



Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

**“Metodología en Operaciones de Cementación Primaria y Forzada
Utilizando Nuevas Tecnologías”**

TESINA DE GRADUACIÓN

Previo a la obtención del Título de:

INGENIERO EN PETRÓLEO

Presentado por:

Francisco Xavier Arévalo Morales

Dennys Javier Barzallo Ochoa

Roberto Xavier Guerrero Flores

GUAYAQUIL - ECUADOR

2010

AGRADECIMIENTO

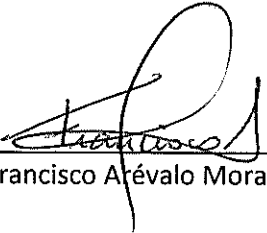
A los Ingenieros Xavier Vargas y Daniel Tapia, profesores que nos ayudaron con la resolución de nuestros proyectos y por la disposición que tuvieron para resolver toda inquietud que se presentó en el desarrollo del mismo.

DEDICATORIA


A Dios porque sin él no habiéramos podido llegar hasta aquí, a nuestros padres y a todas las personas que creyeron en nosotros y siempre contamos con su apoyo en todo momento.

DECLARACIÓN EXPRESA

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



Francisco Arévalo Morales.

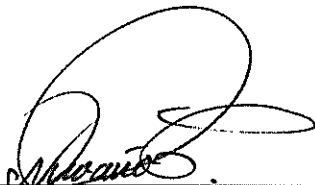


Javier Barzallo Ochoa.

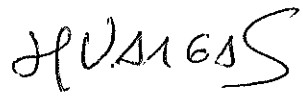


Roberto Guerrero Flores.

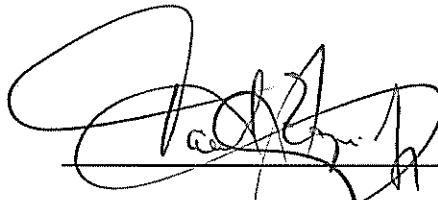
TRIBUNAL DE GRADUACIÓN



Ing. Gastón Proaño Cadena.
SUB-DECANO DE LA FICT



Ing. Xavier Vargas.
PROFESOR DE SEMINARIO ✓



Ing. Daniel Tapia Falconi
VOCAL

RESUMEN

El presente trabajo se basa en el desarrollo de un programa de cementación de un pozo petrolero que permita determinar los volúmenes, tanto de desplazamiento como de cemento necesarios para la ejecución del mismo.

Como se detalla en las siguientes secciones, la solución es presentar un plan factible de cementación, el cual consta de 3 a 4 etapas y de dos tipos de lechada, las cuales serán analizadas más adelante y determinaremos los procesos a seguir.

Se describen cada una de las herramientas utilizadas en el proceso de cementación, y se observarán las secuencias operativas del programa tanto para la Tubería de Revestimiento Superficial, Intermedia y Liner de Producción. Se especificará las ecuaciones utilizadas en los cálculos de volúmenes y excesos correspondientes.

El programa final será analizado junto con otro, de un pozo de similares características, definiendo los puntos a favor de uno y otro.

ÍNDICE GENERAL

AGRADECIMIENTO	II
DEDICATORIA	III
TRIBUNAL DE GRADUACIÓN	IV
DECLARACIÓN EXPRESA	V
RESUMEN	VI
ÍNDICE GENERAL	VII
ABREVIATURAS.....	XIII
INTRODUCCIÓN.....	XV

