



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

**“DISEÑO, CORRIDA Y CEMENTACIÓN DE LINER DE
PRODUCCIÓN DEL POZO ESPOL X-5D”**

INFORME DE MATERIA DE GRADUACIÓN

Previo a la obtención del Título de:

INGENIERO EN PETRÓLEO

Presentado por:

DIEGO ANDRÉS AGUIRRE NARANJO

ANTONIO ISRAEL DIEZ AGUILAR

ROGGER MIRIEL MOREIRA MOREIRA

GUAYAQUIL – ECUADOR

2012

AGRADECIMIENTO

A Dios por habernos permitido culminar nuestra carrera universitaria, a nuestros padres por su apoyo incondicional y a los grandes amigos junto a quienes esta etapa de la vida ha sido más placentera.

DEDICATORIA

Este trabajo lo dedico con todo el cariño a mi madre, sin la cual no fuera la persona que soy ahora; a mi abuela que supo formar un hombre de bien, a mis tíos junto a quienes aprendí lo que se necesita para cumplir mis metas y a mi adorada hermana, que alegra siempre cada momento. Esto va para ustedes.

Diego Aguirre Naranjo.

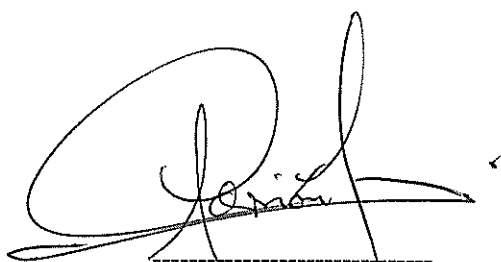
Este trabajo es dedicado para mis padres y hermano que han sido mi apoyo incondicional en los años de estudio, las personas que me han impulsado a seguir adelante. También a mis compañeros, que han sido mucho más que eso, han sido mis amigos. A mi esposa que en este último semestre estuvo ahí dándome su aliento para culminar esta etapa de la vida. Y por sobre todas las cosas a Dios, que me ha bendecido e iluminado en todo este caminar.

Rogger Moreira Moreira

A Dios por darme la fuerza de seguir adelante, a mis padres y hermanos por su apoyo incondicional, especialmente a mi mamá. A mi familia y amigos por acompañarme todo este tiempo.

Antonio Diez Aguilar

TRIBUNAL DE GRADUACIÓN

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Paúl Carrión Mero', written over a horizontal dashed line.

Dr. Paúl Carrión Mero
DECANO FICT
PRESIDENTE

Ing. Xavier Vargas G., M.Sc.
PROFESOR

DECLARACIÓN EXPRESA

La responsabilidad del contenido de este Informe de
Materia de Graduación, nos corresponde
exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma
a la “ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL
LITORAL”

(Reglamento de graduación de la ESPOL)

Diego Aguirre N.

Antonio Diez A.

Rogger Moreira M.

RESUMEN

Este documento presenta el diseño, corrida y cementación del liner de producción de 7" para el pozo ESPOL X-5D. El colgador del liner a utilizar será de tipo expandible, siendo éste Versaflex, tecnología de Halliburton.

El capítulo 1 presenta las características generales de la cuenca oriente, del campo Auca y los requerimientos del pozo ESPOL X-5D.

El capítulo 2 presenta brevemente el programa de perforación del pozo ESPOL X-5D.

El capítulo 3 presenta el diseño de los revestidores conductor, superficial e intermedio, determinados mediante el método de ensayo y error con punto neutro.

El capítulo 4 presenta los cálculos de los sacos de cemento, volúmenes de lechada y de fluido desplazante a utilizar en la cementación de los revestidores conductor, superficial e intermedio, con su respectivo programa de cementación.

El capítulo 5 describe las funciones y tipos del liner, los tipos de colgadores de liner y presenta el respectivo diseño, corrida y programa de cementación del liner de producción para el pozo ESPOL X-5D.

Finalmente, se exponen las conclusiones y recomendaciones basadas en el diseño del liner de producción y de la operación de corrida y cementación del mismo.

ÍNDICE GENERAL

ABREVIATURAS	xi
SIMBOLOGÍA	xiii
ÍNDICE DE TABLAS.....	xiv
ÍNDICE DE FIGURAS	xv
INTRODUCCIÓN.....	xvi
CAPÍTULO 1	1
1. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO AUCA	1
1.1. GEOLOGÍA REGIONAL.....	1
1.1.1. GEOLOGÍA GENERAL DE LA CUENCA ORIENTE.	1
1.1.2. CRONO-ESTRATIGRAFÍA DE LA CUENCA ORIENTE.	4
1.2. HISTORIA DEL CAMPO.....	6
1.2.1. INFORMACIÓN DEL CAMPO	6
1.2.2. GEOLOGÍA DEL CAMPO AUCA.....	8
1.2.3. MECANISMOS DE EMPUJE.....	13
1.2.4. CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS	15
1.2.5. INFORMACIÓN DEL POZO ESPOL X-5D.....	16
CAPÍTULO 2	18
2. PROGRAMA DIRECCIONAL.....	18
2.1. RESUMEN	18

2.2.	PROGRAMA DIRECCIONAL POR SECCIONES SECCIÓN	19
2.2.1.	SECCIÓN 16"	19
2.2.2.	SECCIÓN 12 ¼"	19
2.2.3.	SECCIÓN 8 ½"	20
CAPÍTULO 3	22
3.	DISEÑO DE TUBERÍA DE REVESTIMIENTO.....	22
3.1.	FUNCIONES DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO.....	22
3.2.	CLASIFICACIÓN DE LA TUBERIA DE REVESTIMIENTO	23
3.2.1.	REVESTIMIENTO CONDUCTOR	23
3.2.2.	REVESTIMIENTO SUPERFICIAL.....	24
3.2.3.	REVESTIMIENTO INTERMEDIO.....	24
3.2.4.	REVESTIMIENTO DE PRODUCCIÓN.....	25
3.2.5.	CAMISA DE PRODUCCIÓN (LINER).....	26
3.3.	PARÁMETROS QUE INTERVIENEN EN EL DISEÑO DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO.....	27
3.3.1.	ESFUERZO A LA TENSIÓN.....	27
3.3.2.	ESFUERZO AL COLAPSO.....	27
3.3.3.	ESFUERZO AL ESTALLIDO	28
3.4.	DISEÑO DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO PARA LA SECCIÓN DE 26", 16" Y 12 ¼".....	28
3.4.1.	DISEÑO DEL REVESTIMIENTO CONDUCTOR DE 20" PARA LA SECCIÓN DE 26".....	29
3.4.2.	DISEÑO DEL REVESTIMIENTO SUPERFICIAL DE 13 3/8" PARA LA SECCIÓN DE 16".....	29
3.4.3.	DISEÑO DEL REVESTIMIENTO INTERMEDIO DE 9 5/8" PARA LA SECCIÓN DE 12 ¼"	30
CAPÍTULO 4	31
4.	PROGRAMA DE CEMENTACIÓN.....	31

4.1.	DISEÑO DEL PROGRAMA DE CEMENTACIÓN	31
4.1.1.	CEMENTACIÓN DE REVESTIMIENTO CONDUCTOR DE 20"	31
4.1.2.	CEMENTACIÓN DE REVESTIMIENTO SUPERFICIAL DE 13 3/8" ..	34
4.1.3.	CEMENTACIÓN DE REVESTIMIENTO INTERMEDIO DE 9 5/8"	38
CAPÍTULO 5	43
5.	LINER DE PRODUCCIÓN	43
5.1.	INFORMACIÓN DE LINER DE PRODUCCIÓN	43
5.1.1.	TIPOS DE LINERS	45
5.2.	COLGADORES DE LINER	47
5.2.1.	COLGADORES DE LINER CONVENCIONALES	48
5.2.2.	COLGADORES DE LINER EXPANDIBLES	50
5.3.	DISEÑO DE LINER DE PRODUCCIÓN	54
5.4.	DISEÑO DEL PROGRAMA DE CEMENTACIÓN	57
5.5.	SECUENCIA OPERACIONAL	60
5.5.1.	PROGRAMA DE ASENTAMIENTO DEL LINER DE PRODUCCIÓN	60
5.5.2.	PROGRAMA DE CEMENTACIÓN DEL LINER DE PRODUCCIÓN ..	66
CAPÍTULO 6	70
6.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	70
6.1.	CONCLUSIONES	70
6.2.	RECOMENDACIONES	72
BIBLIOGRAFIA	73
ANEXOS	74

ABREVIATURAS

Boi:	Factor volumétrico de formación inicial
Bob:	Factor volumétrico de formación a la presión de burbuja
BPPD:	Barriles de petróleo por día
Coi:	Compresibilidad del petróleo inicial
Cob:	Compresibilidad del petróleo a la presión de burbuja
cp:	Centipoise
DLS:	Dog leg severity
FSC:	Factor de seguridad de colapso
FSE:	Factor de seguridad de estallido
FST:	Factor de seguridad de tensión
ft:	Pie
ft ³ :	Pies cúbicos
ft ³ /bbl:	Pies cúbicos por barril
ft ³ /sx:	Pies cúbicos por saco
gal/bbl:	Galones por barril
gal/sx:	Galones por saco
ID:	Diámetro interno
KOP:	Kick off point
lbs:	Libras
lb/ft:	Libra por pie

lb/gal:	Libra por galón
MD:	Profundidad medida
OD:	Diámetro externo
p_i :	Presión inicial
p_b :	Presión de burbuja
PPM:	Partes por millón
psi:	Libra por pulgada cuadrada
psia:	Libras por pulgada cuadrada absoluta
psi/ft:	Libra por pulgada cuadrada por pie
rb/stb:	Barriles de reservorio por barriles a condiciones estándar
RGP:	Relación gas-petróleo
SCF/STB:	Pies cúbicos estándar por barril a condiciones estándar
TVD:	Profundidad vertical verdadera
U_{oi} :	Viscosidad del petróleo inicial
U_{ob} :	Viscosidad del petróleo a la presión de burbuja
°F:	Grados Fahrenheit

SIMBOLOGÍA

D:	Profundidad
G_f :	Gradiente de formación
P_C :	Presión de colapso
P_E :	Presión de estallido
P_f :	Presión de formación
P_h :	Presión hidroestática
R_C :	Resistencia al colapso
R_E :	Resistencia al estallido
R_T :	Resistencia a la tensión
sxs:	Sacos de cemento
V_{EA} :	Volumen del espacio
W_t :	Peso de la tubería
W_{tr} :	Peso de la tubería de revestimiento
ρ :	Densidad
ρ_{fp} :	Densidad del fluido de perforación

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1.1. – PARÁMETROS PVT POR ARENA.....	15
TABLA 1.2. – SALINIDADES POR ARENA.....	15
TABLA 1.3. – REQUERIMIENTOS DEL POZO.....	17
TABLA 3.1. – DATOS PARA EL DISEÑO.....	28
TABLA 3.2. – DISEÑO DEL REVESTIMIENTO CONDUCTOR.....	29
TABLA 3.3. – DISEÑO DEL REVESTIMIENTO SUPERFICIAL.....	29
TABLA 3.4. – DISEÑO DEL REVESTIMIENTO INTERMEDIO.....	30
TABLA 4.1. – VOLÚMENES DE FLUIDOS EMPLEADOS EN LA CEMENTACIÓN DEL CASING DE 20”.....	33
TABLA 4.2. – VOLÚMENES DE FLUIDOS EMPLEADOS EN LA CEMENTACIÓN DEL CSG DE 13 3/8”.....	37
TABLA 4.3. – VOLÚMENES DE FLUIDOS EMPLEADOS EN LA CEMENTACIÓN DEL CSG DE 9 5/8”.....	40
TABLA 5.1. – DISEÑO DE LOS REVESTIDORES CONDUCTOR, SUPERFICIAL E INTERMEDIO.....	54
TABLA 5.2. – DISEÑO DEL LINER DE PRODUCCIÓN.....	55
TABLA 5.3. – VOLÚMENES DE FLUIDOS EMPLEADOS EN LA CEMENTACIÓN DEL LINER DE 7”.....	60

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1.1. – COLUMNA TECTÓNO-ESTRATIGRÁFICA Y EVENTOS GEODINÁMICOS QUE CONTROLARON EL DESARROLLO DE LA CUENCA ORIENTE Y DE SUS SISTEMAS PETROLÍFEROS.	5
FIGURA 1.2. - UBICACIÓN DEL CAMPO AUCA.	7
FIGURA 1.3. – COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DEL CAMPO AUCA.....	12
FIGURA 2.1. – PLAN DIRECCIONAL DEL POZO ESPOL X-5D.....	21
FIGURA 5.1. – TIPOS DE LINER.	45
FIGURA 5.2. – COLGADOR DE LINER MECÁNICO RPP.	49
FIGURA 5.3. – COLGADOR DE LINER HIDRÁULICO IB-TC.	50
FIGURA 5.4. – COLGADOR DE LINER EXPANDIBLE USADO EN EL POZO ESPOL X-5D.	53

INTRODUCCIÓN

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 liner de producción es utilizado para revestir la última sección de un pozo petrolero, la cual es la de mayor importancia de todo el pozo ya que en ella se encuentran las zonas productoras de petróleo.

El objetivo es llegar a un diseño de revestidores que sea seguro, confiable y económico, teniendo en cuenta siempre que las propiedades mecánicas de cada revestidor resista satisfactoriamente los esfuerzos a los que será sometido.

En el pozo ESPOL X-5D se utiliza un colgador de liner expandible el cual ofrece numerosas ventajas y elimina o reduce varios de los riesgos asociados al uso del sistema de liner convencional.

