " N-80, 17 lb/pie, HD-521 donde la rosca es la que se considera la parte más débil de la tubería debido a que la rosca se encuentra maquinada, es decir el diámetro externo de la rosca y el diámetro externo de la tubería son iguales, se introdujo el valor máximo soportado por la rosca como el valor mediante el cual se calculara toda la tubería, es decir, los valores arrojados por el software son valores considerando los valores máximos soportados por la junta.

En los resultados arrojados del análisis de la tubería y de la junta considerándola como tubería de revestimiento, se muestran graficas de la elipse donde se observan los diferentes esfuerzos a la cual se somete tanto la junta como el cuerpo de la tubería además de los datos de factores de diseño que considera para la obtención de los resultados así como gráficas. Los resultados que se obtienen de la corrida del software, muestran una vez más que la tubería y la junta están muy por encima de los esfuerzos requeridos.

Multipoint Torque and Drag Outputs

SHA & WELLBORE DATA

SHA Data:	BHA 8 1/2 tests
Survey Data:	PB 105
Wellbore Data:	OH tests

RILLING PARAMETERS

Rotation Mode	ROTATION ON BOTTOM
Bit Weight (g/cm3):	1.35
Wellbore WoB (1000 kgf):	5.0
Wellbore ToB (kN m):	0.0
Tool Joint Weight (1000 kgf):	10.0
Current Bit Depth (m):	150.0
Target Bit Depth (m):	1493.0
Depth Increment (m):	100.0

SHA DESCRIPTION

Component Name	Steel Grade	Length m	Cum Length m	ID in	OD in	Max OD in	Bend Angle deg	Sub Comp To Bottom ft m	Lin Weight kg/m
2" PDC/C		30	30	2 1/4	6 1/2	8 1/2			147.92
2" de Fondo		7.40	7.70	5 1/2	6 3/4	6 3/4	1.50	1.00	328.41
Revolizador		1.50	9.20	2.810	6 1/2	8.380			156.87
CO		90	10.10	2.810	6 3/4	6 3/4			149.67
Monel/MWD		9.10	19.20	3.870	6 3/4	6 3/4			80.12
Revolucion		90	20.10	2.810	6 1/2	6 1/2			136.50
1" DC		9.00	29.10	2.810	6 1/2	6 1/2			136.50
Revolizador		1.50	30.60	2.810	6 1/2	8.380			156.87
1" DC		18.00	48.60	2.810	6 1/2	6 1/2			136.50
Revolizador		1.50	50.10	2.810	6 1/2	8.380			148.87
1" DC		9.00	59.10	2.810	6 1/2	6 1/2			136.50
per		3.00	62.10	2 1/4	6 3/8	6 1/2			25.04
Bo Hidraulico		6.92	69.02	2 1/4	6 1/4	6 1/2			14.26
1" DC		9.00	78.02	2.810	6 1/2	6 1/2			136.50
Revolucion		90	78.92	2.810	6 1/2	6 1/2			136.50
1/2" N-80 17#	N-80	1414.08	1493.00	4.892	5 1/2	5 1/2			25.30

WELLBORE DESCRIPTION

Log Name	Length m	Cum Length m	Diameter in	Friction Factor	
				Rotation	Translation
Log	150.00	150.00	8.921	20	00
Hole	1343.35	1493.35	8 1/2	30	00

SURVEY DATA

Measured Depth m	Inclination deg	Azimuth deg	Dog-Leg Severity
			deg/30 m
00	09	354.58	00
60.00	09	354.60	00
90.00	19	212.62	27
120.00	45	316.56	53
150.00	57	114.75	1.00
180.00	46	173.55	51
210.00	40	174.75	06
240.00	1.41	322.28	1.76