Índice de Contenido

CAPÍTULO 1	II
1. CEMENTACIÓN DE POZOS PETROLEROS.....	II
1.1. Procesos de una Cementación.....	2
1.1.1. Funciones del Proceso de Cementación de Pozos	2
1.2. Tipos de Cementación	3
1.2.1. Cementación Primaria	4
1.2.1.1 Cementación en una etapa.....	5
1.2.1.2 Cementación en dos Etapas.....	6
1.2.1.3 Cementación de Liner.....	8
1.2.2 Cementación Secundaria o Squeeze	9
1.3. Cemento	10
1.3.1. Tipos y Características del Cemento.....	10
1.3.2. Aditivos del Cemento.....	11
1.4. Espaciadores y Lavadores	12
1.5. Equipos que se utilizan para una Cementación	13
1.5.1. Revestidor.....	13
1.5.2. Zapata Guía.....	14
1.5.3. Zapata Diferencial	14
1.5.4. Collar Flotador	15
1.5.5. Colgador de Liner (Liner Hanger)	16
1.5.6. Dardo de Desplazamiento.....	17
1.5.7. Tapón de Desplazamiento de Liner.....	18
1.5.8. Diverter Tool o DV Tool	19
1.5.9. Centralizadores:	20
1.5.9.1 Ventajas de una tubería centralizada	20
1.5.10. Raspadores.....	21
1.5.11. Cabezal de Cementación.....	21
1.5.12. Tapones de Cementación	22

CAPÍTULO 2.....	25
2. GENERALIDADES DEL CAMPO SACHA Y EL POZO ESPOIL 2D.....	25
2.1 Descripción del campo.....	26
2.1.1 Historia.....	26
2.1.2 Ubicación.	26
2.1.3 Datos generales.....	27
2.1.4 Columna litológica de la cuenca.....	30
2.1.5 Estratigrafía de las formaciones.....	30
2.1.6 Descripción litológica.....	35
2.1.7 Tipo de estructuras.	36
2.2 Características del yacimiento.....	37
2.2.1 Parámetros petrofísicos y de fluidos de los yacimientos.....	37
2.3.2 Presiones de los yacimientos.....	38
2.3.3 Tipos de empuje.....	38
2.4 Características del pozo.....	39
CAPÍTULO 3.....	42
3. CEMENTACIÓN DEL POZO ESPOIL 2D.....	42
3.1 Generalidades del Pozo.	42
3.2 Programa de Cementación.....	44
3.2.1 Cementación Tubería de Revestimiento Superficial.	45
3.2.1.1 Cálculos de Volúmenes para la Cementación.	45
3.2.1.2 Resultados Volúmenes para la Cementación.	47
3.2.1.3 Secuencia Operacional	47
3.2.2 Cementación Tubería de Revestimiento Intermedio.	49
3.2.2.1 Cálculos de Volúmenes para la Cementación.	49
3.2.2.2 Resultados Volúmenes para la Cementación.	51
3.2.2.3 Secuencia Operacional	51
3.2.3 Cementación Liner de Producción.....	52
3.2.3.1 Cálculos de Volúmenes para la Cementación.	53
3.2.3.2 Resultados Volúmenes para la Cementación.	54

3.2.3.3 Secuencia Operacional	55
CAPÍTULO 4	57
4. INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS	57
4.1 Análisis de Resultados	57
4.1.1. Resultados de la Cementación	59
4.1.1.1 Análisis de resultados de Sección Superficial	61
4.1.1.2 Análisis de resultados de Sección Intermedia	61
4.1.1.3 Análisis de resultados de Sección de Producción	63
4.2 Conclusiones	63
4.3 Recomendaciones	64
BIBLIOGRAFÍA	65

Índice de Tablas

Capítulo 1

Tabla 1.1 Clasificación API del Cemento	11
Tabla 1.2 Clasificación de aditivos para el Cemento	12

Capítulo 2

Tabla 2.1 Características del Campo Sacha	28
Tabla 2.2 Características de las Arenas U Superior y U Inferior	34
Tabla 2.3 Descripción litológica de los yacimientos productivos en el Campo Sacha	35
Tabla 2.4 Parámetros Petrofísicos de los yacimientos productivos del Campo Sacha	37
Tabla 2.5 Presiones de los yacimientos productivos del Campo	38

Capítulo 3

Tabla 3.1 Nomenclaturas y valores del T.R Superficial	46
Tabla 3.2 Resultados del T.R Superficial	47
Tabla 3.3 Nomenclaturas y valores del T.R Intermedio	50
Tabla 3.4 Resultados del T.R Intermedio	51
Tabla 3.5 Nomenclaturas y valores del Liner Producción	54
Tabla 3.6 Resultados del Liner de Producción	54