CAPÍTULO 1

1. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO AUCA

1.1. GEOLOGÍA REGIONAL

1.1.1. GEOLOGÍA GENERAL DE LA CUENCA ORIENTE.

La Cuenca Oriente está formada por dos dominios morfológicos:

- El Piedemonte Subandino; y,
- La Llanura Amazónica

El Piedemonte Subandino, constituye el borde occidental de la Cuenca Oriente. Se extiende en dirección Norte-Sur, en forma paralela a las estribaciones orientales de la cordillera de los Andes. Se trata de una zona sub-montañosa de alta pluviosidad con una temperatura promedio de 24 °C, y altitudes que varían entre los 3,000 m. (Sumaco) y 850 m. (Misahuallí).

La Llanura Amazónica o Cuenca Oriente propiamente dicha es toda la región plana que se extiende hacia el Oriente a partir de la zona del frente de empuje de la cordillera.

La Cuenca Oriente Ecuatoriana tiene una extensión aproximada de 100,000 km², y forma parte del conjunto de Cuencas Sub-andinas de tras-arco, las cuales se extienden a lo largo de 6,400 Km. desde Venezuela hasta la parte austral de la Argentina. Están limitadas al Oeste por la cordillera de los Andes y al Este por el Cratón Guayano-Brasilero.

La Cuenca Oriente se encuentra limitada al Norte por la Sub-cuenca Putumayo en Colombia y al Sur por la Sub-cuenca Marañón en Perú.

Los depósitos sedimentarios, y esporádicamente volcánicos aquí contenidos, presentan espesores que alcanzan los 18,000 pies en las zonas más potentes. Y las edades de las rocas más antiguas alcanzan los 360 millones de años.

En la dirección Este-Oeste, la cuenca tiene una forma asimétrica, con un borde Oriental platafórmico y un borde Occidental tectónico. Las mayores profundidades de las encuentra en el Sur, en dirección hacia la Sub-cuenca Marañón.

Los campos más importantes se encuentran en la Llanura Amazónica y las estructuras productoras son anticlinales de bajo relieve, que en algunos

casos, cierran contra fallas subverticales-inversas, reactivadas en el Cretácico y/o en el Terciario.

La sección cretácica de la Cuenca Oriente está constituida por las formaciones Hollín, Napo y Basal Tena, las cuales exhiben características bien definidas dentro de un modo de estratigrafía secuencial.

La Formación Hollín ha sido subdividida en dos miembros: Hollín principal y Hollín superior.

Por otro lado, la Formación Napo ha sido típicamente subdividida en tres diferentes miembros: Napo Inferior, Napo Medio y Napo Superior.

Las principales unidades de reservorio las constituyen las areniscas basales de la formación Terciaria Tena; las areniscas “M-1”, “M-2”, “U” y “T” de la formación Cretácico Napo y la formación Hollín del Cretácico Inferior. Las calizas “A”, “B” y la arenisca “M-2” de Napo; así como los depósitos conglomeráticos de Tiyuyacu se consideran reservorios marginales.

Los reservorios, en forma general, presentan las características estratigráficas de estar constituidos por areniscas de origen fluvial (canales apilados) en la base, y depósitos de ambientes estuarinos y marinos transicional en el tope. Las areniscas de los niveles superiores presentan geometrías complejas, mientras que en la base generalmente, la arenisca se presenta masiva, homogénea y con un área continua.

1.1.2. CRONO-ESTRATIGRAFÍA DE LA CUENCA ORIENTE.

La columna tectóno-estratigráfica de la Figura 1.1. resume los principales aspectos estratigráficos y de la geología del petróleo para la Cuenca Oriente. La parte basal de la columna (el tercio inferior) está conformado por las formaciones pre-Cretácicas: Chapiza y Santiago. Este intervalo estratigráfico ha sido poco estudiado. La parte media de la columna estratigráfica corresponde a la zona de mayor importancia desde el punto de vista petrolero. En este intervalo se encuentran las areniscas de la formación "Hollín", y las areniscas "M-1", "M-2", "U" y "T" de la formación Napo, las que constituyen los principales reservorios de la Cuenca Oriente.

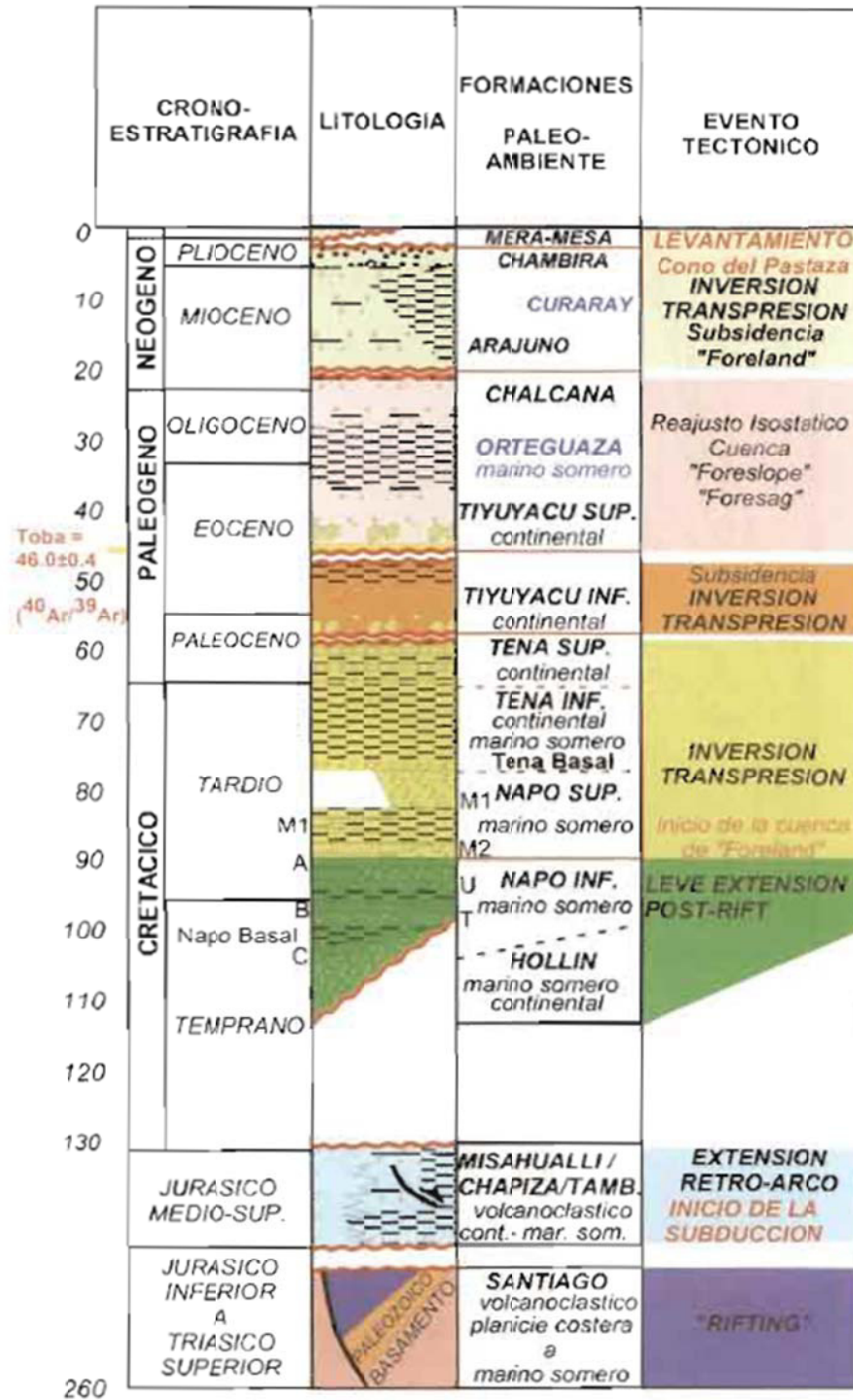


FIGURA. 1.1. – Columna Tectóno-Estratigráfica Y Eventos Geodinámicos Que Controlaron El Desarrollo De La Cuenca Oriente Y De Sus Sistemas Petrolíferos.

Fuente: "La Cuenca Oriente: Geología Y Petróleo", Patrice Baby, Marco Rivadeneira, Roberto Barragán.

Modificado por: Diego Aguirre N., Rogger Moreira M., Antonio Diez A.

1.2. HISTORIA DEL CAMPO

1.2.1. INFORMACIÓN DEL CAMPO

El Campo Auca fue descubierto por la compañía Texaco, con la perforación del pozo Auca - 1, que se inició en el mes de febrero y fue completado en marzo de 1970, alcanzando una profundidad de 10,578 pies. Su producción fue de 3,072 BPPD de los reservorios Hollín (31° API) y “T” (27° API).

El desarrollo del campo inicia en 1973 y fue puesto en producción en 1975, con 24 pozos.

El Campo Auca se encuentra ubicado en la Cuenca Oriente, 260 Km. al Este de Quito, 100 Km. al Sur de la frontera con Colombia, pertenece al Corredor Sacha-Shushufindi y está rodeado por los Campos Sacha, Culebra-Yulebra y Yuca, al Norte; Cononaco al Sur; Pindo al Este y Puma al Oeste. Su orientación es Norte – Sur. (Figura 1.2.)

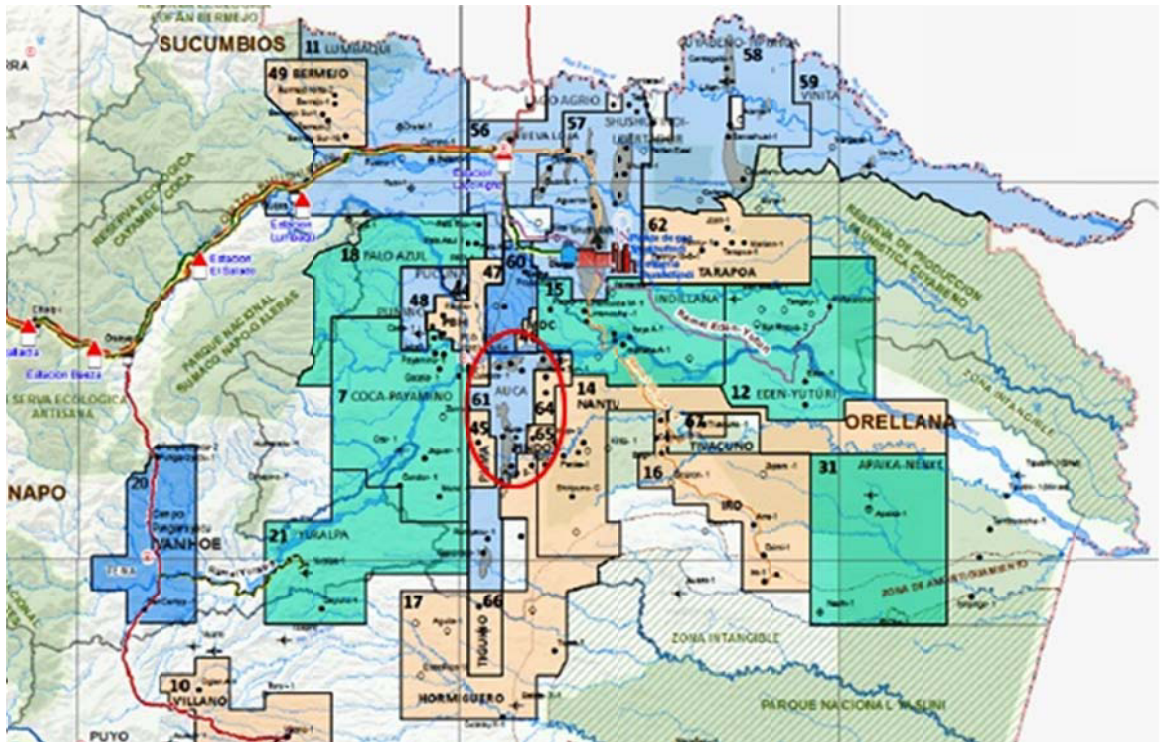


FIGURA 1.2. - Ubicación Del Campo Auca.

Fuente: Mapa Catastral Petrolero Ecuatoriano.

Modificado por: Diego Aguirre N., Rogger Moreira M., Antonio Diez A.

El campo está ubicado dentro de las coordenadas geográficas siguientes:

Latitud: entre 0° 34' S y 0° 48' S

Longitud: entre 76° 50' W y 76° 54' W

Las dimensiones generales del campo son 25 km de largo y 4 km de ancho con una superficie aproximada de 17.000 acres.

1.2.2. GEOLOGÍA DEL CAMPO AUCA

La estructura del campo se presenta como un anticlinal complejo, fallado, asimétrico, irregular, elongado de dirección norte – sur. Se alinea en el eje central del corredor Sacha – Shushufindi de la cuenca oriental, donde se ubican los principales campos productores del área.

A nivel de la arenisca “U”, Auca es un anticlinal asimétrico de 30 km de longitud de bajo relieve con orientación norte - sur, el flanco oeste se encuentra limitado, al centro y sur del anticlinal, por fallas normales de alto ángulo de dirección norte - sur, que poseen un desplazamiento lateral de 1 km.

El campo se alinea con una barrera estratigráfica de dirección oeste - este que atraviesa por el pozo Auca - 23.

1.2.2.1. CARACTERÍSTICAS LITOLÓGICAS DEL RESERVORIO

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. (Figura 1.3.)

FORMACIÓN HOLLÍN

Hollín es el reservorio que más produce por su espesor de arena saturada y porque exhibe un fuerte empuje de agua en el fondo.

Esta formación está conformada por las areniscas Hollín Inferior de origen volcánico y Hollín Superior de origen marina somera con sedimentos de depositación de zona de playa. Además, esta formación está presente en todo el Campo Auca - Auca Sur sin presencia de fallas.

