



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

“Diseño, Corrida y Cementación de un liner de producción
para el pozo ESPOL-2D”

TESINA DE GRADO

Previo a la obtención del Título de:

INGENIERO EN PETRÓLEOS

Presentada por:

Dennis Gabriel Chávez Alvear

Adriana Katherine Díaz Galarza

Ramiro José Ortega Estrada

GUAYAQUIL – ECUADOR

Año: 2012

AGRADECIMIENTO

Agradezco a Dios por permitirme culminar mis estudios universitarios.

A mis padres por el apoyo incondicional a lo largo de esta etapa, a mis hermanos que me ayudaron de una u otra forma en mi vida.

A todos y cada uno de los profesores quienes impartieron sus conocimientos en las aulas y a mis amigos quienes en todo momento estuvieron brindándome su apoyo desinteresado.

Dennis Gabriel Chávez Alvear

AGRADECIMIENTO

A Dios, por darme las fuerzas necesaria para culminar mi vida universitaria.

A mis padres, por ser amigos y guías que me han ayudado a crecer, gracias por estar siempre conmigo en todo momento.

A mis hermanos Tatiana y Alexis, que con su amor me han enseñado a salir adelante. Gracias por su paciencia y por preocuparse por su hermana menor, y por estar en este momento importante de mi vida.

A Marco, por su apoyo incondicional y permitirme formar parte de su familia.

Adriana Katherine Díaz Galarza

AGRADECIMIENTO

A Dios, por bendecirme en este largo trayecto estudiantil.

A mis padres, quienes han sido los pilares fundamentales de mi formación, y que siempre me brindan su apoyo incondicional guiándome siempre a ser mejor persona.

A mi hermana, quien me acompaña siempre en los buenos y malos momentos.

A mi familia, por su preocupación y ayuda cuando los necesito.

A la familia Espinoza Espinosa, quienes me abrieron las puertas de su hogar, y supieron brindarme su cariño.

Ramiro José Ortega Estrada

DEDICATORIA

Dedico esta tesina a mi padre por brindarme los recursos necesarios y estar a mi lado apoyándome y aconsejándome siempre. A mi madre por hacer de mi una mejor persona a través de sus consejos, enseñanzas y amor. A mis hermanos por estar siempre presentes y para que sigan luchando por alcanzar sus metas.

Dennis Gabriel Chávez Alvear

DEDICATORIA

Me gustaría dedicar esta tesina a mis padres, por su comprensión y ayuda en todos los momentos. Me han dado todo lo que soy como persona, mis valores, mis principios, mi perseverancia, y todo ello con una gran dosis de amor y sin pedir nunca nada a cambio. A mis sobrinos para que sepan que todo esfuerzo tiene recompensa.

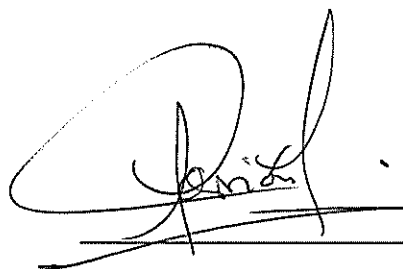
Adriana Katherine Díaz Galarza

DEDICATORIA

A mis padres y hermana, quien con esmero, esfuerzo y dedicación, supieron guiarme espiritual e intelectualmente. Sus enseñanzas y su amor incondicional han sido la esencia primordial para el desarrollo y culminación de mi carrera universitaria.

Ramiro José Ortega Estrada

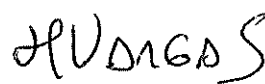
TRIBUNAL DE GRADUACIÓN



Dr. Paúl Carrión

DECANO DE LA FICT

PRESIDENTE



Ing. Xavier Vargas

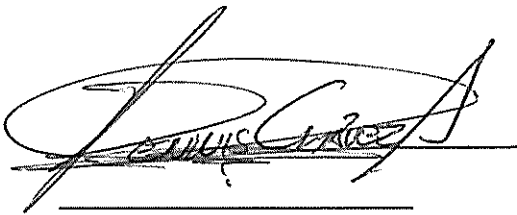
DIRECTOR DE TESINA

VICEPRESIDENTE

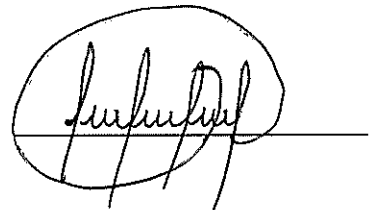
DECLARACIÓN EXPRESA

- “La responsabilidad del contenido de esta Tesis de Grado, nos corresponde
exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la ESCUELA
SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL”

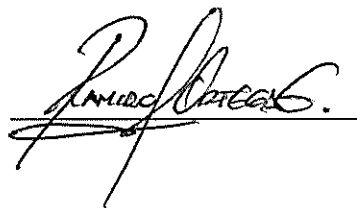
(Reglamento de Graduación de la ESPOL).

A handwritten signature in black ink, appearing to read "Dennis G. Chávez A.", written over a horizontal line.

Dennis G. Chávez A.

A handwritten signature in black ink, appearing to read "Adriana K. Díaz G.", written over a horizontal line.

Adriana K. Díaz G.

A handwritten signature in black ink, appearing to read "Ramiro J. Ortega E.", written over a horizontal line.

Ramiro J. Ortega E.

RESUMEN

El presente trabajo nos muestra el diseño actual del Revestimiento y Cementación del Liner de Producción del pozo direccional tipo “S” ESPOL-2D, ubicado en el oriente ecuatoriano.

Se resalta la historia del pozo, describiendo la ubicación del campo donde fue perforado, características litológicas y propiedades petrofísicas del mismo junto con el programa de perforación aplicado. Se describen además conceptos básicos sobre revestimiento y cementación de pozos.

Finalmente se presenta el diseño de la sarta de revestimiento incluyendo el liner, destacando la importancia de su uso y el de las herramientas a bajar.

INTRODUCCIÓN

La selección apropiada de un liner de producción es un aspecto importante en la programación y planificación del revestimiento de un pozo, ya que disminuye la utilización de revestidor y por ende reduce costos.

El diseño óptimo de un revestidor incluyendo el liner, se asegura en la selección adecuada y económica de tuberías de revestimiento, así como su duración y capacidad de resistencia a las condiciones a encontrar durante la perforación y vida útil del pozo, para lo cual se dan a conocer los conceptos básicos del diseño de revestidores.

Mientras que el programa de cementación debe diseñarse para obtener una buena cementación primaria. El trabajo debe aislar y prevenir la comunicación entre las formaciones cementadas y entre el hoyo abierto y las formaciones superficiales detrás del revestidor. Debe considerarse el no fracturar alrededor de la zapata del conductor o de la sarta de superficie durante las subsiguientes operaciones de perforación o cuando se corren las otras sargas de revestimiento.

ABREVIATURAS

BPPD	Barriles de Petróleo Por Día
API	American Petroleum Institute
PSI	Libras por pulgada cuadrada
PSIA	Libras por pulgada cuadrada absoluta
Km	Kilómetros
Km2	Kilómetros cuadrados
MD	Measure Depth (Profundidad Medida)
TVD	True Vertical Depth (Profundidad Vertical Verdadera)
BOP	Blow Out Preventor (Preventor de Arremetidas)
HP	High Pressure (Alta Presión)
HT	High Temperature (Alta Temperatura)
TR	Tubería de Revestimiento
OD	Outer Diameter (Diámetro Externo)
ID	Inner Diameter (Diámetro Interno)
lbs	Libras
BHA	Bottom Hold Assembly (Ensamblaje de Fondo)
BLS	Barriles
GPM	Galones Por Minuto
RPM	Revoluciones Por Minuto
KOP	Kick Off Point (Inicio de construcción de ángulo)

ROP	Rate of Penetration
TQ	Torque
WOB	Weight on bit (Peso en broca)
Klbs	Kilo libras
ppg	partes por galón
ft/hr	pies por hora
LWD	Logging While Drilling
lpg	libras por galón

SIMBOLOGÍA

°F	Fahrenheit
#	Peso en libras
'	Pies
"	Pulgadas
$W_{TR\ total}$	Peso total de la sarta
n_t	Número de tubos de la sarta
L	Longitud de cada tubo, pies
W_{TR}	Peso de cada tubo, lbs

CONTENIDOS

AGRADECIMIENTOS	II
DEDICATORIAS	V
TRIBUNAL DE GRADUACIÓN	VIII
DECLARACIÓN EXPRESA	IX
RESUMEN	X
INTRODUCCIÓN	XI
ABREVIATURAS	XII
SIMBOLOGÍA.....	XIV
CAPITULO I: CONCEPTOS BÁSICOS	1
1.1 REVESTIDORES	1
1.1.1 SELECCIÓN.....	2
1.1.2 FUNCIONES	3
1.1.3 CARACTERÍSTICAS	3
1.1.4 FACTORES TÉCNICOS Y ECONÓMICOS	4
1.1.5 TIPOS DE REVESTIDORES	5
1.1.5.1 REVESTIDOR CONDUCTOR	5
1.1.5.2 REVESTIDOR SUPERFICIAL	5
1.1.5.3 REVESTIDOR INTERMEDIO	5
1.1.5.4 REVESTIDOR DE PRODUCCIÓN	6
1.1.5.5 LINER.....	7
1.1.6 CRITERIOS DE DISEÑO	8
1.1.6.1 DIÁMETRO EXTERIOR Y GROSOR DE LA PARED	8
1.1.6.2 PESO POR UNIDAD DE LONGITUD	9
1.1.6.3 GRADO DE ACERO	9
1.1.6.4 TIPO DE CONEXIÓN.....	10
1.1.6.4.1 API 8- REDONDA, STC O LTC.....	11
1.1.6.4.2 API BTC.....	12
1.1.6.4.3 SELLO METAL-CON METAL, CON ROSCAS Y ACOPLER.....	12
1.1.6.4.4 SELLO METAL-CON METAL, REFORZADA E INTEGRAL (O ACOPLADA).....	13
1.1.6.4.5 SELLO METAL-CON METAL, FORMADA E INTEGRAL (DESCARGA)	14
1.1.6.4.6 SOLDADA A, REFORZADA E INTEGRAL	15

1.1.6.5	LONGITUD DEL TRAMO O JUNTA	15
1.1.7	NOMENCLATURA	16
1.1.8	ESFUERZOS EN TUBERÍA DE REVESTIMIENTO	17
1.1.8.1	TENSIÓN	17
1.1.8.2	COLAPSO	18
1.1.8.3	ESTALLIDO.....	19
1.2	CEMENTACIÓN.....	20
1.2.1	OBJETIVOS	21
1.2.2	TIPOS DE CEMENTACIÓN.....	22
1.2.2.1	CEMENTACIÓN PRIMARIA	22
1.2.2.2	CEMENTACIÓN SECUNDARIA.....	22
1.2.3	PLANIFICACIÓN.....	22
1.2.4	TIPOS DE CEMENTOS	23
1.2.4.1	CEMENTO CLASE A	23
1.2.4.2	CEMENTO CLASE G.....	23
1.2.4.3	CEMENTO CLASE H.....	23
1.2.5	ADITIVOS DEL CEMENTO	24
CAPITULO II: DESCRIPCIÓN GENERAL DEL CAMPO AUCA		25
2.1	RESEÑA HISTÓRICA.....	25
2.2	UBICACIÓN DEL CAMPO	25
2.3	GEOLOGÍA DEL CAMPO	27
2.3.1	CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS	27
2.3.2	ESTRUCTURA DE LOS YACIMIENTOS	28
2.3.2.1	ESTRATIGRAFÍA DE LOS YACIMIENTOS.....	28
2.3.2.2	LITOLOGÍA DE LOS YACIMIENTOS	29
2.3.2.3	AMBIENTES DE DEPOSITACIÓN DE LOS YACIMIENTOS	32
2.3.3	TOPES Y BASES PROMEDIOS DE LAS FORMACIONES.....	32
2.3.4	COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DE LA CUENCA ORIENTE	34
CAPITULO III: INFORMACIÓN GENERAL DEL POZO		35
CAPITULO IV: PROGRAMA DE PERFORACIÓN Y CEMENTACIÓN		36
4.1	SECCIÓN DE 26".....	36
4.2	SECCIÓN DE 16".....	39
4.3	SECCIÓN DE 12 1/4".....	44

CAPITULO V: PROGRAMA DE PERFORACIÓN Y CEMENTACIÓN PARA LINER DE PRODUCCIÓN DE 7"	49
5.1 DESCRIPCIÓN DE LINER.....	49
5.1.1 TOP PACKER	49
5.1.2 COLGADOR DE LINER.....	50
5.1.3 LANDING COLLAR.....	51
5.1.4 INSERTO DE ZAPATO DE FLOTACIÓN	52
5.1.5 PUMP DOWN PLUG.....	53
5.1.6 SETTING TOOL	54
5.1.7 STINGER	55
5.1.8 ROTATING PACKER SETTING DOG SUB	55
5.1.9 LC PLUG DROPPING HEAD.....	56
5.1.10 POSITIVE BALL DROPPING SUB	57
5.1.11 FLAG SUB.....	58
5.2 PERFORACIÓN DE LA SECCIÓN DE 8 ½".....	59
5.3 PREPARACIÓN PREVIA A LA CORRIDA DEL LINER DE 7"	60
5.4 PROCEDIMIENTO OPERACIONAL DE LA CORRIDA	62
5.5 CEMENTACIÓN.....	71
CONCLUSIONES	74
RECOMENDACIONES	75
ANEXOS	76
1 DISEÑO DE REVESTIMIENTO CONDUCTOR DE 20"	76
2 DISEÑO DE REVESTIMIENTO SUPERFICIAL DE 13 3/8"	76
3 DISEÑO DE REVESTIMIENTO INTERMEDIO DE 9 5/8".....	79
4 DISEÑO DE LINER DE PRODUCCIÓN DE 7"	82
5 DESPLAZAMIENTO DEL REVESTIDOR DE 13 3/8".....	84
6 DESPLAZAMIENTO DEL REVESTIDOR DE 9 5/8".....	85
7 DESPLAZAMIENTO DEL LINER DE 7"	85
8 TIEMPO VS. PROFUNDIDAD DE LA PERFORACIÓN	86
BIBLIOGRAFÍA	87

CAPITULO I

CONCEPTOS BÁSICOS

1.1 REVESTIDORES

Son tuberías especiales que se introducen en el hoyo perforado y que luego son cementadas para lograr la protección del hoyo y permitir posteriormente el flujo de fluidos desde el yacimiento hasta superficie. También son conocidas como: Tubulares o Casing.

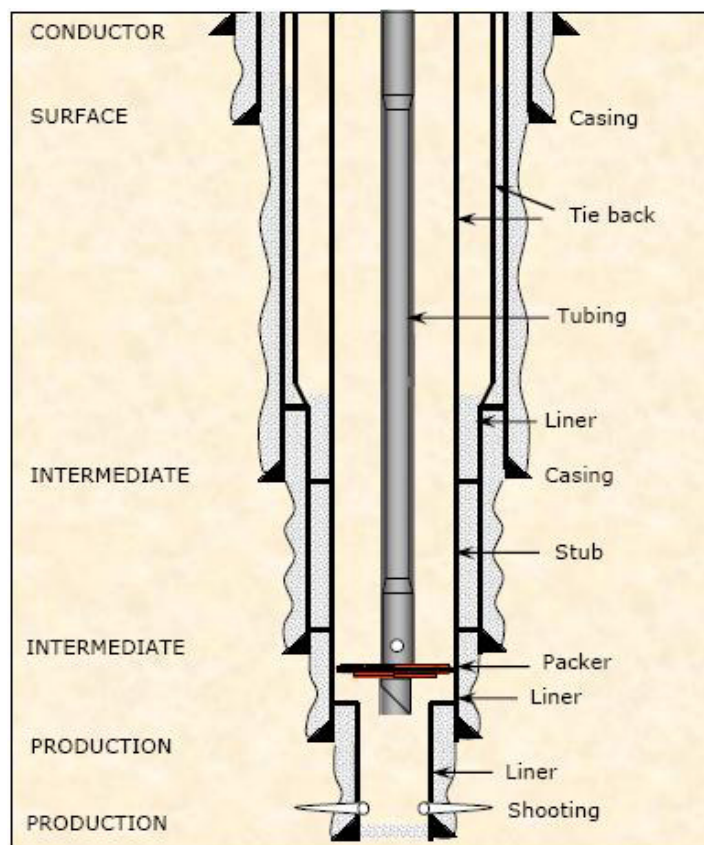


Fig.1.1: Sarta de revestidores en un pozo

1.1.1 SELECCIÓN

La selección apropiada de las tuberías de revestimiento es uno de los aspectos más importantes en la programación, planificación y operaciones de perforación de pozos. La capacidad de la sarta de revestimiento seleccionada para soportar las presiones y cargas para una serie dada de condiciones de operación, es un factor importante en la seguridad y economía del proceso de perforación y en la futura vida productiva del pozo.

El objetivo es diseñar un programa de revestidores que sea confiable, sencillo y económico.