Capítulo 4

Tabla 4.1 Resultados del Programa cementación ESPOIL 2D	59
Tabla 4.2 Resultados del Programa cementación ALTERNO XD	60

Índice de Figuras

Capítulo 1

Figura 1-1 Secuencia Cementación una Etapa.....	6
Figura 1-2 Secuencia Cementación una Etapa.....	8
Figura 1-3 Revestidores.....	1
Figura 1-4 Zapata Guía.....	1
Figura 1-5 Collar Flotador.....	1
Figura 1-6 Liner Hanger (Versaflex).....	16
Figura 1-7 Dardo de Desplazamiento.....	17
Figura 1-8 Dardo Desplazamiento Liner.....	18
Figura 1-9 Dv Tool.....	19
Figura 1-10 Centralizadores.....	20
Figura 1-11 Raspadores.....	1
Figura 1-12 Cabezal de Cementación.....	1
Figura 1-13 Tapón Inferior.....	1
Figura 1-14 Tapón Superior.....	1
Figura 1-15 Ubicación de las Herramientas Utilizadas en una Cementación de CSG.....	1

Capítulo 2

Figura 2-1 Mapa de ubicación de pozos Campo Sacha.....	1
Figura 2-2 Columna Estratigráfica Cuenca Oriente.....	1
Figura 2-3 Diagrama propuesto para la cementación.....	41

Capítulo 3

Figura 3-1 Diagrama propuesto para la cementación.....	44
Figura 3-2 Diagrama de la Cementación de T.R. Superficial.....	48
Figura 3-3 Diagrama de la Cementación T.R. Intermedia.....	52
Figura 3-4 Diagrama de la Cementación de Liner.....	56

Capítulo 4

Figura 4-1 Diagrama de la cementación del programa original.....	58
--	----

ABREVIATURAS

API	American Petroleum Institute.
BPPD	Barriles de Petróleo Por Día.
Gal	Galones
Gpm	Galones por Minutos
Lb	Libras
CSG	Casing (Tubería de Revestimiento)
BHA	Bottom Hole Assemble
T.P.	Tubería de perforación
OD	Diámetro Externo
ID	Diámetro Interno
MD	Profundidad Medida
TVD	Profundidad Vertical Verdadera
Sxs	Sacos de cemento
Km	Kilómetros
Km ²	Kilómetros cuadrados
°F	Grados Fahrenheit
°C	Grados Centígrados
TR	Tubería de Revestimiento
PPM	Partes Por Millón
PDC	Brocas de Compactos de Diamante Policristalino
Bls	Barril
Bls/pie	Barriles por Pie
Sw	Saturación de Agua

So	Gravedad Específica del Petróleo
Φ	Porosidad
K	Permeabilidad
GOR	Relación Gas – Petróleo
md	Mili Darcy
Psi	Libra por Pulgada cuadrada
Psia	Libra por Pulgada Cuadrado Absoluta
Cp	Centipoises
'	Pies
BSW	Porcentaje de Agua y Sedimentos
SCF	Pies Cúbicos Estándar
STB	Stock Tank barrel
KOP	Kick Off Point

INTRODUCCIÓN

Este trabajo presenta los aspectos generales de la cementación en un pozo petrolero, definiendo conceptos hasta el desarrollo de un programa de cementación real, para mostrar las diferentes etapas de este proceso.

Con el fin de entender este proceso primero se debe familiarizar con las terminologías de la industria petrolera, se comienza explicando cada uno de los procesos y las herramientas que se necesitarán.

Se definirán tanto la ubicación del pozo como las características del campo en el cuál se encuentra y se detallarán las profundidades de las diferentes zonas de interés.

Luego se describen las generalidades del pozo con el que se trabajará y se explican los cálculos para determinar los volúmenes de cemento que se necesitan en cada una de las secciones.

Para concretar lo antes mencionado se realizará un análisis de los resultados, comparando los obtenidos con otros de un pozo de similares características, sugiriendo recomendaciones para futuros trabajos.