HOLLÍN INFERIOR

También conocida como Hollín Principal, es un reservorio relativamente homogéneo de arenisca cuarzosa de grano fino a medio que contiene poco o nada de glauconita y algunas capas aisladas de lutita. Posee un espesor neto de aproximadamente 40 pies.

HOLLÍN SUPERIOR

Es una formación inter-estratificada de arenisca cuarzosa de grano fino a medio y glauconita cuarzosa que contiene abundantes capas de lutita. El espesor neto de la arena varía entre 10 a 40 pies. La porosidad promedio es de 14%.

FORMACIÓN NAPO

Se compone de dos areniscas, la formación Napo "U" y la formación Napo "T"; las que están separadas por intervalos gruesos de calizas marinas y lutitas. La calidad de estos reservorios es variable, evidenciando marcados cambios en el 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.

ARENISCA “T”

La arenisca no es continua, contiene granos finos y son ricas en arcillas, areniscas cuarzosas discontinuas, limolita y lutitas.

“T” SUPERIOR

Presenta arenisca cuarzosa de grano fino en mayor proporción.

El espesor promedio de la arena es de 45 pies aproximadamente.

“T” INFERIOR

Es una arenisca cuarzosa de grano fino a medio, subangular a subredondeada, con un espesor promedio de 67 pies.

ARENISCA “U”

Se caracteriza por ser continua y estar presente en todo el campo Auca – Auca Sur. Tiene una porosidad promedio del 13%.

“U” SUPERIOR

Formada por una arenisca cuarzosa, el tamaño del grano es fino de forma subredondeado, tiene un espesor neto promedio de 27 pies.

“U” INFERIOR

Es una arenisca cuarzosa de grano fino a medio, subangular a subredondeado. Su espesor neto es de 37.2 pies.

FORMACIÓN BASAL TENA

La formación no es continua, tiene un espesor total promedio de 40 pies. Se trata de una arenizca cuarzosa redondeada de grano medio a grueso, con un promedio de porosidad del 19%. Esta formación descansa en discordancia sobre las lutitas de Napo Superior.

		EDAD	MIEMBRO	LITOLOGÍA	DESCRIPCIÓN		
MEZOSIÓCO	CRETÁCICO	NAPO SUPERIOR	MAASTRICHTIANO	TENA		Arenisca cuarzosa, transparente translúcida, grano fino. Medic, en parte grano grueso, subredondeada a subangular. Moderadamente sorreada, cemento y matriz no visible.	
				BASAL TENA			
			CAMPANIANO			Lutita gris oscura, gris clara, fisil. En parte laminar, astillosa. Moderadamente firme, ligeramente calcárea.	
			SANTONIANO				
			CONIACIANO	CALIZA M1		Caliza gris oscura, en menor cantidad moteada de crema. Suave a moderadamente firme. Blocosa a subblocosa.	
		NAPO MEDIO	TURONIANO		CALIZA M2		Caliza cremosa, moteada de blanco. Ocasionalmente gris oscuro. Suave a moderadamente firme. Blocosa a subblocosa.
					CALIZA A		Caliza gris blanquecina, moteada de blanco. Moderadamente dura, blocosa, con glauconita.
		NAPO INFERIOR	CENOMANIANO		ARENISCA U SUP		Arenisca cuarzosa, transparente, translúcida. Grano muy fino a fino. Ocasionalmente grano medio. Silicio, en partes matriz calcárea y glauconítica.
					ARENISCA U MEDIA		Arenisca cuarzosa, transparente, translúcida. Grano fino a medio. Subangular a subredondeada.
					ARENISCA U INF		Arenisca cuarzosa, hialina, transparente a subtransparente. Grano fino a muy fino. Ocasionalmente grano grueso. Subangular a subredondeada.
							Lutita gris clara, menor gris oscura. Suave a moderadamente firme, ocasionalmente dura.
		NAPO BASAL	ALBIANO		CALIZA B		Caliza gris oscura, crema, moteada de blanco. Suave, moderadamente firme. Blocosa o Subblocosa.
					ARENISCA T SUP		Arenisca cuarzosa, hialina, transparente, translúcida. Grano muy fino a fino. Ligeramente friable. Subangular a subredondeado, regular selección.
					ARENISCA T INF		Arenisca cuarzosa, transparente, translúcida. Grano fino a medio, ocasionalmente grueso. Subangular a subredondeado, regular selección. Friable.
							Lutita gris clara a negra. Moderadamente dura. Laminar.
	APTIANO		FORMACIÓN HOLLÍN		Arenisca cuarzosa, transparente, translúcida. Grano fino a medio, ocasionalmente grueso. Subangular a subredondeado. Ocasionalmente angular. Friable, suelta, asociada con glauconita la parte superior.		

FIGURA 1.3. – Columna Estratigráfica Del Campo Auca.

Fuente: Archivo Técnico - PPR.

Modificado por: Diego Aguirre N., Rogger Moreira M., Antonio Diez A.

1.2.2.2. AMBIENTES SEDIMENTARIOS DE LOS RESERVORIOS

La arenisca Hollín se depositó en un ambiente fluvial evolucionando a un ambiente platafórmico, posiblemente estuarino, con influencia mareal.

Las areniscas "T" y "U" fueron depositadas luego de una importante regresión marina con un desplazamiento de la línea de costa en dirección Oeste, a partir de la cual y sobre valles socavados se desarrollaron ambientes estuarinos con ingresos fluviales afectados por mareas, con facies menos desarrolladas de barras, y litofacies de llanura lodosa y areniscas glauconíticas de plataforma marina somera.

En Basal Tena, se describen rellenos de canal con clastos gruesos, conglomeráticos a la base, posiblemente de origen fluvial y en partes se observa influencia mareal.

1.2.3. MECANISMOS DE EMPUJE

Los yacimientos tienen energía proveniente de acuíferos, gas en solución y compresibilidad de la roca y fluido.

Las arenas "U" y "T" tienen cantidades considerables de hidrocarburos pero sus acuíferos son parcialmente activos, actuando a lo largo del campo. Por la producción de fluidos (agua - petróleo), las condiciones de los yacimientos han sufrido cambios como: disminución de presión, declinación de producción de petróleo, intrusión de agua y el ascenso del contacto agua - petróleo.

Debido a la disminución de la energía natural del yacimiento, los pozos se encuentran produciendo bajo los siguientes sistemas de levantamiento artificial:

- Bombeo hidráulico
- Bombeo Electrosumergible

1.2.4. CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS

En la TABLA 1.1. se presenta los datos promedios de cada arena.

ANÁLISIS PVT DEL CAMPO				
	Basal Tena	Napo "U"	Napo "T"	Hollín
Pi (psia)	3,563	4,141	4,213	4,500
Pb (psia)	645	231	640	195
Boi (rb/stb)	1.13	1.04	1.13	1.11
Bob (rb/stb)	1.15	1.09	1.16	1.15
Coi (1/psia*10 ⁻⁶)	6.2	5.21	6.75	6.48
Cob (1/psia*10 ⁻⁶)	6.2	8.77	9.03	8.18
Uoi (cp)	21.34	13.8	5.05	4.76
Uob (cp)	14.29	2.82	2.6	2.66
RGP (SCF/STB)	116	50	29	10
° API	21.1	20.1	29	31.6
Temperatura del reservorio (°F)	210	229	233	235
Gravedad específica del gas	1	1.04	0.98	0.81

TABLA 1.1. – Parámetros PVT Por Arena.

Fuente: Archivo Técnico – EP PETROECUADOR.

Realizado por: Diego Aguirre N., Rogger Moreira M., Antonio Diez A.

Los valores de salinidades del agua de formación que se presentan en la TABLA 1.2. son obtenidos de informes de laboratorio de muestras generales de pozos del campo Auca.

SALINIDADES (PPM)	
Basal Tena	35,000
Napo U	40,000
Napo T	15,000
Hollín Superior	2,125
Hollín Inferior	1,000

TABLA 1.2. – Salinidades Por Arena.

Fuente: Archivo Técnico – EP PETROECUADOR.

Realizado por: Diego Aguirre N., Rogger Moreira M., Antonio Diez A.

1.2.5. INFORMACIÓN DEL POZO ESPOL X-5D

El pozo ESPOL X-5D será un pozo direccional tipo “J” perforado en el campo Auca, con un desplazamiento de 3,760.13’ al objetivo principal “Arena T Inferior”.

El pozo es el sexto a ser perforado en la locación donde ya se encuentra Auca 27, pozo vertical, Auca 79D, Auca 80D, Auca 63D y Auca 58D pozos direccionales a una distancia aproximada entre cabezas de pozo de 128.7’, 104.9’, 78.7’, 52.4’ y 26.2’ respectivamente.

1.2.5.1. REQUERIMIENTOS DEL POZO

Coordenadas de Superficie (UTM)	
Norte	9'919,041.630 m
Este	290,910.080 m
Grid Coordinate System	La Canoa PSAD 1956, Zona 18 Sur (CM 285), Ecuador
Elevacion del Terreno	855.413' sobre nivel del mar
Elevacion de la mesa rotaria	36' sobre el nivel del terreno
Coordenadas de Objetivos (UTM)	
Arena T Inferior (Principal)	
Profundidad	9,950.413' TVD BRT
Norte	9'919,022.000 m
Este	292,056.000 m
Radio de tolerancia	50 pies
Coordenadas de Objetivos Secundarios (UTM)	
Arena Basal Tena	
Profundidad	8,911.413' TVD BRT
Norte	9'919,023.372 m
Este	291,942.293 m
Radio de tolerancia	50 pies
Arena U inferior	
Profundidad	9,667.413' TVD BRT
Norte	9'919,022.280 m
Este	292,032.761 m
Radio de tolerancia	50 pies
Arena Hollín Superior	
Profundidad	10,146.413' TVD BRT
Norte	9'919,022.280 m
Este	292,069.672 m
Radio de tolerancia	50 pies

TABLA 1.3. – Requerimientos Del Pozo.

Fuente: Plan Direccional Del Pozo ESPOL X-5D.

Modificado por: Diego Aguirre N., Rogger Moreira M., Antonio Diez A.

CAPÍTULO 2

2. PROGRAMA DIRECCIONAL

2.1. RESUMEN

El pozo se perforará en tres secciones:

- Sección de 16": Se realizara Nudge @ 500' MD construyendo con un DLS de 0.8°/100' hasta alcanzar 12° de inclinación en la dirección de 95°. Luego realizar el KOP1 @ 2000' con un DLS de 1.5°/100' hasta alcanzar 25.86° de inclinación y girar a la dirección de 90.69°, mantener una tangente de 3,411' hasta alcanzar el punto de revestimiento de 13 3/8 @ 6,339.21' MD (100' MD dentro de Orteguaza).

- Sección de 12 1/4": Se continuara manteniendo tangente interceptando el objetivo secundario basal Tena hasta llegar al tope de la formación Napo, donde se aprovechará la tendencia natural a tumbar con DLS promedio de 1.15°/100' hasta alcanzar el revestimiento de 9 5/8" @ 10,323.83' MD (100'

MD dentro de Caliza A). Considerar quedarse 20' arriba del plan antes de ingresar a la formación Napo.

- Sección de 8 ½": Se continuara con la tendencia a tumbar inclinación interceptando los objetivos Arena U Inferior, Arena T Inferior y Hollín Superior con DLS promedio de 0.5°/100' hasta alcanzar la profundidad total propuesta de 11,103.061' MD/10,291.413' TVD, donde se ubicará el revestimiento de 7".

2.2. PROGRAMA DIRECCIONAL POR SECCIONES SECCIÓN

2.2.1. SECCIÓN 16"

Se realiza Nudge con DLS de 0.8°/100', se construye curva hasta alcanzar 12° Inc. Luego realizar el KOP para construir con DLS de 1.5°/100' hasta alcanzar 25.86° Inc y mantener tangente hasta el punto donde se asentara el revestimiento de 13 3/8".

2.2.2. SECCIÓN 12 ¼"

Se sigue manteniendo tangente dentro de las formaciones Orteguzza, Tiyuyacu y Conglomerado Tiyuyacu.

Se sigue manteniendo tangente interceptando el primer objetivo secundario hasta el tope de la formación Napo a partir de donde se aprovechara la tendencia a tumbar y se perforara hasta alcanzar el punto de asentamiento del revestidor de 9 5/8".

2.2.3. SECCIÓN 8 1/2"

Se continúa con la tendencia a tumbar interceptando los objetivos Arena U Inferior, Arena T Inferior y Hollín Superior. Se sigue perforando hasta alcanzar la profundidad total propuesta donde se asentara el liner de 7".

En la FIGURA 2.1. se muestra el pozo ESPOL X-5D, también se observan los diferentes diámetros de tubería usados y las diferentes capas litológicas atravesadas por cada sección del pozo.