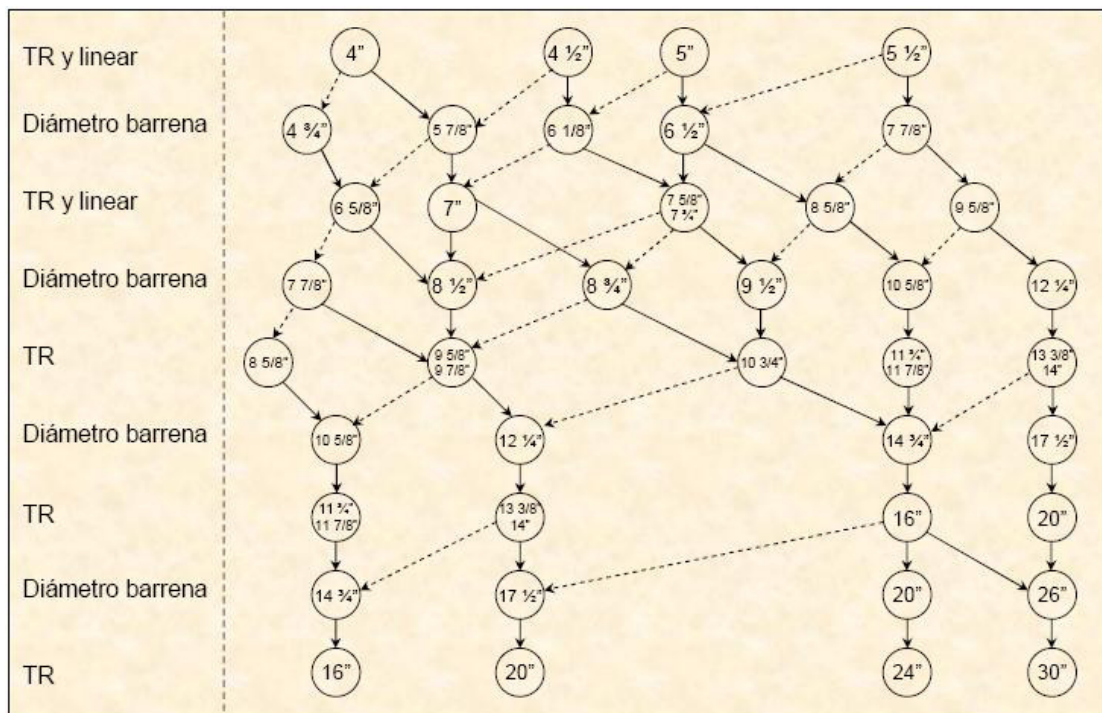


Fig. 1.2: Carta de selección de revestidores

1.1.2 FUNCIONES

La razón primaria de colocar una tubería de revestimiento en un pozo, es proporcionar protección al hoyo en una forma segura, confiable y económica.

Entre las funciones más importantes de las tuberías de revestimiento están:

- Evitar derrumbes en el pozo durante la perforación.
- Evitar contaminaciones de aguas superficiales.
- Suministrar un control de las presiones de formación.
- Prevenir la contaminación de las zonas productoras con fluidos extraños.
- Al cementarlo, se puede aislar la comunicación de las formaciones de interés.
- Confinar la producción del pozo a determinados intervalos.
- Facilitar la instalación del equipo de superficie y de producción.

1.1.3 CARACTERÍSTICAS

Las tuberías de revestimiento se fabrican de acero de la más alta calidad y bajo estrictos controles de seguridad en los procesos de fabricación. Son del tipo sin costura, obtenidas por fusión en horno y soldadas eléctricamente.

El API ha desarrollado especificaciones para la tubería de revestimiento, aceptadas internacionalmente por la industria petrolera. Entre las

especificaciones incluidas para los revestidores y las conexiones están características físicas, propiedades de resistencias a los diferentes esfuerzos y procedimientos de pruebas de control de calidad. En los diseños se deben tomar en cuenta tales especificaciones para minimizar las posibilidades de fallas.

1.1.4 FACTORES TÉCNICOS Y ECONÓMICOS

La capacidad de la sarta seleccionada para resistir esfuerzos y cargas bajo determinadas condiciones es un factor muy importante para la seguridad y economía en la perforación y posterior producción del pozo.

La sarta de revestimiento representa un alto porcentaje de la inversión total de un pozo, por lo tanto no se justifica pagar más por resistencia o calidad de lo que es realmente necesario.

Los factores técnicos corresponden al diámetro, peso, longitud, tipo de unión o rosca, material utilizado, condiciones de carga, naturaleza de la formación, método de fabricación, etc. La tubería debe tener una superficie lo más lisa posible, tanto en el interior, para evitar que las herramientas o equipos “corridos” en el pozo se atoren, como en el exterior, para reducir la fricción entre la tubería y las paredes del hoyo; debe ser hermética, para eliminar entrada de fluido al pozo; y resistir la corrosión.

1.1.5 TIPOS DE REVESTIDORES

1.1.5.1 REVESTIDOR CONDUCTOR

La sarta es utilizada para apoyar formaciones no-consolidadas, proteger arenas de aguas frescas de ser contaminadas y reviste cualquier depósito poco profundo de gas. La sarta es usualmente cementada a la superficie en tierra y al lecho marino costa afuera. Esta es la primera sarta a la que se instala la columna de BOP. En caso de que se utilicen BOPs de superficie (es decir autoelevables) la sarta de conducción también sostiene el cabezal de pozo, el arbolito y sartas de revestimiento subsecuentes.

1.1.5.2 REVESTIDOR SUPERFICIAL

Provee protección contra arremetidas para la perforación más profunda, soporte estructural para el cabezal del pozo y sartas de revestimiento subsecuentes y es muchas veces utilizada para aislar formaciones problemáticas. La sarta se encuentra, ya sea cementada a la superficie o en el interior de la sarta de conducción.

1.1.5.3 REVESTIDOR INTERMEDIO

Una vez más esta sarta provee contra arremetidas para la perforación más profunda y aísla formaciones problemáticas que pudieran dañar la seguridad del pozo y/o impedir operaciones de perforación. Una sarta

de tubería intermedia de revestimiento es comúnmente colocada cuando es probable que un pozo encuentre un influjo y/o pérdida de circulación en el agujero descubierto proveyendo de esta manera protección contra arremetidas al mejorar la fuerza del pozo. La altura del cemento es determinada por el requisito del diseño de sellar cualquier zona de hidrocarburo y de flujos de sal. El tope del cemento no necesita estar dentro de la sarta superficial del revestimiento.

1.1.5.4 REVESTIDOR DE PRODUCCIÓN

Este es el nombre que se aplica a la tubería de revestimiento que contiene la tubería de producción y podría estar potencialmente expuesta a fluidos del reservorio. La misma podría ser extendida hasta la superficie como una sarta integral o ser una combinación de un "Liner" de producción (7") y la tubería de revestimiento de producción anteriormente colocada (9-5/8"). El propósito de la tubería de revestimiento de producción o explotación es la de aislar las zonas productoras, permitir el control de reservorio, actuar como un conducto seguro de transmisión de fluidos/gas/condensado, a la superficie y previene influjos no deseados.

1.1.5.5 LINER

Un liner será suspendido (colgado) a corta distancia por encima de la zapata anterior y será cementado a lo largo de toda su longitud para asegurar un buen sellado al aislar el espacio anular. Muchas veces un packer de liner puede ser instalado como una segunda barrera, por precaución. Pozos HP/HT, que incorporan un liner largo podrían ser cementados solo en la zapata y forzar el traslape. Los liners permiten una perforación más profunda, separar zonas productoras, de formaciones de reservorio y puede también ser instalado para propósitos de la realización de pruebas.

Los “liners” de perforación son colocados:

- Para proveer una zapata más profunda.
- Para aislar formaciones inestables.
- Para lograr una perforación con tubería de revestimiento a menor costo.
- Debido a limitaciones del equipo de perforación.

Los “liners” de producción son colocados:

- Para completar el pozo a menor costo.
- Permitir un conductor de producción más grande para proveer un rango de elección para la tubería.
- Debido a limitaciones del equipo de perforación.

1.1.6 CRITERIOS DE DISEÑO

La tubería de revestimiento viene usualmente especificada por las siguientes propiedades:

- Diámetro exterior y grosor de la pared
- Peso por unidad de longitud
- Grado del acero
- Tipo de conexión
- Longitud de la junta

1.1.6.1 DIÁMETRO EXTERIOR Y GROSOR DE LA PARED

El diámetro exterior se refiere al cuerpo de la tubería y no a los acoples. El diámetro de los acoples es importante, ya que determina el tamaño mínimo del agujero en el que puede ser corrida la tubería de revestimiento.

El grosor de la pared determina el diámetro interno de la tubería y por lo tanto el tamaño máximo de la barrena que puede ser corrida a través de la tubería.

La tolerancia permitida en lo que se refiere a diámetro exterior y grosor de la pared, es dictada por API Spec. 5CT. Como regla general:

OD de la TR \geq 4 ½ pulgadas	Resistencia + 1.00%, - 0.50%
OD de la TR < 4 ½ pulgadas	Resistencia \pm 0-031%
Grosor de la pared	Resistencia -12.5%

1.1.6.2 PESO POR UNIDAD DE LONGITUD

El peso nominal de tubería de revestimiento es utilizado principalmente para identificar tubería de revestimiento durante el ordenado. Los pesos nominales no son exactos y están basados en el peso teórico calculado de una tubería con roscas y acoples, de 20 pies de longitud.

1.1.6.3 GRADO DE ACERO

Las propiedades mecánicas y físicas de la tubería de revestimiento dependen de la composición química del acero y el tratamiento de calor que recibe durante su fabricación.

La carta de designación da una indicación sobre el tipo de acero y el tratamiento que recibe durante su fabricación.

API define nueve grados de acero de acero para tubería de revestimiento:

H40 J55 K55 C75 L80 N80 C95 P110 Q125

El número de designación de una indicación sobre el tipo de acero y el tratamiento que recibe durante su fabricación.

Una sección más detallada sobre Selección de Materiales, puede ser encontrada mas adelante.

1.1.6.4 TIPO DE CONEXIÓN

Hoy en día existen múltiples tipos de conexiones disponibles en el Mercado. La selección de una conexión adecuada debe ser basada en la intención de aplicación, el desempeño requerido y el costo.

La tabla a continuación puede actuar como una guía a groso modo, para saber si se deben usar roscas API o Premium.

Tubería de revestimiento de producción

Tabla 1.1: Presión de rosca

Líquidos	Rosca API	<5000 PSI>	Rosca Premium
Gases	Rosca API	<3500 PSI>	Rosca Premium
Líquidos	Rosca API	<7500 PSI>	Rosca Premium
Gases	Rosca API	<5000 PSI>	Rosca Premium

Si la presión diferencial a través de la conexión es de ≥ 7500 PSI, la opción preferente es la de utilizar roscas Premium. Una rosca API con un diseño de acoples mejorado puede ser utilizado, a pesar de que sus cualidades de sellado no son muy confiables.

Las propiedades de conexión, colapso, ruptura y tensión, deberán ser comparadas con las propiedades del cuerpo de tubería. Las que sean

menores deberán ser utilizadas en todas las conexiones de diseño de tubería de revestimiento.

En adición, algunas conexiones tienen la capacidad de compresión muy baja comparada a su fuerza tensora.

Se encuentra disponible seis conexiones genéricas. Estas se muestran a continuación con algunas características generales.

1.1.6.4.1 API 8- REDONDA, STC O LTC

- Buena disponibilidad y precio.
- Sellado de líquido hasta un máximo de aproximadamente 210 F.
- El sellado es una combinación de geometría de conexión y grasa lubricante para roscas.
- Apretamiento pobre de gas.
- Mediciones y pericias se encuentran vastamente disponibles para re-fabricación y restauración.
- Propenso a daños y cruce de roscas debido a la falta de redondez, especialmente en ODs mas grande.
- Alto esfuerzo circunferencial de ensamble en los acoples.
- Eficiencia tensora de 70- 75% dependiendo del tipo de rosca.

1.1.6.4.2 API BTC

- Buena disponibilidad y precio.
- Apretamiento pobre de gas.
- Sellado de líquido hasta un máximo de aproximadamente 210°F
- El sellado es una combinación de geometría y conexión y grasa lubricante para roscas.
- La cobertura de estaño mejora la resistencia de fugas.
- Mediciones y pericia se encuentra vastamente disponibles para re-fabricación y restauración.
- Propenso daños y cruce de roscas debido a la falta de redondez, especialmente en ODs más grandes.
- Alto esfuerzo circunferencial de ensamble en acoples.
- Eficiencia tensora es generalmente 85-95% de cuerpo de tubería.

1.1.6.4.3 SELLO METAL-CON METAL, CON ROSCAS Y ACOPLES.

- La disponibilidad depende del tipo de propiedad, por ejemplo, VAM, Fox, NS-CC, etc.
- Generalmente buen apretamiento de gas.
- Se encuentran disponibles acoples de despeje, especialmente manufacturados de algún material de mayor grado para mejorar el despeje del agujero.

- Son susceptibles a daños de manipuleo, si no son tratados con cuidado. Los piñones (pines) deben ser taladrados de forma concéntrica a los sellos para un sellado de gas efectivo.
- Particularmente convenientes para ser utilizados en altas aleaciones trabajadas en frío, que no pueden ser reforzadas.
- Por lo general tienen buenas características de conexión, debido a la interferencia reducida de roscas, comparadas a las conexiones API.
- Medición y pericia se encuentran disponibles, dependiendo del tipo, para re-fabricación y restauración y pueden ser rápidamente vueltas a cortar.
- El esfuerzo circunferencial de ensamble en los acoples puede ser controlado por interferencia reducida en las roscas, debido a que el sellado en las roscas, no es un requisito.
- La eficiencia tensora es por lo menos igual a BTC y en muchas instancias igual o mayor que el cuerpo de tubería.

1.1.6.4.4 SELLO METAL-CON METAL, REFORZADA E INTEGRAL (O ACOPLADA)

- Poca disponibilidad de acoples y limitados recortes reforzados para restauración de tubería.
- Costosa, especialmente la reforzada.

- Buen apretamiento de gas.
- Usualmente exhiben muy buenas capacidades de conexión/desconexión.
- Son susceptibles a daños por manipuleo, si no son tratados con cuidado.
- Los piñones (pines) deben ser trasladados de forma concéntrica a los sellos para un sellado de gas efectivo.
- La eficiencia tensora es por lo menos igual o mayor que el cuerpo de la tubería.

1.1.6.4.5 SELLO METAL-CON METAL, FORMADA E INTEGRAL (DESCARGA)

- Características excelentes de despeje del agujero, OD de tubería de descarga.
- Disponibilidad razonable, fácil de restaurar/ volver a cortar, no hay requerimientos para acoples.
- Buen apretamiento de gas.
- Los piñones (pines) deben ser taladrados de forma concéntrica a los sellos para un sellado de gas efectivo.
- Eficiencia tensora 50-75% del cuerpo de la tubería dependiendo del tipo de conexiones.

- Las conexiones podrían ser más débiles que el cuerpo de la tubería, para el valor de la presión interna.

1.1.6.4.6 SOLDADA A, REFORZADA E INTEGRAL.

- Muy costosas (conector, soldado y NDT)
- Eliminación de punta de molino con caja soldada.
- Roscas burdas para resistir cruce de roscas o daños.
- Producto continuamente enroscado resiste la separación bajo el pandeo o severo.
- Grados eliminados a soldables (tubería de línea) o H-40, K/J-55.
- Eficiencia tensora generalmente mayor al cuerpo de la tubería.

1.1.6.5 LONGITUD DEL TRAMO O JUNTA

Los tramos o juntas de revestimiento no son fabricados en longitudes exactas. API ha especificado tres rangos entre los cuales debe encontrarse la longitud de las tuberías.

Tabla 1.2: Tabla de rangos de revestidor

Rango	Longitud (en pies)	Longitud promedio (en pies)
1	16-25	22
2	25-34	31
3	>34	42

1.1.7 NOMENCLATURA

Cuando se requiere una tubería de revestimiento, el ingeniero de perforación deberá solicitar al proveedor utilizando la siguiente nomenclatura:

Longitud total, OD, Grado de Acero, Peso, Rosca, Longitud de Junta

Ejemplo:

2000', TR 7", C-95, 26#, BTC, R-3

1.1.8 ESFUERZOS EN TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

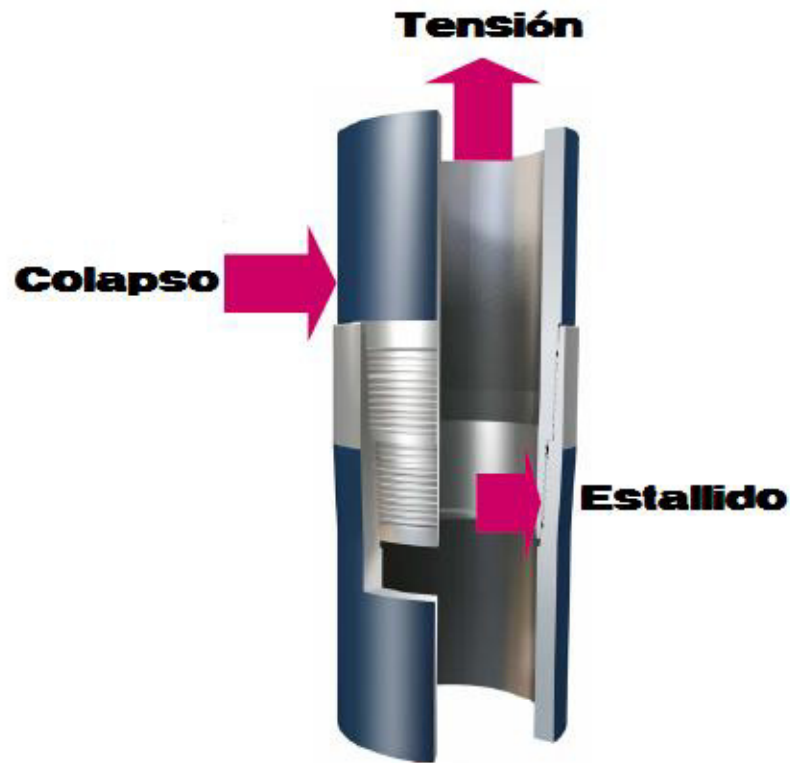


Fig. 1.3: Esfuerzos en tubería de revestimiento

1.1.8.1 TENSIÓN

La tensión de la tubería es la resistencia que tiene la tubería para resistir su propio peso cuando es introducida.

Durante el Diseño de las tuberías deberá considerarse un valor adicional de tensión, debido a que durante la introducción pueden presentarse eventos operativos tales como pegaduras, derrumbes, fricciones, etc., y será necesario tensionar la tubería.

Hablando de forma general, la tensión estará en su punto más alto en el primer tubo.