CAPÍTULO 1

1. CEMENTACIÓN DE POZOS PETROLEROS

En la Industria Petrolera la cementación de un pozo es el proceso mediante el cual se coloca una lechada de cemento en el espacio anular formado entre las formaciones que se han perforado y la tubería de revestimiento, en muchos casos esto puede hacerse en una operación simple, bombeando cemento debajo de la tubería de revestimiento a través del zapato guía del revestimiento, hacia arriba y dentro del espacio anular.

1.1. Procesos de una Cementación.

La cementación es un proceso que incluye:

- Diseño y ensayo de la lechada de cemento.
- Mezclado y transporte de cemento y aditivos.
- Mezclado y bombeo en el pozo.

1.1.1. Funciones del Proceso de Cementación de Pozos

La Principal función de una cementación es de aislar las zonas expuestas en el borde del pozo que contienen los fluidos y separarlas efectivamente, formando un sello hidráulico (anillo de cemento), que se forma entre las formaciones y el revestidor, con el fin de evitar la migración de los fluidos entre sí, entre otras funciones podemos mencionar:

- Soportar la tubería de revestimiento y que el cemento se adhiera perfectamente a la formación y al revestidor formando un sello hidráulico impermeable.
- Sellar zonas de pérdida de circulación.
- Proteger el revestidor de la corrosión producida por aguas subterráneas.
- Prevenir surgencias (Blow Out) de las formaciones expuestas

- Proteger la tubería de revestimiento de las cargas cuando se re-perfora para profundizar un pozo.
- Prevenir el movimiento de fluidos entre zonas.

La cementación tiene una gran importancia en la vida del pozo, ya que los trabajos de una buena completación dependen directamente de una buena cementación.

1.2. Tipos de Cementación

Son las operaciones con lechadas de cemento que se efectúan con fines específicos en los pozos petroleros.

La clasificación de las operaciones de cementación se realizan de acuerdo con los objetivos que se persiguen, en este sentido se tiene:

- Cementación Primaria
- Cementación Secundaria o Forzada

1.2.1. Cementación Primaria¹

Se realiza una vez terminada la fase de perforación con la tubería de revestimiento ya en el pozo y consiste en bombear cemento hacia el espacio anular.

La cementación primaria tiene como principales funciones:

- Evita el flujo de los fluidos entre las formaciones.
- Fija la tubería de revestimiento con la formación.
- Ayuda a evitar surgencias descontroladas de alta presión detrás del revestimiento.
- Aísla la zapata de revestimiento.
- Aísla las zonas productoras previniendo el flujo cruzado entre los intervalos a diferentes presiones.

En la actualidad existen varias técnicas de cementación primaria, y la selección de cuál es la más acertada a usar depende de varios factores, a continuación se presentan las técnicas de cementación más comunes y cuando se las utiliza.

- Cementación en una etapa
- Cementación en dos etapas
- Cementación de Liner

1.2.1.1 Cementación en una etapa.

Básicamente es la más sencilla de todas, la lechada de cemento es ubicada en su totalidad en el espacio anular desde el fondo hasta la profundidad deseada, para esto se requerirá de presiones de bombeo altas lo que implica que las formaciones más profundas deban tener presiones de formación y fractura altas y no permitir que se produzcan pérdidas de circulación por las mismas.

Usualmente esta técnica es usada en pozos poco profundos o para cementar la Tubería de Revestimiento superficial, y el equipo de fondo será el básico para la cementación, zapato guía, collar flotador, centralizadores, raspadores, tapones de fondo y tope.