Multipoint Torque and Drag Report

270 00	3 81	332 85	2 43
300 00	6 18	322 54	2 53
330 00	6 18	322 54	00
360 00	11 94	340 25	6 34
390 00	12 89	338 73	1 00
420 00	15 47	340 20	2 60
450 00	19 34	338 68	3 90
480 00	22 88	336 11	3 65
510 00	26 42	335 58	3 55
540 00	30 03	335 74	3 61
570 00	33 27	335 49	3 24
600 00	35 57	332 02	3 02
630 00	35 40	331 40	40
660 00	34 88	331 33	52
690 00	36 10	331 41	1 22
720 00	35 38	330 91	78
750 00	34 79	330 70	60
780 00	33 98	330 50	82
810 00	33 24	330 28	76
840 00	32 78	330 25	48
870 00	32 57	331 87	95
900 00	31 71	332 31	71
930 00	29 27	333 51	2 51
960 00	28 58	333 61	68
990 00	27 82	333 55	76
1020 00	28 40	333 46	58
1050 00	28 03	333 70	39
1080 00	27 65	334 35	36
1110 00	27 24	334 64	62
1140 00	24 51	335 03	2 73
1170 00	22 14	335 91	2 40
1200 00	19 46	335 17	2 69
1230 00	16 89	336 56	2 61
1260 00	14 11	335 50	2 80
1290 00	10 95	334 20	3 17
1320 00	8 28	335 83	2 68
1350 00	5 45	335 89	2 84
1380 00	3 15	329 40	2 34
1410 00	1 67	311 25	1 65
1440 00	81	234 56	1 68
1470 00	62	241 33	21
1500 00	30	180 33	54

Bit Depth m	Surface Torque kN m	Hook Load 1000 kgf
150 0	0 02	15 35
250 0	0 11	17 44
350 0	0 43	19 48
450 0	0 79	21 27
550 0	1 25	22 62
650 0	1 58	23 87
750 0	1 93	25 56
850 0	2 34	27 46
950 0	2 77	29 45
1050 0	3 27	31 42
1150 0	3 69	33 42
1250 0	4 12	35 78
1350 0	4 54	38 1
1493 0	5 28	41 17

Multipoint Torque and Drag Outputs

WELL & WELLBORE DATA

WHA Data:	BHA 4 3/4 tesis
Survey Data:	pb106 @ 2743
Wellbore Data:	OH Tesis4 3/4

DRILLING PARAMETERS

Rotation Mode:	ROTATION ON BOTTOM
Fluid Weight (g/cm3):	1.75
Downhole WoB (1000 kgf):	2.0
Downhole ToB (kN m):	0.0
Block Weight (1000 kgf):	10.0
Start Bit Depth (m):	1493.0
End Bit Depth (m):	2743.0
Bit Depth Increment (m):	100.0

WHA DESCRIPTION

Component Name	Steel Grade	Length m	Cum Length m	ID in	OD in	Max OD in	Bend Angle deg	Sub Comp To Bottom m	Lin Weight kg/m
Arreata		30	30	1 1/4	3 1/4	4 3/4			35.80
Motor De Fondo		6.50	6.80	2 3/8	3 1/2	3 1/2	1.50	1.00	328.41
Primerizadora		90	7.70	1	3 1/8	3 1/8			34.83
Estabilizador 1/8" DC		1.50	9.20	1	3 1/8	4 5/8			35.09
Estabilizador 1/8" DC		9.00	18.20	1	3 1/8	3 1/8			35.09
Estabilizador 1/8" DC		1.50	19.70	1	3 1/8	4 5/8			35.09
Estabilizador 1/8" DC		27.00	46.70	1	3 1/8	3 1/8			35.09
Articulo Mecanico		9.00	55.70	1	3 1/8	3 1/8			56.72
Estabilizador 1/8" DC		9.00	64.70	1	3 1/8	3 1/8			35.09
Primerizadora		90	65.60	1	3 1/8	3 1/8			35.09
1/2" Tubing	C75	2677.40	2743.00	2.440	2.718	2.718			9.67