El esfuerzo de tensión se puede calcular mediante:

$$W_{TR\ total} = n_t \times W_{TR} \times L$$

Donde,

n_t : número de tubos de la sarta

L : longitud de cada tubo, pies

W_{TR} : peso de cada tubo, lbs

1.1.8.2 COLAPSO

El colapso es la fuerza generada por los fluidos contenidos en la formación. Para todas las sarta de tubería de revestimiento un colapso de cargas ocurre cuando la presión externa es mayor que la presión interna. El diseño de colapso se enfoca en los perfiles de presión interna y externa.

Hablando de forma general, el colapso de cargas estará en su punto más alto en la zapata guía.

El esfuerzo de colapso se puede calcular mediante:

$$P_c = P_h \times FSC$$

$$P_h = 0.052 \times \rho \times D$$

Donde,

P_h : presión hidrostática, PSI

FSC : factor de seguridad al colapso

ρ : densidad del fluido de perforación, lbs/pies cúbicos

D : profundidad, pies

1.1.8.3 ESTALLIDO

El estallido es la fuerza generada por los fluidos contenidos en la sarta, ya sea lodo de perforación o fluido de completación. Para todas las sarta de tubería de revestimiento un estallido ocurre cuando la presión interna de la sarta es mayor que la presión externa.

El esfuerzo de estallido se puede calcular mediante:

$$P_E = (P_s + P_{hfc} + P_{hfp}) \times FSE$$

$$R_E / FSE = P_s + P_{hc} + P_{hp}$$

Si $P_E > R_E / FSE$, la tubería estalla

$$R_E / FSE - P_s = 0.052 G_c D_x - 0.052 G_p D_x$$

$$D_x = \frac{R_E / FSE - P_s}{0.052(G_c - G_p)}$$

Pero $G_p > G_c$, entonces

$$D_x = \frac{R_E / FSE - P_s}{0.052(G_p - G_c)}$$

Donde,

P_E : presión de estallido, PSI

FSE : factor de seguridad al estallido

R_E : resistencia al estallido, PSI

P_s : presión en superficie

P_{hfc} : presión hidrostática del fluido de completación

P_{hfp} : presión hidrostática del fluido de perforación

G_c : gradiente del colapso

G_p : gradiente de presión

D_x : profundidad a la cual se puede introducir la tubería por estallido,
pies

1.2 CEMENTACIÓN

La cementación es de suma importancia en la vida productiva de un pozo, ya que una buena cementación asegura la zona productiva de mejor manera.

Consiste en colocar una lechada de cemento en el espacio anular entre el revestidor y la formación.

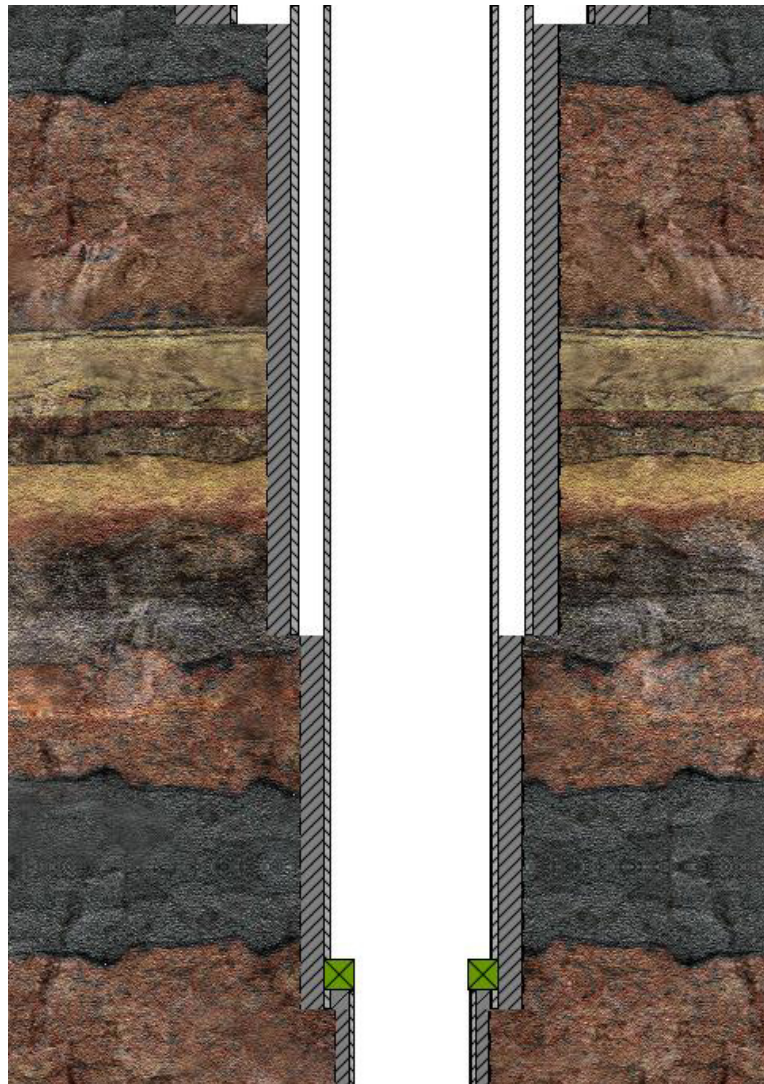


Fig. 1.4: Cementación de un pozo

1.2.1 OBJETIVOS

- Aislamiento zonal, previniendo la comunicación entre zonas.
- Proveer soporte al revestidor dentro del pozo
- Proteger al revestidor ante corrosión, formaciones plásticas, etc.
- Proteger al hoyo de un colapso

1.2.2 TIPOS DE CEMENTACIÓN

1.2.2.1 CEMENTACIÓN PRIMARIA

Es la realizada cuando se corre por primera vez el revestidor o liner. El éxito de una cementación primaria requiere de la buena adherencia que tenga el revestidor con el cemento.

1.2.2.2 CEMENTACIÓN SECUNDARIA

Este tipo de cementación se realiza en una fase posterior, cuando la cementación primaria no fue exitosa en alguna zona. También se denomina squeeze, y previo a su ejecución se realiza una prueba de inyektividad a la formación.

1.2.3 PLANIFICACIÓN

La planificación para un trabajo de cementación consiste en evaluar cierta cantidad de características incluyendo:

- Avalúo de condiciones del agujero abierto (limpieza del agujero, tamaño, desgaste del agujero, temperatura).
- Propiedades del lodo
- Diseño de la lechada
- Posicionamiento de la lechada
- Equipo adicional (equipo de flotación, centralizadores, etc.).

1.2.4 TIPOS DE CEMENTOS

En la actualidad, gracias al constante aporte tecnológico y estudios realizados para buscar el mejor rendimiento existen varios tipos de cemento. A continuación describiremos los más usados en el país.

1.2.4.1 CEMENTO CLASE A

Apropiado para ser usado desde superficie hasta 6000' de profundidad, cuando no se requieren propiedades especiales. Disponible solo en el tipo ordinario de resistencia a los sulfatos.

1.2.4.2 CEMENTO CLASE G

Apropiado para ser usado como un cemento básico desde superficie hasta 8000' de profundidad como está elaborado, o puede ser usado con aceleradores y retardadores para cubrir un amplio rango de profundidades y temperaturas de pozos.

1.2.4.3 CEMENTO CLASE H

Apropiado para ser usado como un cemento básico desde superficie hasta 8000' de profundidad, tal como está elaborado, o puede ser usado con aceleradores y retardadores para cubrir un amplio rango de profundidades y temperaturas de pozos.

1.2.5 ADITIVOS DEL CEMENTO

La mayoría de las lechadas de cementación contendrán algunos aditivos para mejorar las propiedades individuales, dependiendo del trabajo a realizar. Los aditivos podrán ser requeridos para:

- Variar la densidad de la lechada.
- Cambiar la fuerza de compresión.
- Acelerar o retardar el tiempo de fraguado.
- Controlar la filtración y pérdida de fluido.
- Reducir la viscosidad de la lechada.

Los aditivos pueden ser granulares, líquidos, o pueden estar mezclados con el cemento. Las cantidades son expresadas en términos de porcentaje por el peso de cemento y dependerán del trabajo a realizar. Estos pueden ser:

- Acelerador (CaCl_2 , NaCl)
- Retardador (Solución salina, calcio lingosulfanato, CMHEC)
- Aumentador de densidad (Baritina, Hematites)
- Reductor de densidad (Bentonita, Diatomeas, Pozolan)
- Reductor de fricción (Polímeros)

CAPITULO II

DESCRIPCIÓN GENERAL DEL CAMPO AUCA

2.1 RESEÑA HISTÓRICA

El Campo Auca fue descubierto por la Compañía Texaco - Gulf con la perforación del pozo Auca 1, que se inició el 16 de febrero y fue completado el 30 de marzo de 1970. Alcanzó una profundidad de 10578 pies con una producción de 3,072 BPPD de las arenas Hollín (31° API) y Napo "T" (27° API).

La explotación de los yacimientos comenzó en Abril de 1974 con 9 pozos de los cuales 7 produjeron de Hollín, 1 pozo de "U" y 1 pozo de "T".

Las presiones iniciales fueron de 3536 PSIA para Basal Tena, 4141 PSIA para la arena U, 4213 PSIA para la arena T y 4500 PSIA para Hollín.

Este campo se considera como el cuarto de mayor importancia en función de la producción nacional.

2.2 UBICACIÓN DEL CAMPO

El Campo Auca se encuentra localizado en la Provincia de Orellana, Cantón Francisco de Orellana, Parroquia Dayuma (Cuenca Oriente del Ecuador), 260 Km al este de la ciudad de Quito, 20 Km al sur-este del campo Sacha y

a 100 Km al sur de la frontera con Colombia; ver figura 2.1

El Campo se encuentra geográficamente dentro de las siguientes coordenadas:

Latitud: 0° 34' S - 0° 48' S

Longitud: 76° 50' W - 76° 54' W

Dicho campo se halla constituido por un área de 92 Km² al sur de la ciudad del Coca.

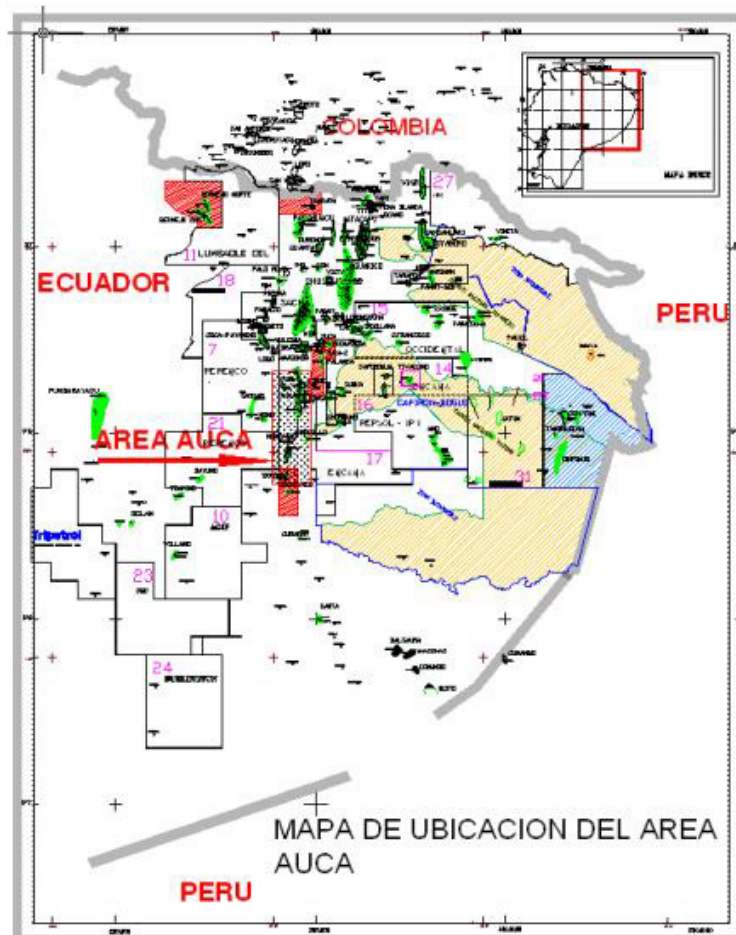


Fig. 2.1: Ubicación del Campo Auca

2.3 GEOLOGÍA DEL CAMPO

2.3.1 CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS

El período de depositación para las formaciones Napo “T”, “U” y una parte de Hollín fueron depositadas en ambientes variando de marino a estuario y dominado por un régimen de mareas.

Las variaciones relativas y lentas del nivel del mar han permitido la alternancia de ciclos sedimentarios de depósitos con niveles arcillosos o niveles de caliza de gran extensión en régimen marino que constituyen buenos marcadores estratigráficos y de depósitos de niveles areniscos de extensión variable.

La formación Hollín del Campo Auca está subdividida por 2 unidades de roca, mientras que las formaciones napo “T” y Napo “U” están subdivididas en 4 o 6 unidades de roca respectivamente.

Los marcadores más confiables del campo son:

- Base Basal Tena
- Base Caliza A
- Tope de Napo U
- Tope de Caliza B
- Tope y base de Napo T
- Tope Hollín Superior

Las zonas productoras más importantes de petróleo del Campo Auca son las arenas “U” y “T”, por tener un buen espesor y una buena continuidad de la arena. Hollín es también un buen reservorio pero en menor proporción que las zonas anteriormente dichas. Con respecto a Basal Tena es un yacimiento poco común en el sector, con un espesor relativamente pequeño pero con un buen potencial.

2.3.2 ESTRUCTURA DE LOS YACIMIENTOS

2.3.2.1 ESTRATIGRAFÍA DE LOS YACIMIENTOS

La estructura del yacimiento constituye un anticlinal fallado en dirección norte-sur, limitado al sur por una barrera estratigráfica como se observa en el mapa estructural al tope de la arenisca “U” que es la más continua en el campo.

La estructura del Campo Auca se presenta como un anticlinal de 23 Km por 4 Km, alongado según el eje Norte-Sur.

Durante el Cretácico, la cuenca estaba caracterizada por una subsidencia débil y los depósitos someros han ocurrido en un ambiente marino aislado del mar abierto. La sedimentación fue principalmente marina depositado en ambiente de agua poco profunda o de tipo de estuario, excepto por la parte basal que parece más

fluvial. La dirección principal de los aportes durante esta fase de sedimentación llegaba al Este.

Las variaciones del nivel del mar han controlado los ciclos de sedimentación y de erosión en la plataforma marina adonde se acumularon los depósitos antes de ser recubiertos durante la transgresión siguiente. En la secuencia estratigráfica se tienen niveles de lutitas que jugaron el papel de roca - madre durante la historia de la cuenca y de sello parcial o completo de los reservorios.

Las fallas principales de dirección principal N-S tienen una extensión longitudinal de más de 100 Km. Con salto variable a lo largo de este eje, como por ejemplo la falla que sigue los flancos de los yacimientos Auca, Sacha y Dureno.

2.3.2.2 LITOLOGÍA DE LOS YACIMIENTOS

Las formaciones cretácicas Tena, Napo y Hollín aparecen en Auca con presencia de hidrocarburos y los yacimientos productores son: Basal Tena, Napo U, Napo T y Hollín. Estas arenas se caracterizan por ser compactas.

La formación Hollín está conformada por areniscas tanto de Hollín Inferior de origen volcánico como de Hollín Superior de origen marino somero con sedimentos de depositación de zona de playa. Además, esta formación está presente en todo el campo sin presencia de fallas.

Hollín Superior también conocida como Hollín Principal, está constituido de una arena cuarzosa limpia con algunas intercalaciones arcillosas. Las arenas tienen un grano de fino a grueso que contiene poco o nada de glauconita.

Hollín Inferior es una formación interestratificada de arenisca cuarzosa de grano fino a medio y glauconita cuarzosa que contiene abundante capas de lutita.

La formación Napo consta de dos areniscas, la formación Napo “U” y la formación Napo “T”; las que están separadas por intervalos gruesos de calizas y lutitas. La calidad de los reservorios es variable, además se evidencian marcados cambios del tamaño del poro que a veces disimulan el contacto agua-petróleo; debido a la existencia de una gran zona de transición entre el petróleo y el agua en la formación.

La arenisca “T” se caracteriza por no ser continua, que contiene granos finos ricos en arcillas, areniscas cuarzosas discontinuas y lutitas. “T” Superior contiene arenisca cuarzosa de grano fino y glauconita en mayor proporción, con intercalaciones de arenisca con lutita y limonita. “T” Inferior es una arenisca cuarzosa de grano fino a

medio, el máximo espesor se encuentra en la parte sur del campo.

La arenisca "U" al igual que Hollín se caracteriza por ser continua y estar presente en todo el campo, contiene arenas similares a las encontradas en la arenisca "T", es decir granos finos ricos en arcillas, areniscas cuarzosas y lutitas. "U" Superior está formada por una arenisca cuarzosa, variando de gris claro a verde claro, así como también el tamaño del grano. "U" Inferior es una arenisca cuarzosa, variando de gris clara a blanca, de grano fino a medio.

La formación Basal Tena se caracteriza por no ser continua, se encuentra principalmente formada por un cuerpo arenisco delgado de 10 a 20 pies de espesor y descansa en discordancia sobre las lutitas de Napo Superior.

A continuación en la Tabla 1.1 se muestra los valores de los espesores de las formaciones así como también sus respectivas áreas.