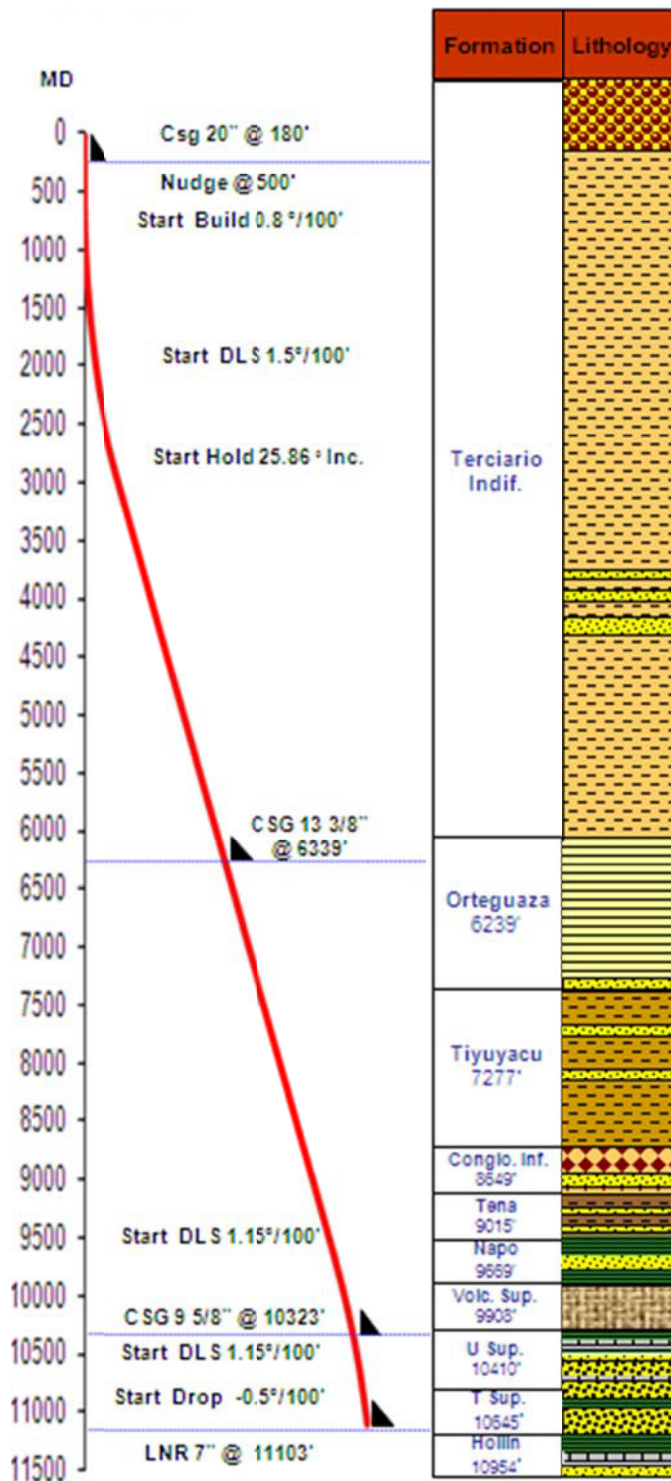


FIGURA 2.1. – Plan Direccional Del Pozo ESPOL X-5D.

Fuente: Programa De Brocas - Halliburton.

Modificado por: Diego Aguirre N., Rogger Moreira M., Antonio Diez A.

CAPÍTULO 3

3. DISEÑO DE TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

3.1. FUNCIONES DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

Una vez perforada cada sección del pozo, esta es revestida con tubería de acero, la cual se conoce como tubería de revestimiento o casing. Esta tubería cumple con las siguientes funciones:

- Soportar las paredes del pozo, previniendo derrumbes de las formaciones no consolidadas.
- Evitar la contaminación de aguas superficiales.
- Aislar zonas de presiones anormales y problemáticas.
- Prevenir la contaminación de las zonas productoras con fluidos extraños.
- Contrarresta la pérdida de circulación de fluidos de perforación.
- Facilita la instalación de equipos de superficie y de producción.

3.2. CLASIFICACIÓN DE LA TUBERIA DE REVESTIMIENTO

El término tubería de revestimiento es generalmente aplicado a sartas de tubos que se extienden desde la superficie hacia abajo hasta el extremo inferior del tramo, al que se le llama profundidad de asentamiento. En contraste, el término camisa (liner) se aplica generalmente a tramos de tubos que o llegan a la superficie. Estas camisas pueden servir como el revestimiento de producción a través de varios cientos de pies en la parte inferior de un pozo.

Las sartas de revestimiento se las conoce según la fase de perforación a la que correspondan y por la función que desempeñan al colocarse al interior del pozo, las cuales son:

3.2.1. REVESTIMIENTO CONDUCTOR

Es la primera tubería de revestimiento y es la de mayor diámetro usado en el pozo, puede ser hincada o cementada; sirve para ubicar el primer cabezal en el cual se instalan las conexiones superficiales de control y las conexiones de circulación de lodo de perforación, sus funciones son:

- Evitar que las formaciones someras no consolidadas se derrumben dentro del hoyo.
- Proteger formaciones de agua dulce superficiales de la contaminación por el fluido de perforación.

- Permite la instalación de un sistema desviador de flujo y de un impide reventón anular.
- Permite guiar la sarta de perforación y el resto de las tuberías de revestimiento dentro del hoyo.

3.2.2. REVESTIMIENTO SUPERFICIAL

Es la tubería de revestimiento de diámetro inmediato inferior, proporciona una completa protección durante la perforación, su profundidad de asentamiento se escoge de tal forma que aisle acuíferos someros. Entre sus funciones importantes están:

- Evitar la contaminación de yacimientos de agua dulce.
- Servir de soporte para la instalación del equipo de seguridad.
- Soportar el peso del resto de las tuberías que serán colocadas en el pozo, por esta razón se cementan hasta superficie.

3.2.3. REVESTIMIENTO INTERMEDIO

Este tipo de revestidor proporciona integridad de presión durante las operaciones de perforación subsecuentes. También se le llama Protectora porque protege las formaciones de altos pesos de lodo.

Si el pozo es excepcionalmente muy profundo, o se han encontrado problemas severos de perforación, tales como formaciones de presión anormal o zonas de pérdida de circulación, puede ser necesario colocar una columna intermedia de tubería de revestimiento para aislar, sellando la zona que origina dificultades; su cementación juega un papel muy importante, para evitar comunicación detrás del revestidor entre las zonas de hidrocarburos y cualquier otro estrato indeseable.

Sus funciones más importantes son:

- Facilita el control del pozo si se encuentran zonas de presiones anormales.
- Aísla formaciones problemáticas, lutitas deleznable, flujos de agua salada o formaciones que contaminan el fluido de perforación.
- Permite bajar la densidad del lodo para perforar zonas de presiones normales que se encuentran debajo de zonas presurizadas.

3.2.4. REVESTIMIENTO DE PRODUCCIÓN

Es la sarta de revestimiento a través de la cual se completa, produce y controla el pozo durante toda su vida productiva y en la cual se pueden llevar a cabo muchas reparaciones y completaciones. Si esta columna se coloca en la parte superior de la formación productora, resulta en una terminación a

hoyo abierto; si el extremo inferior de esta tubería de revestimiento se coloca abajo del horizonte productor se hace necesario perforar la tubería para permitir la comunicación entre el interior de ella y la formación productora, con esto resulta una terminación con tubería de revestimiento perforada. La profundidad de asentamiento es la profundidad total del pozo.

Las principales funciones son:

- Aislar las formaciones o yacimientos para producir selectivamente.
- Evitar la migración de fluido entre zonas.
- Servir de aislamiento al equipo de control (cabezal) que se instalará para manejar la producción del pozo.

3.2.5. CAMISA DE PRODUCCIÓN (LINER)

Esta tubería es colgada a corta distancia sobre la zapata de la tubería de revestimiento previa, extendiéndose hasta la profundidad total del pozo. La longitud de esta tubería permite cubrir el agujero descubierto, quedando una parte traslapada dentro de la última tubería.

Los temas referentes al diseño, asentamiento y cementación del liner de producción para el pozo ESPOL X-5D se presentan en el Capítulo 5.

3.3. PARÁMETROS QUE INTERVIENEN EN EL DISEÑO DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

Para diseñar la tubería de revestimiento es necesario considerar los esfuerzos a la que estará sometida y los factores de diseño o seguridad para así poder seleccionar el tipo de tubería adecuado según sus características.

Los esfuerzos principales a la que la tubería de revestimiento está sometida dentro del pozo son:

3.3.1. ESFUERZO A LA TENSIÓN

Es el esfuerzo a la cual está sometida la tubería, originado por su propio peso. Es de suponer que la tensión será máxima en la superficie y a medida que se profundiza va decreciendo.

Este esfuerzo conlleva a prever que el revestidor de mayor resistencia se coloque en la superficie.

3.3.2. ESFUERZO AL COLAPSO

Este esfuerzo se origina por la presión de la columna hidrostática ejercida hacia la tubería y actúan sobre ella tratando de aplastarla o colapsarla.

3.3.3. ESFUERZO AL ESTALLIDO

Este esfuerzo se origina por las presiones internas que actúan del centro de la tubería hacia las paredes de la misma. Estas presiones resultan de la presión hidrostática interna, presiones durante la cementación, cambios en las densidades de los fluidos.

3.4. DISEÑO DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO PARA LA SECCIÓN DE 26", 16" Y 12 ¼".

Para el diseño de revestimiento del pozo ESPOL X-5D se utilizó el método de ensayo y error con punto neutro. Los datos necesarios para estos cálculos se muestran en la siguiente tabla:

Profundidad	10,292.413' (TVD); 11,103.061' (MD)
Gradiente de formación	0.5 psi/ft
Densidad del fluido de perforación	10.4 lb/gal
FSC	1.125
FST	1.8
FSE	1.1

TABLA 3.1. – Datos Para El Diseño.

Fuente: Plan Direccional Del Pozo ESPOL X-5D y Bibliografía.

Elaborado por: Diego Aguirre N., Rogger Moreira M., Antonio Diez A.

3.4.1. DISEÑO DEL REVESTIMIENTO CONDUCTOR DE 20” PARA LA SECCIÓN DE 26”.

Este revestidor conocido como casing conductor evita la erosión de los sedimentos superficiales y previene el derrumbe de las formaciones poco consolidadas. La sección del tubo conductor se asienta a una profundidad de 180’ con las siguientes características:

Size O.D. (in)	Grade	Rosca	W _t Per ft (lb/ft)	R _C (psi)	R _E (psi)	R _T (lbs)
20	J-55	BTC	94	520	2,110	148,0000

TABLA 3.2. – Diseño Del Revestimiento Conductor.

Elaborado por: Diego Aguirre N., Rogger Moreira M., Antonio Diez A.

3.4.2. DISEÑO DEL REVESTIMIENTO SUPERFICIAL DE 13 3/8” PARA LA SECCIÓN DE 16”.

El revestidor superficial de 13 3/8” se corre desde superficie hasta una profundidad determinada (5,934.4’ (TVD) 6,339.2’ (MD)). Luego de comprobar las resistencias a la tensión, estallido y colapso se selecciona la tubería N-80, de 85 lb/ft, con las siguientes características:

Size O.D. (in)	Grade	Rosca	W _t Per ft (lb/ft)	R _C (psi)	R _E (psi)	R _T (lbs)
13 3/8	N-80	BTC	85	3,870	6,360	1’951,000

TABLA 3.3. – Diseño Del Revestimiento Superficial.

Elaborado por: Diego Aguirre N., Rogger Moreira M., Antonio Diez A.

**3.4.3. DISEÑO DEL REVESTIMIENTO INTERMEDIO DE 9 5/8”
PARA LA SECCIÓN DE 12 1/4”**

El revestidor intermedio de 9 5/8” se corre desde superficie hasta una profundidad determinada (9,537’ (TVD) 10,323.83’ (MD)). Luego de comprobar las resistencias a la tensión, estallido y colapso se selecciona la tubería N-80, de 53.5 lb/ft con las siguientes características:

Size O.D. (in)	Grade	Rosca	W _t Per ft (lb/ft)	R _C (psi)	R _E (psi)	R _T (lbs)
9 5/8	N-80	BTC	53.5	6,620	7,930	1'244,000

TABLA 3.4. – Diseño Del Revestimiento Intermedio.

Elaborado por: Diego Aguirre N., Rogger Moreira M., Antonio Diez A.

CAPÍTULO 4

4. PROGRAMA DE CEMENTACIÓN

4.1. DISEÑO DEL PROGRAMA DE CEMENTACIÓN

Para obtener los volúmenes de las lechadas y del fluido desplazante, se utilizarán los diámetros internos y externos nominales de las tuberías según corresponda.

4.1.1. CEMENTACIÓN DE REVESTIMIENTO CONDUCTOR DE 20"

El número de sacos de cemento y barriles de lechada a emplear en la cementación del casing conductor se determina de la siguiente manera:

$$V_{EA} = 0.00319 * (26^2 - 20^2) * 180 \text{ ft} = 158.48 \text{ ft}^3$$

$$\text{No. de sacos} = \frac{V_{EA}}{\text{Rendimiento}}$$

$$\text{No. de sacos} = \frac{158.48 \text{ ft}^3}{1.15 \text{ ft}^3/\text{sx}} = 13.81 \text{ sxs}$$

EXCESO POR SEGURIDAD: 25 %

$$No. de sacos = 137.81 \text{ sxs} * 1.25 = 172.3 \text{ sxs}$$

VOLÚMENES A UTILIZAR:

- **Lechada de 15.8 lb/gal**

Barriles de lechada de relleno:

$$172.3 \text{ sxs} * \frac{1.15 \frac{ft^3}{sxs}}{5.615 \frac{ft^3}{bbl}} = 35.28 \text{ bbl}$$

Barriles de agua necesarios para la lechada de relleno:

$$172.3 \text{ sxs} * \frac{4.98 \frac{gal}{sxs}}{42 \frac{gal}{bbl}} = 20.43 \text{ bbl}$$

- **Volumen de desplazamiento**

$$V_{desplazamiento} = \frac{ID_{drill\ pipe}^2}{1029.4} * D$$

$$V_{desplazamiento} = \frac{4.276^2}{1029.4} * 180 = 3.2 \text{ bbls}$$

Los volúmenes de lechada y fluido desplazante se muestran en la siguiente tabla:

Fluido #	Tipo de Fluido	Nombre del Fluido	Densidad (lb/gal)	Caudal (bbl/min)	Volumen (bbl)
1	Cemento	Halcem A	15.8	2	36
2	Desplazamiento	Agua	8.3	1	3.2

TABLA 4.1. – Volúmenes De Fluidos Empleados En La Cementación Del Casing De 20”.