WELLBORE DESCRIPTION

Section Name	Length m	Cum Length m	Diameter in	Friction Factor	
				Rotation	Translation
Drilling	150.00	150.00	8.921	20	00
Running	1493.00	1643.00	4.892	20	00
Open Hole	1100.00	2743.00	4.725	30	00

SURVEY DATA

Measured Depth m	Inclination deg	Azimuth deg	Dog-Leg Severity deg/30 m
00	09	354.56	00
60.00	09	354.60	00
90.00	19	212.62	27
120.00	45	316.56	53
150.00	57	114.75	1.00
180.00	46	173.55	51
210.00	40	174.75	06
240.00	1.41	322.28	1.76
270.00	3.81	332.85	2.43
300.00	6.18	322.54	2.53
330.00	6.18	322.54	.00
360.00	11.94	340.25	6.34

Multipoint Torque and Drag Report

390 00	12 89	338 73	1 00
420 00	15 47	340 20	2 60
450 00	19 34	338 68	3 90
480 00	22 88	336 11	3 65
510 00	26 42	335 58	3 55
540 00	30 03	335 74	3 61
570 00	33 27	335 49	3 24
600 00	35 57	332 02	3 02
630 00	35 40	331 40	40
660 00	34 88	331 33	52
690 00	36 10	331 41	1 22
720 00	35 38	330 91	78
750 00	34 79	330 70	60
780 00	33 98	330 50	.82
810 00	33 24	330 28	76
840 00	32 76	330 25	48
870 00	32 37	331 87	95
900 00	31 71	332 31	71
930 00	29 27	333 51	2 51
960 00	28 58	333 61	66
990 00	27 82	333 55	76
1020 00	28 40	333 46	58
1050 00	28 03	333 70	39
1080 00	27 85	334 35	36
1110 00	27 24	334 64	62
1140 00	24 51	335 03	2 79
1170 00	22 14	335 91	2 40
1200 00	19 46	335 17	2 69
1230 00	16 89	336 56	2 61
1260 00	14 11	335 50	2 80
1290 00	10 95	334 20	3 17
1320 00	8 28	335 83	2 69
1350 00	5 45	335 89	2 84
1380 00	3 15	329 40	2 34
1410 00	1 67	311 25	1 65
1440 00	81	234 56	1 68
1470 00	62	241 33	21
1500 00	30	180 33	54
1530 00	00	341 10	30
1527 57	00	341 10	00
2602 57	00	341 10	00
2742 57	00	341 10	00
2743 00	00	341 10	00

Bit Depth	Surface Torque	Hook Load
m	kN m	1000 kgf
1493 0	0 73	21 95
1593 0	0 8	22 71
1693 0	0 88	23 47
1793 0	0 95	24 23
1893 0	1 02	25 0
1993 0	1 09	25 76
2093 0	1 17	26 52
2193 0	1 24	27 28
2293 0	1 31	28 05
2393 0	1 38	28 81
2493 0	1 46	29 57
2593 0	1 53	30 33
2743 0	1 64	31 48