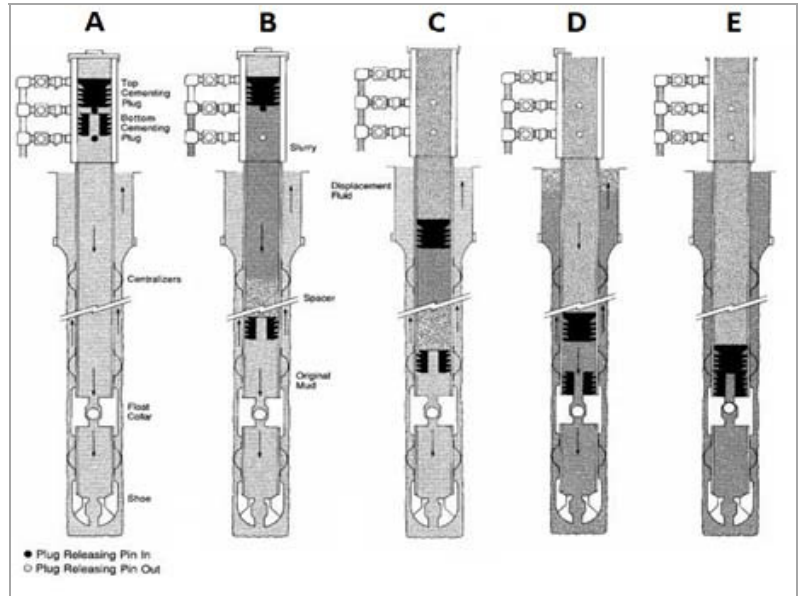


Figura 1-1 Secuencia Cementación una Etapa

*Fuente: Libro Oilwell Drilling Engineering Principles and Practice
Capítulo 11 - Pag 257*

1.2.1.2 Cementación en dos Etapas.

Esta cementación consiste en ubicar la lechada de cemento primero en la parte inferior del espacio anular Tubería de Revestimiento-formación, y luego la parte superior de la lechada a través de un dispositivo desviador.

Este tipo de técnica se utiliza cuando:

- Las formaciones de fondo de pozo no soportan las presiones hidrostáticas ejercidas por la columna de cemento.
- Zonas de interés están muy separadas entre sí y es necesario cementarlas.
- Zonas superiores a ser cementadas con cementos no contaminados.
- Pozos profundos y calientes requieren lechadas diferentes de acuerdo a las características propias de un nivel determinado.

La mayoría de las razones para la cementación en varias etapas cae dentro de la primera categoría.

Tres técnicas estándar de cementación en varias etapas son comúnmente empleadas:

- Cementación regular de dos etapas.
- Cementación continúa de dos etapas.
- Cementación en tres etapas.

1.2.1.3 Cementación de Liner.

Una sarta de liner usualmente incluye una zapata y un collar flotador, junto con una tubería de revestimiento más larga y un colgador de liner, colocado hidráulica o mecánicamente, para asegurar la parte superior, todo el ensamblaje es corrido con tubería de perforación y luego se coloca el colgador a unos 300 – 500 pies dentro de la tubería de revestimiento anterior.

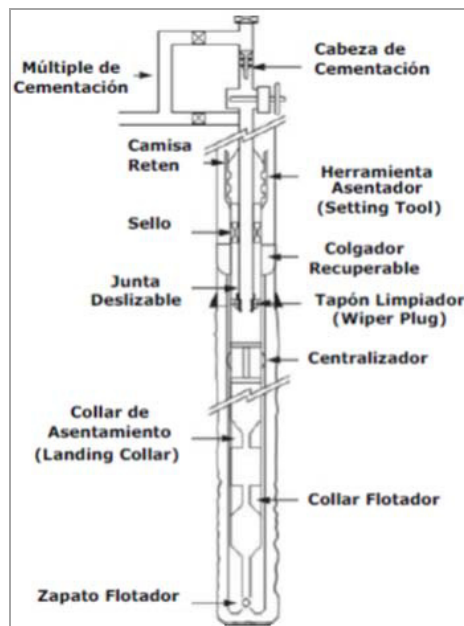


Figura 1-2 Secuencia Cementación una Etapa

*Fuente: Libro Oilwell Drilling Engineering Principles and Practice
Capítulo 11 - Pag 257*

1.2.2 Cementación Secundaria o Squeeze

Es el proceso que consiste en inyectar cemento a presión a través de disparos en la tubería de revestimiento al espacio anular. Esta es una medida para remediar una cementación primaria defectuosa en la TR.

La Cementación Secundaria tiene varias aplicaciones entre las más comunes se tiene:

- Reparar un trabajo de cementación primaria fallida debido a canalización de lodo o una altura de cemento insuficiente en el espacio anular.
- Eliminar la intrusión de agua proveniente de arriba, debajo o dentro de la zona productora de hidrocarburos.
- Reducir la relación gas petróleo de producción a través del aislamiento de la zona de gas del intervalo de petróleo adyacente.
- Reparar tuberías fracturadas debido a corrosión o fallas por ruptura.
- Abandonar una zona no productiva o depletada.
- Sellar zonas de pérdida de circulación.
- Prevenir la migración vertical de los fluidos del reservorio dentro de las zonas productoras.