Fuente: Programa De Cementación Del Pozo ESPOL X-5D.

Elaborado por: Diego Aguirre N., Rogger Moreira M., Antonio Diez A.

4.1.1.1 SECUENCIA OPERACIONAL

1. Correr casing a la profundidad deseada con zapato stab-in.
2. Armar y ensamblar el equipo stab-in con drill pipe de 5”.
3. Amarrar el casing a la mesa del taladro para prevenir efectos de flotabilidad.
4. Correr drill pipe 5” IF usando un centralizador Bow 5”x20” seguido de un stop collar 10 ft sobre el adaptador, continuar corriendo DP 5” hasta alcanzar TD, suavemente introducir el stab-in dentro del zapato y aplicar de 5 a 10 [klbs] de peso.
5. Asegurar el casing con cadenas para evitar que el casing se salga del hueco debido a efectos de flotación.
6. Comenzar circulación con las bombas del taladro monitoreando presión y verificando que no exista flujo entre el casing de 20” y el drill pipe 5” y que el retorno se obtenga totalmente del anular del hueco de 26” y el casing de 20”, garantizando el sello adecuado del stab-in.
7. Mezclar los aditivos en el agua de mezcla, preparar un exceso del 100% en el agua de mezcla.
8. Armar las líneas de cementación y conectarse al drill pipe mediante un Side Entry Sub.

9. Realizar la reunión pre-operativa con todo el personal involucrado en el trabajo.
10. Probar líneas con 2000 psi.
11. Circular el pozo hasta retornos limpios.
12. Bombear los fluidos de acuerdo al esquema, una vez que se verifique retorno de cemento puro en el contrapozo empezar con el desplazamiento. Sub desplazar para dejar 1 [bbl] de cemento sobre el zapato.
13. Verificar flujo de retorno (back flow) y confirmar el adecuado funcionamiento del equipo de flotación.
14. Desconectar el stab-in del zapato, desconectar línea de cementación, levantar 10 [ft] y circular en directa 5 [bbl] para limpiar la tubería.
15. Si no hay retornos después de haber usado toda el agua de mezcla se preparará 15 bbls de lechada acelerada 2% bwoc CaCl₂. 15.6 ppg.
16. WOC hasta obtener 1000 psi de esfuerzo compresivo.

4.1.2. CEMENTACIÓN DE REVESTIMIENTO SUPERFICIAL DE 13 3/8"

El número de sacos de cemento y barriles de lechada a emplear en la cementación del casing superficial se determina de la siguiente manera:

$$V_{EA} = 0.00319 * (16^2 - 13.375^2) * 6339.3 \text{ ft} = 1559.33 \text{ ft}^3$$

$$\text{No. de sacos} = \frac{V_{EA}}{\text{Rendimiento}}$$

$$\text{No. de sacos} = \frac{1559.33 \text{ ft}^3}{1.65 \text{ ft}^3/\text{sx}} = 945 \text{ sxs}$$

EXCESO POR SEGURIDAD: 25 %

$$\text{No. de sacos} = 945 \text{ sxs} * 1.25 = 1182 \text{ sxs}$$

Nota: Utilizar el 80% de los sacos totales en la lechada (lead) de relleno y 20% en lechada (tail) de cola.

$$1182 \text{ sxs} * 0.8 = 945.6 \text{ sxs (lead)}$$

$$1182 \text{ sxs} * 0.2 = 236.4 \text{ sxs (tail)}$$

VOLÚMENES A UTILIZAR:

- **Lechada de relleno (lead) de 13.5 lb/gal**

Barriles de lechada de relleno:

$$945.6 \text{ sxs} * \frac{1.65 \frac{\text{ft}^3}{\text{sx}}}{5.615 \frac{\text{ft}^3}{\text{bbl}}} = 277.87 \text{ bbl}$$

Barriles de agua necesarios para la lechada de relleno:

$$945.6 \text{ sxs} * \frac{8.56 \frac{\text{gal}}{\text{sx}}}{42 \frac{\text{gal}}{\text{bbl}}} = 192.72 \text{ bbl}$$

- **Lechada principal (tail) de 15.8 lb/gal**

Barriles de lechada de relleno:

$$236.4 \text{ sxs} * \frac{1.13 \frac{\text{ft}^3}{\text{sx}}}{5.615 \frac{\text{ft}^3}{\text{bbl}}} = 47.6 \text{ bbl}$$

Barriles de agua necesarios para la lechada de relleno:

$$236.4 \text{ sxs} * \frac{4.73 \frac{\text{gal}}{\text{sx}}}{42 \frac{\text{gal}}{\text{bbl}}} = 26.62 \text{ bbl}$$

- **Volumen de desplazamiento**

$$V_{\text{desplazamiento}} = \frac{ID^2}{1029.4} * D$$
$$V_{\text{desplazamiento}} = \frac{12.347^2}{1029.4} * 6339.3 \text{ ft} = 939 \text{ bbls}$$

Los volúmenes de lechada y fluido desplazante se muestran en la siguiente tabla:

Fluido #	Tipo de Fluido	Nombre del Fluido	Densidad (lb/gal)	Caudal (bbl/min)	Volumen (bbl)
1	Cemento	Econocem A	13.5	6	278
2	Cemento	Halcem A	15.8	4	48
3	Desplazamiento	Lodo	10.4	12	939

TABLA 4.2. – Volúmenes De Fluidos Empleados En La Cementación Del Csg De 13 3/8".

Fuente: Programa De Cementación Del Pozo ESPOL X-5D.

Elaborado por: Diego Aguirre N., Rogger Moreira M., Antonio Diez A.

4.1.2.1. SECUENCIA OPERACIONAL

1. Instalar zapato y correr revestimiento hasta la profundidad final. Instalar un centralizador por junta en los primeros 500 ft. Circular en los puntos que encuentre obstrucción.
2. Romper circulación y circular a limpio (2 fondos arriba), acondicionar lodo hasta obtener un YP menor de 18 lb/100 sqft y perfil plano de geles.
3. Mezclar agua de mezcla del cemento durante la corrida del casing.
4. Instalar la cabeza de cementación (Doble tapón Quick Latch) y armar las líneas de Halliburton. Conectarse en "Y" para permitir el desplazamiento con las bombas del taladro o con Halliburton.
5. Continuar circulando para romper geles y estabilizar presiones y sobre todo mantener fluido del pozo en estado dinámico.
6. Realizar reunión de seguridad pre-operacional y asignar labores y responsabilidades.
7. Bombear dos barriles de agua y probar líneas con 3000 psi.
8. Soltar tapón inferior y bombear el espaciador.

9. Mezclar y bombear la lechada de relleno de 13,5 lbs/gal.
10. Mezclar y bombear la lechada principal de 15,8 lbs/gal.
11. Soltar tapón superior
12. Desplazar con las bombas del taladro de 12 a 15 bpm, últimos 20 bbbls de desplazamiento a 5 bpm. En caso de no asentar tapón continuar desplazando considerando la norma API 5CT.
13. Asentar tapón con 500 psi por encima de la presión final de bombeo. Chequear back flow.

4.1.3. CEMENTACIÓN DE REVESTIMIENTO INTERMEDIO DE 9 5/8"

El número de sacos de cemento y barriles de lechada a emplear en la cementación del casing intermedio se determina de la siguiente manera:

$$V_{EA} = 0.00319 * (12.25^2 - 9.625^2) * 10323.83 \text{ ft} = 1891.08 \text{ ft}^3$$

$$\text{No. de sacos} = \frac{V_{EA}}{\text{Rendimiento}}$$

$$\text{No. de sacos} = \frac{1891.08 \text{ ft}^3}{1.69 \text{ ft}^3/\text{sx}} = 1118.97 \text{ sxs} \cong 1119 \text{ sxs}$$

EXCESO POR SEGURIDAD: 25 %

$$\text{No. de sacos} = 1119 \text{ sxs} * 1.25 = 1399 \text{ sxs}$$

Nota: Utilizar el 80% de los sacos totales en la lechada (lead) de relleno y 20% en lechada (tail) de cola.

$$1399 \text{ sxs} * 0.8 = 1119.2 \text{ sxs (lead)}$$

$$1399 \text{ sxs} * 0.2 = 279.8 \text{ sxs (tail)}$$

VOLÚMENES A UTILIZAR:

- **Lechada de relleno (lead) de 13.5 lb/gal**

Barriles de lechada de relleno

$$1119.2 \text{ sxs} * \frac{1.69 \frac{ft^3}{sx}}{5.615 \frac{ft^3}{bbl}} = 336.9 \text{ bbl}$$

Barriles de agua necesarios para la lechada de relleno:

$$1119.2 \text{ sxs} * \frac{8.88 \frac{gal}{sx}}{42 \frac{gal}{bbl}} = 236.6 \text{ bbl}$$

- Lechada principal (tail) de 15.8 lb/gal

Barriles de lechada de relleno

$$279.8 \text{ sxs} * \frac{1.16 \frac{\text{ft}^3}{\text{sx}}}{5.615 \frac{\text{ft}^3}{\text{bbl}}} = 57.8 \text{ bbl}$$

Barriles de agua necesarios para la lechada de relleno:

$$279.8 \text{ sxs} * \frac{4.88 \frac{\text{gal}}{\text{sx}}}{42 \frac{\text{gal}}{\text{bbl}}} = 32.51 \text{ bbl}$$

- Volumen de desplazamiento

$$V_{\text{desplazamiento}} = \frac{ID^2}{1029.4} * D$$

$$V_{\text{desplazamiento}} = \frac{8.535^2}{1029.4} * 10323.83 = 731 \text{ bbls}$$

Los volúmenes de lechada y fluido desplazante se muestran en la siguiente tabla:

Fluido #	Tipo de Fluido	Nombre del Fluido	Densidad (lb/gal)	Caudal (bbl/min)	Volumen (bbl)
1	Cemento	Econocem A	13.5	6	337
2	Cemento	HalCem G	15.8	40	58
3	Desplazamiento	Lodo	10.5	12	731

TABLA 4.3. – Volúmenes De Fluidos Empleados En La Cementación Del Csg De 9 5/8".

Fuente: Programa De Cementación Del Pozo ESPOL X-5D.

Elaborado por: Diego Aguirre N., Rogger Moreira M., Antonio Diez A.

4.1.3.1. SECUENCIA OPERACIONAL

1. Instalar zapato y correr revestimiento hasta la profundidad final. Instalar un centralizador por junta en los primeros 500 ft y un centralizador cada 2 juntas los restantes 500 ft de cobertura de la lechada principal. Circular en los puntos que encuentre obstrucción.
2. Romper circulación y circular a limpio (2 fondos arriba), acondicionar lodo hasta obtener un YP menor de 18 lb/100 sqft y perfil plano de geles.
3. Instalar la cabeza de cementación (Doble tapón Quick Latch) y armar las líneas de Halliburton. Conectarse en "Y" para permitir el desplazamiento con las bombas del taladro o con Halliburton. Continuar circulando para romper geles y estabilizar presiones.
4. Mezclar agua de mezcla del cemento mientras se corre el casing.
5. Realizar reunión de seguridad pre-operacional y asignar labores y responsabilidades.
6. Bombear 2 bls de Agua y probar líneas con 3000 psi.
7. Soltar tapón inferior.
8. Bombear Agua.
9. Mezclar y bombear la lechada de relleno de 13.5 lb/gal.
10. Mezclar y bombear la lechada principal de 15.8 lb/gal.
11. Soltar tapón superior.
12. Desplazar con las bombas del taladro a 12 bpm, últimos 20 bbls de desplazamiento a 5 bpm. En caso de no sentar tapón continuar desplazando considerando la norma API 5CT.

13. Sentar tapón con 500 psi por encima de la presión final de bombeo.
Chequear back flow.

CAPÍTULO 5

5. LINER DE PRODUCCIÓN

5.1. INFORMACIÓN DE LINER DE PRODUCCIÓN

El liner es una tubería que no se extiende hasta la cabeza del pozo, sino que se cuelga de otra tubería que le sigue en diámetro. La tubería colgada permite reducir costos y mejorar la hidráulica en perforaciones más profundas. Los liners pueden funcionar como tubería intermedia o de producción, normalmente cementada en toda su longitud

Se la usa para:

- Control del pozo. El liner permite aislar zonas de alta o baja presión y terminar o continuar la perforación con fluidos de alta o baja densidad.
- Economía de tubería de revestimiento. Debido a la pequeña cantidad de tubería usada, no comparable con una tubería llevada hasta la superficie.

- Rápida instalación. Las tuberías de revestimiento cortas pueden ser colocadas en el intervalo deseado mucho más rápido que las normales
- Ayuda a corregir el desgaste de la última tubería de revestimiento cementada. Al continuar la perforación existe la posibilidad de desgastar la tubería de revestimiento, lo cual se puede corregir mediante una extensión o complemento de una tubería corta.
- Evita volúmenes muy grandes de cemento. Debido a que estas tuberías no son cementadas hasta superficie.
- Permite utilizar empacadores y tuberías de producción de mayor diámetro. Al no tener un diámetro restringido en la tubería de explotación, podemos utilizar empacadores y tuberías de producción con un área de mayor flujo, las cuales quedarán arriba de la boca de la tubería corta.
- Auxilia en la hidráulica durante la perforación al permitir utilizar sartas de perforación combinadas, mejora las pérdidas de presión por fricción en la tubería de perforación, durante la profundización del pozo, permitiendo alcanzar mayores profundidades con sartas más resistentes.

