



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de La Tierra

“DISEÑO, CORRIDA Y CEMENTACIÓN DE LINER DE PRODUCCIÓN DEL POZO ESPOL J – 3D”

INFORME DE MATERIA DE GRADUACIÓN

Previo a la obtención del Título de:

INGENIERO EN PETRÓLEO

Presentado por:

JORGE ARTURO CRUZ SÁNCHEZ

FRANCISCO ROLANDO BALCÁZAR FERNÁNDEZ

TANIA ALEXANDRA ROMERO ROMERO

GUAYAQUIL – ECUADOR

2012

AGRADECIMIENTO

A Dios por la bendición de la vida, por compartirme un poco de su sabiduría, coraje y tesón para poder consumir mis objetivos.

A mis padres por ser ese pilar fundamental en mi vida que me permitía renovar constantemente mis fuerzas, especialmente en los momentos de adversidad.

A Norian por su apoyo brindado durante esta larga pero satisfactoria etapa de nuestra vida encaminada a nuestra formación profesional.

Jorge Arturo Cruz Sánchez

AGRADECIMIENTO

Agradezco a Dios por darme la posibilidad de cumplir todo lo que me he propuesto en la vida, a mi hermosa familia por haberme apoyado, pero sobre todo a la mujer que más amo en este mundo a mi madre que me Dio las alas necesarias para poder empezar mi vuelo, te amo mamá esto va por ti.

Francisco Rolando Balcázar Fernández

AGRADECIMIENTO

Agradezco a:

En primer lugar a Dios, por brindarme cada día la oportunidad de vivir para así lograr mis metas fijadas.

A mi madre, gracias por ayudarme cada día a cruzar con firmeza el camino de la superación, por que con su apoyo y aliento hoy he logrado uno de mis más grandes anhelos.

A Byron, mi hermano, por el cariño y apoyo moral que siempre he recibido de ti.

Tania Alexandra Romero Romero

DEDICATORIA

A mis padres que me han acompañado y me han sabido guiar en este largo camino, y con los que he aprendido a luchar y sobreponerme a las adversidades para poder culminar con éxito mi formación académica, todo éste trabajo ha sido posible gracias a ustedes Jorge y María Isabel.

Jorge Arturo Cruz Sánchez

DEDICATORIA

Dedico este trabajo a:

Dios, por darme la oportunidad de vivir y por estar conmigo en cada paso que doy, por fortalecer mi corazón e iluminar mi mente y por haber puesto en mi camino a aquellas personas que han sido mi soporte y compañía durante todo el periodo de estudio.

Mi madre Elsy Fernández, por darme la vida, quererme mucho, creer en mí y porque siempre me apoyaste. Mamá gracias por darme una carrera para mi futuro, todo esto te lo debo a ti, te amo.

Francisco Rolando Balcázar Fernández

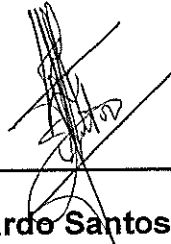
DEDICATORIA

A mi madre por su apoyo incondicional, por su esfuerzo diario, comprensión y confianza brindada; ya que gracias a ella me encuentro en ésta etapa de mi vida, culminando mi carrera.

A mi hermano por aconsejarme y ayudarme en momentos difíciles.


Tania Alexandra Romero Romero

TRIBUNAL DE GRADUACIÓN



Ing. Eduardo Santos B., M.Sc.

DECANO DE LA FICT



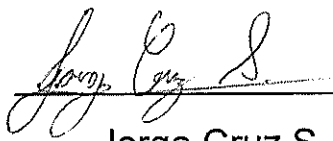
Ing. Xavier Vargas G., M.Sc.

PROFESOR

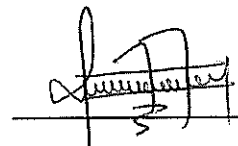
DECLARACIÓN EXPRESA

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 POLITÉCNICA DEL LITORAL"

(Reglamento de Graduación de la ESPOL)



Jorge Cruz S.



Rolando Balcázar F.



Tania Romero R.

RESUMEN

El presente documento tiene como objetivo mostrar el diseño, corrida y cementación del liner de producción del pozo *ESPOL J – 3D*. El colgador del liner a utilizar será de tipo expandible, siendo éste TORX.

El capítulo 1 presenta las generalidades de la cuenca oriente, enfocándose en las características del campo Auca así como la ubicación geográfica, características petrofísicas y la litología presente en el pozo *ESPOL J – 3D*.

El capítulo 2 presenta el programa de perforación direccional del pozo *ESPOL J – 3D*.

El capítulo 3 presenta el diseño de los revestidores conductor, superficial e intermedio considerando los esfuerzos de colapso, tensión y estallido presentes en la sarta de revestimiento con sus respectivos factores de seguridad.

El capítulo 4 presenta el diseño del programa de cementación del pozo *ESPOL J – 3D*, considerando volúmenes de lechada y de fluido desplazante a utilizar tanto en la cementación de los revestidores conductor, superficial e intermedio, así como su respectiva secuencia de proceso a seguir

El capítulo 5 nos muestra la función de liner, los tipos de colgadores de liner y su variedad de modelos; además nos muestra el diseño, corrida y programa de cementación del liner de producción para el pozo *ESPOL J – 3D*.

Finalmente, en el capítulo 6, 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	XV
SIMBOLOGÍA	XVII
ÍNDICE DE TABLAS	XIX
INTRODUCCIÓN	XXI
CAPÍTULO 1	1
1.1 GEOLOGÍA REGIONAL	1
1.1.1 GEOLOGIA GENERAL DE LA CUENCA ORIENTE	1
1.1.2 ESTRATIGRAFÍA DE LA CUENCA ORIENTE	4
1.2 HISTORIA DEL CAMPO	7
1.2.1 BREVE RESEÑA HISTÓRICA	7
1.2.2 UBICACIÓN DEL CAMPO	7
1.2.3 GEOLOGÍA DEL CAMPO	9
1.2.4 MECANISMOS DE PRODUCCIÓN	14
1.2.5 CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUÍDOS	15
1.2.6 INFORMACIÓN DEL POZO ESPOL J – 3D	16
CAPÍTULO 2	18
2. PROGRAMA DE PERFORACIÓN DIRECCIONAL	18

2.1	RESUMEN.....	18
2.2	PROGRAMA DIRECCIONAL POR SECCIONES.....	18
CAPÍTULO 3.....		22
3.	DISEÑO DE TUBERÍA DE REVESTIMIENTO.....	22
3.1.	PARÁMETROS QUE INTERVIENEN EN EL DISEÑO DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO	22
3.1.1	ESFUERZO A LA TENSIÓN	23
3.1.2	ESFUERZO AL COLAPSO	23
3.1.3	ESFUERZO AL ESTALLIDO	24
3.2	PROGRAMA DE DISEÑO DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO	25
3.2.1	DISEÑO DE REVESTIMIENTO SUPERFICIAL DE 13 38"	26
3.2.2	DISEÑO DE REVESTIMIENTO INTERMEDIO DE 9 58"	31
CAPÍTULO 4.....		36
4.	PROGRAMA DE CEMENTACIÓN.....	36
4.1.	DISEÑO DEL PROGRAMA DE CEMENTACIÓN.....	36
4.1.1.	CEMENTACIÓN DE REVESTIMIENTO SUPERFICIAL DE 20”	36
4.1.2.	Cementación de Revestimiento Superficial 1338".....	40
4.1.3.	Cementación de Revestimiento Intermedio de 958".....	47
4.2.	Secuencia Operacional	54

4.3. Costo de Cementación	55
CAPÍTULO 5.....	56
5. INFORMACION DEL LINER DE PRODUCCION	56
5.1. LINER DE PRODUCCIÓN.	58
5.2. DISEÑO DE LINER DE PRODUCCIÓN.....	58
5.3. CORRIDA DE LINER DE PRODUCCION.....	63
5.4. DISEÑO DEL PROGRAMA DE CEMENTACIÓN.....	70
5.5. CEMENTACION DE LINER DE PRODUCCIÓN	71
5.6. COSTOS DE OPERACION.....	76
CAPÍTULO 6.....	77
6. CONCLUSIONES Y RECOMENADACIONES	77
6.1 CONCLUSIONES.....	77
6.2 RECOMENDACIONES.....	79
ANEXOS.....	84
BIBLIOGRAFIA.....	84

ABREVIATURAS

BPPD:	Barriles de petróleo por día
COI:	Compresibilidad del petróleo inicial
cp:	Centipoises
DLS:	Dog leg severity
FSC:	Factor de seguridad de colapso
FSE:	Factor de seguridad de estallido
FST:	Factor de seguridad de tensión
Ft:	Pies
ft³:	Pies cúbicos
Ft³/bbl:	Pies cúbicos por barril
Ft³/sx	Pies cúbicos por saco
Gal/bbl:	Galones por barril.
Gal/sx	Galones por saco.
hc/z:	Longitud interna seleccionada.
ID_{CSG}:	Diámetro interno del casing
KOP:	Kick off point
lbs:	Libras

lb/ft:	Libra por pie
lb/gal:	Libras por cada galón, unidades de densidad.
MD:	Profundidad medida
OD_{CSG}:	Diámetro externo del casing
Pi:	Presión inicial
Pb:	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
V_{LC}:	Volumen de la lechada de cemento.
V_{Total LC}:	Volumen total de la lechada de cemento.
R_{T Agua}:	Rendimiento Total de Agua.
S_x:	Sacos de cemento.
°F:	Grados Fahrenheit
Ø_{Hoyo}:	Diámetro del hoyo.

SIMBOLOGÍA

D:	Profundidad
Gf:	Gradiente de formación
P_b:	Presión de burbuja
P_c:	Presión de colapso
P_E:	Presión de estallido
P_f:	Presión de formación
P_h:	Presión hidrostática
P_s:	Presión de superficie
R_c:	Resistencia al colapso
R_e:	Resistencia al estallido
R_t:	Resistencia a la tensión
S_{xs}:	Sacos de cemento
V_{EA}:	Volumen del espacio
V_D:	Volumen de desplazamiento.

Wt: Peso de la tubería

Wtr: Peso de la tubería de revestimiento

ρ : Densidad

ρ_{fp} : Densidad del fluido de perforación

Figura 1.1 - Localización de la Cuenca Oriente en el contexto geodinámico de las cuencas subandinas y unidades estructurales.	4
Figura 1.1 - Localización de la Cuenca Oriente en el contexto geodinámico de las cuencas subandinas y unidades estructurales.	4
Figura 1.2. - Columna Estratigráfica de la Cuenca Oriente.	6
Figura 1.3. - Ubicación Del Campo Auca	8
Figura 1.4. - Columna Estratigráfica del Campo Auca	13
Figura 4.1. - Esquema del pozo de la cementación del revestimiento superficial.	43
Figura 4.2. - Esquema del pozo de la cementación del revestimiento del casing de 958.....	50

ÍNDICE DE TABLAS

Casos

TABLA 1.1	16
TABLA 2.1	20
TABLA 3.1	25
TABLA 4.1	37
TABLA 4.2	37
TABLA 4.3	40
TABLA 4.4	41
TABLA 4.5	47

TABLA 4.6	48
TABLA 4.7	55
TABLA 5.1	61

INTRODUCCIÓN

El presente trabajo trata del “DISEÑO, CORRIDA Y CEMENTACION DE LINER DE PRODUCCION DEL POZO ESPOL J – 3D” perteneciente al campo Auca del Oriente Ecuatoriano, enfocado a optimizar el diseño actual, considerando condiciones de pozo, normas de seguridad.

Un buen diseño de la sarta de revestimiento es la que puede soportar presiones internas y externas, así como esfuerzos que aparecen por el propio peso de la tubería a condiciones de pozo.

El método de diseño de Revestidores utilizado en el presente trabajo, es el denominado “Punto Neutro” que considera el factor de flotación, el cual consiste, en que el peso de una tubería sumergida en un fluido, es menor que si estuviese suspendida en el aire.

Por otro lado, la cementación de pozos petroleros es un proceso mediante el cual se bombea una lechada de cemento al fondo del pozo a través de la tubería de revestimiento, con el propósito de obtener una buena adherencia entre las fases formación-cemento-tubería y asegurar el sello efectivo que aisle las capas geológicas y soporte la tubería, además, la cementación del pozo en conjunto con el revestidor deben soportar las paredes del pozo y prevenir el colapso de formaciones.

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 J – 3D 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

1.1 GEOLOGÍA REGIONAL

1.1.1 GEOLOGIA GENERAL DE LA CUENCA ORIENTE

La República del Ecuador se localiza al oeste de América del Sur, entre Colombia y Perú. Su territorio es atravesado por la Cordillera de los Andes que divide la parte continental en tres regiones naturales denominadas Costa, Sierra y Oriente, cada una de ellas con clima, fauna, flora y geología muy diferentes. Fuera del continente, aproximadamente a 1.000 Km. frente a la Costa, se localiza la cuarta región natural ecuatoriana formada por el archipiélago de Galápagos.

Además presenta una de las cuencas subandinas más complejas y más atractivas tanto desde el punto de vista científico como económico. La misma posee alrededor de 30 billones de barriles de petróleo en sitio, acumulados y distribuidos en sesenta campos en la actualidad.

La Cuenca Oriente forma parte de las cuencas sub-andinas, extendidas de Norte a Sur del continente, entre la Cordillera de los Andes y el cratón Guayanés-Brasileño (Escudo Suramericano), estando bajo la influencia de tres elementos geológicos de segundo grado como lo son:

- El Escudo Guayanés al Este
- La Cordillera de los Ándes al Oeste
- La Cuenca del Alto Amazónico al Sur

La Cuenca Oriente fue afectada por fallas normales, desarrollándose una cuenca extendida hasta la depositación del Napo Inferior. Con la depositación de sedimentos de Napo Medio, Superior y de Basal Tena, la cuenca sufre la más importante etapa de compresión conocida como la fase Peruana de Compresión y Levantamiento que inicia la inversión tectónica y forma las principales estructuras petrolíferas de la cuenca Oriente.

Al presente, la Cuenca Oriente está en una posición de cuenca de antepaís de transarco de los Andes ecuatorianos. Se ubica en una zona estructuralmente muy compleja, justo al norte de la charnela entre los Andes centrales y los Andes septentrionales.

La Cuenca Oriente se desarrolla como resultado de esfuerzos transpresivos presentes a partir del Cretácico Terminal, los que provocan la emersión de la Cordillera Real y la formación de la cuenca de ante-país de transarco propiamente dicha. Su deformación y la estructuración de sus campos petrolíferos resultan de la inversión tectónica de antiguas fallas normales ligadas a un sistema de rift de edad triásico y/o jurásico inferior. Estas fallas, actualmente inversas y de fuerte buzamiento, están orientadas principalmente N-S o NNE-SSO, y limitan tres corredores estructurales petrolíferos con características propias como son: el Sistema Subandino (Play occidental), el Corredor Sacha-Shushufindi (Play central), y el Sistema Capirón-Tiputini (Play oriental).