1.3. Cemento

El primer tipo de cemento usado en un pozo petrolero fue el llamado cemento Portland, que esencialmente era un material producto de una mezcla quemada de calizas y arcillas.

1.3.1. Tipos y Características del Cemento

Dependiendo de los componentes químicos y físicos primordiales utilizados para la fabricación del cemento portland tenemos caliza (carbonato de calcio), sílice, y arcilla, molidos y calcinados. Las clases de cementos más usadas en la industria petrolera son:

Clase A: Es el tipo de cemento comúnmente utilizado en operaciones superficiales.

Clase G y H: son los tipos de cemento comúnmente utilizados en cementaciones profundas, puede ser usado con aceleradores y retardadores para cubrir un amplio rango de profundidades (0-8000 pies) y temperaturas de pozos.

Tabla 1.1 Clasificación API del Cemento

Clase API	Agua de Mezcla (gl/sx)	Densidad de Lechada (lb/gal)	Profundidad (pies)	Temperatura de fondo (°F)
A (Portland)	5,2	15,6	0 - 6000	80 - 170
B (Portland)	5,2	15,6	0 - 6000	80 - 170
C (Alta Temprana)	6,3	14,8	0 - 6000	80 - 170
D (Retardada)	4,3	16,4	6000 - 10000	170 - 230
E (California Básico)	4,3	16,4	6000 - 10000	170 - 230
F	4,3	16,4	10000 - 16000	230 - 320
G	5	15,8	0 - 8000	80 - 200
H	4,3	16,4	0 - 8000	80 - 200

Elaborado Por: Bravo J. - Fuentes M. – Gómez F., 2010

1.3.2. Aditivos del Cemento

Todas las mezclas agua-cemento usadas en la industria petrolera, contienen algún aditivo para variar alguna propiedad de la mezcla original.

Estos aditivos se utilizan para variar la densidad de la mezcla, variar la resistencia a la compresión, variar el tiempo de fraguado, controlar la filtración, reducir la viscosidad.

Generalmente, se reconocen ocho (8) categorías de aditivos:

Tabla 1.2 Clasificación de aditivos para el Cemento

Aditivos	Función
Aceleradores	Reducir el tiempo de fraguado
Retardadores	Prolongar el tiempo de fraguado
Extendedores	Disminuir la densidad de los sistemas de cemento y/o reducir la cantidad de cemento por unidad de volumen del producto fraguado.
Densificantes	Incrementar la densidad de los sistemas de cemento.
Dispersantes	Reducir la Viscosidad de las lechadas de cemento.
Agentes de Control De Pérdida De Fluido	Controlar la pérdida de la fase acuosa de la lechada hacia la formación.
Agentes De Control O De Pérdida De Circulación	Controlar la pérdida de cemento hacia zonas débiles de la formación o fracturas.
Aditivos Especiales	Controlar la pérdida de cemento hacia zonas débiles de la formación o fracturas.

Elaborado Por: Bravo J. - Fuentes M. – Gómez F., 2010

1.4. Espaciadores y Lavadores

Se requiere el uso de Espaciadores y/o Preflujos diseñados, para separar el fluido de perforación de la lechada de cemento y/o lavar o diluir el fluido de perforación en el hoyo y acondicionarlo para la lechada de cemento respectivamente. Las Características que los fluidos presentan son los siguientes:

- Compatibilidad de Fluidos.
- Separación de Fluidos.

- Mejora la Eficiencia de Desplazamiento de Lodo.
- Protección de Formación.
- Suspensión de Sólidos.

1.5. Equipos que se utilizan para una Cementación

1.5.1. Revestidor

Es una tubería de acero diseñada y clasificada en función de su peso, diámetros y longitud con la finalidad de asegurar una sección perforada en un pozo.