Hay también camisas para objetivos especiales tales como las camisas ranuradas, camisas perforadas y camisas empacadas con grava que se colocan contra las zonas productoras con el propósito de evitar que entre

arena al pozo. Las camisas algunas veces se cementan en su lugar o se colocan con empacadores en su extremo superior o inferior, o en ambos extremos, y algunas veces están solamente asentadas en el fondo del pozo.

5.1.1. TIPOS DE LINERS

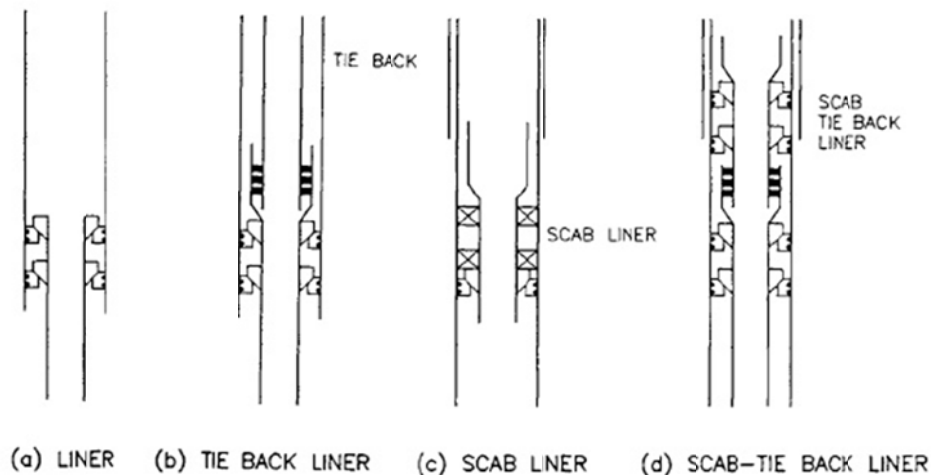


FIGURA 5.1. – Tipos De Liner.

Fuente: Bibliografía.

Modificado por: Diego Aguirre N., Rogger Moreira M., Antonio Diez A.

El montaje básico de los liners es mostrado en la FIGURA 5.1. los cuales incluyen:

5.1.1.1. LINER DE PERFORACIÓN O INTERMEDIO

El liner de perforación es una sección del casing que esta suspendida del casing superficial o del casing intermedio. En la mayoría de los casos este se extiende en agujero abierto y puesto sobre el casing superficial a una

profundidad de 200-400 ft. Es usado para aislar las formaciones de presión anormal, zonas de pérdidas de circulación, derrumbe en estratos sedimentarios y secciones de sal, permite también la perforación por debajo de estas zonas sin tener problema de pozo.

5.1.1.2. LINER DE PRODUCCIÓN

El liner de producción es corrido en vez de un casing completo para proveer aislamiento de los lados de las zonas de producción o las zonas de inyección. En este caso el casing intermedio o el liner de perforación se vuelven parte de la completación de la sección.

5.1.1.3. TIE-BACK LINER

Esta es una sección del casing extendido desde el tope del liner superficial hasta la superficie. Esta tubería es conectada al tope del liner con un especial diseño de conexión. Este también nos da un aumento del peso colgado en la parte más alta del pozo. Si se tienen altas presiones protege de los fluidos corrosivos y refuerza la tubería de que presente daños. Puede cementarse parcialmente.

5.1.1.4. SCAB LINER

Esta es una sección del casing usada para reparar existentes daños en el casing o liner. Se extiende desde cualquier punto por debajo de la zona dañada del Revestidor hasta otro punto por encima de la zona a reparar. Este puede ser cementado o sellado con packers en el tope y en el fondo.

5.1.1.5. SCAB-TIE BACK LINER

Esta es una sección del casing extendida hacia la parte superior del liner superficial pero el cual no alcanza a la superficie y es normalmente cementado en el lugar. El scab-tie-back liner es utilizado comúnmente en cementaciones del casing en paredes pesadas y duras para aislar las secciones de sal en el fondo del pozo.

5.2. COLGADORES DE LINER

Son usados para adherir o colgar el liner en las paredes internas de la anterior sarta de casing. Se presentará los diferentes tipos de colgadores de liner que existen en la industria haciendo énfasis en la ventaja del uso de la nueva tecnología en colgadores de liners, los cuales son del tipo expandible.

5.2.1. COLGADORES DE LINER CONVENCIONALES

Muchos colgadores de liner se pueden categorizar por el mecanismo de asentamiento, pudiendo ser mecánicos o hidráulicos.

5.2.1.1. COLGADORES DE LINER MECÁNICOS

Los colgadores mecánicos se basan en un simple mecanismo de asentamiento en “J”. El colgador mecánico no tiene elastómeros o pistón hidráulico, los que podrían causar fugas o reducciones en la integridad de presión.

La ventaja principal de un colgador de liner mecánico consiste en la integridad de presión, puede estar fabricado de un barril integral de una sola pieza capaz de mantener la presión más alta que un colgador de liner hidráulico, que depende de algún tipo de sello elastómero para mantener presiones altas que se presentan durante los trabajos de estimulación de cementación, producción y al matar el pozo.



FIGURA 5.2. – Colgador de Liner Mecánico RPP.
Fuente: Manual de TIW.

5.2.1.2. COLGADORES DE LINER HIDRÁULICOS

A diferencia de los modelos mecánicos, los colgadores hidráulicos presentan resorte de arrastre; por lo tanto, ellos pueden ser rotados y reciprocados en el fondo con la correcta herramienta de corrida.

La principal ventaja de un colgador hidráulico de liner sobre los modelos mecánicos es que pueden ser asentados en pozos de alto ángulo y/o extremadamente profundos, porque la sarta de perforación o la manipulación del liner no son requeridas para la activación de éste.

Según el diseño que tenga, puede ser anclado usando una bola o tapón. Los colgadores anclados hidráulicamente eliminan inconvenientes presentados por rotación o movimiento recíprocante.

Un típico procedimiento de asentamiento para un colgador de liner hidráulico requiere lanzar una bola, cayendo la bola en el sello, presurizando contra este para activar el colgador del liner, y luego liberando peso en el colgador.

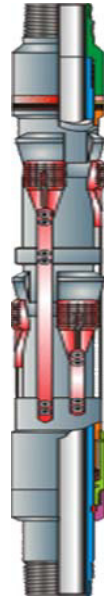


FIGURA 5.3. – Colgador de Liner Hidráulico IB-TC.
Fuente: Manual de TIW.

5.2.2. COLGADORES DE LINER EXPANDIBLES

El colgador que se utilizó en el pozo ESPOL X-5D fue el Colgador Expandible de Liner Versaflex 9 5/8" 53,5 lb/ft x 7", 29 lb/ft.

El Colgador de Liner Versaflex tiene un cuerpo expansible con unas gomas. Un cono que recorre por el interior es el que lleva a cabo la expansión. Así se logra un sello mecánico contra el casing de 9 5/8" y se cuelga el liner de 7" en el casing de 9 5/8". El peso de la sarta de liner que se observó fue de

29 lb/ft. Un solo pie de sección de elastómero en el colgador Versaflex de 7 x 9 5/8" es capaz de soportar 500 KLbs de peso colgando.

Este colgador Versaflex combina la tecnología de colgador de liner expandible sólido con los equipos de cementación. Dentro del conjunto del colgador se tiene un cuerpo sólido expandible. Adheridos a este cuerpo se tiene elementos de elastómero. A medida que el cuerpo del colgador se expande, los elementos de elastómero son comprimidos en el espacio anular, eliminando virtualmente el espacio anular entre el casing y el colgado, proveyendo integridad de presión en la parte superior así como capacidad para que se pueda aplicar cargas de tensión y compresión. El sistema provee simplicidad ya que se elimina el riesgo de asentar un packer del colgador. Se tiene múltiples gomas para mantener la integridad del sello, eliminando virtualmente la migración de gas. La ausencia de cuñas provee una distribución más uniforme de los esfuerzos y se elimina potenciales sitios de corrosión. No se produce daño físico al casing de soporte. Se tiene además un mejor flujo debido a la ausencia de componentes externos como cuñas, cilindros hidráulicos, etc.

La expansión del colgador se logra a través de un ensamblaje de corrida y asentamiento actuado hidráulicamente. La esfera lanzada desde superficie llega a una camisa, con la presión la esfera empuja una camisa que rompe unos pines, ésta se desliza y abre unos pórticos que dejan pasar el fluido para presurizar por encima del cono. Cuando se logre suficiente fuerza con la presión, el cono de expansión se desplaza como un pistón y va

expandiendo el cuerpo con los elastómeros. Este sistema provee la necesaria expansión mecánica, sellamiento unidireccional para la cementación, un ensamblaje para soportar el peso del liner y transferir ese peso a la sarta, y un ensamblaje indicador de la expansión. Tiene múltiples puertos que permite las rutas de flujo para la presión de expansión hidráulica y para el retorno de fluidos durante el proceso de expansión.

El concepto de tecnología tubular expandible es simplemente el “trabajo en frío del acero” en el fondo del hueco. La tecnología expandible es un sistema para incrementar el diámetro del liner de un pozo petrolero.

Para este propósito, una herramienta que excede el diámetro interno de la tubería realiza la expansión, porque es forzada a través de la tubería. Esta expansión se logra tanto hidráulicamente por la aplicación de presión del lodo o mecánicamente, empujando la herramienta de expansión hacia el fondo.

Generalmente, la expansión puede ser sobre el 25% de la base del diámetro de la tubería.

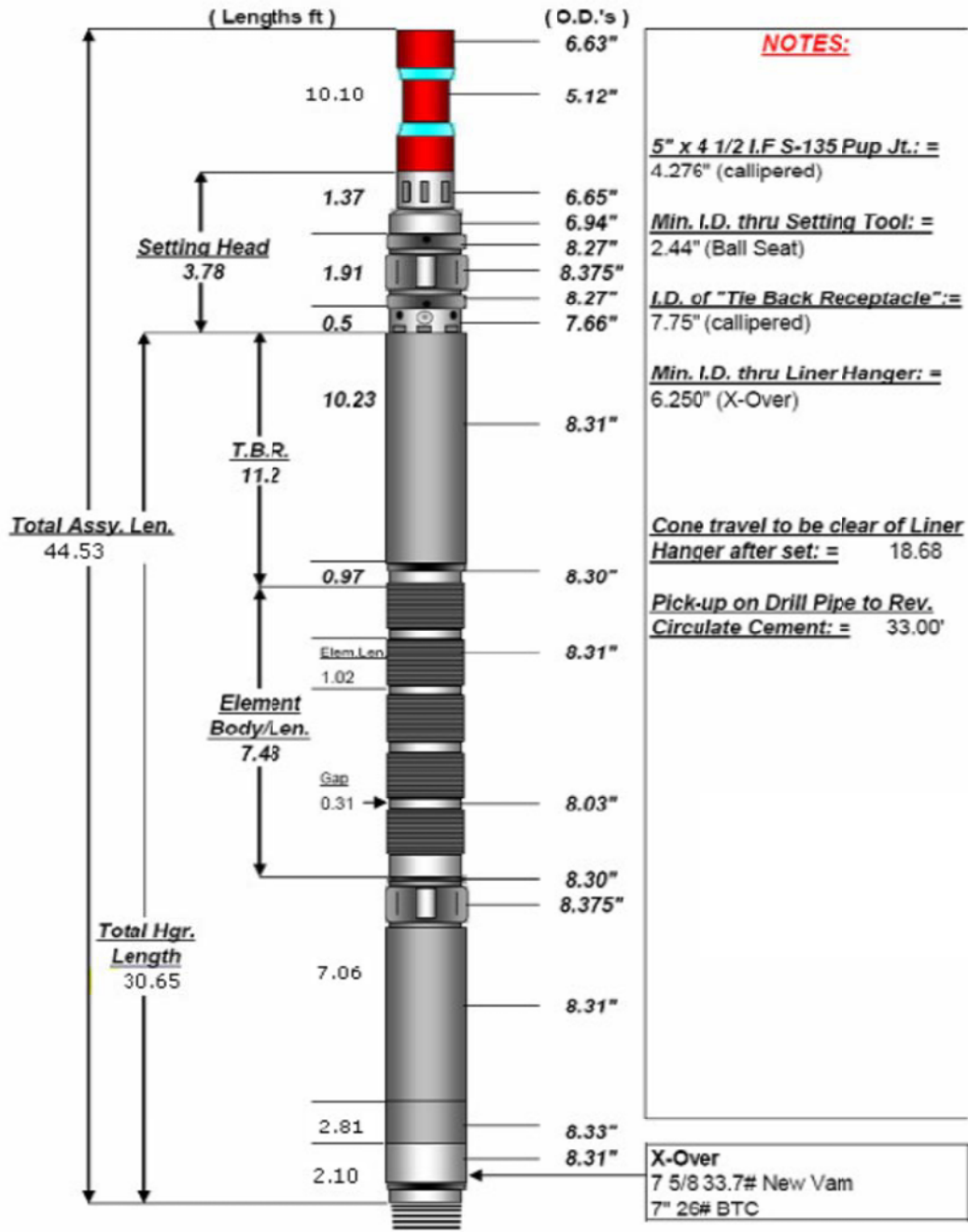


FIGURA 5.4. – Colgador De Liner Expandible Usado En El Pozo ESPOL X-5D.

Fuente: Programa HCT.

Modificado por: Diego Aguirre N., Rogger Moreira M., Antonio Diez A.