El basamento de la cuenca está constituido por rocas precámbricas metamórficas sobre las cuales se depositaron sedimentos Paleozoicos y Mesozoico Inferior de la plataforma Epicontinental (Formaciones Pumbuiza, Macuma, Santiago) durante varias transgresiones marinas (Baldock J. 1982).

Las formaciones continentales del Mesozoico Superior (Formaciones Chapiza, miembro Misahuallí), las cuales fueron sucedidas por una transgresión marina, durante la cual se depositaron sedimentos Cretácicos (Formaciones Hollín, Napo, Tena Inferior).

Los sedimentos Cenozoicos (Formaciones Tena Superior, Tiyuyacu, Chalcana, Orteguzza, Aranjuno, Chambira, Mesa y Mera) provenían del oeste de la cuenca, llegando a un espesor de 1.500 a 2.000 m (Plataforma Tiputini), y de 2.500 a 4.000 m en el centro de la cuenca.

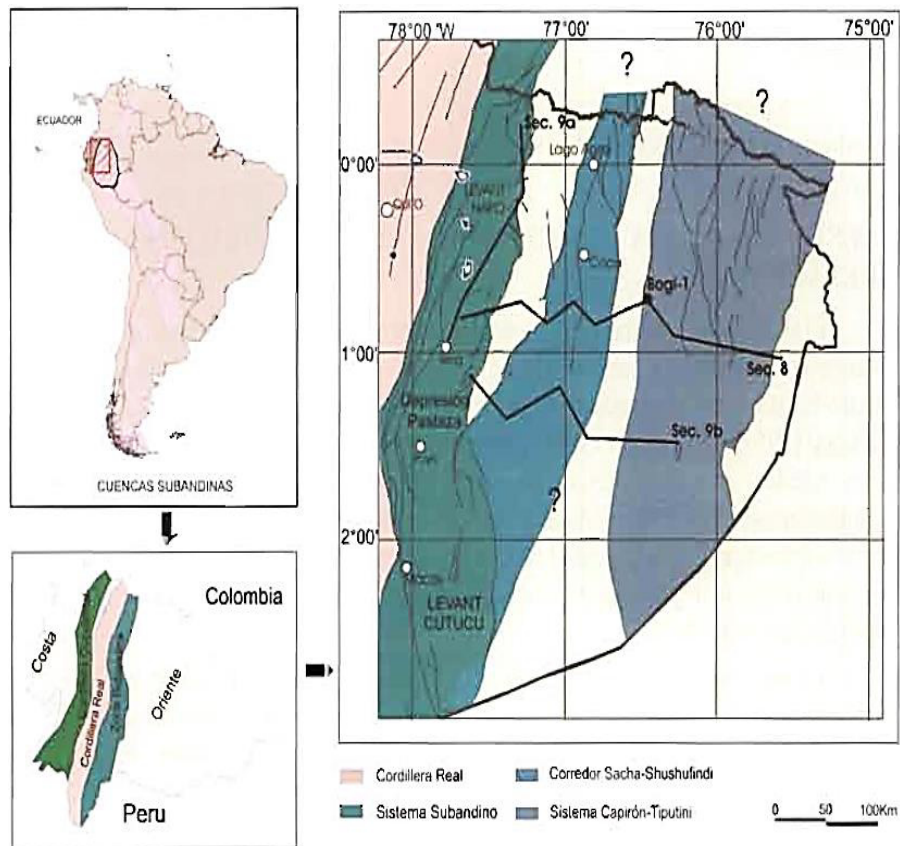


Figura 1.1 - Localización de la Cuenca Oriente en el contexto geodinámico de las cuencas subandinas y unidades estructurales.

Fuente: “La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo” by Patrice Baby, Marco Rivadeneira, Roberto Barragán.

1.1.2 ESTRATIGRAFÍA DE LA CUENCA ORIENTE

La columna estratigráfica (Fig. 1.2) muestra los principales aspectos estratigráficos y litológicos de las formaciones de la Cuenca Oriente con sus respectivas edades geológicas, teniendo en cuenta que las areniscas "M-1", "M-2", "U" y "T" de la formación Napo son las que constituyen los principales reservorios petrolíferos.

La sección cretácica de la Cuenca Oriente está constituida por las formaciones Hollín, Napo y Tena Basal. Sus miembros elásticos reflejan drásticos cambios paleo geográficos, variaciones laterales de facies y fluctuaciones de la línea de costa de hasta 200 km dentro de la plataforma marina somera Oriente. La parte basal de la columna (el tercio inferior) está conformado por las formaciones pre-Cretácicas: Chapiza y Santiago.

Se diferencian al menos cinco secuencias depositacionales, en un marco de estratigrafía secuencial de segundo orden y asociadas.

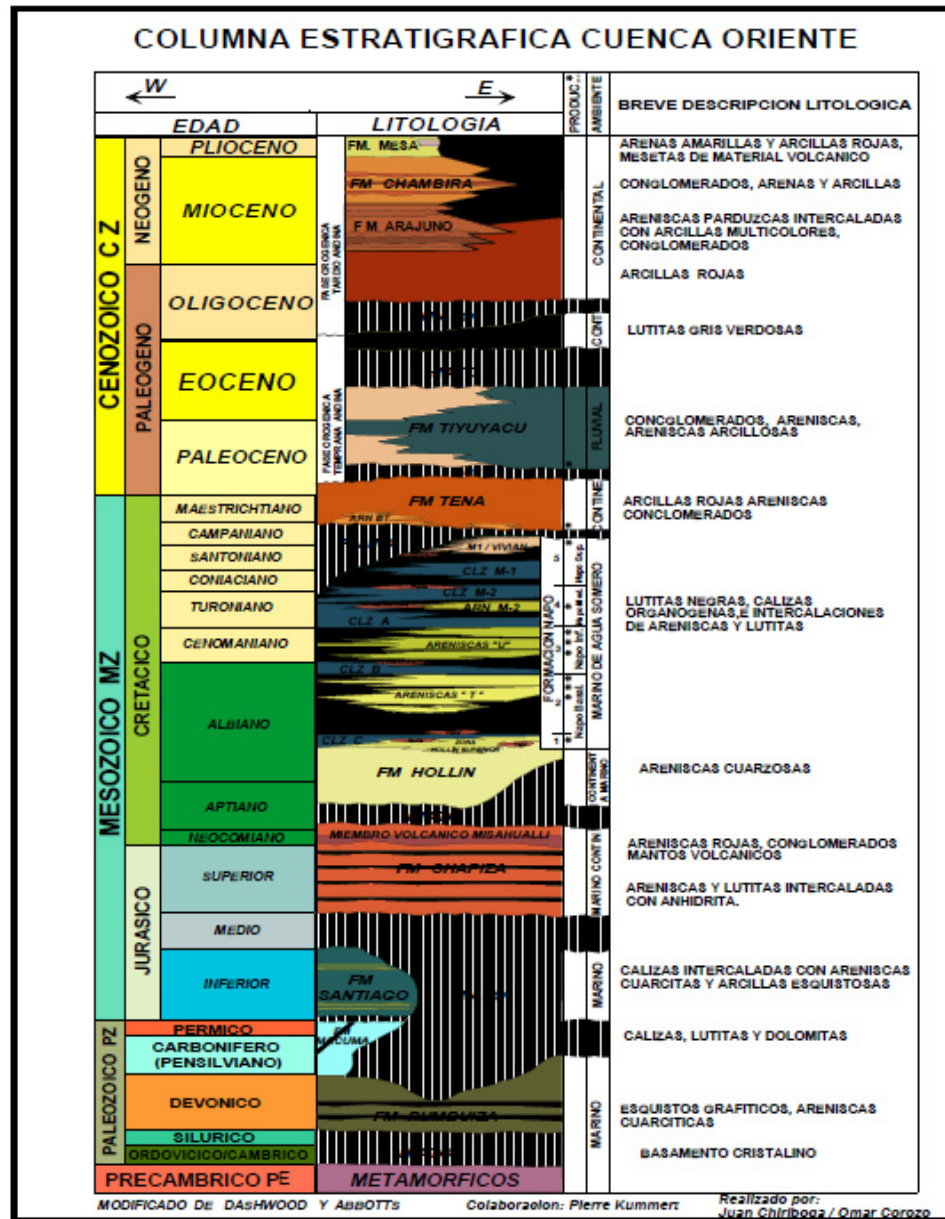


Figura 1.2.- Columna Estratigráfica de la Cuenca Oriente.

Fuente: Departamento de Yacimientos. Petroproducción

1.2 HISTORIA DEL CAMPO

1.2.1 BREVE RESEÑA HISTÓRICA

El campo Auca fue descubierto con la perforación del pozo Auca 1, que se inició el 16 de febrero y fue completado el 30 de marzo de 1970, alcanzando una profundidad de 10578'. Su producción fue de 3.072 BPPD de los reservorios Hollín (31° API) y "T" (27° API). El costo del pozo fue de alrededor de 300000 USD. En ese entonces el geólogo de Texaco sustenta la necesidad de perforar un pozo por la gran dimensión de la estructura, por estar ubicada en el tren productivo Sacha y por la necesidad de evaluar el potencial en la parte sur de la concesión Coca. 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".

En abril de 1975, este campo comenzó a producir 6752 bpd. Posteriormente, con altibajos, mantiene un incremento de producción hasta que en julio de 1994, alcanza su máxima producción histórica promedio con 24367 bpd. Durante los primeros meses del 2003, estuvo produciendo alrededor de 16500 bpd. Este campo se considera como el cuarto de mayor importancia en función de la producción nacional.

1.2.2 UBICACIÓN DEL CAMPO

1.2.3 GEOLOGÍA DEL CAMPO

Este campo se caracteriza porque las formaciones Napo “T”, “U” y una parte de Hollín fueron depositadas en ambientes variando de marino a estuario y dominado en gran parte 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 – Auca Sur 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 – Auca Sur 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. Basal Tena es un yacimiento poco común en el sector, con un espesor relativamente pequeño pero con un buen potencial hidrocarburífero.

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

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. Las arenas se caracterizan por ser compactas. (Fig. 1.4).

FORMACIÓN HOLLÍN.- Esta formación 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.

FORMACIÓN NAPO.- Esta formación 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.

ARENISCA "T".- Se caracteriza por no ser continua, que contiene granos finos ricos en arcillas, areniscas cuarzosas discontinuas y lutitas. Está constituida por la "T" Superior, la cual contiene arenisca cuarzosa de grano fino y glauconita en mayor proporción,

con intercalaciones de arenisca con lutita y limonita. La "T" Inferior es una arenisca cuarzosa de grano fino a medio.

ARENISCA "U".- Esta arena 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. La "U" Superior está formada por una arenisca cuarzosa, variando de gris claro a verde claro, así como también el tamaño del grano. La "U" Inferior es una arenisca cuarzosa, variando de gris clara a blanca, de grano fino a medio.

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.

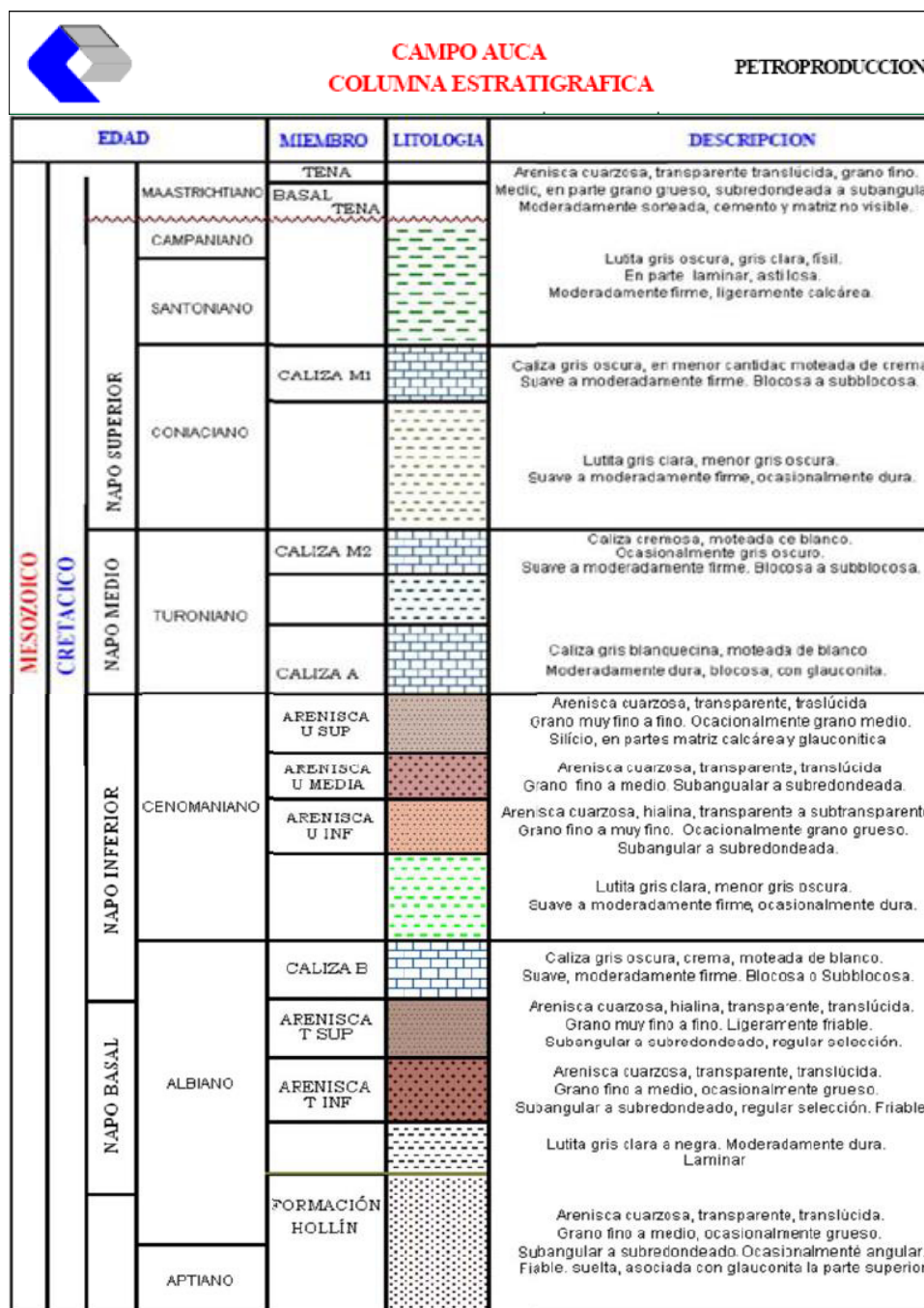


Figura 1.4.- Columna Estratigráfica del Campo Auca

Fuente: Departamento de Yacimientos. Petroproducción.