Tabla 2.1: Espesor y Área de cada una de las Formación

Formación	Espesor (pies)	Área (acres)
Hollín	400 – 450	20844.09
“T”	120	13621.87
“U”	200	21471.49
Basal Tena	40	16460.09

Fuente: PPR-YAC 510 1-5

2.3.2.3 AMBIENTES DE DEPOSITACIÓN DE LOS YACIMIENTOS

Los sedimentos que conforman la roca reservorio en el campos Auca corresponden principalmente a depósitos de canales mareales, barras mareales, depósitos de planicie arenosa de marea, y en menor proporción arenas glauconíticas de plataforma. Las facies no reservorio corresponden a depósitos de ambientes de planicie mareal lodosa y las facies asociadas a ambientes marinos. Para determinar los diferentes canales arenosos presentes en las formaciones, así como también la continuidad de las arenas y el tipo de roca que la conforma, utilizamos los mapas de ambientes

2.3.3 TOPES Y BASES PROMEDIOS DE LAS FORMACIONES

En la tabla 2.2 se observan los valores correspondientes a los topes y bases promedios de las formaciones

Tabla 2.2: Topes y Bases Promedios de las Formaciones

Arenas	Topes y Bases
BT	8946 – 8975
“U” Inferior	9742 – 9853
“T” Superior	9923 – 9970
“T” Inferior	9982 – 10057
HS	10153 – 10285
HI	10667 – 10710

Fuente: Departamento de Yacimientos. Petroproducción

2.3.4 COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DE LA CUENCA ORIENTE

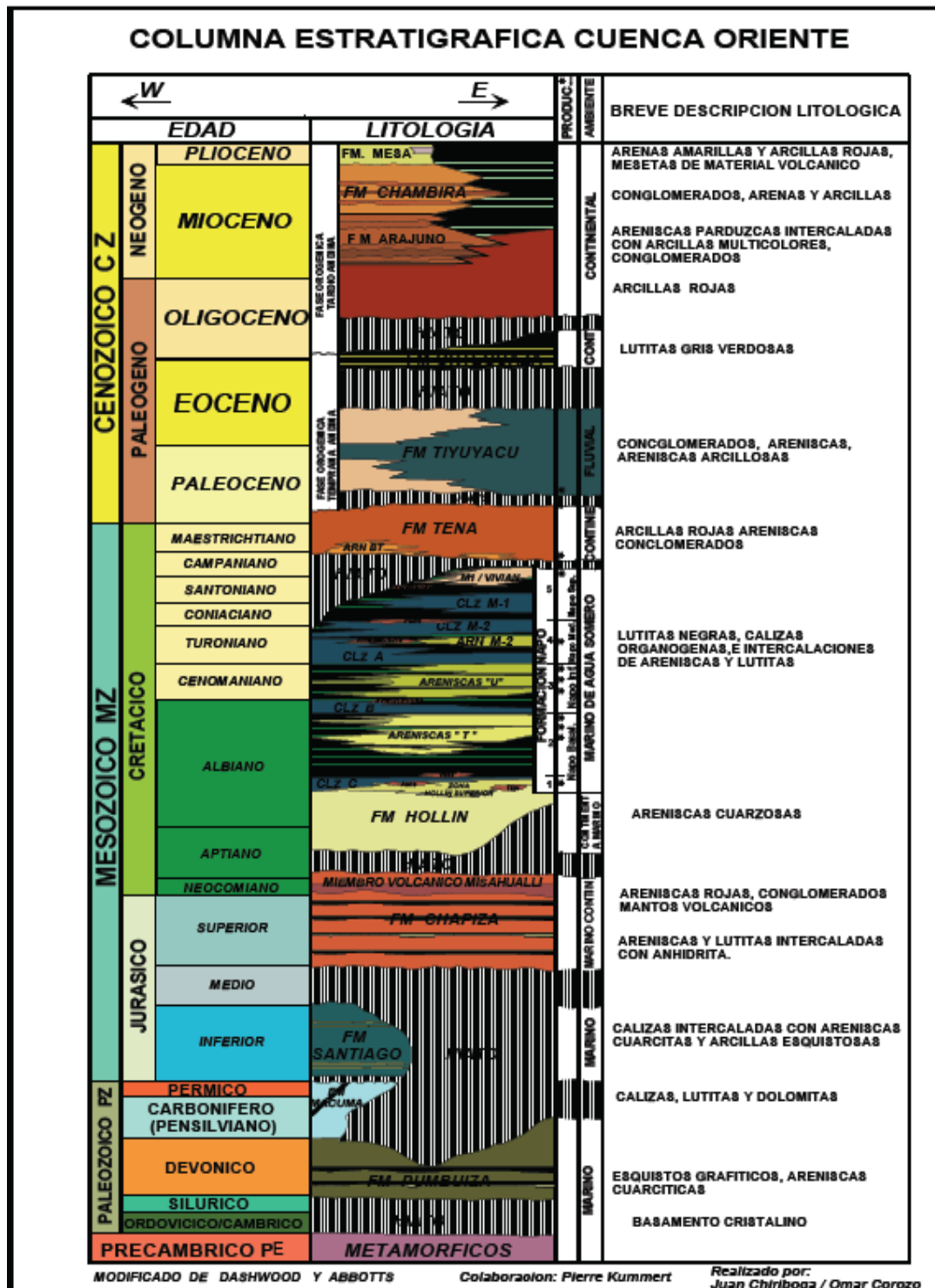


Fig. 2.2: Columna Estratigráfica de la cuenca Oriente

CAPITULO III

INFORMACIÓN GENERAL DEL POZO

El pozo ESPOL-2D es un pozo direccional tipo “S” de desarrollo, perforado para evaluar reservas del reservorio “Hollín Inferior”

Localización	AUCA
Pozo	ESPOL-2D
Elevación del terreno	929.734 psnm
Elevación de la mesa rotaria	893.734 psnm
Altura de la mesa rotaria	36 pies
Coordenadas de Superficie: Zona UTM	
Norte	9922374.907 m
Este	291173.022 m
Latitud	0° 42' 6.88136" "S"
Longitud	76° 52' 35.05327" "W"
Coordenadas del Objetivo Hollín Inferior	
Norte	9922892.80 m
Este	291135.48 m
Perfil Direccional	Direccional Tipo “S”
Radio de Tolerancia	25 pies en objetivos
Profundidad Total	10610' MD / 10297.25' TVD
Máxima Inclinación	28.5°
Azimut	295°
Sección Vertical	1704.18 pies
Profundidad del Objetivo	Arenisca Hollín Inf. (Objetivo Primario) 10445' MD / 10132.27' TVD

CAPITULO IV

PROGRAMA DE PERFORACIÓN Y CEMENTACIÓN

El pozo ESPOL-2D es un pozo direccional tipo "S" de desarrollo, perforado para evaluar reservas del reservorio "Hollín Inferior".

Se iniciaron operaciones de perforación el 23 de Octubre de 2011 a las 17:00hrs y culminó con Setting Tool en superficie el 16 de Noviembre de 2011 a las 06:00hrs. El pozo fue perforado en 4 secciones:

4.1 SECCIÓN DE 26"

Se armó y bajó BHA convencional #1 con Broca Tricónica de 26" en drill pipe de 5", bajó a 26' y perforó hasta 180' sin problemas, bombeó 40 BLS de píldora viscosa y circuló hasta zarandas limpias. Armó herramientas de gyro y bajó a la profundidad de 160', obteniendo una inclinación de 0.71° , 327.59° de azimut, bombeó 40 BLS de píldora viscosa hasta retornos limpios, sacó BHA #1 hasta superficie y regresó al fondo sin problema, bombeó 40 BLS de píldora viscosa, circuló hasta tener zarandas limpias, sacó BHA #1 a superficie y quebró el mismo. Ver Fig. 4.1.

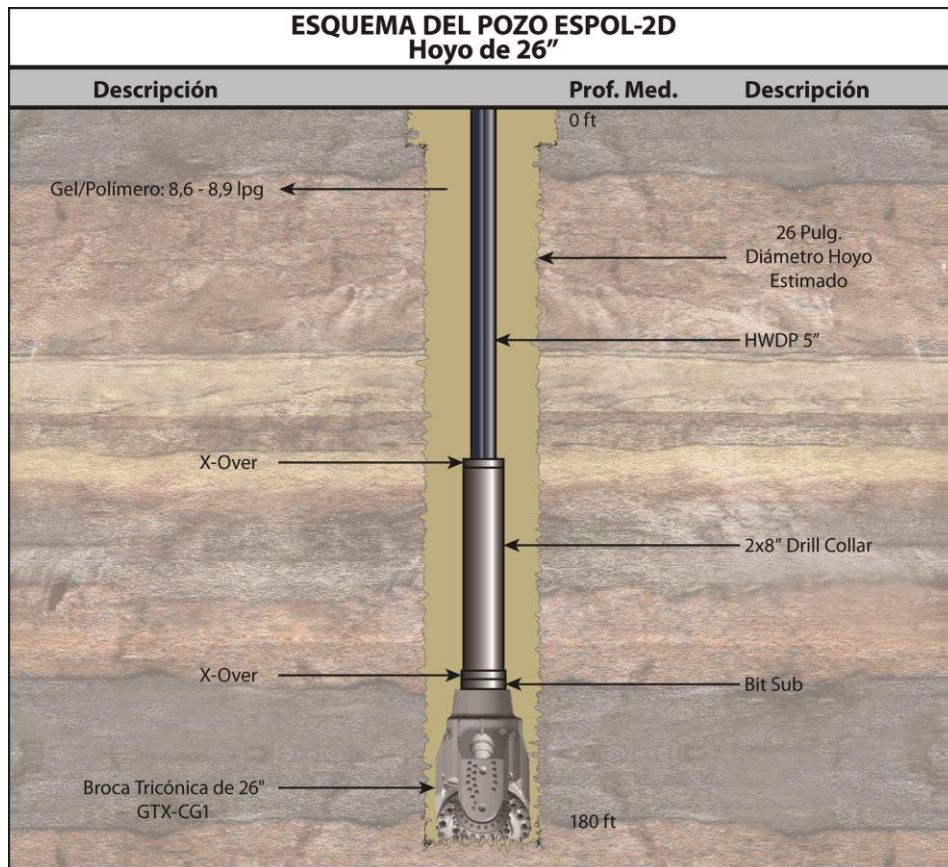


Fig. 4.1: Perforación del hoyo de 26"

Se armó equipo para bajar revestidor de 20" (Ver detalle en tabla 4.1), levanto juntas y bajó revestidor de 20" llenando cada junta y circulando la última hasta 180'. Armó mesa falsa, stinger, centralizadores y bajo drill pipe de 5" hasta 180'. Retiró herramientas. Circuló pozo hasta zarandas limpias. Ver Fig. 4.2.

Tabla 4.1: Características del Revestidor Conductor (ANEXO 1)

Size O.D. (in)	Grade	Rosca	W _t Per ft (lb/ft)	R _c (psi)	R _E (psi)	R _T (lbs)
20	H-40	BTC	94	520	1.530	1'077.000

Realizó cementación según programa (Ver detalle en tabla 4.2):

- Se armó y probó líneas de cementación con 2000 PSI.
- Bombeó 10 BLS de agua tratada.
- Mezcló y bombeó 60 BLS de lechada principal de 15.6 lb/gal hasta que retorne 5 BLS de lechada a superficie.
- Desplazó con 2 BLS de agua a 2 BPM con bombas, se observó retorno de cemento en superficie.
- Verificó back flow y funcionamiento del equipo de flotación.

Levanta drill pipe y desconecta stinger, bombeó 2 BLS de agua para desplazar el cemento remanente en el drill pipe. Circuló y sacó drill pipe de 5” y desarmó Stinger. Cortó y biseló revestidor de 20”, soldó válvula de 2”, colocó conductor e instaló flow line y líneas de Jets.

Tabla 4.2: Características del cemento para el Revestidor Conductor

LECHADA #1	
Densidad	15.8 lb/gal
Rendimiento	1.33 cuft/sk
Volumen	63 bls
Sacos	268 sk
Req. Agua	5.36 gal/sk
Altura	180 ft

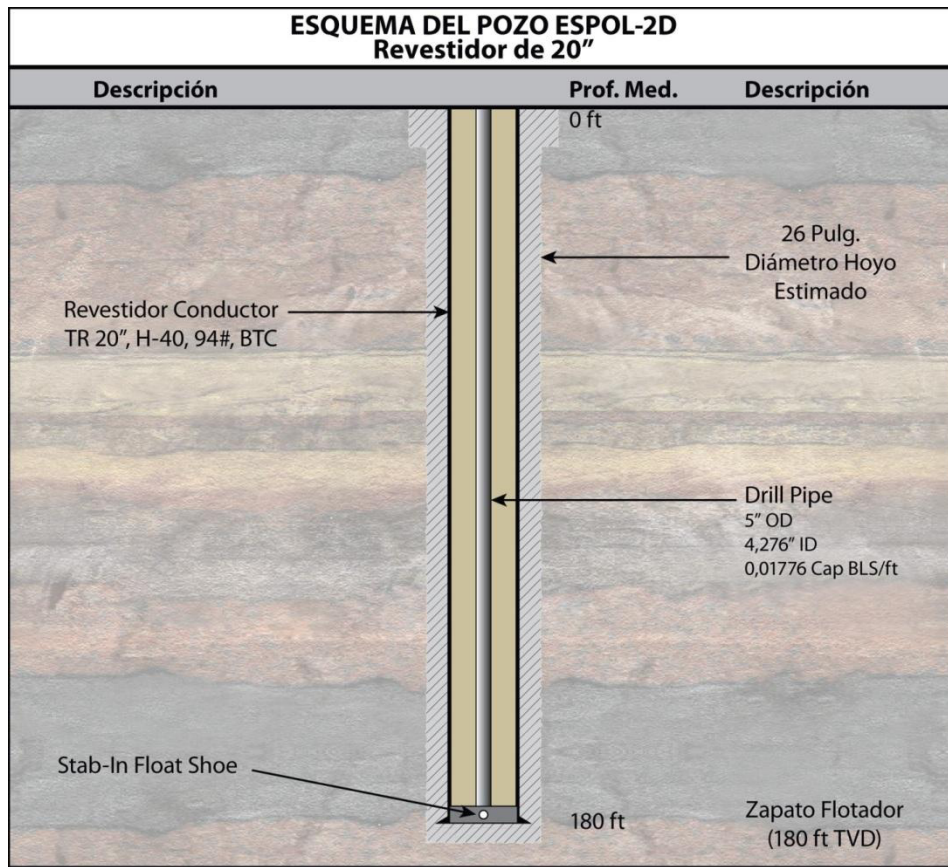


Fig. 4.2: Revestidor de 20"

4.2 SECCIÓN DE 16"

Se levantó, armó y bajó BHA direccional # 2 con Broca Tricónica de 16" en drill pipe de 5" a 180' y perforó hasta 303'. Bombeó 30 BLS de píldora viscosa y circuló hasta zarandas limpias, mientras se corrió registro gyro a 303' previo al KOP. Sacó herramienta de registro obteniendo las siguientes lecturas a 199': 0.84° inclinación y 330.53° dirección. Perforó desde 303' hasta 457', donde bombeó 30 BLS de píldora viscosa y circuló hasta

zarandas limpias, se realizó registro gyro a 362', obteniendo 1.97° inclinación, 328.55° dirección y sacó BHA #2 hasta superficie y quebró el mismo.

Armó y Bajó BHA direccional # 3 con Broca PDC de 16" a 457', perforando con equipo direccional rotando y deslizando hasta 827', bombeando píldora viscosa y circulando hasta retornos limpios previó a la corrida de gyro. Continuó perforando direccional con Broca PDC rotando y deslizando desde 827' hasta 4059'. Sacó BHA direccional # 3 hasta superficie sin problemas y quebró el mismo.

Armó y Bajó BHA direccional # 4 con Broca PDC DE 16" hasta 4059'. Bombeó 30 BLS de píldora dispersa y 30 BLS de píldora viscosa y continuó perforando con broca de 16" y equipo direccional rotando y deslizando desde 4059' hasta 5567', bombeó 50 BLS de píldora dispersa seguido de 40 BLS de píldora viscosa y circuló hasta zarandas limpias. Sacó BHA direccional #4 hasta superficie y reemplazó camisa del motor y broca, para hacerlo más pendular.

Armó BHA direccional #5 con Broca PDC de 16", bajó a 5567' y perforó hasta 6182'. Circuló hasta zarandas limpias. Sacó BHA direccional # 5 y sarta de 5" hasta superficie, quebró BHA direccional y broca de 16" PDC.

Armó y bajó BHA direccional # 6 con Broca PDC de 16", bombeó 2 píldoras viscosas de 50 BLS y circuló hasta zarandas limpias Sacó BHA direccional #6 y sarta de 5" drill pipe hasta superficie. Quebró BHA #6. Ver Fig. 4.3.

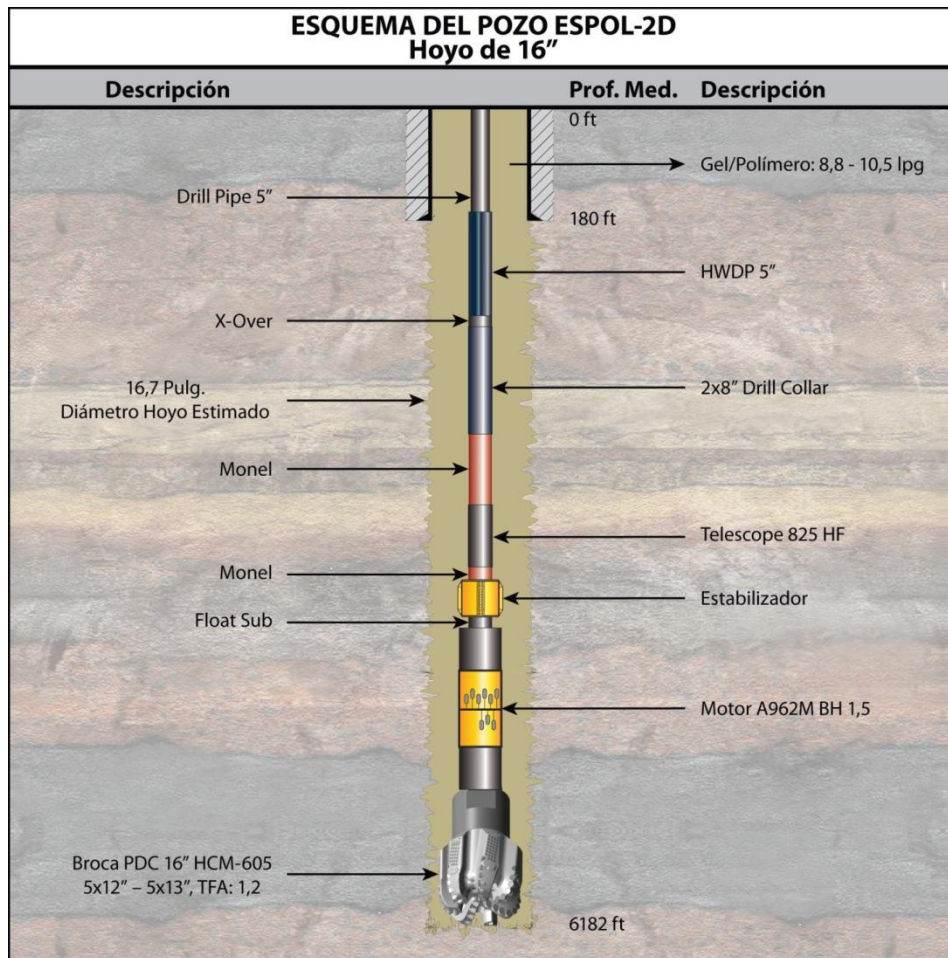


Fig. 4.3: Perforación del hoyo de 16"

Verificó equipo para bajar revestidor (Ver detalle en tabla 4.3) y realizó reunión de seguridad del mismo.