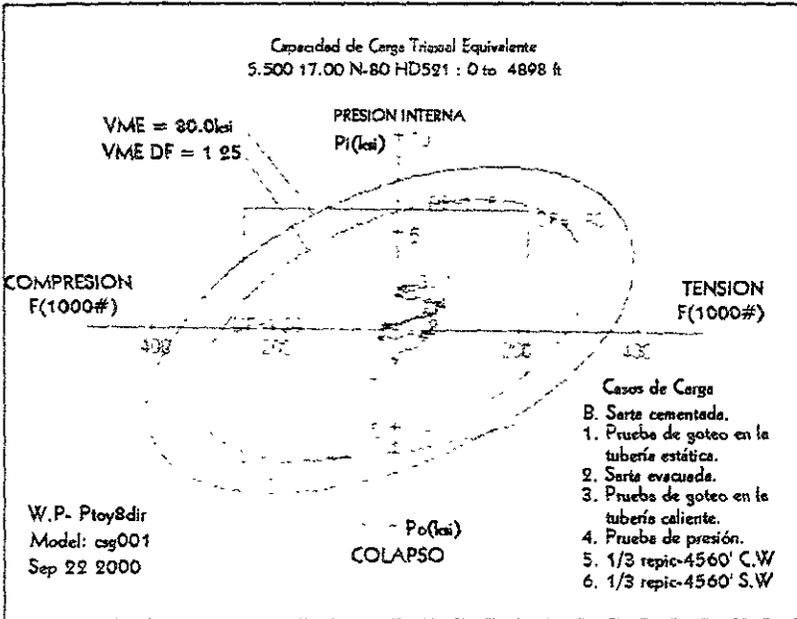


Figura 5.1

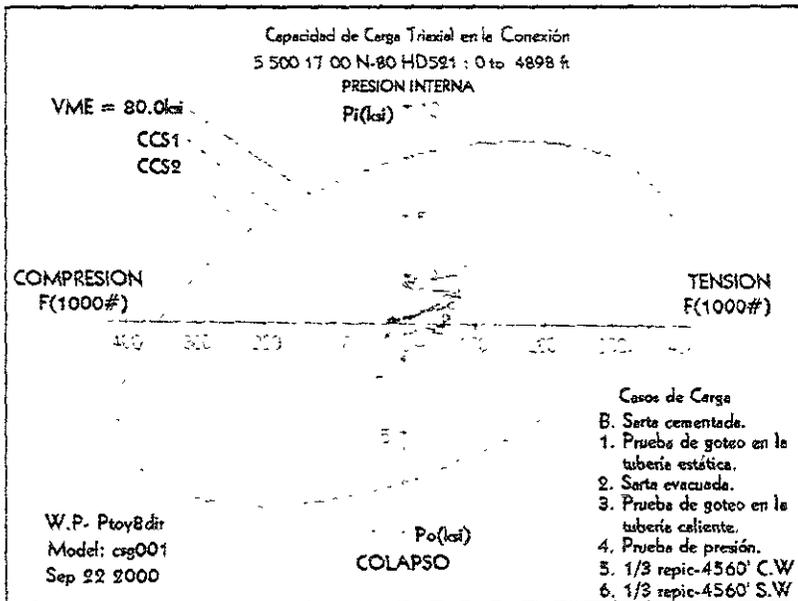


Figura 5.2

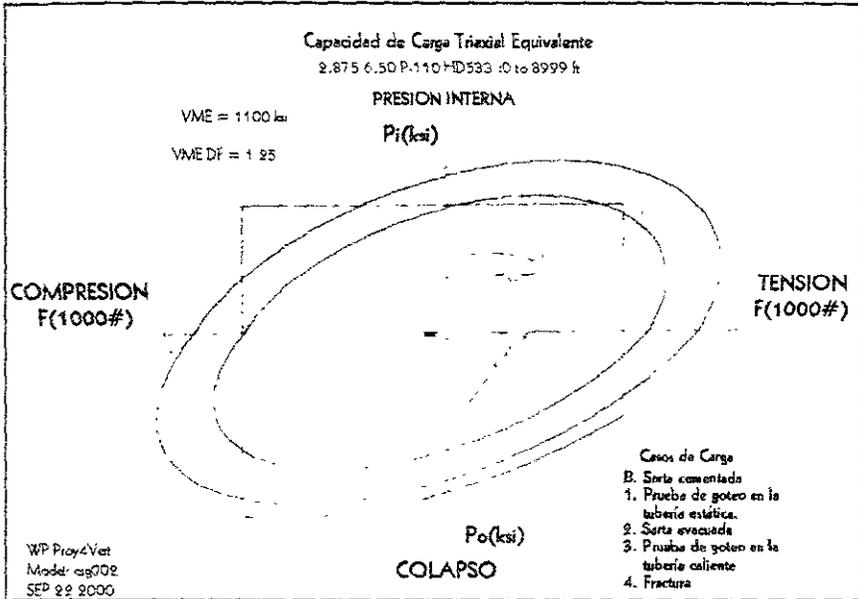


Figura 5.3

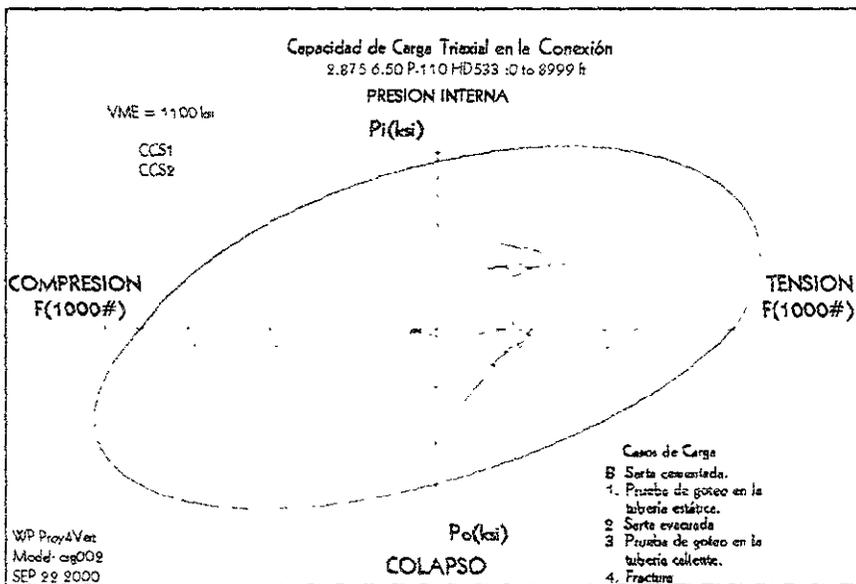


Figura 5.4

5.4 ANALISIS DE COSTOS.

En esta sección se analiza los costos de las tuberías que se emplean en las tres etapas de perforación y de las diferentes herramientas que se utilizan. Los costos dependen del tiempo de uso durante la perforación, por lo general este tiempo de uso se considera en días.

Para el caso del diseño convencional, se tomo en cuenta las tuberías de Perforación, Revestimiento, Producción y Extrapesada. El costo del uso de Motor de Fondo, solo se considero en la etapa intermedia que es la etapa de desviación. Se considero 21 días en perforación, esto significa el tiempo de uso del equipo en operación. El análisis de costo involucra volumen de acero y tiempo de perforación llevándonos a un costo total de \$ 4,255,710.2.