1.2.4 MECANISMOS DE PRODUCCIÓN

El campo Auca lleva produciendo constantemente desde hace aproximadamente 40 años, por lo que sus yacimientos han experimentado pérdidas de presión quedando casi en su totalidad incapaces de producir a flujo natural como por ejemplo las arenas "U" y "T" que tienen cantidades considerables de hidrocarburos pero sus acuíferos han quedado parcialmente activos por la producción de fluidos (agua - petróleo) debido a que las condiciones de los yacimientos han sufrido cambios como disminución de presión, declinación de producción de petróleo, intrusión de agua y otros.

Por esta razón en la actualidad se encuentran produciendo bajo los siguientes sistemas de producción:

- Bombeo Hidráulico
- Bombeo Electrosumergible

1.2.5 CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUÍDOS

Las características de los fluidos del campo Auca son analizadas de acuerdo a cada una de las formaciones, a continuación un análisis:

- **Grados Api.-** Hollín Inferior es de 27-30° API, el de Hollín Superior de 27-32° API, el de "T" y "U" de 24-29° API y el de Tena Basal de 20-22°.
- **Porcentaje de Azufre.-** Una muestra de crudo Hollín muestra un valor de 1,13% de azufre. Dos muestras de crudo "T" mostraron porcentajes de azufre de 1,17% y 1,38 %, dos muestras de "U" de 1,57 % y 2,16 % P. Y una muestra de crudo Tena Basal de 1,07 %. Cabe destacar el alto contenido de azufre en el crudo "U", que podría deberse a una roca madre con importante contenido calcáreo.
- **Relaciones Pristano/Fitano.-** Del crudo Hollín se tiene un valor de 0.99, de "T" de 0.93, de "U" de 0.98 y de Tena Basal de 1.11, esto puede indicar que los crudos de las formaciones Hollín y Napo provienen de rocas generadoras formadas en condiciones

marino-marginales, mientras que el crudo Tena Basal tiene un mayor aporte terrestre.

1.2.6 INFORMACIÓN DEL POZO ESPOL J – 3D

El pozo ESPOL J - 3D es un pozo direccional tipo “J” perforado en el campo Auca, teniendo como objetivo principal evaluar reservas de la “Arena Hollín Inferior” con un máximo desplazamiento vertical de 4323.55 ft.

Este pozo tiene el diseño de un tipo “J Modificada”, a perforarse en tres secciones, previa la colocación del tubo conductor de 20” a 300ft MD.

Coordenadas de Superficie (UTM)	
Norte	9'922,378.53 m
Este	291,174.710 m
Latitud	0° 42' 06.763" S
Longitud	76° 52' 34.999" W
Coordenadas de Objetivos Principales (UTM)	

Arena “U” Inferior	
Profundidad	9,676.73' TVD BRT
Norte	9'923,600.00 m
Este	291,432.00 m
Radio de Tolerancia	50 pies
Coordenadas de Objetivos Secundarios (UTM)	
Arena Basal Tena	
Profundidad	8,944.41'TVD BRT
Norte	9'923,591.59 m
Este	291,440.72 m
Radio de Tolerancia	50 pies
Arena Hollín Inferior	
Profundidad	10,123.73'TVD BRT
Norte	9'923,615.34
Este	291451.77
Radio de Tolerancia	50 pies

Tabla 1.1.- Objetivos del Pozo (Targets)

Fuente: Plan Direccional Del Pozo ESPOL J-3D

CAPÍTULO 2

2. PROGRAMA DE PERFORACIÓN DIRECCIONAL

2.1 RESUMEN

El pozo ESPOL J-3D es un pozo direccional tipo “J”, perforado para evaluar reservas del reservorio “Hollín inferior”. La profundidad total del pozo se encuentra a 11288’ MD/10291,34’ TVD, su inclinación máxima es de 29,690 a 4806 pies MD. Esta diseñado como un pozo tipo “J Modificada”, a perforarse en tres secciones, previa colocación del tubo conductor de 20” a 300ft MD.

2.2 PROGRAMA DIRECCIONAL POR SECCIONES

- **SECCIÓN DE 16”**

Se perforará verticalmente hasta 400ft MD, donde se realizará el KOP con una severidad de 1.00°/100ft, a 29.00° de azimuth hasta alcanzar 5.00° de inclinación a 900’MD; se perforará 100ft de tangente hasta

1000ft MD y se continuará realizando trabajo direccional realizando un nudge para alejarnos de cualquier pozo que se encuentre cercano, con un DLS de $1.15^{\circ}/100\text{ft}$ hasta obtener 27.80° de inclinación y 11.39° de azimuth a 3006.96ft MD. Luego se perforará 3309.98ft de tangente hasta llegar al punto de casing de 13-3/8" a 6316.94ft.

- **SECCIÓN 12-1/4"**

Se continuará manteniendo inclinación y dirección (27.80° Inc., 11.39° Az), hasta 9832.51ft MD (Arenisca Basal Tena), donde se empezará a tumbar el pozo en la misma dirección (11.39° Az), con una severidad de $0.96^{\circ}/100\text{ft}$ hasta obtener 21.60° de inclinación en el punto de casing de 9-5/8" a 10475ft MD.

- **SECCIÓN 8-1/2"**

Se continuará tumbando inclinación hasta 20.16° a 11.39° de azimuth, con el mismo DLS de $0.96^{\circ}/100\text{ft}$ hasta 10628.49ft MD; luego se mantendrá el pozo tangente atravesando el reservorio principal Arenisca Hollin Inferior, hasta el TD programado a 11296.16ft MD.

TABLA 2.1	
Zapato:	10282 ft MD
Tope de Liner de 7”:	10218 ft MD
Landing Collar:	11200,84 ft MD

Tabla 2.1.- Profundidad de Asentamiento de Liner

Fuente: Plan Direccional Del Pozo ESPOL J-3D

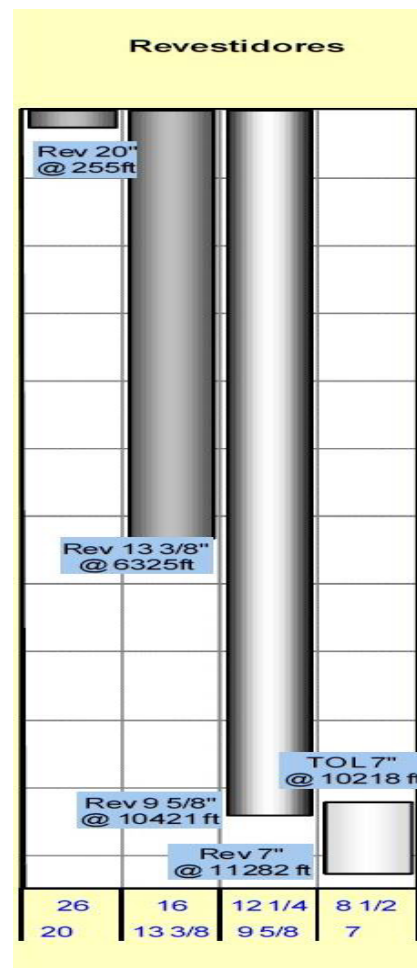


Figura 2.1.- Descripción de las Tuberías de Revestimiento del pozo ESPOL J – 3D

Fuente: Programa de Perforación

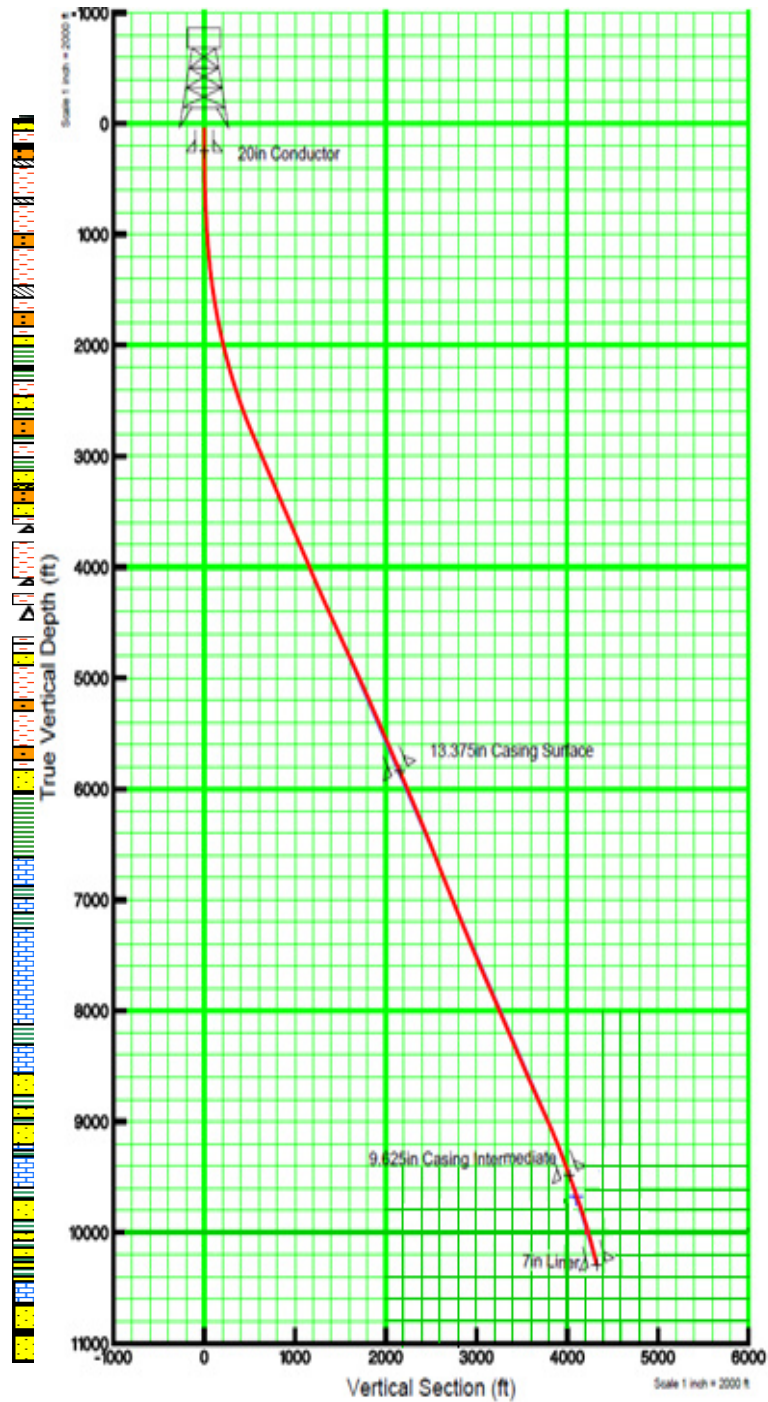


Figura 2.2.- Plan de Perforación Direccional del pozo ESPOL J – 3D
Fuente: Programa de Perforación

CAPÍTULO 3

3. DISEÑO DE TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

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

Para el diseño de la tubería de revestimiento de cualquier pozo, debe considerarse los esfuerzos físicos a los cuales estará sometida la tubería, para aquello se tiene establecido por medio del Instituto Americano del Petróleo (API) que para el diseño de la sarta de revestimiento se estimen los tres esfuerzos principales:

- a) Esfuerzo a la Tensión
- b) Esfuerzo al Colapso
- c) Esfuerzo al Estallido

A continuación se detallan cada uno de los esfuerzos, exponiéndose inicialmente algunos conceptos generales.

3.1.1 ESFUERZO A LA TENSIÓN

Una sarta de trabajo al estar suspendida verticalmente, sufrirá un esfuerzo axial llamado tensión, producto de su propio peso. Cada junta debe soportar el peso de la sarta suspendida en ella. El valor de este esfuerzo varía de cero en el punto neutro hasta un máximo en el punto de apoyo, es decir en la superficie.

Si la tubería estuviera suspendida en el aire soportaría todo su peso muerto. Si está sumergida en el fluido, disminuye su peso por efecto del empuje del empuje en función de la densidad del fluido; cambiando los esfuerzos de tensión a compresión a partir del punto neutro.

3.1.2 ESFUERZO AL COLAPSO

Este esfuerzo se debe principalmente al efecto de la presión exterior que ejerce la columna hidrostática de los fluidos de perforación o de control en los pozos. La magnitud de la presión depende de la densidad del fluido, el colapso o aplastamiento también puede ocurrir al aplicar una presión externa que sumada con la presión hidrostática, incrementa la presión externa. El valor de la presión exterior

aumenta en función de la profundidad y su valor máximo estará en el extremo inferior de la sarta de tubería.

3.1.3 ESFUERZO AL ESTALLIDO

Este esfuerzo se basa normalmente en la máxima presión de formación que resulta al interior de la tubería debido a la aparición de presiones externas que actúan del centro de la tubería hacia las paredes de la misma. Esta presión puede aparecer por un desbalance de presiones entre la presión de formación y la presión hidrostática del fluido.

Todos estos esfuerzos son considerados en el “Método de ensayo y error con punto neutro”, el cual se aplica para el diseño del pozo y que compuesto de tres secciones de revestidores: superficial, intermedia y de producción (liner). Los datos a utilizar fueron obtenidos del diseño actual y de datos de campo.

- **CONSIDERACIONES**

Se utilizará el método de ensayo y error sin considerar el factor de flotación.

TABLA 3.1	
Tipo de unión:	Rosca Buttress (BTC).
FACTORES DE SEGURIDAD	
Colapso [C]	1,125
Tensión [T]	2,0
Estallido [E]	1,0

Tabla 3.1.- Factores de seguridad de los esfuerzos

Elaborado por: Jorge Cruz - Tania Romero - Rolando Balcazar

3.2 PROGRAMA DE DISEÑO DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

El programa de diseño de revestimiento del pozo Espol J – 3D utilizo un solo grado de tubería y un solo peso nominal para cada sección, además se utilizó el método de ensayo y error con punto neutro, a continuación(Ta-
bla 3.2) la información complementaria que se necesita para realizar los cálculos:

TABLA 3.2					
PLAN DIRECCIONAL DEL POZO ESPOL J-3D					
Tipo de Revestidor	Hoyo Ø	DTVD	DMD	Revestidor	ρ_{fp}
	(in)	(ft)	(ft)	Ø (ft)	(lpg)
Conductor	26	255	255	20	9.2
Superficial	16	5837	6325	13 ³ / ₈	10.2
Intermedio	12 ¹ / ₄	9480	10421	9 ⁵ / ₈	10.4
Liner	8 ¹ / ₂	10285	11282	7	9.1

Tabla 3.2.- Plan de requerimientos y profundidades del programa de perforación.