Conectó Zapato + 1 revestidor de 13 3/8" 72#, C-95, BTC, R-3 + Cuello Flotador + 1 revestidor de 13 3/8" 72#, C95, BTC, R-3 llenando y probando equipo de flotación + 148 revestidores DE 13 3/8", 72#, C-95, BTC libre, llenado cada junta y rompiendo geles cada 1500 pies. Circuló hasta zarandas limpias con 500 GPM y 420 PSI. Ver Fig. 4.4.

Tabla 4.3: Características del Revestidor Superficial (ANEXO 2)

Size O.D. (in)	Grade	Rosca	W _t Per ft (lb/ft)	R _c (psi)	R _E (psi)	R _T (lbs)
13 3/8	C-95	BTC	72	2820	6390	1'973.000

Realizó reunión de seguridad, instaló cabezal de cementación y líneas, probó con 3000 PSI durante 10 min, sin problemas.

Se realiza cementación de la siguiente manera (Ver detalle en tabla 4.4):

- Bombeó 10 BLS de agua tratada a 8.3 lpg con 400 PSI a 5 BPM
- Libera Tapón Inferior Flexible
- Mezcló y bombeó 515 BLS de lechada de relleno a 13.5 lpg.
- Bombeó 25 BLS de lechada de cola a 15.5 lpg presentando problema en el mezclador, corrige y bombea 10 BLS presentándose nuevamente el problema logrando bombear un total de 35 BLS por lo que se decide liberar Tapón.
- Libera Tapón de tope (Utilizó testigo)
- Bombeó 10 BLS de agua atrás del Tapón de Tope
- Desplazó con bomba del Taladro 900 BLS de lodo a 10.5 lpg. Presión final 1350 PSI.

Presión de asentamiento del tapón 1750 PSI. Back flow 4.5 BLS. Reversado 10 BLS. Retiró línea y cabeza de cementación, retiró equipo y bajó el mismo.

Acondiciona mesa de trabajo y retiró tubo conductor, flow line y revestimiento de 13 3/8" de maniobra.

Biseló conductor de 20" y soldó las media lunas, cortó revestimiento de 13 3/8" y biseló, instaló Sección "A", ajustó cuñas y probó con 1500 PSI durante 10 min.

Instaló BOPs con todo sus accesorios y realizó prueba de funcionamiento.

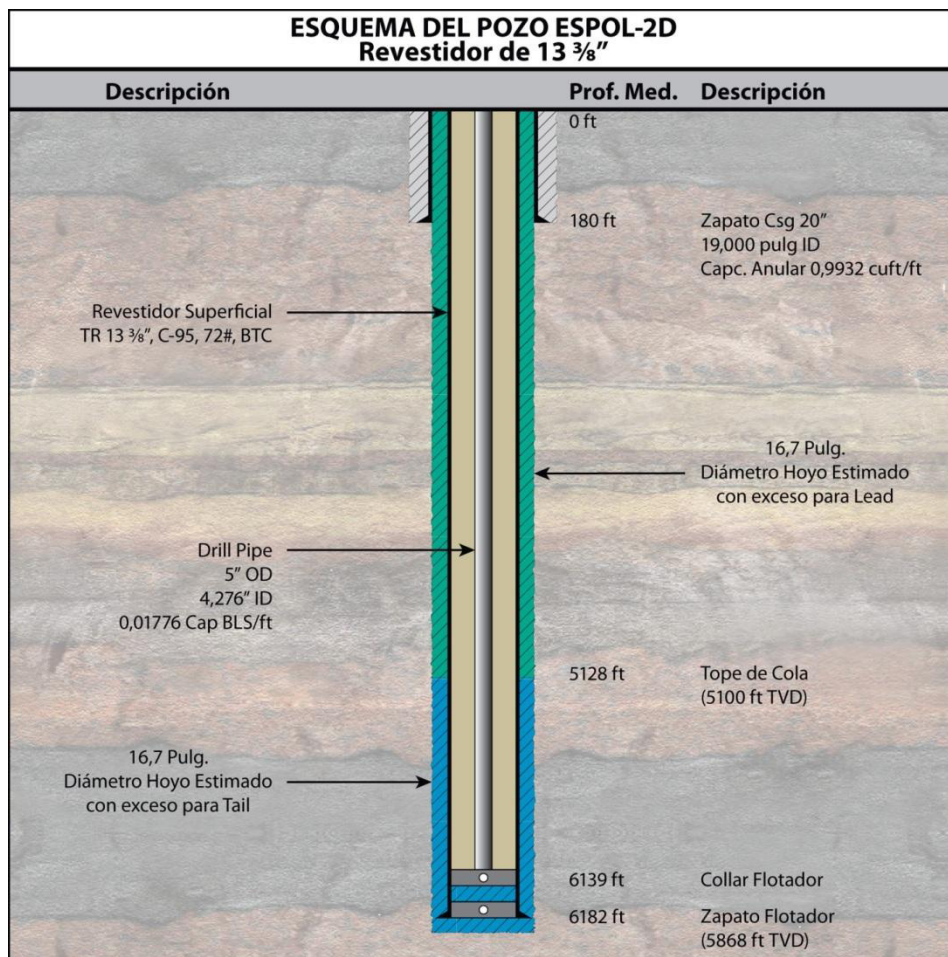


Fig. 4.4: Revestidor de 13 3/8"

Tabla 4.4: Características del cemento para el Revestidor Superficial

LECHADA #1 LEAD		LECHADA #2 TAIL	
Densidad	13.5 lb/gal	Densidad	15.8 lb/gal
Rendimiento	1.94 cuft/sk	Rendimiento	1.32 cuft/sk
Volumen	2891 cuft	Volumen	197 cuft
Tot Fluid Req	10.17 gal/sk	Tot Fluid Req	5.50 gal/sk
Req. Agua	9.61 gal/sk	Req. Agua	5.41 gal/sk

4.3 SECCIÓN DE 12 1/4"

Armó y bajó BHA direccional #7 con Broca 12 1/4" PDC, perforó con equipo direccional con rotación y deslizando desde 6192' hasta 6564'. Bombeó 50 BLS de píldora viscosa y circuló hasta salir zarandas limpias. Sacó drill pipe de 5" con equipo direccional y broca de 12 1/4" hasta 6182', regresó a fondo equipo direccional y broca de 12 1/4" nuevamente hasta 6564', Continuó perforando con BHA #7 con equipo direccional y Broca PDC de 12 1/4" deslizando y rotando hasta 8540'. Bombeó 50 BLS de píldora viscosa y circuló hasta salir zarandas limpias. Sacó BHA #7 y quebró equipo direccional.

Se armó BHA #8 con Broca 12 1/4" PDC hasta 7008', realizó registro con LWD desde 7008' hasta 7165', continuó bajando desde 7165' hasta 8263', registró con LWD desde 8263' hasta 8546' e inició perforación con BHA #8 con broca PDC de 12 1/4" y equipo direccional (Triple Combo) con rotación,

deslizando y registrando desde 8544' hasta 9835', bombeó 40 BLS de pílora viscosa cada 3 paradas, y circuló hasta retornos limpios en zarandas. Sacó drill pipe 5" con BHA #8 con Equipo Direccional y LWD sin problema. Quebró Equipo Direccional y Herramienta de Registro con Fuente Radiactiva. Ver Fig. 4.5.

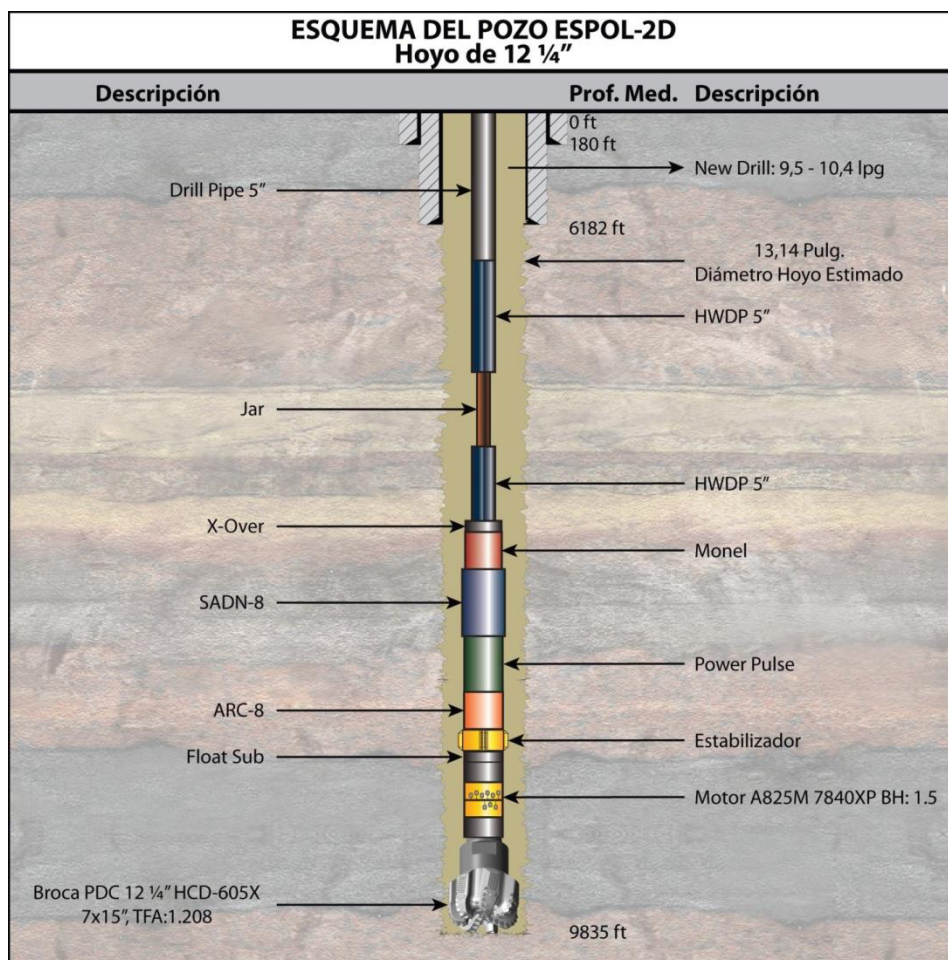


Fig. 4.5: Perforación del hoyo de 12 1/4"

Se realiza reunión de seguridad para armar Equipo y bajar revestidor (Ver detalle en la tabla 4.5).

Bajó zapato de 9 5/8" + 1 Revestidor de 9 5/8", 47#, C-95, BTC, R-3 + Cuello flotador de 9 5/8" + 1 Revestidor de 9 5/8", 47#, C-95, BTC, R-3 y realizó prueba de flotabilidad + 231 Revestidores 9 5/8", 47#, C-95 BTC, R-3, llenando y rompiendo geles cada 2000' hasta 9835'. Las dos últimas paradas se bajaron con circulación por seguridad con 450 GPM, 400 PSI. Circuló fondo arriba hasta salir limpios con 450 GPM y 200 PSI. Retiró y levantó el Over-Drive. Instaló cabeza de cementación y líneas. Realizó reunión de seguridad y pre-operativa. Probó la línea con agua tratada a 3000 PSI por 5 minutos. Ver Fig. 4.6.

Tabla 4.5: Características del Revestidor Intermedio (ANEXO 3)

Size O.D. (in)	Grade	Rosca	W _i Per ft (lb/ft)	R _C (psi)	R _E (psi)	R _T (lbs)
9 5/8	C-95	BTC	47	5090	8150	1'289.000

Se realiza la cementación de revestidor de 9 5/8" (Ver detalle en tabla 4.6):

- Bombeó 50 BLS de mud Clean Acid con densidad de 9.6 ppg
- Bombeó 19 BLS de agua tratada con una densidad de 9.6 ppg.
- Bombeó 50 BLS de MCS Spacer con una densidad de 11.5 ppg.
- Soltó tapón inferior flexible bombeando con agua tratada.
- Mezcló y bombeó 218 BLS de lechada de relleno a 14.5 lb/gal.
- Mezcló y bombeó 81 BLS de lechada de cola a 16 lb/gal.

- Soltó tapón de tope utilizando testigo.
- Bombeó 10 BLS de agua para desplazar tapón de tope.

Desplazó con Bomba 702 BLS de lodo 10.4 ppg con 6610 stks y con caudal 10-8-6-3 BPM, fijo tapón 1100 PSI y presión final de 1600 PSI. Con back flow de 4 BLS. Retiró cabezal de cementación y línea.

Desarmó BOP y camisa de flow line. Levantó BOP. Tensionó 200000 lbs y asentó cuña. Corta revestidor de 9 5/8” y bisela el mismo. Instaló Sección “B” y probó con 2000 PSI durante 10 minutos. Instaló BOPs y probó funcionamiento y flow line.

Tabla 4.6: Características del cemento para el Revestidor Intermedio

LECHADA #1 LEAD		LECHADA #2 TAIL	
Densidad	14.5 lb/gal	Densidad	16 lb/gal
Rendimiento	1.67 cuft/sk	Rendimiento	1.35 cuft/sk
Volumen	1223 cuft	Volumen	455 cuft
Tot Fluid Req	8.12 gal/sk	Tot Fluid Req	5.68 gal/sk
Req. Agua	8.04 gal/sk	Req. Agua	5.62 gal/sk
Volumen	218 bls	Altura	81 bls

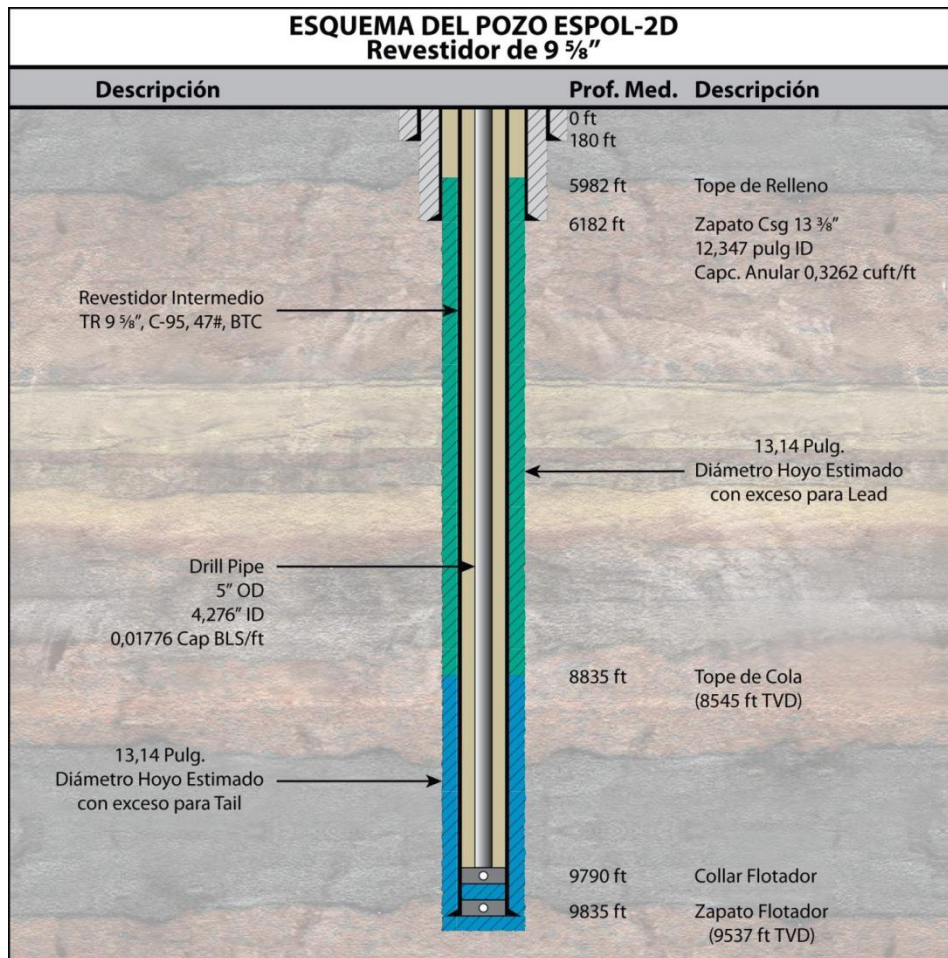


Fig. 4.6: Revestidor de 9 5/8"

La **SECCIÓN 8 1/2"** se discute más adelante en el Capítulo 5.