En el diseño propuesto, se considero el costo de las tuberías de Revestimiento y Producción. Para este diseño el uso del Motor de Fondo se considera para las dos últimas etapas y con un tiempo de perforación de 16 días. El costo de la Llave de Apriete Hidráulico, se analizo con mayor interés para la etapa intermedia ya que se esta trabajando con tubería de Revestimiento. Esto nos llevo a un costo total de \$3,688,601.55.

Realizando una comparación en el Diseño Convencional contra el Diseño Propuesto, nos indica que se tiene un ahorro del 13.32% en la etapa de perforación.

Analisis de Costos

Diseño Propuesto

CONCEPTO	COSTO POR DIA	COSTO POR METRO	TIEMPO DE USO	METROS UTILIZADOS**	TOTAL
Costo de Motor de Fondo	\$90,675		7		\$634,725.00
Costo De Renta De Martillo	\$13,950				\$13,950
Costo De Estabilizador	\$2,790				\$2,790
Costo De Tuberia De Revestimiento De 5 1/2"		\$424.50		1866.3	\$792,244.35
Costo De Tuberia De Produccion De 2 7/8"		\$361.52		3429	\$1,239,652
Costo De Llave Hidraulica De Apriete	\$9,120		16		\$145,920.00
Costo de Equipo en Operación	\$53,710		16		\$859,360
					TOTAL= \$3,688,601.35