Elaborado por: Jorge Cruz - Tania Romero - Rolando Balcázar

3.2.1 DISEÑO DE REVESTIMIENTO SUPERFICIAL DE 13 ³/₈ "

- 1) Procedemos a calcular cada uno de los factores que intervienen en el diseño:

a) Presión de la Formación (P_f):

$$P_f = G_f \times DTVD$$

$$P_f = 0,5 \text{ } \frac{\text{psi}}{\text{ft}} \times 5837 \text{ ft} = 2918.5 \text{ psi}$$

$$P_f = 2918.5 \text{ psi}$$

b) Presión Hidrostática (Ph)

$$P_h = 0,052 \times \rho_{fp} \times DTVD$$

$$P_h = 0,052 \times 10,2 \text{ lpg} \times 5837 \text{ ft}$$

$$P_h = P_s = 3096 \text{ psi}$$

c) Presión de Colapso (Pc)

$$P_c = P_h \times FSC$$

$$P_c = 3096 \text{ psi} \times 1,125$$

$$P_c = 3483 \text{ psi}$$

d) Presión de Estallido (Pe)

$$P_e = P_f \times FSE$$

$$P_e = 2918.5 \text{ psi} \times 1,0$$

$$P_e = 2918.5 \text{ psi}$$

e) Grado de Resistencia al Colapso(Grc):

$$G_{RC} = \frac{P_c}{DTVD}$$

$$G_{RC} = \frac{3483 \text{ psi}}{5837 \text{ ft}}$$

$$G_{RC} = 0,597 \text{ psi/ft}$$

f) Profundidad del Punto Neutro

$$D_{PN} = D_{MD} \times FF$$

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

$$D_{PN} = 6325 \text{ ft} \times (1 - (0.015 \times 10,2 \text{ lpg}))$$

$$D_{PN} = 5357.28 \text{ ft}$$

- 2) Procedemos a realizar un análisis del revestimiento superficial considerando el esfuerzo que tiene este con respecto al colapso, para aquello con la presión de colapso calculada P_c (psi)= 3483 (psi) se eligió de las tablas API una tubería del diámetro requerido (13 3/8") cuya resistencia al colapso sea mayor o igual a P_c :

- ✓ Tubería= 13 3/8"; N-80, 85 Lbs/Pie
- ✓ (OD=14.375", ID=12.159")
- ✓ RC=3870 (psi), Re=6360 (psi), RT=2364000 Lbs

La tubería N-80 de 85 *lbs/ft* tiene una resistencia al colapso de 3870 (*psi*) mucho mayor que la presión al colapso obtenida en los cálculos anteriores, por lo tanto esta tubería puede ser utilizada en nuestro diseño de revestimiento superficial.

- 3) Luego se realiza el análisis del Revestimiento Superficial con respecto a la Tensión, para lo cual se debe hacer el análisis basado en el Peso Total de la Sarta de Revestimiento considerando que esta se corre hasta superficie:

$$WTR = DPN \times \text{Peso Nominal Tubería}$$

$$WTR = 5357.28 \text{ ft} \times 85 \text{ lbs/ft}$$

$$WTR = 455368.8 \text{ Lbs}$$

La tubería N-80 de 85 *Lbs/Pie* resiste por tensión 2364000 Lbs. Mientras que le resistencia por diseño será:

$$RT = \frac{2364000 \text{ Lbs}}{2} = 1182000 \text{ Lbs}$$

Por lo que podemos concluir que:

$RT > WTR$ ∴ La Tubería resiste por Tensión hasta superficie.

- 4) Posteriormente se llevó a cabo el análisis del revestimiento superficial con respecto al Estallido, para aquello de acuerdo a las características de la tubería N-80 de 85 *Lbs/Pie*, esta tiene una resistencia al estallido de 6360 (*psi*), mientras que la presión al estallido calculada es 2500,32 *psi.*, por lo tanto la tubería resiste por estallido.

$$P_e = 2918.5 \text{ psi}$$

$$R_e = 6360 \text{ psi}$$

$R_e > P_e$ ∴ Resiste por estallido hasta superficie.

- 5) Por último determinamos la profundidad hasta la que se puede correr el revestimiento superficial. Según tabla (API) la tubería N-80 de 85 *Lbs/Pie* tiene una Resistencia al Colapso $R_c = 3870$ *psi*. Posterior supondremos una profundidad base para iniciar:

$$\text{Prof. Base} \rightarrow D. \text{Sup} = \frac{R_c}{GRC} = \frac{3870 \text{ psi}}{0,597 \text{ psi/ft}} = 6482.4 \text{ pies.}$$

Esto nos indica que la profundidad estimada de bajada de la tubería de revestimiento superficial (6325 *pies*), se encuentra dentro del rango de la profundidad base estimada 6482.4 *pies*. Debemos tener en cuenta que en este diseño no se considera el factor de flotación.

3.2.2 DISEÑO DE REVESTIMIENTO INTERMEDIO DE 9 5/8 "

1) Procedemos a calcular cada uno de los factores que intervienen en el diseño:

a) Presión de la Formación (Pf):

$$P_f = G_f \times DTVD$$

$$P_f = 0,5 \text{ psi/ft} \times 9480 \text{ ft} = 4740 \text{ psi}$$

$$P_f = 4740 \text{ psi}$$

b) Presión Hidrostática (Ph)

$$P_h = 0,052 \times \rho_{fp} \times DTVD$$

$$P_h = 0,052 \times 10,4 \text{ lpg} \times 9480 \text{ ft}$$

$$P_h = P_s = 5126.78 \text{ psi}$$

c) Presión de Colapso (Pc)

$$P_c = P_h \times FSC$$

$$P_c = 5126.78 \text{ psi} \times 1,125$$

$$P_c = 5767.63 \text{ psi}$$

d) Presión de Estallido (Pe)

$$P_e = P_f \times FSE$$

$$P_e = 4740 \text{ psi} \times 1,0$$

$$P_e = 4740 \text{ psi}$$

e) Grado de Resistencia al Colapso(Grc):

$$G_{RC} = \frac{P_c}{DTVD}$$

$$G_{RC} = \frac{5767.63 \text{ psi}}{9480 \text{ ft}}$$

$$G_{RC} = 0,608 \text{ psi/ft}$$

f) Profundidad del Punto Neutro

$$D_{PN} = D_{MD} \times FF$$

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

$$D_{PN} = 10421 \text{ ft} \times (1 - (0.015 \times 10,4 \text{ lpg}))$$

$$D_{PN} = 8795.32 \text{ ft}$$

- 2) Procedemos a realizar un análisis del revestimiento intermedio considerando el esfuerzo que tiene este con respecto al colapso, para aquello con la presión de colapso calculada P_c (psi)= 5767.63 psi se eligió de las tablas API una tubería del diámetro requerido (9 5/8") cuya resistencia al colapso sea mayor o igual a P_c :

$$\checkmark \text{ Tubería} = 9^{5/8}"; \text{ C-75, } 53.50 \text{ Lbs/ft}$$

- ✓ (OD=10.625", ID=8.535")
- ✓ RC=6380 (psi), Re=7430 (psi), RT=1257000 Lbs

La tubería C-75 de 53.50 lbs/ft tiene una resistencia al colapso de 6380 (psi) mucho mayor que la presión al colapso obtenida en los cálculos anteriores, por lo tanto esta tubería puede ser utilizada en nuestro diseño de revestimiento intermedio.

- 3) Luego realizamos el análisis del Revestimiento Superficial con respecto a la Tensión, para lo cual debemos hacer nuestro análisis basado en el Peso Total de la Sarta de Revestimiento considerando que esta se corre hasta superficie:

$$WTR = DPN \times \text{Peso Nominal Tubería}$$

$$WTR = 8795.32 \text{ ft} \times 53.50 \text{ lbs/ft}$$

$$WTR = 470549.62 \text{ Lbs}$$

La tubería C-75 de 53.50 Lbs/Pie resiste por tensión 1257000 Lbs

Mientras que le resistencia por diseño será:

$$RT = \frac{1257000 \text{ Lbs}}{2} = 628500 \text{ Lbs}$$

Por lo que podemos concluir que:

$RT > WTR$ ∴ La Tubería resiste por Tensión hasta superficie.

- 4) Posteriormente se llevó a cabo el análisis del revestimiento superficial con respecto al Estallido, para aquello de acuerdo a las características de la tubería C-75 de 53.50 *Lbs/Pie*, esta tiene una resistencia al estallido de 7430 (*psi*), mientras que la presión al estallido calculada es 4740 *psi*, por lo tanto la tubería resiste por estallido.

$$Pe = 4740 \text{ psi}$$

$$Re = 7430 \text{ psi}$$

$Re > Pe$ ∴ Resiste por estallido hasta superficie.

- 5) Por último determinamos la profundidad hasta la que se puede correr el revestimiento superficial. Según tabla (API) la tubería C-75 de 53.50 *Lbs/ft* tiene una Resistencia al Colapso $R_c = 6380$ (*psi*). Posterior supondremos una profundidad base para iniciar:

$$Prof. Base \rightarrow D. Sup = \frac{RC}{GRC} = \frac{6380 (psi)}{0,608 \text{ psi}/ft} = 10493.42.4 ft.$$

Esto nos indica que la profundidad estimada de bajada de la tubería de revestimiento superficial (10412 ft), se encuentra dentro del rango de la profundidad base estimada 10493.42.4 ft. Debemos tener en cuenta que en este diseño no se considera el factor de flotación.

CAPÍTULO 4

4. PROGRAMA DE CEMENTACIÓN

4.1. DISEÑO DEL PROGRAMA DE CEMENTACIÓN

Para el diseño del programa de cementación del hoyo, se debe tener en cuenta datos como por ejemplo: diámetro interno (ID) y externo (OD) de la tubería de revestimiento, de igual manera el diámetro de la broca y la longitud total del casing utilizado. Para el diseño del programa de cementación se dispone de cemento de clase "A" y cemento de clase "G", la información respectiva para cada sección se presentará en cada diseño.

4.1.1. CEMENTACIÓN DE REVESTIMIENTO SUPERFICIAL DE 20"

El casing de 20" fue corrido a una profundidad de 255', por lo que el cemento utilizado para la lechada es un cemento de Clase "A" ya que la profundidad a la que la tubería fue corrida es menor que 6000 pies. En las tablas 4.1 y 4.2 se encuentran las propiedades de la tubería y la lechada respectivamente.

TABLA 4.1**INFORMACIÓN DE LA TUBERIA DE REVESTIMIENTO DE 20"**

DIAMETRO BROCA	ID	OD	LONGITUD CASING	GRADO
(in)	(in)	(in)	(ft)	
26"	19,124"	20"	255'	K – 55

TABLA 4.2**PROPIEDADES DE LA LECHADA****TUBERIA DE REVESTIMIENTO CONDUCTOR**

RELLENO CEMENTO CLASE "A"			COLA CEMENTO CLASE "A"		
Densidad	Rendimiento	Tope	Densidad	Rendimiento	Tope
(lb/gal)	(ft^3/sx)	(ft)	(lb/gal)	(ft^3/sx)	(ft)
—	—	—	15,8	1,33	255'
Agua de Mezcla (gal/sx)					
5,46					

Casing 20"

Los cálculos requeridos para determinar el número de sacos y los barriles de lechada necesarios en la operación, se obtendrán mediante los siguientes cálculos:

➤ Capacidad Interna

$$\text{Capacidad Interna} = \frac{(ID_{CSG 20''})^2}{1029,4}$$

$$\text{Capacidad Interna} = \frac{19,124^2}{1029,4} = 0,36 \text{ lbs/pie}$$

➤ Capacidad Anular:

$$\text{Capacidad Anular} = \frac{[(\varnothing_{Hoyo})^2 - (OD_{CSG 20''})^2]}{1029,4}$$

$$\text{Capacidad Anular} = \frac{26^2 - 20^2}{1029,4} = 0,27 \text{ lbs/pie}$$

➤ Cantidad de sacos a utilizar:

$$V_{LC} = \text{Cap. Anular} \times \text{Long. Tuberia} \times 5,615 \text{ ft}^3/\text{bbl}$$

$$V_{LC} = 0,27 \times 255 \times 5,615 = 387 \text{ ft}^3$$

$$\# Sx = \frac{V_{LC}}{\text{Rendimiento}}$$

$$\# Sx = \frac{387 \text{ ft}^3}{1,33 \text{ ft}^3/\text{sx}} = 290 Sx$$

Tomando en cuenta el criterio de seguridad, los sacos de cemento se los incrementará en un 10%.

$$\# \text{ Total de Sacos} = 290 \text{ Sx} \times 1.10 = 319 \text{ Sx.}$$

➤ Requerimiento Total de Agua

$$R_{T. \text{ Agua}} = \frac{\text{Agua de Mezcla} \times \# \text{ Sx}}{42 \text{ gal/bbls}}$$

$$R_{T. \text{ Agua}} = \frac{(5,46 \text{ gal/sx}) \times (319 \text{ sx})}{42 \text{ gal/bbls}} = 41.47 \text{ bbls de agua}$$

➤ Volumen de Desplazamiento

$$V_D = \text{Cap. Interna} \times \text{Long. Interna}$$

$$V_D = 0,36 \text{ (bbls/pie)} \times 255 = 92 \text{ bbl}$$

4.1.2. Cementación de Revestimiento Superficial 13 $\frac{3}{8}$ "

El casing de 13 $\frac{3}{8}$ " fue corrido a una profundidad de 6325', por lo que el cemento utilizado para la lechada es un cemento de clase "A". En las tablas 4.3 y 4.4 se encuentran las propiedades de la tubería y la lechada respectivamente.