CAPITULO V

PROGRAMA DE PERFORACIÓN Y CEMENTACIÓN PARA LINER DE PRODUCCIÓN DE 7”

5.1 DESCRIPCIÓN DE LINER

5.1.1 TOP PACKER



Fig. 5.1: Top Packer

Se asienta en compresión, la aleación de acero y el elastómero es activado aplicando peso hacia abajo a la extensión de empalme a través de los pernos de asentamiento en la herramienta de asentamiento de liner. Esta fuerza de asentamiento conduce un cono por debajo del elemento

ocasionando que se expanda y se adapte al diámetro interno de la tubería de revestimiento. El perfil de diente externo del elemento sella cualquier espacio de salida, atrapando la fuerza de asentamiento entre los dientes y previniendo el flujo. Un sistema de anillo de seguro del cuerpo sujeta un conjunto permanente en el sello una vez activado. La empacadura proporciona un sello anular efectivo entre el tope del liner y la tubería de revestimiento, previniendo de esta manera un posible rompimiento de la formación, pérdida de la lechada de cemento y emigración de gas por el tope del liner durante el fraguado de cemento.

5.1.2 COLGADOR DE LINER



Fig. 5.2: Colgador de Liner

Un colgador de liner puede utilizar la cañería del liner como cuerpo.

El mismo puede provenir de: la planta de manufactura; de cortar el perfil del colgador en un casing provisto por la operadora. Tiene insertos de carburo de tungsteno en las mordazas, que mejoran el “agarre” al casing. El diseño de las mordazas, cambiando la geometría de los bordes y añadiendo un reductor de fricción, hacen que la operación de fijado sea suave y segura. Independiente del peso, grado y roscas del casing, ya que el colgador puede montarse en la misma cañería de liner. La carga se distribuye en forma axial, protegiendo al cuerpo del colgador de cargas que lo hagan colapsar. El colgador no causa deformaciones plásticas al casing.

5.1.3 LANDING COLLAR

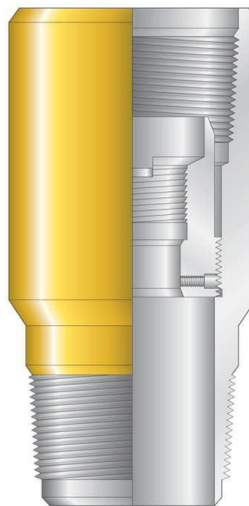


Fig. 5.3: Landing collar

Cuando son incorporadas herramientas activadas hidráulicamente en una tubería de liner este cuello de asentamiento tipo 2 es utilizado como un asiento de bola para facilitar el asentamiento de estas herramientas. Perforable con todo tipo de broca de perforación. Puede ser fácilmente instalado en el pozo. Elimina el costo de roscas y material Premium.

5.1.4 INSERTO DE ZAPATO DE FLOTACIÓN

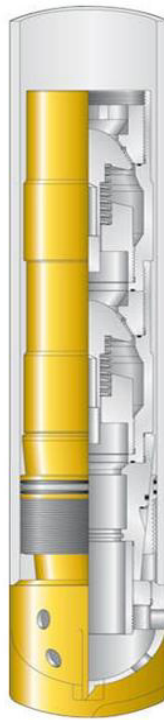


Fig. 5.4: Inserto de zapato de flotación

El inserto es un nuevo concepto para instalar accesorios de cementación en tubería “liner” (adaptadores perforables de empaque, collares de asentamiento y asientos de bola y el equipo de flotación) en las sartas de

tubería de revestimiento tipo tubería liner. El inserto es un módulo compacto de aluminio con cuña de aluminio y un sello elastomérico el cual tiene un diseño de obstrucción con espacio cero que es instalado en una junta de tubería de revestimiento aplicando presión con una bomba hidráulica a la herramienta de asentamiento.

5.1.5 PUMP DOWN PLUG



Fig. 5.5: Pump down plug

El dardo de desplazamiento (Pump down Plug) es usado para separar la lechada cemento del fluido de desplazamiento en las operaciones de cementación. Posee una rosca dentada, o un latch, que fija el tapón dentro del perfil adecuado. Tiene un sello moldeado al cuerpo; crea un íntimo sello entre el dardo y el tapón de desplazamiento (LWP). El elastómero está sellado al cuerpo para evitar que se lave durante los periodos de circulación.

5.1.6 SETTING TOOL



Fig. 5.6: Setting tool

La herramienta de asentamiento para tubería de liner “HRDE” se conecta a la camisa de asentamiento o al liner top packer con perfil “HRDE”, para transportar una tubería de liner pozo abajo, asentar un colgador y soltar la tubería antes de la cementación.

El mecanismo principal para liberar es hidráulico con un mecanismo secundario de liberación que es mecánico.

5.1.7 STINGER



Fig. 5.7: Stinger

Usado en conjunto con el buje de cementación perforable (Insert Drillable Pack Off). Ideal para cementar liners de gran diámetro.

5.1.8 ROTATING PACKER SETTING DOG SUB

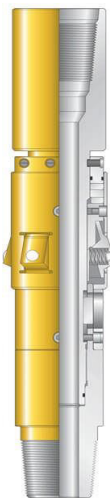


Fig. 5.8: Rotating packer setting dog sub

Esta herramienta fue diseñada para aplicar peso y asentar mecánicamente un top packer. Una serie de “perros” provistos de resortes son usados para transferir el peso desde las barras de sondeo hacia la camisa de extensión en el top packer. Un bolillero también permite rotar el ensamble mientras se aplica peso; rompiendo la fricción estática entre las barras y el casing, y permitiendo que llegue mayor peso al packer. Esto es especialmente útil cuando se corren liners en pozos desviados.

5.1.9 LC PLUG DROPPING HEAD

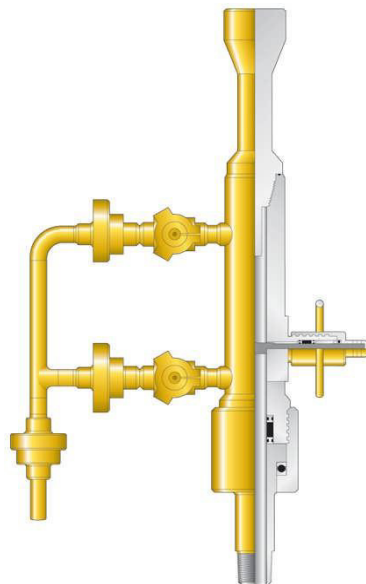


Fig. 5.9: LC plug dropping head

La cabeza LC tiene un nipple en la parte superior que permite levantar el peso del liner y del drill pipe a través de la cabeza.

Tiene un giratorio (swivel) que permite la rotación sin tener que desconectarla de la sarta, ni las líneas de bombeo.

El dardo es lanzado mediante la rotación de un volante lateral.

Una conexión lateral (Hammer Union) permite lanzar una o más bolas para activar dispositivos hidráulicos.

El manifold permite dirigir el flujo para bombear los tapones.

5.1.10 POSITIVE BALL DROPPING SUB

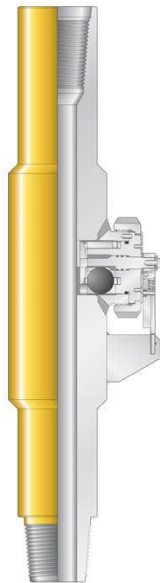


Fig. 5.10: Positive ball dropping sub

Este dispositivo se utiliza para poder lanzar una bola sin tener que desconectar una barra de sondeo, o la línea de bombeo.

La bola se aloja en un receso interior y con un simple giro de una manija la bola se mete dentro de la sarta

5.1.11 FLAG SUB

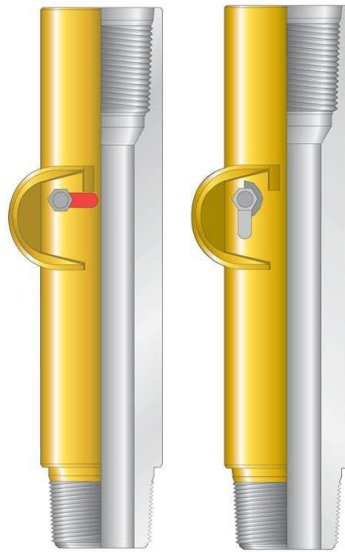


Fig. 5.11: Flag sub

Se instala siempre debajo de la cabeza lanza dardo/tapón. Tiene un indicador (bandera o flag) que en su posición vertical indica que el tapón salió de la cabeza y se introdujo en las barras de sondeo.

5.2 PERFORACIÓN DE LA SECCIÓN DE 8 ½”

Armó y bajó BHA direccional #9 con broca PDC de 8 ½” a 9792’. Perforó tapones, cuello flotador, cemento hasta 9845’.

Realizando desplazamiento de lodo Drill-In por PerFlex-Drill In de 8.9 ppg. (1200 BLS). Continuó Perforando con BHA #9 con broca de 8 ½” PDC desde 9845’ hasta 10610’. Bombeó 40 BLS de píldora pesada y sacó BHA hasta superficie. Quebró BHA direccional #9 y Broca de 8 ½”.

Se vistió equipo, corrió primer HDIL/RTEX/MU/ML/DAL/ZDL/CN/GR/CAL/5B, corrió segundo. STAR/GR, tercero MREX/FLEX/GR desde 9835’ hasta 10610’ sin problemas, sacó herramienta de registro a superficie y desarmó.

Armó y Bajó BHA convencional #10 con Broca de 8 ½” hasta 10610’ sin problema y llenando cada 2000’.

Bombeó 2 píldoras viscosas de 50 BLS en tándem. Circuló hasta zarandas limpias. Realizó viaje de calibración hasta 9835’ y regreso al fondo sin problema. Bombeo 2 píldoras viscosas de 50 BLS en tándem. Circuló hasta salir limpio en zaranda. Espoteó y Bombeó 70 BLS de píldora estabilizadora lubricada.

Sacó BHA convencional #10 con BROCA de 8 ½” PDC y equipo convencional hasta superficie. Quebró BHA #10. Acondicionó mesa del taladro. Vistió equipo para bajar Liner.

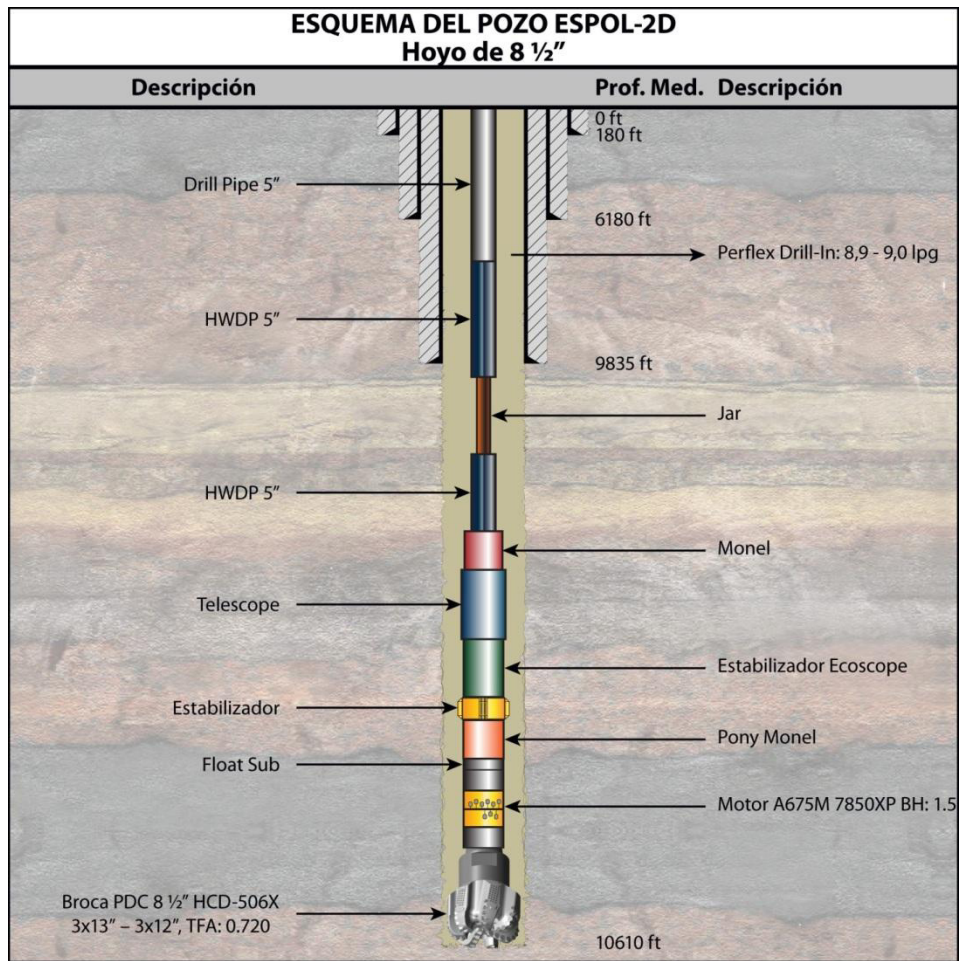


Fig. 5.12: Perforación del hoyo de 8 ½"

5.3 PREPARACIÓN PREVIA A LA CORRIDA DEL LINER DE 7"

- Usando una lista de verificación (check List) y la guía de remisión del cliente, verificar que todo el equipo consumible y de renta se encuentren en locación y en buenas condiciones.
- Anote todas las medidas relevantes del equipo, Longitudes,

ODs, IDs, etc.

- Verifique el tamaño correcto de la bola de asentamiento OD: 1.50" y material bronce.
- Verifique que la herramienta de asentamiento esté ensamblada adecuadamente dentro de la extensión de tie back del liner top packer de asentamiento mediante la aplicación de Torque a la derecha en el niple de levantamiento con una llave de cadena para tubería.
- Es esencial calibrar las paradas de tubería de perforación/pup joints con calibrador de 2.5" mínimo de OD, antes o durante la bajada del liner, no importando si ya se ha hecho previamente.
- Tome nota de la cantidad de tubería de perforación, heavy weight y pup joints en la mesa.
- Se recomienda un viaje de limpieza o calibración antes de correr el Colgador. Antes de sacar la sarta de limpieza del hoyo, haga una prueba de torque y anote las lecturas en el fondo y a la profundidad del zapato de 9-5/8" a 10 -20 y 30 rpm.
- Verificar que el tapón limpiador de drill pipe (PDP) y la bola de asentamiento (setting ball) estén colocados en el TD cementing wellhead.

- Asegurar que el pozo esté limpio, y que las condiciones reológicas del lodo aseguren una buena limpieza del hoyo. Este factor es importante para evitar atascamientos durante la corrida de liner.
- Al bajar el liner, ir llenando el mismo cada cinco (5) juntas. Cada vez que se conecta una junta de liner, tener precaución de proteger la boca del liner, para evitar que elementos extraños caigan sobre el asiento del ST Landing Sub.
- Cuando se comience a bajar el liner con drill pipe ir llenando cada 10 paradas mientras este en hoyo entubado.
- Torques recomendados:

Tabla 5.1: Torques recomendados

Descripción	Torques Recomendados (ft-lb)		
	Mínimo	Optimo	Máximo
7", 26#, C-95, Buttress	6,375	7,500	8,625

5.4 PROCEDIMIENTO OPERACIONAL DE LA CORRIDA

1. Realiza reunión preliminar con el equipo del taladro involucrado en la corrida del liner (ambos turnos), el procedimiento es explicado y todas las dudas resueltas antes de iniciar la operación.

2. Verifica la cantidad total de juntas de revestidor 7" 26 lb/ft en locación y se asegura que todas hayan sido calibradas al ID adecuado. Si no es así, calibrar el revestidor mientras se corre en el hoyo. Ver detalle en tabla 5.2

Tabla 5.2: Características del Liner (ANEXO 4)

Size O.D. (in)	Grade	Rosca	W _t Per ft (lb/ft)	R _C (psi)	R _E (psi)	R _T (lbs)
7	C-95	BTC	26	5890	8600	717.000

3. Se asegura que la parte interna del revestidor este limpia antes de correrlo en el hoyo.
4. Verifica la cantidad de DP, HW en locación y asegurarse que todas hayan sido calibradas al ID adecuado, se necesita un diámetro interno mínimo de 2 ½".
5. Conecta y corre el siguiente equipo (Shoe Track):
 - Baker Float shoe Double Valve
 - Joint # 1
 - Baker Float collar Single Valve
 - Joint # 2
 - Landing Collar Type I

- 22 Juntas de casing de 7", C-95, 26#, BTC, Box x Pin. (2 pup joint marcadores)
 - *Aplica Bakerlok® en el shoe track (Tres primeras juntas)*
 - *Verificar equipo de flotación y bajar liner a la profundidad deseada.*
 - *Proteger la boca del liner, para evitar que elementos extraños caigan sobre el asiento del Landing Sub.*
 - *Llenando cada (5) cinco juntas de liner mientras se lo esta armando y bajando.*
6. Conecta el ensamble del Colgador de Liner pre-ensamblado, externamente a la sarta de revestidor.

Nota:

Si el Top Packer de asentamiento (tie back extensión) del liner no esta empaquetada con grasa o PALMIX (polímero), hágalo antes de bajarlo al pozo. Verifique que el debris barrier se encuentre asegurado.

7. Deja las cuñas en el revestidor, levanta la sarta para asegurarse que todas las conexiones este bien hechas y que soportaran el peso del liner; tomar parámetros de pick up & slack off.

8. Verifica que el Ensemble del Colgador de Liner no se haya dañado y anotar el peso del revestidor. Bajar el ensamble del colgador a través de la mesa rotaria y asentar las cuñas de Drill Pipe en el niple levantador. No asiente las cuñas en la extensión del colgador de liner. Tener cuidado de mantener el colgador centralizado a través de las BOPs.