Figura 1-3 Revestidores

Fuente: Documento - Operaciones Corrida de Tubulares de Casing y de Cementación de Pozos Horizontales.

1.5.2. Zapata Guía

Es una herramienta que se coloca en la parte inferior del primer tubo, para permitir una libre introducción de la tubería en el hoyo.

Su forma esférica en la parte inferior hace que el contacto con la pared del hoyo sea lo más suave posible y permita la bajada del revestidor.

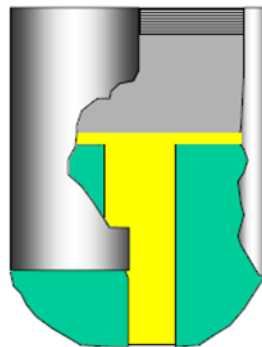


Figura 1-4 Zapata Guía

Fuente: Programa de Entrenamiento Acelerado Para Supervisores – Schlumberger

1.5.3. Zapata Diferencial

Sirve de zapata guía y de flotador. Tiene un dispositivo que permite el llenado de la tubería, de esta forma ejerce una flotación y ayuda con el peso de la tubería, este dispositivo interno puede convertirse en una válvula de retención.

1.5.4. Collar Flotador

El Collar flotador se coloca en el extremo superior del primer tubo o en algunas ocasiones en el segundo tubo. Se utiliza como elemento de flotación y puede transformarse por medios mecánicos en una válvula de retención, permitiendo que el fluido circule de la tubería al espacio anular, pero no anular a tubería, así la mezcla agua-cemento se queda en el anular y no regresa a la tubería. También sirve de soporte a los tapones de cementación.

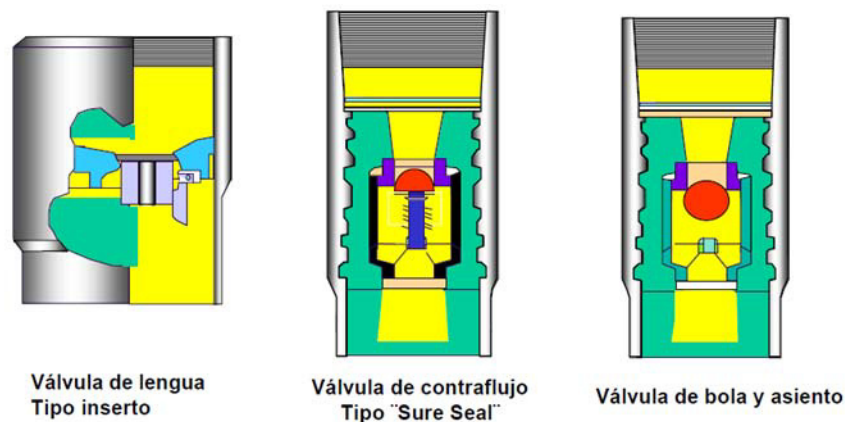


Figura 1-5 Collar Flotador

Fuente: Programa de Entrenamiento Acelerado Para Supervisores - Schlumberger

1.5.5. Colgador de Liner (Liner Hanger)

Esta herramienta es colocada en la parte superior de la tubería de liner y tiene como objetivo fijarlo al revestidor previo colgándolo ya sea hidráulica o mecánicamente.

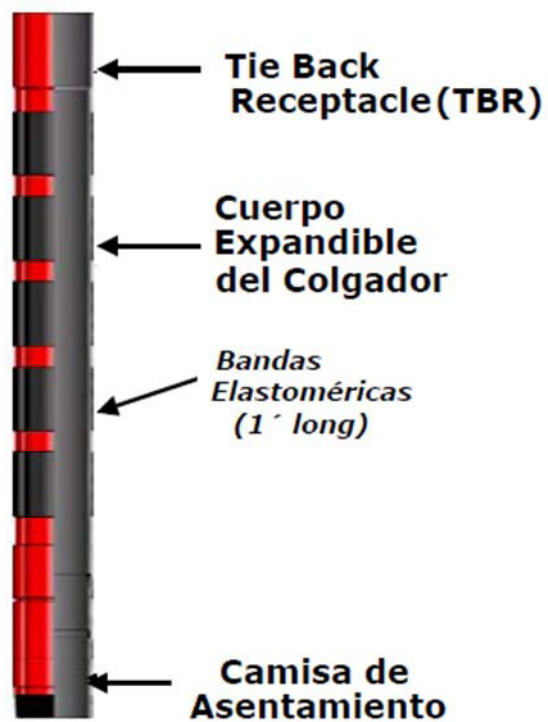


Figura 1-6 Liner Hanger (Versaflex)