TABLA 4.3

CASING (Pulg)	INFORMACIÓN DE LA TUBERIA DE REVESTIMIENTO				
	ID (Pulg)	OD (Pulg.)	LONGITUD CASING (pies)	GRADO TUBERÍA	DIAMETRO BROCA (Pulg.)
13 $\frac{3}{8}$ "	12,347"	13,375"	6325'	C - 95	16"

TABLA 4.4
PROPIEDADES DE LA LECHADA
TUBERÍA DE REVESTIMIENTO SUPERFICIAL

		RELLENO			COLA		
		CEMENTO CLASE "A"			CEMENTO CLASE "A"		
		Densidad (<i>lb/gal</i>)	Rendimiento (<i>pie³/sx</i>)	Tope (<i>pie</i>)	Densidad (<i>lb/gal</i>)	Rendimiento (<i>pie³/sx</i>)	Tope (<i>pie</i>)
		13,5	1,96	0	15,8	1,32	5325'
Casing	Requerimiento de Agua (<i>gal/sx</i>)						
	<i>13 3/8"</i>	9,45			5,41		

Los cálculos requeridos para determinar el número de sacos y los barriles de lechada necesarios en la operación, se obtendrán mediante los siguientes cálculos:

➤ Capacidad Interna

$$Capacidad\ Interna = \frac{\left(ID_{CSG\ 13\frac{3}{8}"} \right)^2}{1029,4}$$

$$Capacidad\ Interna = \frac{12,347^2}{1029,4} = 0,1481\ lbs/pie$$

Capacidad Anular:

$$\text{Capacidad Anular} = \frac{\left[(\varnothing_{\text{Hoyo}})^2 - \left(OD_{\text{CSG } 9\frac{5}{8}"} \right)^2 \right]}{1029,4}$$

Entre CSG de 20" y CSG de 13 $\frac{3}{8}$ " :

$$\text{Capacidad Anular} = \frac{\left[(ID_{\text{CSG } 20"})^2 - \left(OD_{\text{CSG } 13\frac{3}{8}"} \right)^2 \right]}{1029,4}$$

$$\text{Cap. Anular} = \frac{19,124^2 - 13,375^2}{1029,4} = 0,1815 \text{ lbs/pie}$$

Entre Hoyo de 16,3" y CSG 13 $\frac{3}{8}$ " :

$$\text{Capacidad Anular} = \frac{\left[(\varnothing_{\text{Hoyo}})^2 - \left(OD_{\text{CSG } 13\frac{3}{8}"} \right)^2 \right]}{1029,4}$$

$$\text{Cap. Anular} = \frac{16,3^2 - 13,375^2}{1029,4} = 0,0843 \text{ lbs/pie}$$

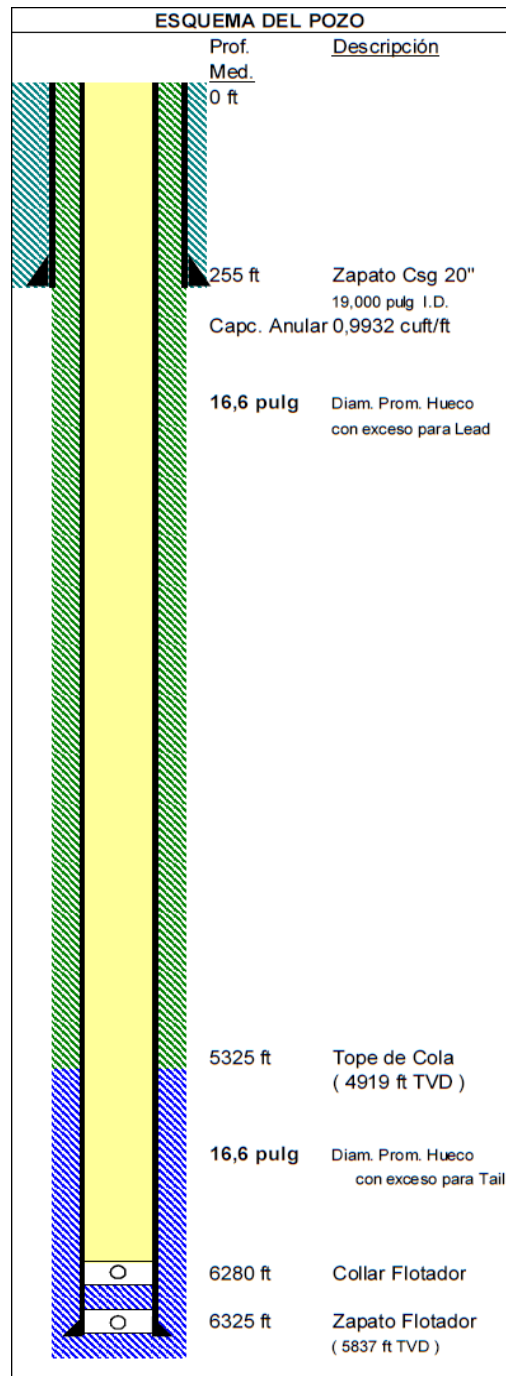


Figura 4.1.- Esquema del pozo de la cementación del revestimiento superficial.

Fuente: Programa de Perforación

Lechada de Cabeza:➤ **Volumen de la lechada:**

$$V_{Total LC} = V_{LC 1} + V_{LC 2}$$

$$V_{LC 1} = \text{Cap. Anular CSG de } 20'' \text{ y CSG de } 13\frac{3}{8}'' \times \text{Long. Tope} \times 5,615 \text{ ft}^3/\text{bbl}$$

$$V_{LC 1} = 0,1815 \times 255 \times 5,615 = 260 \text{ ft}^3$$

$$V_{LC 2} = \text{Cap. Anular Hoyo de } 16,3'' \text{ y CSG } 13\frac{3}{8}'' \times \text{Long. Seleccionada} \times 5,615 \text{ ft}^3/\text{bbl}$$

$$\text{Long. Seleccionada} = (5325 - 255) \text{ ft} = 5070 \text{ ft}$$

$$V_{LC 2} = 0,0843 \times 5070 \times 5,615 = 2400 \text{ ft}^3$$

$$V_{Total LC} = 260 + 2400 = 2660 \text{ ft}^3$$

➤ **Número de Sacos de Cemento:**

$$\# Sx = \frac{V_{Total LC}}{\text{Rendimiento}}$$

$$\# Sx = \frac{2660 \text{ ft}^3}{1,96 \text{ ft}^3/\text{sx}} = 1357 Sx$$

Tomando en cuenta el criterio de seguridad, los sacos de cemento se los incrementará en un 10%.

$$\# Total de Sacos = 1357 Sx \times 1.10 = 1493 Sx.$$

➤ Requerimiento Total de Agua

$$R_{T. Agua} = \frac{Req. Agua \times \# Sx}{42 gal/bbls}$$

$$R_{T. Agua} = \frac{(9,45 gal/sx) \times (1493 sx)}{42 gal/bbls} = 335 bbls de agua$$

Lechada de Cola

➤ **Volumen de la lechada:**

$$Long. Anular = (6325 - 5325) pies$$

$$Long. Anular = 1000 pies$$

$$V_{LC} = Cap. Anular \times Long. Anular \times 1,10 \times 5,615 ft^3/bbl$$

$$V_{LC} = 0,0843 \times 1000 \times 1,10 \times 5,615 = 521 ft^3$$

$$Long. Interna Seleccionada = h_{c/z} = (6325 - 6280) ft = 45 pies$$

$$V_1 = Cap. Interna \times Long. Int. \times 5,615 ft^3/bbl$$

$$V_1 = 0,1481 \times 45 \times 5,615 ft^3/bbl = 37 ft^3$$

Por lo tanto el volumen de lechada de cola:

$$V_{TLC} = 521 ft^3 + 37 ft^3 = 558 ft^3$$

➤ Número de Sacos de Cemento:

$$\# Sx = \frac{V_{TLc}}{\text{Rendimiento}}$$

$$\# Sx = \frac{558 \text{ ft}^3}{1,32 \text{ ft}^3/\text{sx}} = 423 Sx$$

➤ Requerimiento Total de Agua

$$R_{T. \text{ Agua}} = \frac{\text{Req. Agua} \times \# Sx}{42 \text{ gal/bbls}}$$

$$R_{T. \text{ Agua}} = \frac{(5,41 \text{ gal/sx}) \times (423 \text{ sx})}{42 \text{ gal/bbls}} = 54 \text{ bbls de agua}$$

Volumen de Desplazamiento

$$\text{Long. Interna Seleccionada} = \text{Long. CSG } 13\frac{3}{8}'' - h_{c/z}$$

$$\text{Long. Inte. Seleccionada} = (6325 - 45)\text{pies} = 6280 \text{ pies}$$

$$V_D = \text{Cap. Interna} \times \text{Long. Interna}$$

$$V_D = 0,1481 (\text{bbls/pie}) \times 6280 = 930 \text{ bbl}$$

4.1.3. Cementación de Revestimiento Intermedio de $9\frac{5}{8}$ "

Para la cementación del casing de $9\frac{5}{8}$ ", el cemento utilizado para la lechada es un cemento de Clase "G". En las tablas 4.5 y 4.6 se encuentran las propiedades de la tubería y la lechada respectivamente.

TABLA 4.5

CASING (Pulg)	INFORMACIÓN DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO				
	ID (Pulg)	OD (Pulg.)	LONGITUD CASING (pies)	GRADO TUBERÍA	DIAMETRO BROCA (Pulg.)
$9\frac{5}{8}$ "	8,681"	9,625	10421'	C – 95	12,25

TABLA 4.6
PROPIEDADES DE LA LECHADA
TUBERIA DE REVESTIMIENTO DE PRODUCCIÓN

RELLENO			COLA		
CEMENTO CLASE "G"			CEMENTO CLASE "G"		
Densidad (<i>lb/gal</i>)	Rendimiento (<i>pie³/sx</i>)	Tope (<i>pie</i>)	Densidad (<i>lb/gal</i>)	Rendimiento (<i>pie³/sx</i>)	Tope (<i>pie</i>)
14,0	1,82	6125'	14,8	1,61	9421'
Requerimiento de Agua (<i>gal/sx</i>)					
9,16			7,48		

Casing
9 5/8"

Los cálculos requeridos para determinar el número de sacos y los barriles de lechada necesarios en la operación, se obtendrán mediante los siguientes cálculos:

➤ Capacidad Interna

$$Capacidad\ Interna = \frac{\left(ID_{CSG\ 9\frac{5}{8}} \right)^2}{1029,4}$$

$$Capacidad\ Interna = \frac{8,681^2}{1029,4} = 0,0732\ lbs/pie$$

➤ Capacidad Anular:

$$\text{Capacidad Anular} = \frac{\left[(\varnothing_{\text{Hoyo}})^2 - \left(OD_{\text{CSG } 9\frac{5}{8}} \right)^2 \right]}{1029,4}$$

- Entre CSG de $13\frac{3}{8}$ " y CSG de $9\frac{5}{8}$ " :

$$\text{Capacidad Anular} = \frac{\left[\left(ID_{\text{CSG } 13\frac{3}{8}} \right)^2 - \left(OD_{\text{CSG } 9\frac{5}{8}} \right)^2 \right]}{1029,4}$$

$$\text{Cap. Anular} = \frac{12,347^2 - 9,625^2}{1029,4} = 0,0581 \text{ lbs/pie}$$

- Entre Hoyo de 14,14 y CSG $9\frac{5}{8}$ " :

$$\text{Capacidad Anular} = \frac{\left[(\varnothing_{\text{Hoyo}})^2 - \left(OD_{\text{CSG } 9\frac{5}{8}} \right)^2 \right]}{1029,4}$$

$$\text{Cap. Anular} = \frac{14,14^2 - 9,625^2}{1029,4} = 0,1042 \text{ lbs/pie}$$

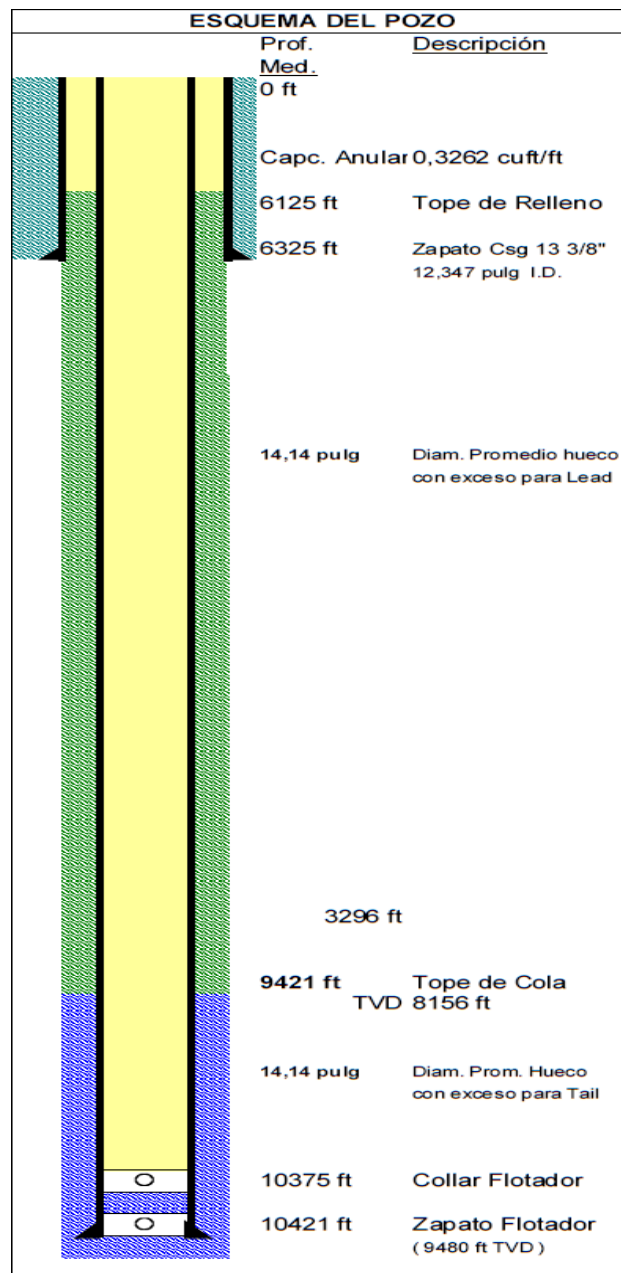


Figura 4.2.- Esquema del pozo de la cementación del revestimiento del casing de $9\frac{5}{8}$

Fuente: Programa de Perforación

Lechada de Cabeza:**Volumen de la lechada:**

$$V_{T. LC} = V_{LC 1} + V_{LC 2}$$

$$V_{LC 1} = \text{Cap. Anular CSG de } 13\frac{3}{8}'' \text{ y CSG de } 9\frac{5}{8}'' \times \text{Long. Selec.} \times$$

$$5,615 \text{ ft}^3/\text{bbl}$$

$$\text{Long. Seleccionada} = (6325 - 6125) \text{ ft} = 200 \text{ ft}$$

$$V_{LC 1} = 0,0581 \times 200 \times 5,615 = 65 \text{ ft}^3$$

$$V_{LC 2} = \text{Cap. Anular Hoyo de } 14,14 \text{ y CSG } 9\frac{5}{8}'' \times \text{Long. Selec.} \times 5,615 \text{ ft}^3/\text{bbl}$$

$$\text{Long. Seleccionada} = (9421 - 6325) \text{ ft} = 3096 \text{ ft}$$

$$V_{LC 2} = 0,1042 \times 3096 \times 5,615 = 1811 \text{ ft}^3$$

$$V_{Total LC} = 65 + 1811 = 1876 \text{ ft}^3$$

➤ **Número de Sacos de Cemento:**

$$\# Sx = \frac{V_{T. LC}}{\text{Rendimiento}}$$

$$\# Sx = \frac{1876 \text{ ft}^3}{1,82 \text{ ft}^3/\text{sx}} = 1031 Sx$$

Tomando en cuenta el criterio de seguridad, los sacos de cemento se los incrementará en un 10%.