Notas:

- *Circular cuando el tope de liner (tie back extension) este en la mesa rotaria para confirmar que el sistema de packoff este trabajando bien.*
- *Cuente las juntas de DP y HW en la mesa rotaria y marque la junta con la cual llego a fondo.*
- *EL OD del BHA da un pequeño clearance con respecto al ID del casing, esto se debe tener en cuenta para la corrida del liner, la velocidad de corrida debe estar entre 2-3 minutos/stand slip-slip. Y evitar movimientos bruscos.*
- *Durante la corrida del colgador de liner controlar el Trip Tank o pileta, disminuir la velocidad de corrida si se observa admisión del pozo.*
- *Colocar 10 paradas de HW conexión 4 ½" IF sobre el tubo de manejo ensamblado sobre el setting tool.*

- *Llene cada 10 paradas mientras se baje el liner en hoyo entubado.*
- *Cada vez que se conecta una parada de drill pipe, tener la precaución de proteger la boca del drill pipe para evitar que objetos extraños caigan dentro y ocasionen daño sobre el asiento del ST Landing Sub.*

9. Inicia a bajar el colgador de liner bajo las recomendaciones antes mencionadas. Cuando alcance la profundidad de la Zapata de 9-5/8” a 9835 ft, tome los siguientes parámetros:

Tabla 5.3: Parámetros para circular

Sin Circulación		Con Circulación		Parámetros Circulación	
Peso Teórico		Peso Teórico		GPM	(psi)
Peso Subiendo:		Peso Subiendo:	310 KLB	290 GPM	850 (psi)
Peso Bajando		Peso Bajando	230 KLB	GPM	(psi)

Notas:

- *Registra torques en zapata de 9 5/8” a 10 RPM (10 Kft-lb) -20 RPM (12 Kft-lb).30 RPM (13 Kft-lb) -40 RPM (14 Kft-lb).*
- *Rompe circulación lentamente. Las tasas de circulación no deben exceder del 60% del valor nominal de asentamiento del colgador de liner.*

10. Cuando se esté corriendo en hoyo abierto, llenar la tubería tanto como se pueda, sin interrumpir la corrida continua del revestidor en el hoyo. (Se recomienda cada parada de drill pipe).

11. Continuar corriendo el ensamble del Colgador de Liner en el hoyo. Si se experimenta alguna resistencia mientras se corre el ensamble de fondo, este puede ser Empujado, Tensionado hasta el fondo, aplicando circulación. (No circular a una presión máxima del 60% del valor nominal de asentamiento del colgador de liner +/- 850 psi)

12. Continuar bajando el liner a **10610 ft (profundidad de zapata 7")**, marque la tubería.; tomar los siguientes parámetros:

Tabla 5.4: Parámetros para circular

Sin Circulación		Con Circulación		Parámetros Circulación	
Peso Teórico		Peso Teórico		GPM	(psi)
Peso Subiendo:	350 KLB	Peso Subiendo:	330 KBL	225 GPM	650 (psi)
Peso Bajando	230 KLB	Peso Bajando	225 KBL	216 GPM	650 (psi)

Notas:

- *No asentar más del 50% del peso del liner.*
- *Romper circulación lentamente. Las tasas de circulación no deben exceder del 60% del valor nominal de asentamiento del colgador de liner; tomar los siguientes parámetros:*

13. Rompe circulación lentamente, circular **UN CIRCUITO COMPLETO** de capacidad del pozo para levantar cortes arriba del colgador. Circular hasta que el pozo se encuentre limpio. **Se intenta ROTAR el liner mientras se circula para evitar pegas en la tubería; pero pozo tiende a empaquetarse y se decide solo reciprocarse la sarta.**
14. Conecta el Equipo de Bombeo. Probar las líneas hasta 5,000 psi por 10 minutos.
15. Dejar la sarta de perforación en tensión. Soltar la Bola de Asentamiento de Bronce de 1.50" OD -previamente instalada en el TD Ball Dropping Sub- en la sarta de trabajo y permitir que grave 5 minutos por cada 1000 pies, hasta el asiento del LANDING SUB "ST". Bombear lentamente 95 GPM a 200 PSI hasta que un aumento de presión se note en superficie (1000 PSI). No permitir que la Bola choque fuertemente contra el asiento del LANDING SUB "ST".
16. Una vez que la Bola este en su asiento, incrementar la presión a 1200 psi para asentar el colgador. Aplicar 80,000 lbs y marcar la tubería.
17. Una vez que el Colgador este asentado, colocar peso 80,000 lbs sobre la Herramienta de Asentamiento para dejarla en compresión.

Incrementar la presión a 2900 psi para liberar la Herramienta de Asentamiento. Levantar la sarta 2-3 ft para verificar la liberación de la Herramienta de Asentamiento. La pérdida del peso del revestidor debe ser evidenciada.(20 KLB)

18. Una vez que el Setting Tool este liberado, aplicar 80,000 lbs de peso y continuar incrementando la presión hasta +/- 3,650 psi para expulsar la esfera del “receptor” del ST Landing Sub. Descargar la presión.

19. Bajar la sarta y colocarle 80 Klb de peso al Colgador para compensar el efecto pistón durante la operación de cementación.

20. Romper circulación hasta establecer parámetros de bombeo de cemento similares a los obtenidos antes del anclaje del colgador 270 GPM a 950 PSI; **CIRCULAR UN VOLUMEN COMPLETO** de capacidad del pozo hasta verificar la presión estable y parámetros de caudal requeridos.

21. Continuar circulando, e iniciar con el desplazamiento de cemento de acuerdo al “Programa de Bombeo de Cemento”.

22. Después de bombear el volumen teórico de Cemento, liberar el Tapón

de Desplazamiento del Drill Pipe del TD Plug Dropping Sub, verificar su paso por el Flag Sub. Desplazar el volumen del Drill Pipe a tasa recomendada y, bajar la tasa de bombeo a 3 bpm faltando 10 barriles antes de que el PDP llegue al LWP-II, monitorear y verificar el incremento de presión cuando el PDP llegue hasta el Tapón de Desplazamiento del Revestidor, incrementar presión (650 psi a 1000 psi, con 162 bls) para cizallar el shear ring del LWP-II.

23. Continuar el desplazamiento a tasa recomendada y bajarla a 2 bpm faltando 10 bls antes de que los tapones lleguen al Landing Collar a 800 psi y 1600 psi. Los tapones se asienten en el landing collar se incrementar la presión 2200 psi con 197 bls. Descargar la presión y se verificar contra-flujo 2 bls.

24. Levantar 11 ft la sarta de trabajo para que los candados del rotating setting dog sub queden expuestos. Baje lentamente la sarta hasta que el rotation setting dog sub se asiente sobre la extensión del top packer. Aplique peso o slack off lentamente hasta 70 Klbs y mantenga el peso por 4-5 minutos para asentar el top packer.

25. Con peso aplicado de 70 Klbs proceder a realizar la prueba de hermeticidad del Top Packer aplicando 1000 psi en el espacio anular,

mantenga esta presión durante 10 minutos.

26. Sacar las herramientas de servicio del pozo.

27. Inspeccionar las herramientas de corrida. El rotating setting dog sub debe tener los pines de corte cizallados y el running tool "HRDE" debe tener sus pines cizallados.

28. Continuar con las operaciones de completación según el Programa de la compañía Operadora.

5.5 CEMENTACIÓN

Procede a cementar de la siguiente manera (Ver detalle en tabla 5.5):

- Bombeó 40 BLS de mud clean.
- Bombeó 5 BLS de agua tratada.
- Bombeó 40 BLS de MCS-W Spacer (Densificado con CaCO₃ de PPR).
- Bombeó 5 BLS de agua tratada.
- Bombeó 20 BLS de sure bond.
- Bombeó 10 BLS de agua tratada.
- Mezcló y bombeo 15 BLS de lechada removedora a 13 lb/gal.

- Bombeó 16 BLS de lechada retardada a 16.2 lb/gal (B.M).
- Bombeó 28 BLS de lechada cemento principal a 16.2 lb/gal (B.M).
- Soltó tapón pump down plug.
- Desplazó con 197 BLS de agua.
- Con una presión final de 1600 PSI y asentó tapón con 2200 PSI.
- Back Flow de 2 BLS.

Presurizó con 1000 PSI y trabajó hasta liberar Setting Tool donde se logra circulación. Retira Línea. Circuló hasta salir agua limpia (1 hora). Sacando parada de 5" DP con Setting Tool hasta superficie.

Tabla 5.5: Características del cemento para el Liner

LECHADA #1 REMOVEDORA		LECHADA #1 LEAD	
Densidad	13 lb/gal	Densidad	16.2 lb/gal
Rendimiento	2.22 cuft/sk	Rendimiento	1.31 cuft/sk
Volumen	84 cuft	Volumen	92 cuft
Tot Fluid Req	12.18 gal/sk	Tot Fluid Req	5.43 gal/sk
Req. Agua	12.09 gal/sk	Req. Agua	5.34 gal/sk
Volumen	15 bls	Volumen	16 bls
LECHADA #2 TAIL			
Densidad	16.20 lb/gal		
Rendimiento	1.32 cuft/sk		
Volumen	156 cuft		
Tot Fluid Req	5.47 gal/sk		
Req. Agua	5.36 gal/sk		
Altura	28 bls		

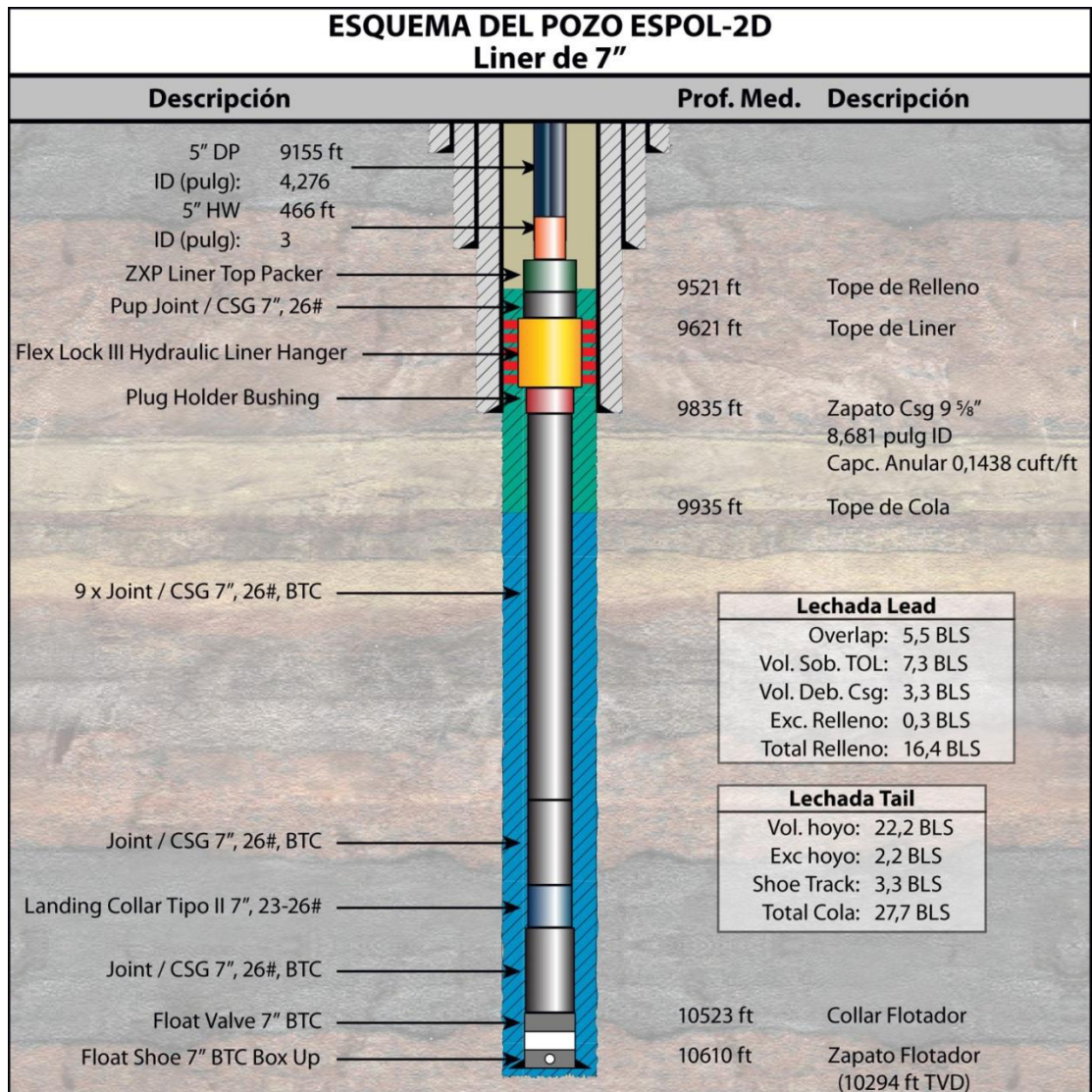


Fig. 5.13: Liner de Producción de 7"

CONCLUSIONES

- El Liner permitió reducir los costos de diseño de revestimiento al ser colgado a una profundidad de 9621', y no desde superficie.
- Por seguridad operacional, para el caso del liner se cemento 100 ft por encima del colgador.
- El colgador tiene la capacidad de circular el exceso de cemento por arriba del mismo luego de la expansión.
- Se crea un sello en el tope del Liner.

RECOMENDACIONES

- Armar y tener en torre las paradas de DP 5" suficientes para la perforación del Pozo (Medidas y conejeadas).
- Espotear en fondo un píldora viscosa pesada con lubricante suficiente para compensar el ECD y cubrir el área de tumbado en los pozos de perfil tipo "S".
- Verificar la operatividad del equipo de cementación previo a realizar cualquier trabajo, con el fin de evitar paras con el mismo y puedan causar problemas Operacionales.
- Previo a realizar la corrida del Liner de 7", es importante realizar un viaje de acondicionamiento con la finalidad de que el hoyo quede en óptimas condiciones para el proceso de asentamiento, expansión y cementación del mismo.

ANEXOS

1 DISEÑO DE REVESTIMIENTO CONDUCTOR DE 20''

El revestimiento conductor se correrá desde superficie y será asentado a una profundidad de 180' (TVD) Y 180' (MD) en la sección perforada de 26''. El diámetro externo del revestidor es de 20''. Las características mecánicas del revestidor que se utilizará en esta sección se muestran en la siguiente tabla:

Size O.D. (in)	Grade	W _t Per ft (lb/ft)	R _C (psi)	R _E (psi)	R _T (lbs)
20	H-40	94	520	1530	1'077,000

Diseño Del Revestimiento Conductor

a) Cálculo del número de tubos:

$$No. de tubos = \frac{180 ft}{40 ft/tubo} = 4,5 tubos \cong 5 tubos$$

2 DISEÑO DE REVESTIMIENTO SUPERFICIAL DE 13 3/8''

El revestimiento superficial se correrá desde superficie y será asentado a una profundidad de 5868' (TVD) Y 6180' (MD) en la sección perforada de 16''. El diámetro externo del revestidor es de 13 3/8'' y la densidad del fluido de perforación es 9.2 lb/gal.

a) *Cálculo de la presión de formación:*

$$P_f = G_F * D_{TVD}$$

$$P_f = 0.5 \text{ psi/ft} * 5868 \text{ ft} = 2934 \text{ psi}$$

b) *Cálculo de la presión hidrostática:*

$$P_h = 0.052 * \rho_{fp} * D_{TVD}$$

$$P_h = 0.052 * 9.2 \frac{\text{lb}}{\text{gal}} * 5868 \text{ ft} = 2807.25 \text{ psi}$$

c) *Cálculo de la presión de colapso:*

$$P_C = P_h * FSC$$

$$P_C = 2807.25 \text{ psi} * 1 = 2807.25 \text{ psi} \cong 2810 \text{ psi}$$

d) *Cálculo de la presión de estallido:*

$$P_E = P_f * FSE$$

$$P_E = 2934 \text{ psi} * 1.125 = 3300.75 \text{ psi} \cong 3300 \text{ psi}$$

Del boletín **“API 5C2 BULLETIN ON PERFORMANCE PROPERTIES OF CASING AND TUBING, TABLE No. 203 DIMENSIONS AND STRENGTHS OF CASING”**, se debe seleccionar la tubería de diámetro externo de 13 3/8” que tenga una resistencia al colapso R_C mayor a la presión de colapso $P_C = 2810 \text{ psi}$.

La tubería que cumple con esta condición exhibe las siguientes características mecánicas:

Size O.D. (in)	Grade	W _t Per ft (lb/ft)	R _C (psi)	R _E (psi)	R _T (lbs)
13 3/8	C-95	72	2.820	6.390	1'973.000

Diseño Del Revestimiento Superficial

e) Cálculo de la profundidad del punto neutro:

$$D_{PN} = D_{MD} * FF$$

$$FF = 1 - (0.015 * \rho_{fp})$$

$$D_{PN} = 6180 \text{ ft} * \left(1 - \left(0.015 * 9.2 \frac{\text{lb}}{\text{gal}} \right) \right) = 5327.16 \text{ ft}$$

f) Cálculo del peso total del casing:

$$W_{tr} = D_{PN} * \text{Peso nominal}$$

$$W_{tr} = 5327.16 \text{ ft} * 72 \frac{\text{lb}}{\text{pie}} = 383555.52 \text{ lbs}$$

g) Cálculo de la relación Resistencia a la tensión – Factor de seguridad:

$$\frac{R_T}{FST} = \frac{1973000 \text{ lbs}}{2}$$

$$\frac{R_T}{FST} = 986500 \text{ lbs}$$

Dado que $\frac{R_T}{FST} \gg W_{tr}$, la tubería resiste por tensión.

h) Verificación de la resistencia por estallido.