Diseño Convencional

CONCEPTO	COSTO POR DIA	COSTO POR METRO	TIEMPO DE USO	METROS UTILIZADOS**	TOTAL
Costo de Motor de Fondo	\$90,675		4.25		\$385,368.70
Costo De Renta De Martillo	\$13,950				\$13,950
Costo De Estabilizador	\$2,790				\$2,790
Costo De Tuberia De Perforacion	\$176,700				\$176,700
Costo De Tuberia Extrapesada	\$500			342	\$171,000
Costo De Tuberia De Revestimiento De 7"		\$552.83		1886.3	\$1,031,746.70
Costo De Tuberia De Produccion De 3 1/2"		\$371.34		3429	\$1,273,324.80
Costo De Llave Hidraulica De Apriete	\$9,120		8		\$72,960.00
Costo de Equipo en Operación	\$53,710		21		\$1,127,910
					TOTAL= \$4,255,710.20

** Se adiciona un 25 % de la longitud real como margen de seguridad

DIFERENCIA ENTRE EL MODELO CONVENCIONAL Y EL MODELO COMPUESTO :

DISEÑO PROPUESTO= \$ 3,688,601.55

DISEÑO CONVENCIONAL= \$ 4,255,710.2

125

LO QUE SIGNIFICA UN AHORRO DE 13.32 % EN LA ETAPA DE PERFORACION

CONCLUSIONES

- Se logró demostrar que en pozos someros no es necesario el diseñar la sarta como revestimiento en la forma convencional, ya que con un adecuado diseño de la sarta como perforadora, puede cumplir con la resistencia necesaria para soportar los esfuerzos presentados durante la perforación del pozo y los requeridos en el empleo como tubería de revestimiento.
- La aplicación de la técnica de perforar con tubería de revestimiento permite un ahorro en el tiempo de perforación de aproximadamente un 13% en comparación con técnicas convencionales, esto se convierte en un ahorro debido a la renta del equipo. Este porcentaje de ahorro puede verse aumentado tomando en cuenta que no se están considerando el ahorro debido a los volúmenes de lodo de perforación y volúmenes de cemento utilizado, además del ahorro de tiempo por inspección de tubería de perforación.
- La técnica de perforación con tubería de revestimiento proporciona una alternativa mas en la perforación de pozos petroleros, ya que permite un ahorro considerable en costos y tiempo de perforación, y para lograrlo es necesario el contar con información de alta calidad que asegure el éxito del proyecto.

- La aplicación de ésta técnica no deberá utilizarse indiscriminadamente para cualquier pozo o campo, sin haber realizado una evaluación extensa de casos candidatos a éste tipo de pozos.

RECOMENDACIONES

La aplicación de la técnica de perforación con tubería de revestimiento, está enfocada para su aplicación en pozos que cumplan con los siguientes requisitos:

- Campos de desarrollo en explotación intermedia o avanzada, de donde se tiene suficiente información y requiera aumentar la rentabilidad de los proyectos de inversión.
- Pozos desviados o verticales someros a medianos con profundidades entre 1500 a 3000 m.
- Los campos deben ser de desarrollo, por lo cual las formaciones deben ser perfectamente identificadas y serán factibles de perforar con esta técnica.
- Se deberán conocer con precisión los gradientes de formación y fractura para poder controlar las densidades del lodo de perforación, a fin de evitar pegaduras por presiones diferenciales y de esta manera mantener el ritmo de penetración.

- Se recomienda que durante el diseño de la sarta que será utilizada para perforar, se tomen en cuenta condiciones extremas de trabajo para garantizar su buen desempeño durante la operación.

- Las conexiones a utilizar para la tuberías de revestimiento deberán tener valores a la torsión y arrastre igual o mayor que la correspondiente a la tubería de perforación utilizada normalmente para hacer pozos similares.