$$\# \text{ Total de Sacos} = 1031 \text{ Sx} \times 1.10 = 1134 \text{ Sx.}$$

➤ Requerimiento Total de Agua

$$R_{T. \text{ Agua}} = \frac{\text{Req. Agua} \times \# \text{ Sx}}{42 \text{ gal/bbls}}$$

$$R_{T. \text{ Agua}} = \frac{(9,16 \text{ gal/sx}) \times (1134 \text{ sx})}{42 \text{ gal/bbls}} = 247 \text{ bbls de agua}$$

Lechada de Cola

➤ **Volumen de la lechada:**

$$\text{Long. Anular} = (10421 - 9421) \text{ pies}$$

$$\text{Long. Anular} = 1000 \text{ pies}$$

$$V_{LC} = \text{Cap. Anular Hoyo de } 14,14 \text{ y CSG } 9 \frac{5}{8}'' \times \text{Long. Anular} \times 5,615 \text{ ft}^3/\text{bbl}$$

$$V_{LC} = 0,1042 \times 1000 \times 5,615 = 585 \text{ ft}^3$$

$$\text{Long. Interma Seleccionada} = h_{c/z} = (10421 - 10375) \text{ ft} = 46 \text{ ft}$$

$$V_1 = \text{Cap. Interna} \times \text{Long. Int.} \times 5,615 \text{ ft}^3/\text{bbl}$$

$$V_1 = 0,0731 \times 46 \times 5,615 \text{ ft}^3/\text{bbl} = 19 \text{ ft}^3$$

Por lo tanto el volumen de lechada de cola:

$$V_{TLC} = 585 \text{ ft}^3 + 19 \text{ ft}^3 = 604 \text{ ft}^3$$

Número de Sacos de Cemento:

$$\# Sx = \frac{V_{TLC}}{\text{Rendimiento}}$$

$$\# Sx = \frac{604 \text{ ft}^3}{1,61 \text{ ft}^3/sx} = 375 Sx$$

Tomando en cuenta el criterio de seguridad, los sacos de cemento se los incrementará en un 10%

$$\# \text{ Total de Sacos} = 375 Sx \times 1.10 = 413 Sx.$$

➤ Requerimiento Total de Agua

$$R_{T. Agua} = \frac{\text{Req. Agua} \times \# Sx}{42 \text{ gal/bbls}}$$

$$R_{T. Agua} = \frac{(7,48 \text{ gal/sx}) \times (413 \text{ sx})}{42 \text{ gal/bbls}} = 74 \text{ bbls de agua}$$

Volumen de Desplazamiento

$$\text{Long. Interna Seleccionada} = \text{Long. CSG } 9\frac{5}{8} - h_{c/z}$$

$$\text{Long. Inte. Seleccionada} = (10421 - 46) \text{ pies} = 10375 \text{ pies}$$

$$V_D = \text{Cap. Interna} \times \text{Long. Interna}$$

$$V_D = 0,0731 \text{ (bbls/pie)} \times 10375 = 758 \text{ bbl}$$

4.2. Secuencia Operacional

- ✓ Se instaló cabeza de cementación y líneas.
- ✓ Se probaron líneas de cementación por 5 minutos.
- ✓ El trabajo de cementación se lo realiza según el siguiente programa:
 - Se bombea Mud Clean Acid.
 - Se bombea agua tratada con KCl.
 - Se bombea MCS Spacer.
 - Se bombea agua tratada
 - Se suelta tapón inferior flexible y se desplaza con agua tratada.
 - Se bombea lechada de relleno
 - Se bombea lechada de cola

- Se suelta tapón superior con determinados barriles de agua.
 - Se desplaza lodo con bombas del taladro.
 - Se asienta tapón e incrementa presión por 5 minutos
 - Back Flow.
- ✓ Se retira las líneas y cabeza de cementación.
 - ✓ Se desarma BOP y camisa del Flow Line.
 - ✓ Se corta y bisela la tubería de revestimiento.
 - ✓ Se instala la sección "B" del cabezal y se prueban sellos.
 - ✓ Se bajó y asentó tapón en sección "B", se probó conjunto BOP.

4.3. Costo de Cementación

TABLA 4.7						
Análisis Económico de la Tubería de Revestimiento						
Tubería	Tipo de Cemento	$\frac{\$}{\text{saco}}$	# de Sacos L. Cabeza	# de Sacos L. Cola	# de Sacos Totales	Costo (\$)
20"	A	9	319	---	319	2,871
13 3/8"	A	9	1493	423	1916	17,244
9 5/8"	G	16,60	1134	413	1547	25,680-20
					Total (\$)	45,795.20

CAPÍTULO 5

5. INFORMACION DEL LINER DE PRODUCCION

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 liner pueden funcionar como tubería intermedia o de producción, normalmente cementada en toda su longitud.

Entre sus funciones están:

- 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.
- Reducción de Costo. 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. LINER DE PRODUCCIÓN.

El casing 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.

En el caso de nuestro pozo ESPOL J - 03D, el liner de producción a ser usado es denominado COLGADOR HIDRAULICO EXPANDIBLE TORXS, de 7" y con un peso nominal de 26 lb/ft el cual tiene una longitud de 1063.7 ft, la profundidad a la cual se ubicara la boca del liner a una profundidad de 10218.35 ft (TVD), el liner colgara de la pared del casing de 9 ^{5/8} por 202.6 ft. La presión de expansión necesaria para el colgador es de 3100 psi (nominal).

5.2. DISEÑO DE LINER DE PRODUCCIÓN.

El liner de producción de 7" será colgado en el revestidor intermedio a una profundidad de 10218,35' (MD) y se asentara a una profundidad de 11282.05 (MD), 10285 ft (TVD).

a) *Calculo de la presión de formación :*

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

$$P_f = 0.5 \frac{psi}{ft} * 10285 ft$$

$$P_f = 5143 psi$$

b) Cálculo de la presión Hidrostática:

$$P_H = 0.052 * \rho_{FP} * D_{TVD}$$

$$P_H = 0.052 * 9.1 \frac{lb}{gal} * 10285 ft$$

$$P_H = 4867 psi$$

c) Cálculo de la presión de colapso:

$$P_C = P_H * FSC$$

$$P_C = 4867 psi * 1.125$$

$$P_C = 5475 psi$$

En base a la presión de colapso seleccionamos una tubería que resista este esfuerzo, tomando un intervalo de +- 300 psi, obtenemos la siguiente tubería con las características detalladas:

d) Cálculo de la presión de estallido:

$$P_E = P_F * FSE$$

$$P_E = 5143 \text{ psi} * 1.0$$

$$P_E = 5143 \text{ psi}$$

e) Cálculo del peso total del casing:

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

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

$$D_{PN} = 11282 \text{ ft} * (1 - (0.015 * 9,1 \text{ lpg}))$$

$$D_{PN} = 9742 \text{ ft}$$

En base a la presión de colapso seleccionamos una tubería que resista este esfuerzo, tomando un intervalo de +- 300 psi, obtenemos la siguiente tubería con las características detalladas:

TABLA 5.1

Diámetro Tubería (in)	Grado	Peso Nominal (lbs/ft)	ID(in)	Rc (Psi)	Re(Psi)	Rt(lb)
7	C75	29	6,184	6760	7650	707000

La tubería C-75 de 29 *lbs/ft* tiene una resistencia al colapso de 6760 (*psi*) mucho mayor que la presión al colapso obtenida en los cálculos anteriores, por lo tanto esta tubería puede ser utilizada en nuestro diseño de liner de producción.

f) Cálculo del peso total del liner:

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

$$W_{tr} = (9742 \text{ ft}) * 29 \text{ lb/ft}$$

$$W_{tr} = 282,52 \text{ Lbs}$$

La tubería C-75 de 29 *Lbs/Pie* resiste por tensión 707000 Lbs.

Mientras que le resistencia por diseño será:

$$RT = \frac{707000 \text{ Lbs}}{2} = 353500 \text{ Lbs}$$

Por lo que podemos concluir que:

$RT > WTR \therefore$ La Tubería resiste por Tensión hasta superficie.

g) Verificación de la resistencia por estallido.

De la tabla de especificaciones API, encontramos que para una tubería de diámetro externo de 7" y de grado C-75 con un peso nominal de 29 lb/ft le corresponde una resistencia al estallido de 7650 psi. y la cual es mayor a la presión de estallido $P_e = 5143$ psi calculada anteriormente, por tanto la tubería resiste por estallido.

h) Verificación de la resistencia por estallido.

De la tabla de especificaciones API, encontramos que para una tubería de diámetro externo de 7" y de grado C-75 con un

peso nominal de 29 lb/ft le corresponde una resistencia al estallido de 7650 psi., la cual es mayor a la presión de estallido **PE= 5641 psi**, por tanto la tubería resiste por estallido.

5.3. CORRIDA DE LINER DE PRODUCCION.

- Reunión pre-operacional para discutir el programa de corrida del liner y las operaciones de cementación.
- Se debe realizar una reunión de seguridad con todo el personal involucrado en la operación. El trabajo no debe empezar hasta que todas las dudas sean aclaradas.
- Circular el pozo de acuerdo a instrucciones de la compañía operadora.
- Realizar tally del conjunto a bajar y discutirlo con el personal involucrado en la operación.
- Contar el número total de juntas de “casing de 7” y DP NC-50 en los “racks” y la locación.
- Asegurarse que el DP sea calibrado con un calibrador mínimo de 2.250” OD. Cuando se calibre el DP se debe tener cuidado especial en no soltar el calibrador dentro del pozo.

- Bajar lo siguiente:
- Zapato flotador de 7"
- Junta # 17" BTC Box x Pin 26 lb/ft 80KSI
- Collar Flotador 7" BTC Box x Pin 26 lb/ft 80 KSI
- Junta # 27" BTC Box x Pin 26 lb/ft 80KSI
- Inserto Landing Collar 7"
- Junta # 37" BTC Box x Pin 26 bl/ft 80KSI
- Revisar el correcto funcionamiento de las válvulas en el equipo de flotación, No colocar las cuñas y/o llaves en el equipo de flotación.
- Bajar con el número indicado de juntas de casing de 7" de acuerdo al tally. En cada conexión, cubrir la junta para prevenir basura o cualquier elemento caiga dentro del liner, hasta el landing collar.
- Llenar la tubería cada junta
- Levantar el ensamblaje del colgador y conectarlo sobre el liner.
- Dejando las cuñas sosteniendo el liner, y con el collarín, levantar 3-4 pies para probar si la herramienta de asentamiento y las otras conexiones están ajustadas apropiadamente, de ser así, sacar las cuñas.
- Revisar el Colgador y la camisa de asentamiento por cualquier daño, tomar pesos. Bajar el ensamblaje del colgador a través de la rotaria y poner las cuñas de 4 ½" en el nipple de levante. No colocar las cuñas en la camisa de asentamiento.

- Antes de continuar bajando el liner, conectar la cabeza de cementación. Esto deberá realizarse de dos diferentes formas:
 - Con 2 juntas y 1 tubo corto para dejar en el derrick.
 - Con 1 junta para dejar en los racks. En este punto revisar en la mesa rotaria con circulación, que el tapón esta apropiadamente instalado en la cabeza de cementación.
- Bajar con 6 *paradas de HW* seguidas de DP, llenar la tubería cada 10 paradas. Espaciar la tubería para colocar la cabeza de cementación modelo TD +/- 9 ft sobre la meza rotaria con el zapato en el fondo. Calibrar todos los tubos y tubos cortos en la rotaria.
- En el zapato de 9-5/8" establecer circulación para limpiar y determinar presiones del agujero. Realizar las pruebas de bombeo por 10 min en cada etapa tomando parámetro a:
 - 250 GPM 550 (psi)
 - 300 GPM 700 (psi)
 - 350 GPM 850 (psi)
- Continuar bajando en el Agujero abierto llenando la tubería cada 10 paradas y rompiendo circulación. Solo si es necesario circular para llevar el liner a fondo. Luego levantar la sarta 5-10 pies del fondo para sacar cualquier torque residual atrapado en el fondo. Establecer rotación utilizando las recomendaciones arriba descritas.

- Conectar la junta con la cabeza de cementación y continuar bajando hasta TD.
- Bajar el liner hasta la profundidad determinada más 3 pies, marcar tubería. Anotar pesos subiendo y bajando. Levantar 3 pies y dejar el liner en posición de asentamiento.

- Establecer circulación para limpiar y determinar presiones del agujero. Realizar pruebas de bombeo por 10 min en cada etapa tomando parámetro a:
 - 250 GPM 600 (psi)
 - 300 GPM 800 (psi)
 - 350 GPM 1100 (psi)
- Después de que se ha terminado de circular, soltar bola de bronce de 1 $\frac{3}{4}$ "", dejarla gravitar por +/- 40 min (o ayudarla con bomba de ser necesario) hasta que llegue al asiento de bola, mientras Cía. cementación conecta líneas y las prueba con 6,000 psi.
- Empezar con el proceso de asentamiento del Liner Hanger. Incrementar presión a 1,000 psi.
- Incrementar presión a 3000 psi y mantenerla por [2] minutos permitiendo a la herramienta la primera expansión. El colgador debería estar asentado en este punto.

- Manteniendo presión, levantar con 30,000 lb de overpull (390 klbs) y probar que el Colgador se ha expandido. Regresar a posición neutral.
- Incrementar presión a 3500 psi para romper asiento de bola y reestablecer circulación.
- Resetear la herramienta con 50,000 lb de peso y ayudar a liberar el ancla de el liner. En este punto la herramienta estará lista para la segunda etapa (el colgador habrá expandido de 10 a 12 pulgadas de recorrido) 310 kls Subiendo, 220 klbs Bajando.
- Levantar de 5-6 pies para confirmar que la herramienta ha sido liberada. El ancla y la herramienta de asentamiento deberían estar libres en este momento.
- Dejar colocado 50000lb de peso por efectos de movimiento de tubería para la cementación; siempre estar pendiente de cualquier movimiento hacia arriba por presiones de circulación y/o Cementación que actúan en el colgador.
- Romper circulación. Realizar pruebas de bombeo. Anotar presiones de circulación y comparar con las presiones antes de la expansión del colgador.
- La compañía de lodos tratará, limpiará y controlará el lodo de acuerdo a instrucciones del Company Man.
- En este punto realizar las operaciones de Cementación acorde con el programa de Cía... cementación.