Del boletín **“API 5C2 BULLETIN ON PERFORMANCE PROPERTIES OF CASING AND TUBING, TABLE No. 203 DIMENSIONS AND STRENGTHS**

OF CASING", se encuentra que para un casing de diámetro externo de 13 3/8", grado C-95 y un peso nominal de 72 lb/ft le corresponde una resistencia al estallido $R_E = 6390 \text{ psi}$ la cual es mayor a la presión de estallido $P_E = 3300 \text{ psi}$, por lo tanto la tubería resiste por estallido.

i) *Tubería necesaria para esta sección:*

$$\text{No. de tubos} = \frac{D_{MD}}{40 \text{ ft/tubo}}$$

$$\text{No. de tubos} = \frac{6180 \text{ ft}}{40 \text{ ft/tubo}} = 155 \text{ tubos}$$

3 DISEÑO DE REVESTIMIENTO INTERMEDIO DE 9 5/8"

El revestimiento intermedio se correrá desde superficie y será asentado a una profundidad de 9537' (TVD) Y 9835' (MD) en la sección perforada de 12 1/4". El diámetro externo del revestidor es de 9 5/8" y la densidad del fluido de perforación es 10 lb/gal.

a) *Cálculo de la presión de formación:*

$$P_f = G_F * D_{TVD}$$

$$P_f = 0.5 \frac{\text{psi}}{\text{ft}} * 9537 \text{ ft} = 4768.5 \text{ psi}$$

b) *Cálculo de la presión hidrostática:*

$$P_h = 0.052 * \rho_{fp} * D_{TVD}$$

$$P_h = 0.052 * 10 \frac{\text{lb}}{\text{gal}} * 9537 \text{ ft} = 4959.24 \text{ psi}$$

c) Cálculo de la presión de colapso:

$$P_C = P_h * FSC$$

$$P_C = 4959.24 \text{ psi} * 1 = 4959.24 \text{ psi} \cong 4960 \text{ psi}$$

d) Cálculo de la presión de estallido:

$$P_E = P_f * FSE$$

$$P_E = 4768.5 \text{ psi} * 1.125 = 5364.56 \text{ psi}$$

Del boletín **“API 5C2 BULLETIN ON PERFORMANCE PROPERTIES OF CASING AND TUBING, TABLE No. 203 DIMENSIONS AND STRENGTHS OF CASING”**, se debe seleccionar la tubería de diámetro externo de 9 5/8” que tenga una resistencia al colapso R_C mayor a la presión de colapso $P_C = 4960 \text{ psi}$.

La tubería que cumple con esta condición exhibe las siguientes características mecánicas:

Size O.D. (in)	Grade	W _t Per ft (lb/ft)	R _C (psi)	R _E (psi)	R _T (lbs)
9 5/8	C-95	47	5090	8150	1'289000

Diseño Del Revestimiento Intermedio

e) Cálculo de la profundidad del punto neutro:

$$D_{PN} = D_{MD} * FF$$

$$FF = 1 - (0,015 * \rho_{fp})$$

$$D_{PN} = 9835 \text{ ft} * \left(1 - \left(0.015 * 10 \frac{\text{lb}}{\text{gal}} \right) \right) = 8359.75 \text{ ft}$$

f) *Cálculo del peso total del casing:*

$$W_{tr} = D_{PN} * \text{Peso nominal}$$

$$W_{tr} = 8359.75 \text{ ft} * 47 \frac{\text{lb}}{\text{pie}} = 392908.25 \text{ lbs}$$

g) *Cálculo de la relación Resistencia a la tensión – Factor de seguridad:*

$$\frac{R_T}{FST} = \frac{1289000 \text{ lbs}}{2}$$

$$\frac{R_T}{FST} = 644500 \text{ lbs}$$

Dado que $\frac{R_T}{FST} \gg W_{tr}$, la tubería resiste por tensión.

h) *Verificación de la resistencia por estallido.*

Del boletín **“API 5C2 BULLETIN ON PERFORMANCE PROPERTIES OF CASING AND TUBING, TABLE No. 203 DIMENSIONS AND STRENGTHS OF CASING”**, se encuentra que para un casing de diámetro externo de 9 5/8”, grado C-95 y un peso nominal de 47 lb/ft le corresponde una resistencia al estallido $R_E = 5364.56 \text{ psi}$ la cual es mayor a la presión de estallido $P_E = 5245.4 \text{ psi}$, por lo tanto la tubería resiste por estallido.

i) *Tubería necesaria para esta sección:*

$$\text{No. de tubos} = \frac{D_{MD}}{40 \text{ ft/tubo}}$$

$$\text{No. de tubos} = \frac{9835 \text{ ft}}{40 \text{ ft/tubo}} = 246 \text{ tubos}$$

4 DISEÑO DE LINER DE PRODUCCIÓN DE 7"

El liner de producción de 7" será colgado en el revestidor intermedio a una profundidad de 9621.3' (MD) y se asentará a una profundidad de 10294' (TVD) y 10607' (MD). La densidad del fluido de perforación es de 9 lb/gal.

a) *Cálculo de la presión de formación:*

$$P_f = G_F * D_{TVD}$$

$$P_f = 0.5 \text{ psi/ft} * 10294 \text{ ft} = 5147 \text{ psi}$$

b) *Cálculo de la presión hidroestática:*

$$P_h = 0.052 * \rho_{fp} * D_{TVD}$$

$$P_h = 0.052 * 9 \frac{\text{lb}}{\text{gal}} * 10294 \text{ ft} = 4817.59 \text{ psi}$$

c) *Cálculo de la presión de colapso:*

$$P_C = P_h * FSC$$

$$P_C = 4817.59 \text{ psi} * 1 = 4817.59 \text{ psi} \cong 4820 \text{ psi}$$

d) *Cálculo de la presión de estallido:*

$$P_E = P_f * FSE$$

$$P_E = 5147 \text{ psi} * 1.125 = 5790.38 \text{ psi}$$

Del boletín “**API 5C2 BULLETIN ON PERFORMANCE PROPERTIES OF CASING AND TUBING, TABLE No. 203 DIMENSIONS AND STRENGTHS OF CASING**”, se debe seleccionar la tubería de diámetro externo de 7” que tenga una resistencia al colapso R_C mayor a la presión de colapso $P_C = 4820 \text{ psi}$.

La tubería que cumple con esta condición exhibe las siguientes características mecánicas:

Size O.D. (in)	Grade	W _t Per ft (lb/ft)	R _C (psi)	R _E (psi)	R _T (lbs)
7	C-95	26	5890	8600	717000

Diseño Del Liner De Producción

e) *Cálculo del peso total del casing:*

$$W_{tr} = (D_{MD} - 10124) * \text{Peso nominal}$$

$$W_{tr} = (10607 \text{ ft} - 9621.3 \text{ ft}) * 26 \frac{\text{lb}}{\text{ft}} = 25628.2 \text{ lbs}$$

f) *Cálculo de la relación Resistencia a la tensión – Factor de seguridad:*

$$\frac{R_T}{FST} = \frac{717000 \text{ lbs}}{2}$$

$$\frac{R_T}{FST} = 358500 \text{ lbs}$$

Dado que $\frac{R_T}{FST} \gg W_{tr}$, la tubería resiste por tensión.

g) *Verificación de la resistencia por estallido.*

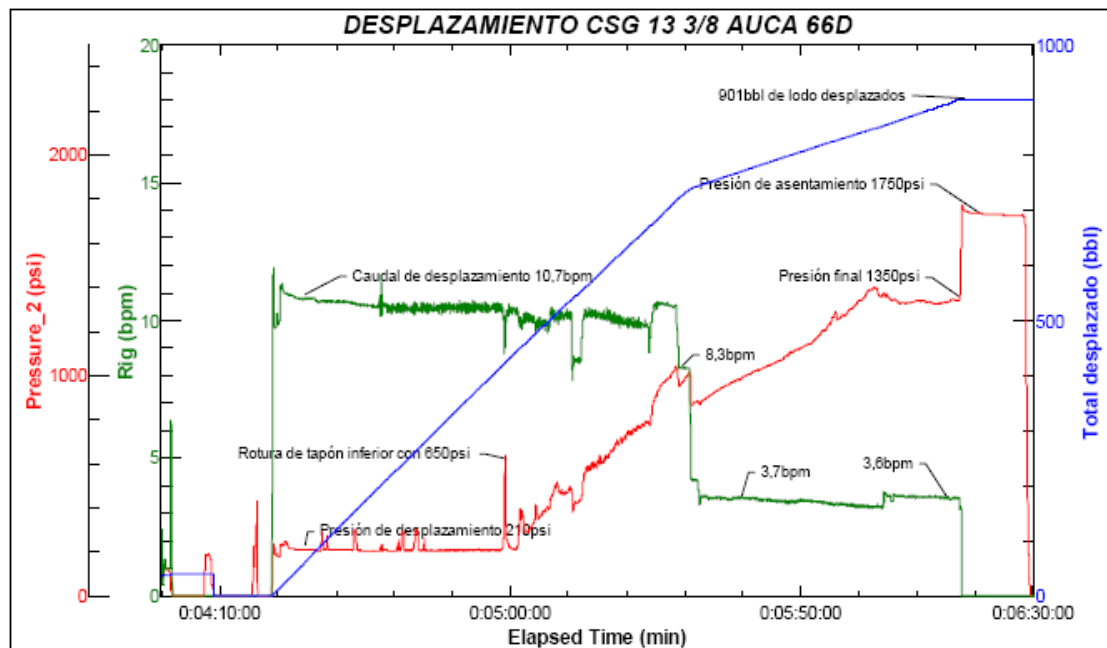
Del boletín “**API 5C2 BULLETIN ON PERFORMANCE PROPERTIES OF CASING AND TUBING, TABLE No. 203 DIMENSIONS AND STRENGTHS OF CASING**”, se encuentra que para una tubería de diámetro externo de 7”, grado C-95 y un peso nominal de 26 lb/ft le corresponde una resistencia al estallido $R_E = 8600 \text{ psi}$ la cual es mayor a la presión de estallido $P_E = 5790 \text{ psi}$, por lo tanto la tubería resiste por estallido.

h) *Tubería necesaria para esta sección:*

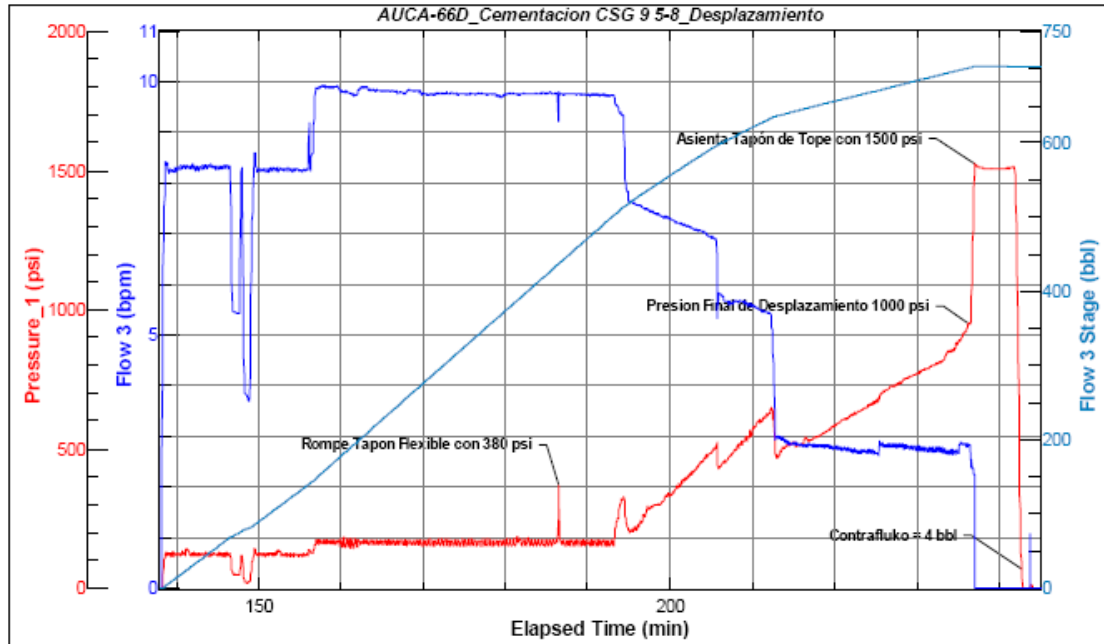
$$\text{No. de tubos} = \frac{985.7 \text{ ft}}{40 \text{ ft/tubo}}$$

$$\text{No. de tubos} = 25 \text{ tubos}$$

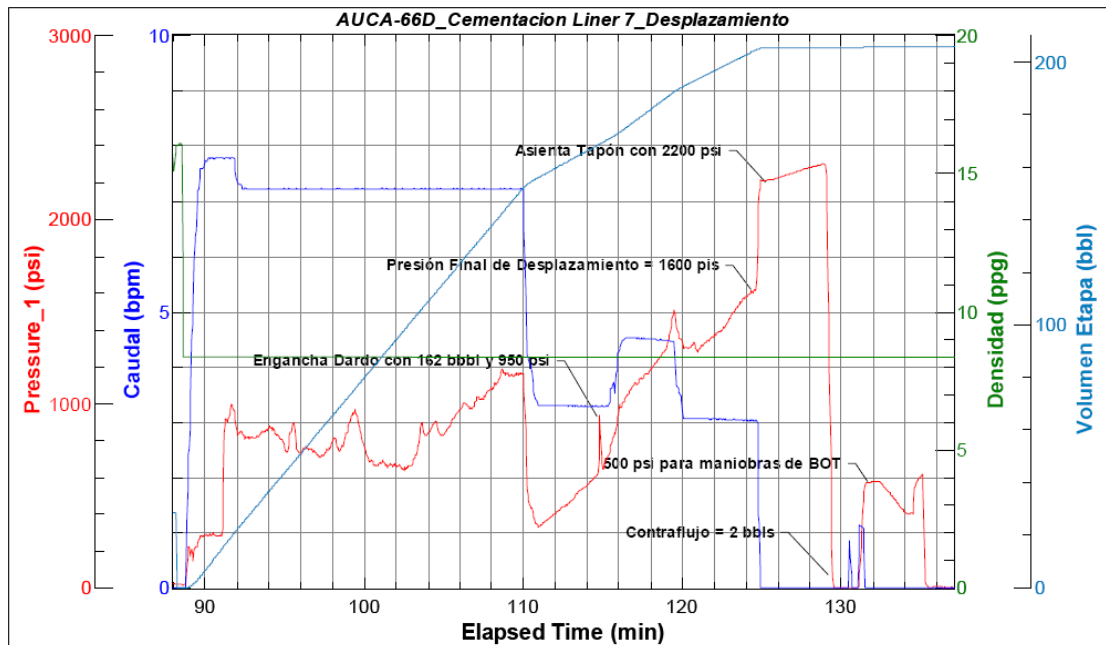
5 DESPLAZAMIENTO DEL REVESTIDOR DE 13 3/8”



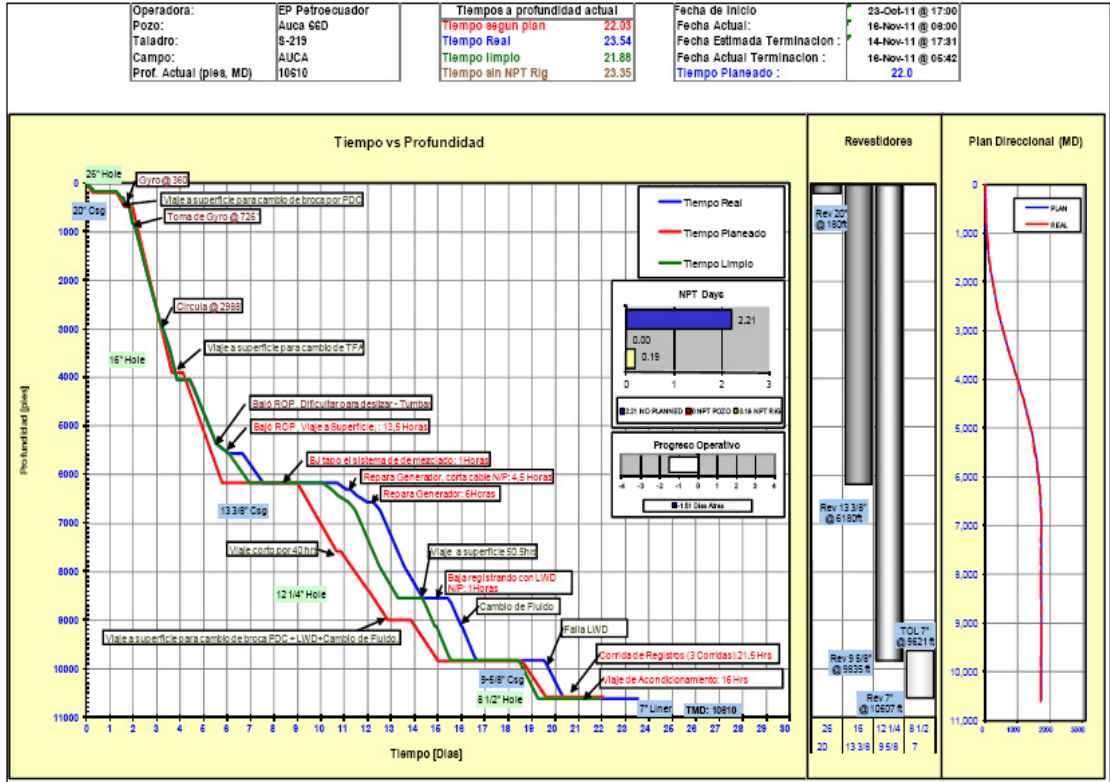
6 DESPLAZAMIENTO DEL REVESTIDOR DE 9 5/8"



7 DESPLAZAMIENTO DEL LINER DE 7"



8 TIEMPO VS. PROFUNDIDAD DE LA PERFORACIÓN



BIBLIOGRAFÍA

- *API 5C2 BULLETIN ON PERFORMANCE PROPERTIES OF CASING AND TUBING, TABLE No. 203 DIMENSIONS AND STRENGTHS OF CASING*
- *PETROPRODUCCIÓN. ARCHIVO TÉCNICO. FILE DEL CAMPO AUCA*
- *SCHLUMBERGER. FUNDAMENTOS DE PERFORACIÓN DIRECCIONAL*
- *GEOLOGIA DEL ECUADOR. ING. NUNEZ DEL ARCO*
- *Industria-petrolera.lacomunidadpetrolera.com*
- *<http://www.glossary.oilfield.slb.com/>*
- *<http://www.bakerhughes.com/news-and-media/resources>*