5.3. DISEÑO DE LINER DE PRODUCCIÓN

El programa de revestidores asentados con anterioridad al Liner de Producción, se muestra en la TABLA 5.1.:

Revestimiento	Intervalo (ft)	Grado de acero	Peso nominal (lb/ft)	Longitud (ft)	No. de tubos
Conductor	0 – 180	J-55	94	180	5
Superficial	0 – 6,339.3	N-80	85	6,339.3	159
Intermedio	0 – 10,323.83	N-80	53,5	10,323.83	259

TABLA 5.1. – Diseño De Los Revestidores Conductor, Superficial E Intermedio.
Elaborado por: Diego Aguirre N., Rogger Moreira M., Antonio Diez A.

El liner de producción de 7” será colgado en el revestidor intermedio a una profundidad de 10,123’ (MD) y se asentará a una profundidad de 10,291.4’ (TVD) y 11,103.061’ (MD). La densidad del fluido de perforación es de 10.4 lb/gal.

a) *Cálculo de la presión de formación:*

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

$$P_f = 0.5 \text{ psi/ft} * 10291.4 \text{ ft} = 5145.7 \text{ psi}$$

b) *Cálculo de la presión hidroestática:*

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

$$P_h = 0.052 * 10.4 \frac{\text{lb}}{\text{gal}} * 10291.4 \text{ ft} = 5565.6 \text{ psi}$$

c) *Cálculo de la presión de colapso:*

$$P_C = P_h * FSC$$

$$P_C = 5565.6 \text{ psi} * 1.125 = 6261.3 \text{ psi}$$

d) *Cálculo de la presión de estallido:*

$$P_E = P_f * FSE$$

$$P_E = 5145.7 \text{ psi} * 1.1 = 5660.3 \text{ psi}$$

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 $P_C = 6261.3 \text{ psi}$.

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

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	29	7,820	9,690	803,000

TABLA 5.2. – Diseño Del Liner De Producción.

Elaborado por: Diego Aguirre N., Rogger Moreira M., Antonio Diez A.

e) *Cálculo del peso total del casing:*

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

$$W_{tr} = (11103.061 ft - 10123 ft) * 29 \frac{lb}{ft} = 28421.768 lbs$$

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

$$\frac{R_T}{FST} = \frac{803000 lbs}{1.8}$$

$$\frac{R_T}{FST} = 446111.11 lbs$$

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 29 lb/ft le corresponde una resistencia al estallido $R_E = 9690 psi$ la cual es mayor a la presión de estallido $P_E = 5560.3 psi$, por lo tanto la tubería resiste por estallido.

h) *Tubería necesaria para esta sección:*

$$No. de tubos = \frac{980 ft}{40 ft/tubo}$$

$$No. de tubos = 25 tubos$$

5.4. DISEÑO DEL PROGRAMA DE CEMENTACIÓN

Para la cementación del liner de producción de 7" se consideraran cuatro volúmenes.

V_1 : Sección de 200 ft por encima del colgador (ID de 9 5/8" y OD del drill pipe de 5").

V_2 : Sección de 200 ft por debajo del colgador (ID de 9 5/8" y OD del liner de 7").

V_3 : Sección desde el asentamiento de la tubería 9 5/8" hasta el TD.

V_4 : Sección de 40 ft del bolsillo para circular cemento.

$$V_1 = 0.00319 * (8.535^2 - 5^2) \text{ pulg}^2 * 200 \text{ ft} = 30.256 \text{ ft}^3$$

$$V_2 = 0.00319 * (8.535^2 - 7^2) \text{ pulg}^2 * 200 \text{ ft} = 15.214 \text{ ft}^3$$

$$V_3 = 0.00319 * (8.5^2 - 7^2) \text{ pulg}^2 * (11103.061 - 10323.8) \text{ ft} = 57.8 \text{ ft}^3$$

$$V_4 = 0.00319 * (8.5^2) \text{ pulg}^2 * 40 \text{ ft} = 9.22 \text{ ft}^3$$

$$V_{total} = V_1 + V_2 + V_3 + V_4 = 113 \text{ ft}^3$$

$$\text{No. de sacos} = \frac{V_{total}}{\text{Rendimiento}}$$

$$\text{No. de sacos} = \frac{113 \text{ ft}^3}{1.37 \text{ ft}^3/\text{sx}} = 83 \text{ sxs}$$

EXCESO POR SEGURIDAD: 10 %

$$\text{No. de sacos} = 82 \text{ sxs} * 1.10 = 92 \text{ sxs}$$

Nota: Utilizar el 80% de los sacos totales en la lechada (lead) de relleno y 20% en lechada (tail) de cola.

$$92 \text{ sxs} * 0.8 = 73.6 \text{ sxs (lead)}$$

$$92 \text{ sxs} * 0.2 = 18.4 \text{ sxs (tail)}$$

VOLÚMENES A UTILIZAR:

- **Lechada de relleno (lead) de 15 lb/gal**

Barriles de lechada de relleno

$$73.6 \text{ sxs} * \frac{1.3 \frac{\text{ft}^3}{\text{sx}}}{5.615 \frac{\text{ft}^3}{\text{bbl}}} = 17.04 \text{ bbl}$$

Barriles de agua necesarios para la lechada de relleno:

$$73.6 \text{ sxs} * \frac{5.84 \frac{\text{gal}}{\text{sx}}}{42 \frac{\text{gal}}{\text{bbl}}} = 10.23 \text{ bbl}$$

- **Lechada principal (tail) de 15 lb/gal**

Barriles de lechada de relleno:

$$18.4 \text{ sxs} * \frac{1.37 \frac{\text{ft}^3}{\text{sx}}}{5.615 \frac{\text{ft}^3}{\text{bbl}}} = 4.49 \text{ bbl}$$

Barriles de agua necesarios para la lechada de relleno:

$$18.4 \text{ sxs} * \frac{5.41 \frac{\text{gal}}{\text{sx}}}{42 \frac{\text{gal}}{\text{bbl}}} = 2.37 \text{ bbl}$$

- **Volumen de desplazamiento:**

$$V_{\text{desplazamiento}} = V_{\text{drill pipe 5"} + V_{\text{liner 7"}}$$

$$V_{\text{drill pipe 5"} = \frac{4.276^2}{1029.4} * 10123 \text{ ft} = 179.8 \text{ bbls}$$

$$V_{\text{liner 7"} = \frac{6.184^2}{1029.4} * (11103.061 - 10123) \text{ ft} = 36.4 \text{ bbls}$$

$$V_{\text{desplazamiento}} = 179.8 \text{ bbls} + 36.4 \text{ bbls} = 217 \text{ bbls}$$

Fluido #	Tipo de Fluido	Nombre del Fluido	Densidad (lb/gal)	Caudal (bbl/min)	Volumen (bbl)
1	Cemento	Econocem A	15.0	4	18
2	Cemento	HalCem G	15.0	4	5
3	Desplazamiento	Lodo	9.0	9	217

TABLA 5.3. – Volúmenes De Fluidos Empleados En La Cementación Del Liner De 7”.

Fuente: Programa De Cementación Del Pozo ESPOL X-5D.

Elaborado por: Diego Aguirre N., Rogger Moreira M., Antonio Diez A.

5.5. SECUENCIA OPERACIONAL

5.5.1. PROGRAMA DE ASENTAMIENTO DEL LINER DE PRODUCCIÓN

ACTIVIDADES PREVIAS A LA OPERACIÓN:

- Verificar compatibilidad de conexiones en cabeza de cementación, tubería de perforación, ensamblaje del colgador, liner a bajarse y equipo de flotación.
- Calibrar el drift de la tubería de perforación durante la bajada del liner con 2 5/8”, para que permita el paso de la bola de 2-1/2” para llevar a cabo la expansión.
- Verificar tally de tuberías de perforación, usar tubos cortos de ser necesario.
- Calibrar e instalar tubo corto sobre la cabeza de cementación.
- Verificar e instalar centralizadores antes de la corrida del Liner.

PROCEDIMIENTO DE INSTALACION:

1. Realizar una reunión de seguridad antes de realizar el armado de los elementos del liner de 7".
2. Instalar zapato flotador y collar flotador bajo la supervisión del Company Man, aplicando soldadura en frío (Thread Lock). Dejar mínimo dos juntas de casing entre la zapata y collar flotador (shoe track).
3. Continuar corriendo el liner de 7", llenando cada 10 tubos, levantar ensamblaje del colgador e instalar el Tapón de limpieza del liner en colgador según la recomendación del especialista.
4. Conectar el liner con la tubería Drill Pipe, registrar peso del conjunto del liner, liner hanger y setting tool.

NOTA: Levante 2 ft la sarta de liner junto con el colgador sin quitar cuñas.

5. Establecer circulación para asegurar que el equipo de flotación funciona adecuadamente. Tomar registro de las diferenciales de presión a diferentes tasas de bombeo, según lo indique el especialista de Versaflex. (300, 350, 400 gpm.)
6. Durante la prueba de circulación, proceder con el armado de la cabeza de cementación y su respectivo espaciamento. De esta manera, una vez que se llegue a fondo, ganar tiempo en la instalación de la cabeza de cementación.
7. Mientras se corra tubería, todo el tiempo se debe instalar el protector de drill pipe y anular, para evitar el ingreso de herramientas ajenas al pozo.

Llenar tubería cada 10 paradas mientras se corra el liner en pozo entubado, monitoreando volúmenes de llenado de drill pipe. La velocidad límite de corrida deberá estar aproximadamente a 2 min/std entre cuña y cuña (según recomendación del especialista Versaflex).

8. Durante la bajada, en NINGUN momento exceder 40,000 lbs de peso.
9. Al llegar al zapato del casing de 9 5/8", establecer circulación monitoreando la presión. Determinar peso de la sarta subiendo y bajando.
10. Continuar corriendo el liner en hueco abierto, circular según se requiera con una tasa máxima de 10 bbl/min.

Máxima tasa de bombeo: 10 bls/min.

11. A la profundidad de instalación del colgador, conectar cabeza de cementación según instrucciones del especialista del Versaflex. Se deberá dejar el tope de la tubería de perforación como mínimo 8 ft por encima del nivel de la mesa rotaria.
12. Chequear el peso de la sarta. Proceder a probar línea de cementación con 7,000 psi. Alejar el personal no involucrado en la operación de prueba.
13. Bombear una píldora viscosa y asegurarse de que retorne según los volúmenes calculados, para verificar que se esta circulando a través del zapato.
14. Establecer circulación para acondicionar el YP del lodo a BHCT por debajo de 15 lb/100 ft², hasta obtener un perfil de geles con comportamiento plano a BHCT (mínimo 1.5 fondos arriba). Durante el

tiempo de circulación verificar presión de circulación vs presión de diseño (simulación).

15. Iniciar el trabajo de cementación bombeando el espaciador. Monitorear presiones en tubería y espacio anular.

NOTA: los tiempos de bombeabilidad del cemento deberán ser:

2 horas en movimiento. (Tiempo de mezcla, bombeo de espaciador y lechada)

3 horas estático. (Tiempo para que la bola llegue a la silla, expansión y liberación del setting tool).

2 horas en movimiento. (Tiempo de sacar el exceso de cemento).

16. Bombear la lechada de acuerdo a programa de cementación.
17. Lanzar el Pump Down Plug (Tapón Dardo y observar cambio de la banderilla de la cabeza de cementación) e iniciar desplazamiento con la unidad cementadora.
18. Reducir la tasa de desplazamiento @ **4 bpm** los últimos 10 bbls antes de que el dardo llegue al top plug. El conjunto tapón (top plug y dardo) deberá ser desplazado con presión de 1400 psi (+/- 300 psi). Recalcular el volumen de desplazamiento después de observar el enganche del Wiper Plug.

NOTA: Si no se observa enganche de taponés, bombear volumen calculado menos 2 BBLS (2 BBLS menos del volumen total calculado para el desplazamiento).

19. Reciprocarse y/o rotar la tubería si las condiciones del pozo lo permiten.
20. Asentar Tapón con 500 psi sobre la presión final de desplazamiento.

21. Verificar Back Flow.
22. Lanzar la bola de 2 1/2" para expansión del liner (Escuchar el paso de la bola a través de la cabeza de cementación).

NOTA: EN CASO DE NO OBSERVAR NI **ENGANCHE** NI **ASENTAMIENTO** DE TAPONES, SE DEBERA ESPERAR EL TIEMPO DE CAIDA DE LA BOLA + 20 MINUTOS ADICIONALES. LA EXPANSION DEL COLGADOR SE INTENTARA UNA SOLA VEZ.

MOVER LA TUBERIA TENSIONANDO Y PONIENDO PESO SIN MOVER EL LINER (CUIDANDO LOS PARAMETROS PARA NO LIBERAR EL SETTING TOOL) DURANTE 5 MINUTOS A LA MITAD DEL TIEMPO DE ESPERA DE CAIDA DE LA BOLA.

PROCESO DE ASENTAMIENTO DE LINER HANGER:

23. Realizar reunión de seguridad con personal involucrado.
24. Poner en tensión la sarta antes de iniciar la expansión sin llegar a mover el liner.
25. Iniciar bombeo con unidad cementadora a 0.5 bbl/min, observar inicio de expansión desde 3500 psi, aproximadamente. Mantener rata de bombeo constante a 0.5 bbls/min durante la expansión.
26. Bombear el volumen requerido para realizar la expansión y para que los puertos se abran en el setting tool y la presión caiga indicando que la expansión se completó. Una vez la presión en camión cementador caiga,

parar el bombeo, monitorear la caída de presión y registrar volúmenes backflow.

NOTA: Cuando el cono pase a través de los puertos del bypass del setting tool, la presión caerá indicando que la expansión ha sido completada.