- Bombear espaciadores y lechada acorde a programa de CIA de cementación.
- Liberar tapones de desplazamiento (Pump Down Plug), lavar las líneas cerrando la cabeza de Cementación y colocando la "T" en la mesa rotaria para descargar el lavado a la Flow Line; abrir la cabeza de Cementación y desplazar con bombas; se recomienda que el desplazamiento de la capacidad de liner se lo realice con agua y el resto con lodo. Se observa enganche de tapones a 174 bls de 300 a 1600 PSI.
- Resetear volúmenes y continuar con el desplazamiento del liner, en este punto se debe incrementar el caudal de bombeo.
- Se observa bumb de tapones con 38 bbl de la capacidad del liner de 700 a 1200 psi.
- Revisar Retorno en los tapones. 1bls
- Después de haber completado la Cementación, levantar la herramienta de 9.5 a 10.5 pies. El resorte en los perros de la válvula de mariposa será activado, después de realizar esta operación, no levantar mas de esta longitud ya que el "pack off " podría salirse de la unidad de sellos y levantar menos podría no activar la válvula de mariposa.
- Poner peso lentamente para cerrar la válvula de mariposa y resetear la herramienta para segunda expansión.
- Una vez que la válvula de mariposa esta activada, el DP se encuentra cerrado en este momento.

- Con Aproximadamente a 400 psi de diferencial de presión se desbloqueará el Collet y permitirá mover los cilindros en la herramienta. Presión diferencial activara el ancla para evitar movimiento de la herramienta hacia arriba.
- Aplicar 1,000 psi de presión y levantar sarta 30,000 lbs de tensión para estar seguros de que la válvula de mariposa esta cerrada y que el ancla se encuentra activada. Si se aprecia tensión, liberar presión y poner 50,000 lbs. de peso.
- Incrementar presión a 2,800-3,100 psi y mantener por [1] minuto para permitir que la herramienta complete su segunda etapa. La empaquetadura debería estar expandida en este punto.
- Continúe incrementando presión hasta +/- 4,000 psi para establecer circulación.
- Poner 50,000 lb. de peso para cerrar cilindros, Cía. cementación debe haber desconectado rápidamente sus líneas de la cabeza de cementación.
- Manteniendo 1,000 psi por directa levantar la sarta hasta el tope del liner.
- Circular en directa para limpiar cualquier exceso de cemento en el pozo 2 fondos arriba reciprocando la sarta.

5.4. DISEÑO DEL PROGRAMA DE CEMENTACIÓN.

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

V₁: Sección de 202.6 ft por encima del colgador (ID de 9 5/8" y OD del drill pipe de 5").

$$V_1 = 0.00319 * (8.535^2 - 5^2) \text{pulg}^2 * 202,6 \text{ ft} = 30.9227 \text{ft}^3$$

V₂: Sección de 200 ft por debajo del colgador (ID de 9 5/8" y OD del liner de 7").

$$V_2 = 0.00319 * (8.535^2 - 7^2) \text{pulg}^2 * 200 \text{ ft} = 15.21 \text{ft}^3$$

V₃: Sección desde el asentamiento de la tubería 9 5/8" hasta el TD.

$$V_3 = 0.00319 * (8.5^2 - 7^2) \text{pulg}^2 * (11282.05) \text{ft} = 836.76 \text{ft}^3$$

V₄: Sección de 40 ft del bolsillo para circular cemento.

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

$$V_{total} = V_1 + V_2 + V_3 + V_4 = 30.97 + 15.21 + 836.76 + 9.22 \text{ft}^3$$

$$V_{total} = 892.16 \text{ft}^3$$

$$\# \text{ Sacos} = \frac{V_{total}}{\text{Rendimiento}}$$

$$\# \text{ Sacos} = \frac{892.16 \text{ft}^3}{1.35} = 661 \text{ sxs}$$

Exceso por seguridad: 10 %

$$\# \text{ De Sacos} = 661 * 1.10 = 726.94 \text{ sxs.}$$

5.5. CEMENTACION DE LINER DE PRODUCCIÓN

- Instalar el Zapato flotador, collar flotador, centralizadores y raspadores frente a las arenas productivas según tally
- Posterior a tener el cáliper del pozo corrido con herramienta de 4 brazos o 6 brazos, correr simulador de cementación y asegurar un stand off lo más alto posible.
- Continuar corriendo el liner de 7" e instalar los elementos de liner.

- 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.
- 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.
- Continuar corriendo el liner en hueco abierto, circular según se requiera, circular en frente de las zonas productoras para remover el enjarre del lodo.
- A profundidad de punto de casing, circular hasta observar zaran-
das limpias, para luego conectar el manifold de cementación y ca-
beza de cementación. Se deberá dejar el cuello de la tubería de
perforación como mínimo 10 ft por encima del nivel del RKB.
- Proceder a probar línea de cementación para asegurar la eficien-
cia de la prueba.
- Establecer circulación para acondicionar el YP del lodo a BHCT
menor a 18 lb/100 ft², hasta obtener un perfil de geles con com-
portamiento plano a BHCT (mínimo dos fondos arriba). Durante el
periodo de circulación verificar presión de circulación vs presión
de diseño. Reciprocarse el liner en todo momento.
- Mezclar lavadores y agua de mezcla para las lechadas.

- Pre mezclar el cemento.
- Iniciar el trabajo de cementación bombeado pre flujo y espaciador.
- Bombear las lechadas de cemento.
- Lanzar el Pump Down Plug (Verificar la banderilla de la cabeza de cementación), iniciar desplazamiento con la unidad cementadora.
- Reducir la tasa de desplazamiento 10 bbls antes de alcanzar el wiper plugo. 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.
- Lanzar la bola para expansión del liner, (50 minutos).
- 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 de 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.

- 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, para el bombeo y monitorear la caída de presión.
- Libere presión en el camión cementador y registre volúmenes de back flow.
- Después de asegurar el sentamiento del liner. Tensionar para chequear el sentamiento.
- Levantar 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).
- Se recomienda de manera enfática WOC 72 horas como mínimo antes de realizar registros eléctricos.

Actividades previas al asentamiento:

- La circulación para acondicionar el pozo se debe realizar a través del Top Drive.
- El bombeo de espaciadores y el cemento, debe ser realizado a través de las entradas laterales de 2" de la TDCH. Se debe tener

cuidado especial en que la BOP en el top drive este cerrada durante estas operaciones.

- Antes de empezar con las operaciones de cementación aplicar presión y revisar la integridad del BOP en el TD.
- El equipo de superficie debe ser revisado en locación.
- Verificar compatibilidad de conexiones de 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 de liner.

5.6. COSTOS DE OPERACION

A continuación se procede a estimar los costos tanto en el diseño de revestidores como para el cemento a utilizar, sin considerar el liner de producción:

DISEÑO DE REVESTIDOR

Casing (Plg.)	26"	16"	12 ¼"	Total
Pies Perforados	255	6070	4096	10421
Costo del Intervalo-pie (\$/pie)	12.90	8.87	39.49	20.42
Costo Total del Intervalo (\$)	3290	53866.72	161750.8	218907.52

CEMENTO

CASING (Plg.)	26"	16"	12 ¼"	Total
Tipo de cemento	A	A	G	-
Costo/saco (Usd)	9	9	16,60	-

Sacos	336	1 .910	1406	3652
Costo por intervalo (Usd)	3 .024	17190	23339,6	43553.6

CAPÍTULO 6

6. CONCLUSIONES Y RECOMENADACIONES

6.1 CONCLUSIONES

- 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.
- Ya que los liners de producción no llegan hasta superficie, la utilización de estos reduce el costo total de perforación y completación de un pozo, al igual que permite llegar a una mayor profundidad.
- EL uso del liner hanger expandible como una herramienta de perforación ofrece diferentes ventajas y reduce varios de los riesgos que implica el uso del sistema de liner convencional.

- La utilización de los ensamblajes adecuados y el seguimiento detallado y continuo de la trayectoria del pozo, combinada con una respuesta inmediata por parte del equipo direccional, proporcionaron resultados halagadores y óptimos a la vista del cliente.
- Los volúmenes de cementación fueron calculados aumentando 10 ft a la profundidad de asentamiento del zapato de cada revestimiento, pues en la perforación de cada sección siempre se llega a una profundidad mayor a la de asentamiento para que durante la cementación las lechadas pueden circular.

6.2 RECOMENDACIONES

- Debe considerarse tiempos más conservadores, acordes con la realidad del campo a perforarse y con la geometría del pozo.
- En cuanto al diseño del revestimiento nunca debe comprometerse la seguridad de la operación, a pesar de escoger un diseño más económico.
- Iniciar la perforación del pozo cuando el taladro tenga armadas todas las paradas en la torre o considerar este tiempo de armada dentro de la curva de tiempo estimada
- Es preferible utilizar dos tipos de lechada en la cementación, una lechada tail que es de mayor peso y una lechada de lead que es de menor peso.
- Seguimiento detallado y respuestas adecuadas e inmediatas garantizaron un buen control direccional del pozo.
- Tener precaución en revisar que el equipo esté funcionando de manera adecuada y no tenga daños en elastómeros y demás equipos.

ANEXOS

TABLE NO. 203
DIMENSIONS AND STRENGTHS OF CASING

Size O.D. In.	Grade	Wt. Per Ft. With Cplg., Lb.	Inside Dia. In.	Thread & Cplg.		Extreme Line		Col'per Resistance PSI	Internal Yield Pressure PSI**				Joint Strength - 1000 Lbs.**				
				Drift Dia. In.	O.D. of Cplg. In.	Drift Dia. In.	O.D. of Box In.		Plain End or Ext. Line	Round Thread		But. tress Thd.	** Body Yield Stgth. 1,000 Lbs.	Thread & Cplg. Joint		Ext. Line Joint	
										Short	Long			Round Thread	But. tress Thd.		
7	*F-25	17.00	6.538	6.413	7.656	—	—	1,100	—	1,440	—	—	123	118	—	—	—
	H-40	17.00	6.538	6.413	7.656	—	—	1,450	2,310	2,310	—	—	196	122	—	—	—
	H-40	20.00	6.456	6.331	7.656	—	—	1,980	2,720	2,720	—	—	230	176	—	—	—
	J-55	20.00	6.456	6.331	7.656	—	—	2,270	3,740	3,740	—	—	316	234	—	—	—
	J-55	23.00	6.366	6.241	7.656	6.151	7.390	3,270	4,360	4,360	4,360	4,360	366	284	313	432	499
	J-55	26.00	6.276	6.151	7.656	6.151	7.390	4,320	4,980	4,980	4,980	4,980	415	334	367	490	506
	K-55	20.00	6.456	6.331	7.656	—	—	2,270	3,740	3,740	—	—	316	254	—	—	—
	K-55	23.00	6.366	6.241	7.656	6.151	7.390	3,270	4,360	4,360	4,360	4,360	366	309	341	522	632
	K-55	26.00	6.276	6.151	7.656	6.151	7.390	4,320	4,980	4,980	4,980	4,980	415	364	401	592	641
	C-75	23.00	6.366	6.241	7.656	6.151	7.390	3,770	5,940	—	5,940	5,940	499	—	416	557	632
	C-75	26.00	6.276	6.151	7.656	6.151	7.390	5,250	6,790	—	6,790	6,790	566	—	489	631	641
	C-75	29.00	6.184	6.059	7.656	6.059	7.390	6,760	7,650	—	7,650	7,650	634	—	562	707	685
	C-75	32.00	6.094	5.969	7.656	5.969	7.390	8,230	8,490	—	8,490	7,930	699	—	633	779	761
	C-75	35.00	6.004	5.879	7.656	5.879	7.530	9,710	9,340	—	8,660	7,930	763	—	703	833	850
	C-75	38.00	5.920	5.795	7.656	5.795	7.530	10,680	10,120	—	8,660	7,930	822	—	767	833	917
	N-80	23.00	6.366	6.241	7.656	6.151	7.390	3,830	6,340	—	6,340	6,340	532	—	442	588	666
	N-80	26.00	6.276	6.151	7.656	6.151	7.390	5,470	7,240	—	7,240	7,240	604	—	519	667	675
	N-80	29.00	6.184	6.059	7.656	6.059	7.390	7,020	8,160	—	8,160	8,160	676	—	597	746	721
	N-80	32.00	6.094	5.969	7.656	5.969	7.390	8,600	9,060	—	9,060	8,460	745	—	672	823	801
	N-80	35.00	6.004	5.879	7.656	5.879	7.530	10,180	9,960	—	9,240	8,460	814	—	746	876	895
	N-80	38.00	5.920	5.795	7.656	5.795	7.530	11,390	10,800	—	9,240	8,460	877	—	814	876	965
	C-95	23.00	6.366	6.241	7.656	6.151	7.390	4,150	7,530	—	7,530	7,530	632	—	505	636	699
	C-95	26.00	6.276	6.151	7.656	6.151	7.390	5,870	8,600	—	8,600	8,600	717	—	593	722	709
	C-95	29.00	6.184	6.059	7.656	6.059	7.390	7,820	9,690	—	9,690	9,690	803	—	683	808	757
	C-95	32.00	6.094	5.969	7.656	5.969	7.390	9,730	10,760	—	10,760	10,050	885	—	768	891	841
	C-95	35.00	6.004	5.879	7.656	5.879	7.530	11,640	11,830	—	10,970	10,050	966	—	853	920	940
	C-95	38.00	5.920	5.795	7.656	5.795	7.530	13,420	12,820	—	10,970	10,050	1,041	—	931	920	1,013
	P-110	26.00	6.276	6.151	7.656	6.151	7.390	6,210	9,960	—	9,960	9,960	830	—	693	853	844
	P-110	29.00	6.184	6.059	7.656	6.059	7.390	8,510	11,220	—	11,220	11,220	929	—	797	955	902
	P-110	32.00	6.094	5.969	7.656	5.969	7.390	10,760	12,460	—	12,460	11,640	1,025	—	897	1,053	1,002
	P-110	35.00	6.004	5.879	7.656	5.879	7.530	13,010	13,700	—	12,700	11,640	1,119	—	996	1,096	1,118
	P-110	38.00	5.920	5.795	7.656	5.795	7.530	15,110	14,850	—	12,700	11,640	1,205	—	1,087	1,096	1,207
	*V-150	29.00	6.184	6.059	7.656	—	—	9,800	—	—	15,300	15,300	1,267	—	1,049	1,296	—
	*V-150	32.00	6.094	5.969	7.656	—	—	13,020	—	—	16,990	15,870	1,398	—	1,180	1,363	—
	*V-150	35.00	6.004	5.879	7.656	—	—	16,230	—	—	17,320	15,870	1,526	—	1,311	1,363	—
	*V-150	38.00	5.920	5.795	7.656	—	—	19,240	—	—	17,320	15,870	1,644	—	1,430	1,363	—