- El equipo de perforación que se propone para poder llevar a cabo la perforación con tubería de revestimiento, será un equipo convencional que deberá de presentar algunos cambios, entre las que se encuentra:
 1. El equipo deberá acondicionarse para utilizar una flecha (Kelly) de 15 metros de longitud, para lo cual se necesitará modificar la profundidad del agujero auxiliar y la manguera del "cuello de ganso".
 2. La rampa deberá considerar la nueva longitud de la tubería.
 3. los peines de la "Changuera" deberán abrirse entre 4 y 6 centímetros más que el diámetro exterior de la tubería de revestimiento a utilizar.
 4. Se recomienda un indicador de torsión permanente como herramienta necesaria durante la perforación del pozo.
 5. Lo mas importante, es que se requerirá del compromiso y trabajo conjunto de los involucrados para asegurar el éxito de la operación y así obtener el mayor beneficio en la aplicación de nuevas técnicas.

NOMENCLATURA

A_s	Área de la sección transversal de la tubería (pg^2)
A_{sc}	Arco de la sección crítica de la conexión (pg^2)
A_{ST}	Arco de la sección transversal de la tubería (pg^2)
C	Máxima severidad de la pata de perro, ($^\circ/100_{pie}$)
D_e	Diámetro exterior de la tubería (pg)
D_i	diámetro interior de la tubería (pg)
E	Módulo de elasticidad 29×10^6 (lb/pg^2)
E_{FPPE}	Eficiencia a la tensión (fracción ó %)
E_s	Esfuerzo debido a la desviación de la tubería, (lb/pg^2)
F	Fuerza de fricción de la TR, (lb)
f_c	Factor de Colapso
F_{DC}	Fuerza en los Lastrabarrenas, (lb)
f_i	Factor de Presión Interna
pie	Factor de Tensión
F_x	Resistencia a la flexión de la conexión (fracción)
F_1	Fuerza en el exterior de la TR, (lb)

F_2	Fuerza en el interior de la TR, (lb)
F_σ	Coefficiente de Esfuerzo Matricial
G_e	Gradiente de lodo en la siguiente etapa, (gr/cm^3)
G_f	Densidad equivalente del gradiente de fractura, (gr/cm^3)
G_{for}	Gradiente de Formación, (gr/cm^3)
G_g	Gradiente del Gas, (gr/cm^3)
G_l	Gradiente del fluido de perforación usado, (gr/cm^3)
K	Factor de carga lateral sobre las cuñas $1/\tan(\gamma+2)$
L	Profundidad de asentamiento de la TR, (pie)
L_1	Profundidad equivalente, (pie)
L_{LB}	Longitud de Lastrabarreras, (pie)
L_e	Profundidad de la siguiente etapa, (pie)
L_p	Altura del fluido de respaldo, (pie)
L_s	Longitud de las cuñas, generalmente 6 ó 12 (pg)
L_t	Longitud de la Tubería de Producción, (pie)
L_{TR}	Longitud de la TR, (pie)
ΔL	Incremento en la longitud en la desviación (pie)
P	Presión, (lb/pg^2)

P_b	Presión de Ruptura, (lb/pg^2)
P_c	Presión de Colapso de Diseño, (lb/pg^2)
P_{cf}	Presión de Colpas en el Fondo, (lb/pg^2)
P_{cx}	Presión de Colapso a la profundidad de interés, (lb/pg^2)
P_d	Presión Diferencial, (lb/pg^2)
P_{df}	Presión de Diseño en el Fondo, (lb/pg^2)
P_{di}	Presión de Diseño en Interfase, (lb/pg^2)
P_{ds}	Presión de Diseño en Superficie, (lb/pg^2)
P_{dx}	Presión de Diseño en el Espejo, (lb/pg^2)
P_{ff}	Presión de fractura, (lb/pg^2)
P_{fm}	Presión de fondo máxima, (lb/pg^2)
P_f	Presión máxima de Colapso, (lb/pg^2)
P_{for}	Presión de Formación, (lb/pg^2)
P_I	Presión de Inyección, (lb/pg^2)
P_i	Presión Interna, (lb/pg^2)
P_h	Presión Hidrostática, (lb/pg^2)
P_{im}	Presión Interna de línea de carga máxima, (lb/pg^2)
P_{rc}	Presión resultante de Colapso, (lb/pg^2)