27. Tensionar 100,000 lbs de overpull para chequear el asentamiento del liner hanger. No tratar de rotar la tubería.

LIBERACION DEL RUNNING/SETTING TOOL:

28. Llevar el Drill Pipe a peso neutro y aplicar de 40,000 a 50,000 lbs de peso para liberar el setting tool del liner hanger.
29. Levantar el setting tool circulando en directa a 2 bbl/min para garantizar la limpieza del tope del colgador. Halar fuera del hanger usando 50,000 hasta 80,000 lbs de overpull, para pasar a través del cuerpo de los elastómeros (aproximadamente 7 ft). Registre el overpull.
30. Levante aproximadamente 35 ft y circular monitoreando retornos (Caudal recomendado 650 – 700 GPM).
31. Sacar el setting tool a superficie.
32. En superficie limpiar el setting tool apropiadamente.

5.5.2. PROGRAMA DE CEMENTACIÓN DEL LINER DE PRODUCCIÓN

1. Instalar Zapato Flotador, Collar Flotador, centralizadores y raspadores frente a las arenas productivas según tally y bajo la supervisión del Company Man. Se recomienda al menos dejar dos juntas de casing de shoetrack.
2. Luego de tener caliper del pozo corrido con herramienta de 4 brazos o 6 brazos, correr simulador de cementación y asegurar un standoff lo más alto posible.
3. Continuar corriendo el liner de 7" e instalar los elementos de liner según la recomendación del especialista del liner.
4. Conectar el liner con tubería Drill Pipe, registrar peso del conjunto del liner, liner hanger y setting tool. Establecer circulación para asegurar que el equipo de flotación funciona correctamente.
5. Al llegar al zapato del casing de 9 5/8", establecer circulación, monitorear la presión de circulación. Determinar peso de la sarta subiendo y bajando, así como el torque generado por la misma. Durante la corrida de casing preparar el espaciador.
6. Continuar corriendo el liner en hueco abierto, circular según se requiera, circular en frente de las zonas productoras para remover el enjarre del lodo.

Es recomendable circular en frente de las zonas productoras, donde se ira a cañonear posteriormente, para remover el lodo de baja movilidad del hueco.

7. A profundidad de punto de casing, circular hasta observar zarandas limpias, para luego conectar el manifold de cementación y cabeza de cementación según instrucciones del especialista del liner. Se deberá dejar el cuello de la tubería de perforación como mínimo 10 ft por encima del nivel del RKB.
8. Proceder a probar línea de cementación para asegurar la eficiencia de la prueba.
9. Establecer circulación para acondicionar el YP del lodo a BHCT menor a $18 \text{ lb}/100 \text{ ft}^2$, hasta obtener un perfil de geles con comportamiento plano a BHCT (mínimo dos fondos arriba). Durante el periodo de circulación verificar presión de circulación versus presión de diseño. Reciprocarse el liner todo momento.
10. Mezclar lavadores y agua de mezcla para las lechadas.
11. Premezclar el cemento.
12. Iniciar el trabajo de cementación bombeando preflujos y espaciador.
13. Bombear las lechadas de cemento.
14. Lanzar el Pump Down Plug (verificar la banderilla de la cabeza de cementación), iniciar desplazamiento con la unidad cementadora.
15. Reducir la tasa de desplazamiento 10 bbls antes de alcanzar el wiper plug. El tapón Wiper deberá ser enganchado con 2500 psi (+/- 500 psi). Recalcular el volumen de desplazamiento después de observar el

enganche del Wiper Plug. En caso de no notar enganche del tapón, desplazar el volumen teórico y destapar cabeza para evaluar si el tapón se ha ido.

16. Asentar Tapón con 500 psi sobre la presión final de desplazamiento. Chequear el funcionamiento del equipo de flotación y medir backflow. No sobre desplazar.
17. Lanzar la bola para expansión del liner. (50 minutos).
18. Colocar el setting tool en tensión previo a la expansión del liner. Presurice con la unidad cementadora a aproximadamente 4500 psi para iniciar la expansión del liner. Inicie bombeando a baja tasa de 0.5 bpm hasta lograr la presión de expansión de 4500 psi. La tasa de bombeo debe mantenerse constante durante la expansión a 0.5 bpm. Se deberá monitorear presión, volumen y tasa de bombeo durante todo el proceso. En caso de que no se presente expansión, lentamente se relajara la presión a 1500 psi y luego se relajara la presión a cero para limpiar cualquier mugre proveniente del asiento de la bola, para repetir el proceso de nuevo desde el inicio.
19. Bombear el volumen requerido para la expansión y para que los puertos se abran en el setting tool y la presión caiga. Una vez la presión caiga, parar el bombeo y monitorear la caída de presión.
20. Libere presión en el camión cementador y registre volúmenes de back flow.
21. Después de asegurar el sentamiento de liner. Tensionar para chequear el sentamiento.

22. Levante y circular en reverso con agua, reciprocando la sarta todo el tiempo (revisar tiempo de trabajo vs tiempo de bombeabilidad de la lechada de cabeza).
23. Es altamente recomendable **WOC 72 horas** como mínimo antes de realizar registros eléctricos.

CAPÍTULO 6

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1. CONCLUSIONES

- Debido a que los Liners de producción no llegan hasta superficie, el empleo de ellos reduce significativamente el costo total de perforar y completar un pozo.
- A diferencia de los colgadores de liner convencionales, el colgador de liner expandible se asienta luego de haber sido cementado, lo cual evita una restricción al flujo de la lechada durante la cementación.
- Durante el desplazamiento del cemento, el ensamblaje completo puede ser recíprocado y, si los límites del torque lo permiten, la sarta también puede ser rotada, esto favorece la eficiencia de desplazamiento.
- El final del proceso de la expansión es indicado por una caída de presión, registrada en el camión de cementación.

- Una tubería de una mismo libraje pero con un mayor grado de acero resiste mayores esfuerzos, por lo que se debe procurar utilizar mayores grados de acero en las secciones mas profundas del pozo.

6.2. RECOMENDACIONES

- Una vez perforada la sección que va a ser revestida por el liner de producción, se debe de repasar el hoyo para asegurar que el liner llegue hasta la profundidad deseada sin problemas.
- Para reducir los costos de una sarta de tubería de revestimiento, se pueden utilizar más de un tipo de grado de acero o peso nominal a lo largo de toda la sarta, teniendo en cuenta siempre que las propiedades mecánicas de la tubería resistan los esfuerzos a la que estará sometida.
- Todo esfuerzo por economizar el diseño no debe de comprometer la seguridad de la operación y vida productiva del pozo
- Previo a la operación se debe de verificar compatibilidad de conexiones en cabeza de cementación, tubería de perforación, ensamblaje del colgador y liner a bajarse.
- Se recomienda que el colgador del liner sea colgado a una distancia no menor a 200 pies de la zapata guía del casing intermedio.
- Usar un exceso por seguridad para los revestidores superficial e intermedio es de un 25%, mientras que para el liner de producción es de un 10%.

BIBLIOGRAFIA

- “La Cuenca Oriente: Geología Y Petróleo”, Patrice Baby, Marco Rivadeneira, Roberto Barragán.
- Api 5C2 Bulletin On Performance Properties Of Casing And Tubing, Table No. 203 Dimensions And Strengths Of Casing.
- “Fundamentos De Diseño De Revestimiento”. Schlumberger.
- C. Sánchez, “Estudio Técnico-Económico Para El Uso De Colgadores De Liner Con Sistema Expandible En Perforación De Pozos Petroleros” (Tesis, Facultad De Ingeniería En Geología Y Petróleos, 2011).

ANEXOS

DISEÑO DEL REVESTIMIENTO CONDUCTOR, SUPERFICIAL E INTERMEDIO DEL POZO ESPOL X-5D

Para determinar las propiedades de la tubería de revestimiento adecuada para cada sección, se utilizará el método de ensayo y error con punto neutro, considerando los esfuerzos de tensión, estallido y colapso a la que estará sometida.

Las tablas presentadas en esta sección son las mismas presentadas en el Capítulo 3, la diferencia es que en esta sección se presenta el cálculo matemático que justifica los valores obtenidos y que se presentan en cada tabla.

DISEÑO DE REVESTIMIENTO SUPERFICIAL 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	Rosca	W _t Per ft (lb/ft)	R _C (psi)	R _E (psi)	R _T (lbs)
20	J-55	BTC	94	520	2,110	1’480,000

TABLA 3.2. – Diseño Del Revestimiento Conductor.

Elaborado por: Diego Aguirre N., Rogger Moreira M., Antonio Diez A.

a) Cálculo del número de tubos:

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

DISEÑO DE REVESTIMIENTO SUPERFICIAL DE 13 3/8”.

El revestimiento superficial se correrá desde superficie y será asentado a una profundidad de 5,934.4’ (TVD) Y 6,339.3’ (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 10.4 lb/gal.

a) *Cálculo de la presión de formación:*

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

$$P_f = 0.5 \text{ psi/ft} * 5934.4 \text{ ft} = 2967.2 \text{ psi}$$

b) *Cálculo de la presión hidrostática:*

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

$$P_h = 0.052 * 10.4 \frac{\text{lb}}{\text{gal}} * 5934.4 \text{ ft} = 3209.3 \text{ psi}$$

c) *Cálculo de la presión de colapso:*

$$P_C = P_h * FSC$$

$$P_C = 3209.3 \text{ psi} * 1.125 = 3610.5 \text{ psi} \cong 3611 \text{ psi}$$

d) *Cálculo de la presión de estallido:*

$$P_E = P_f * FSE$$

$$P_E = 2967.2 \text{ psi} * 1.1 = 3263.9 \text{ psi} \cong 3264 \text{ psi}$$

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 $P_C = 3611 \text{ psi}$.

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

Size O.D. (in)	Grade	Rosca	W _t Per ft (lb/ft)	R _C (psi)	R _E (psi)	R _T (lbs)
13 3/8	N-80	BTC	85	3,870	6,360	1'951,000

TABLA 3.3. – Diseño Del Revestimiento Superficial.

Elaborado por: Diego Aguirre N., Rogger Moreira M., Antonio Diez A.

e) *Cálculo de la profundidad del punto neutro:*

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

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

$$D_{PN} = 6339.3 \text{ ft} * \left(1 - \left(0.015 * 10.4 \frac{\text{lb}}{\text{gal}} \right) \right) = 5350.5 \text{ ft}$$

f) *Cálculo del peso total del casing:*

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

$$W_{tr} = 5350.5 \text{ ft} * 85 \frac{\text{lb}}{\text{pie}} = 454793 \text{ lbs}$$

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

$$\frac{R_T}{FST} = \frac{1951000 \text{ lbs}}{1.8}$$

$$\frac{R_T}{FST} = 1083889 \text{ lbs}$$

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 N-80 y un peso nominal de 85 lb/ft le corresponde una resistencia al estallido $R_E = 6360 \text{ psi}$ la cual es mayor a la presión de estallido $P_E = 3264 \text{ psi}$, por lo tanto la tubería resiste por estallido.

i) Tubería necesaria para esta sección:

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

$$\text{No. de tubos} = \frac{6339. \text{ft}}{40 \text{ ft/tubo}} = 159 \text{ tubos}$$

DISEÑO DE REVESTIMIENTO INTERMEDIO DE 9 5/8”.

El revestimiento intermedio se correrá desde superficie y será asentado a una profundidad de 9537.01’ (TVD) Y 10323.83’ (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 10.4 lb/gal.

a) Cálculo de la presión de formación:

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

$$P_f = 0.5 \frac{\text{psi}}{\text{ft}} * 9537.01 \text{ ft} = 4768.5 \text{ psi}$$

b) *Cálculo de la presión hidrostática:*

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

$$P_h = 0.052 * 10.4 \frac{\text{lb}}{\text{gal}} * 9537.01 \text{ ft} = 5157.6 \text{ psi}$$

c) *Cálculo de la presión de colapso:*

$$P_C = P_h * FSC$$

$$P_C = 5157.6 \text{ psi} * 1.125 = 5802.3 \text{ psi}$$

d) *Cálculo de la presión de estallido:*

$$P_E = P_f * FSE$$

$$P_E = 4768.5 \text{ psi} * 1.1 = 5245.4 \text{ psi}$$

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 $P_C = 5802.3 \text{ psi}$.

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

Size O.D. (in)	Grade	Rosca	W _t Per ft (lb/ft)	R _c (psi)	R _E (psi)	R _T (lbs)
9 5/8	N-80	BTC	53.5	6,620	7,930	1'244,000

TABLA 3.4. – Diseño Del Revestimiento Intermedio.
Elaborado por: Diego Aguirre N., Rogger Moreira M., Antonio Diez A.

e) *Cálculo de la profundidad del punto neutro:*

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

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

$$D_{PN} = 10323.83 \text{ ft} * \left(1 - \left(0.015 * 10.4 \frac{\text{lb}}{\text{gal}} \right) \right) = 8713.31 \text{ ft}$$

f) *Cálculo del peso total del casing:*

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

$$W_{tr} = 8713.31 \text{ ft} * 53.5 \frac{\text{lb}}{\text{pie}} = 466162.2 \text{ lbs}$$

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

$$\frac{R_T}{FST} = \frac{1244000 \text{ lbs}}{1.8}$$

$$\frac{R_T}{FST} = 691111.11 \text{ lbs}$$

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 N-80 y un peso nominal de 53.5 lb/ft le corresponde una resistencia al estallido $R_E = 7930 \text{ psi}$ 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:

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

$$\text{No. de tubos} = \frac{10323,83 \text{ ft}}{40 \text{ ft/tubo}} = 258 \text{ tubos}$$