TABLE NO. 203
DIMENSIONS AND STRENGTHS OF CASING

Size O.D. In.	Grade	Wt. Per Ft. With Cplg., Lb.	Inside Dia. In.	Thread & Cplg.		Extreme Line		Col'per Resistance PSI	Internal Yield Pressure PSI**				Joint Strength - 1000 Lbs.**				
				Drift Dia. In.	O.D. of Cplg. In.	Drift Dia. In.	O.D. of Box In.		Plain End or Ext. Line	Round Thread		But-tress Thd.	Body Yield Stgth. 1,000 Lbs.	Thread & Cplg. Joint		Ext. Line Joint	
										Short	Long			Round Thread	But-tress Thd.		
9 5/8	*F-25	29.30	9.063	8.907	10.625	---	---	860	---	1,280	---	---	206	185	---	---	---
	H-40	37.30	9.001	8.845	10.625	---	---	1,400	2,270	2,270	---	---	365	254	---	---	---
	H-40	36.00	8.921	8.765	10.625	---	---	1,740	2,560	2,560	---	---	410	294	---	---	---
	J-55	36.00	8.921	8.765	10.625	---	---	2,020	3,520	3,520	3,520	3,520	564	394	453	639	---
	J-55	40.00	8.835	8.679	10.625	8.599	10.100	2,570	3,950	3,950	3,950	3,950	630	452	520	714	770
	K-55	36.00	8.921	8.765	10.625	---	---	2,020	3,520	3,520	3,520	3,520	564	423	489	755	---
	K-55	40.00	8.835	8.679	10.625	8.599	10.100	2,570	3,950	3,950	3,950	3,950	630	486	561	843	975
	C-75	40.00	8.835	8.679	10.625	8.599	10.100	2,980	5,390	---	5,390	5,390	859	---	694	926	975
	C-75	43.50	8.755	8.599	10.625	8.529	10.100	3,750	5,930	---	5,930	5,930	942	---	776	1,016	975
	C-75	47.00	8.681	8.525	10.625	8.525	10.100	4,630	6,440	---	6,440	6,440	1,018	---	852	1,098	1,032
	C-75	53.50	8.535	8.379	10.625	8.379	10.100	6,390	7,430	---	7,430	7,430	1,166	---	999	1,257	1,173
	N-80	40.00	8.835	8.679	10.625	8.599	10.100	3,090	5,750	---	5,750	5,750	916	---	737	979	1,027
	N-80	43.50	8.755	8.599	10.625	8.599	10.100	3,810	6,330	---	6,330	6,330	1,005	---	825	1,074	1,027
	N-80	47.00	8.681	8.525	10.625	8.525	10.100	4,750	6,870	---	6,870	6,870	1,086	---	905	1,161	1,086
	N-80	53.50	8.535	8.379	10.625	8.379	10.100	6,620	7,930	---	7,930	7,930	1,244	---	1,062	1,329	1,235
	C-95	40.00	8.835	8.679	10.625	8.599	10.100	3,330	6,820	---	6,820	6,820	1,088	---	847	1,074	1,078
	C-95	43.50	8.755	8.599	10.625	8.599	10.100	4,130	7,510	---	7,510	7,510	1,193	---	948	1,178	1,078
	C-95	47.00	8.681	8.525	10.625	8.525	10.100	5,080	8,150	---	8,150	8,150	1,289	---	1,040	1,273	1,141
	C-95	53.50	8.535	8.379	10.625	8.379	10.100	7,330	9,410	---	9,410	9,410	1,477	---	1,220	1,458	1,297
	P-110	43.50	8.755	8.599	10.625	8.599	10.100	4,410	8,700	---	8,700	8,700	1,381	---	1,106	1,388	1,283
	P-110	47.00	8.681	8.525	10.625	8.525	10.100	5,310	9,440	---	9,440	9,440	1,493	---	1,213	1,500	1,358
	P-110	53.50	8.535	8.379	10.625	8.379	10.100	7,930	10,900	---	10,900	10,900	1,710	---	1,422	1,718	1,544
	*V-150	53.50	8.535	8.379	10.625	---	---	8,970	---	---	14,860	14,860	2,332	---	1,909	2,321	---
	*V-150	58.40	8.435	8.279	10.625	---	---	11,570	---	---	16,230	16,230	2,532	---	2,098	2,519	---
*V-150	61.10	8.375	8.219	10.625	---	---	13,130	---	---	17,050	16,560	2,651	---	2,211	2,638	---	
*V-150	71.80	8.125	7.969	10.625	---	---	19,640	---	---	18,060	16,560	3,136	---	2,672	2,692	---	
10 3/4	*F-25	32.75	10.192	10.036	11.750	---	---	650	---	1,140	---	---	229	196	---	---	---
	H-40	32.75	10.192	10.036	11.750	---	---	880	1,820	1,820	---	---	367	205	---	---	---
	H-40	40.50	10.050	9.894	11.750	---	---	1,420	2,280	2,280	---	---	457	314	---	---	---
	J-55	40.50	10.050	9.894	11.750	---	---	1,580	3,130	3,130	---	3,130	629	420	---	700	---
	J-55	45.50	9.950	9.794	11.750	9.794	11.460	2,090	3,580	3,580	---	3,580	715	493	---	796	975
	J-55	51.00	9.850	9.694	11.750	9.694	11.460	2,700	4,030	4,030	---	4,030	801	565	---	891	1,092
	K-55	40.50	10.050	9.894	11.750	---	---	1,580	3,130	3,130	---	3,130	629	450	---	819	---
	K-55	45.50	9.950	9.794	11.750	9.794	11.460	2,090	3,580	3,580	---	3,580	715	528	---	931	1,236
	K-55	51.00	9.850	9.694	11.750	9.694	11.460	2,700	4,030	4,030	---	4,030	801	606	---	1,043	1,383
	C-75	51.00	9.850	9.694	11.750	9.694	11.460	3,100	5,490	5,490	---	5,490	1,092	756	---	1,160	1,383
	C-75	55.50	9.760	9.604	11.750	9.604	11.460	3,950	6,040	6,040	---	6,040	1,196	843	---	1,271	1,515
	N-80	51.00	9.850	9.694	11.750	9.694	11.460	3,220	5,860	5,860	---	5,860	1,165	804	---	1,228	1,456
	N-80	55.50	9.760	9.604	11.750	9.604	11.460	4,020	6,450	6,450	---	6,450	1,276	895	---	1,345	1,595
	C-95	51.00	9.850	9.694	11.750	9.694	11.460	3,490	6,960	6,960	---	6,960	1,383	927	---	1,354	1,529
	C-95	55.50	9.760	9.604	11.750	9.604	11.460	4,300	7,660	7,660	---	7,660	1,515	1,032	---	1,483	1,675
	P-110	51.00	9.850	9.694	11.750	9.694	11.460	3,670	8,060	8,060	---	8,060	1,602	1,080	---	1,594	1,820
	P-110	55.50	9.760	9.604	11.750	9.604	11.460	4,630	8,860	8,860	---	8,860	1,754	1,203	---	1,745	1,993
	P-110	60.70	9.660	9.504	11.750	9.504	11.460	5,860	9,760	9,760	---	9,760	1,922	1,338	---	1,912	2,000
	P-110	65.70	9.560	9.404	11.750	---	---	7,490	10,650	10,650	---	10,650	2,088	1,472	---	2,077	---
	*P-110	71.10	9.450	9.294	11.750	---	---	9,290	---	11,240	---	10,980	2,269	1,618	---	2,418	---
	*V-150	65.70	9.560	9.404	11.750	---	---	8,330	---	14,530	---	14,530	2,847	1,978	---	2,799	---
	*V-150	71.10	9.450	9.294	11.750	---	---	10,890	---	15,330	---	14,970	3,094	2,174	---	2,957	---

TABLE NO. 203
DIMENSIONS AND STRENGTHS OF CASING

Size O.D. In.	Grade	Wt. Per Ft. With Cplg., Lb.	Inside Dia. In.	Thread & Cplg.		Extreme Line		** Col'pse Resistance PSI	Internal Yield Pressure - PSI**			Joint Strength - 1000 Lbs.**					
				Drift Dia. In.	O.D. of Cplg. In.	Drift Dia. In.	O.D. of Box In.		Plain End or Ext. Line	Round Thread		But-tress Thd.	** Body Yield Stgth. 1,000 Lbs.	Thread & Cplg. Joint		Ext. Line Joint	
										Short	Long			Round Thread	But-tress Thd.		
11 3/4	*F-25	38.00	11.150	10.994	12.750	---	---	620	---	1,120	---	---	270	222	---	---	---
	H-40	42.00	11.084	10.928	12.750	---	---	1,070	1,980	1,980	---	---	478	307	---	---	---
	J-55	47.00	11.000	10.844	12.750	---	---	1,510	3,070	3,070	---	3,070	737	477	---	807	---
	J-55	54.00	10.880	10.724	12.750	---	---	2,070	3,560	3,560	---	3,560	850	568	---	931	---
	J-55	60.00	10.772	10.616	12.750	---	---	2,660	4,010	4,010	---	4,010	952	649	---	1,042	---
	K-55	47.00	11.000	10.844	12.750	---	---	1,510	3,070	3,070	---	3,070	737	509	---	935	---
	K-55	54.00	10.880	10.724	12.750	---	---	2,070	3,560	3,560	---	3,560	850	606	---	1,079	---
	K-55	60.00	10.772	10.616	12.750	---	---	2,660	4,010	4,010	---	4,010	952	693	---	1,208	---
	C-75	60.00	10.772	10.616	12.750	---	---	3,070	5,460	5,460	---	5,460	1,298	869	---	1,361	---
	N-80	60.00	10.772	10.616	12.750	---	---	3,180	5,830	5,830	---	5,830	1,384	924	---	1,440	---
	C-95	60.00	10.772	10.616	12.750	---	---	3,440	6,920	6,920	---	6,920	1,644	1,066	---	1,596	---
	13 3/8	*F-25	48.00	12.715	12.559	14.375	---	---	560	---	1,080	---	---	338	260	---	---
H-40		48.00	12.715	12.559	14.375	---	---	770	1,730	1,730	---	---	541	322	---	---	---
J-55		54.50	12.615	12.459	14.375	---	---	1,130	2,730	2,730	---	2,730	853	514	---	909	---
J-55		61.00	12.515	12.359	14.375	---	---	1,540	3,090	3,090	---	3,090	962	595	---	1,025	---
J-55		68.00	12.415	12.259	14.375	---	---	1,950	3,450	3,450	---	3,450	1,069	675	---	1,140	---
K-55		54.50	12.615	12.459	14.375	---	---	1,130	2,730	2,730	---	2,730	853	547	---	1,038	---
K-55		61.00	12.515	12.359	14.375	---	---	1,540	3,090	3,090	---	3,090	962	633	---	1,169	---
K-55		68.00	12.415	12.259	14.375	---	---	1,950	3,450	3,450	---	3,450	1,069	718	---	1,300	---
C-75		72.00	12.347	12.191	14.375	---	---	2,590	5,040	5,040	---	5,040	1,558	978	---	1,598	---
*C-75		77.00	12.275	12.119	14.375	---	---	2,990	---	5,400	---	5,400	1,662	1,054	---	2,054	---
*C-75		85.00	12.159	12.003	14.375	---	---	3,810	---	5,970	---	5,970	1,829	1,177	---	2,261	---
*C-75		98.00	11.937	11.781	14.375	---	---	5,720	---	6,270	---	6,120	2,144	1,408	---	2,296	---
N-80		72.00	12.347	12.191	14.375	---	---	2,670	5,380	5,380	---	5,380	1,661	1,040	---	1,693	---
*N-80		77.00	12.275	12.119	14.375	---	---	3,100	---	5,760	---	5,760	1,773	1,122	---	2,148	---
*N-80		85.00	12.159	12.003	14.375	---	---	3,870	---	6,360	---	6,360	1,951	1,252	---	2,364	---
*N-80		98.00	11.937	11.781	14.375	---	---	5,910	---	6,680	---	6,530	2,287	1,498	---	2,400	---
C-95		72.00	12.347	12.191	14.375	---	---	2,820	6,390	6,390	---	6,390	1,973	1,204	---	1,893	---
*P-110		72.00	12.347	12.191	14.375	---	---	2,880	---	7,400	---	7,400	2,596	1,402	---	2,433	---
*V-150	72.00	12.347	12.191	14.375	---	---	2,880	---	10,090	---	10,090	3,323	1,887	---	2,976	---	
16	*F-25	55.00	15.376	15.188	17.000	---	---	290	---	850	---	---	384	258	---	---	---
	H-40	65.00	15.250	15.062	17.000	---	---	670	1,640	1,640	---	---	736	439	---	---	---
	J-55	75.00	15.124	14.936	17.000	---	---	1,020	2,630	2,630	---	2,630	1,178	710	---	1,200	---
	J-55	84.00	15.010	14.822	17.000	---	---	1,410	2,980	2,980	---	2,980	1,326	817	---	1,351	---
	K-55	75.00	15.124	14.936	17.000	---	---	1,020	2,630	2,630	---	2,630	1,178	752	---	1,331	---
	K-55	84.00	15.010	14.822	17.000	---	---	1,410	2,980	2,980	---	2,980	1,326	865	---	1,499	---
	*K-55	109.00	14.688	14.500	17.000	---	---	2,560	---	3,950	---	3,950	1,739	1,181	---	1,962	---
	*C-75	109.00	14.688	14.500	17.000	---	---	2,980	---	5,380	---	---	2,372	1,499	---	---	---
	*N-80	109.00	14.688	14.500	17.000	---	---	3,080	---	5,740	---	---	2,530	1,594	---	---	---

BIBLIOGRAFIA

1. “La Cuenca Oriente: Geología Y Petróleo”, Patrice Baby, Marco Rivadeneira, Roberto Barragán.
2. Manual de operación colgador hidráulico expandible TORXS, Baker Oil Tools.
3. J. Gavilanes y L. Torres, Actualización De Reservas y Estimación de la Producción de los Campos Auca Y Auca Sur, Tesis de Grado, ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL, 2009
4. C. Gatlin, Petroleum Engineering: Drilling and Well Completions, Prentice – Hall Inc., USA, 1965.
5. Apuntes de clases, Materia de Graduación, M.Sc Xavier Vargas, 2011.