P_{rf}	Presión de Colapso en el Fondo, (lb/pg^2)
P_{ri}	Presión de respaldo en la Interfase, (lb/pg^2)
P_{rt}	Presión de respaldo en el Fondo, (lb/pg^2)
P_s	Presión Superficial, (lb/pg^2)
P_{sr}	Presión de respaldo en Superficie, (lb/pg^2)
P_{xd}	Presión a la profundidad del espejo, (lb/pg^2)
R	Radio de curvatura (pie)
T	Carga por tensión debajo de la pata de perro, (lb_f)
T_a	Tensión aplicada, (lb_f)
T_c	Tensión debido a la Curvatura, (lb_f)
T_{df}	Tensión de Diseño en el Fondo, (lb_f)
T_{ds}	Tensión de Diseño en Superficie, (lb_f)
T_s	Tensión de las cuñas, (lb_f)
T_y	Mínima resistencia a la cedencia por tensión, (lb_f)
W_{LB}	Peso de los Lastrabarreras, (lb)
W_{TR}	Peso de la TR, (lb)
W_{tub}	Peso de la Tubería de Producción, (lb)
X_i	Profundidad de la columna del lodo, (pie)

X_p	Profundidad de la cima del fluido de respaldo, (pie)
Y	Angulo de las cuñas, generalmente $9^\circ 27' 45''$
Y_g	Profundidad de la columna del gas, (pie)
Z	$\text{Arctan } \mu$
σ	Esfuerzo de cedencia, (lb/pg^2)
σ_o	Esfuerzo de Sobrecarga, (lb/pg^2)
σ_H	Esfuerzo tangencial, (lb/pg^2)
σ_{mpg}	Esfuerzo mínimo, (lb/pg^2)
σ_Z	Esfuerzo matricial, (lb/pg^2)
σ_b	Máximo esfuerzo permisible por pandeo, (lb/pg^2)
ρ_e	Densidad equivalente, (gr/cm^3)
μ	Relación de Poisson
λ	Deformación del material (pg/pg) ó (pie/pie)
θ	Angulo de desviación (rad)
θ_c	Angulo de desviación que resiste la conexión ($^\circ/100 \text{ pie}$)

BIBLIOGRAFÍA

1. CASING DRILLING APPLICATION DESIGN CONSIDERATION.
Tommy M. Warren, SPE, Tesco Drilling Technology. IADC/SPE 59179.
2. CASING DRILLING "A REVOLUTIONARY APPROACH TO REDUCING WELL COSTS".
Bob Tessary and Garret Madell, SPE / IADC 52789.
3. DRILLING WITH CASING: THE MEXICAN TECHNIQUE USES THE CASING AS A DRILLPIPE.
José C. De León Mojarro, Martín Terrazas, SPE, PEMEX E-P. SPE 59055.
4. APPLIED DRILLING ENGINEERING SPE (1984).
Adam T. Bourgoyne jr. Martín E. Chenevert.
5. DRILLING ENGINEERING A COMPLETE WELL PLANING APPROACH.
Neal J. Adams, Penn Well Books.
6. PERFORANDO CONTUBERÍA DE PRODUCCIÓN.
Abraham Julián Eljure. HYDRILL Co.
7. DRILLING WITH CASING PROMISES MAJOR BENEFITS.
Tessary B. Madell G. Warren T. Oil and Gas Journal, V-97, No. 20, PP 58-62. 5/17/1999.

8. CONTROL DE VARIABLES Y OPTIMIZACIÓN DE LA PERFORACIÓN.
M. en I. Juan Antonio Morales Díaz de Vivar. Instituto Mexicano del
Petróleo / UNAM.

9. DISEÑO ÓPTIMO DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO.
Daniel García Gavito. México.