Fuente: <http://www.iapg.org.ar/Sectores/Jornadas>

1.5.6. Dardo de Desplazamiento

El dardo de desplazamiento es un accesorio de cementación que se utiliza para separar las fases entre los fluidos de perforación / desplazamiento, y la lechada de cemento cuando se cementa un liner.



Figura 1-7 Dardo de Desplazamiento

Fuente: <http://www.iapg.org.ar/Sectores/Jornadas>

Este es lanzado a partir de la superficie desde la cabeza de cementación luego de haber bombeado el cemento, el dardo va viajando entre el cemento y el fluido de desplazamiento limpiando la tubería de perforación, hasta llegar al tapón de desplazamiento que se encuentra en la herramienta fijadora.

1.5.7. Tapón de Desplazamiento de Liner.

El Tapón de Desplazamiento de TACKER es un accesorio de cementación que se utiliza para separar las fases entre los fluidos de perforación desplazamiento, y la lechada de cemento en el interior de la cañería nueva cuando se cementa un liner.



Figura 1-8 Dardo Desplazamiento Liner

Fuente: <http://industria-petrolera.blogspot.com>

El tapón de desplazamiento está pinado en la herramienta fijadora del Hanger Liner y posee un receptáculo donde se encastrará el dardo, el cual cortará los pines y ambos

viajarán juntos hasta el tapón de encastre, desplazando de esta manera el cemento del interior del liner.

1.5.8. Diverter Tool o DV Tool

El conjunto Diverter Tool es una herramienta utilizada en cementaciones multietapas o para colocar tapones de cemento en una profundidad requerida en pozo abierto, con el efecto de aislar zonas, controlar pérdidas de circulación, abandono de pozos u otras aplicaciones como asiento para cuñas de desviación.

Su diseño incluye la utilización de un tapon separador (Dardo) los que permiten la no contaminación de la lechada con los fluidos del pozo y de desplazamiento

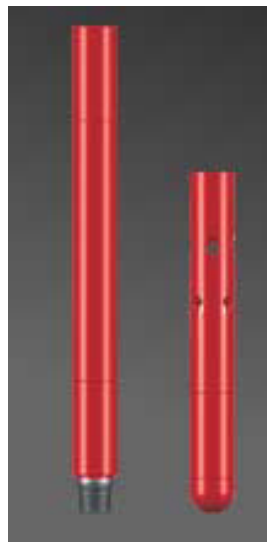


Figura 1-9 Dv Tool

Fuente: <http://industria-petrolera.blogspot.com>

1.5.9. Centralizadores:

Se colocan en la TR para mantenerla centralizada en el hoyo y permitir que el espesor de cemento sea uniforme alrededor de toda la tubería.



Figura 1-10 Centralizadores

Fuente: Programa de Entrenamiento Acelerado Para Supervisores - Schlumberger

1.5.9.1 Ventajas de una tubería centralizada

- Mejora la eficiencia de desplazamiento (excentricidad mínima).
- Reduce el riesgo diferencial de atrapamiento.
- Previene problemas clave de asentamiento.
- Reduce el arrastre en pozos direccionales.

1.5.10. Raspadores

Son herramientas que se instalan en la parte exterior de la tubería y sirven para raspar las paredes del hoyo sacando la costra de lodo y de este modo se obtiene mejor adherencia.



Figura 1-11 Raspadores

Fuente: Programa de Entrenamiento Acelerado Para Supervisores - Schlumberger

1.5.11. Cabezal de Cementación

Los cabezales de cementación son usados en la mayor parte de operaciones de unión con cemento para facilitar el fluido de bombeo en la cubierta y también sostener y liberar cemento en el tiempo apropiado. Este permite la introducción de un bache de cemento delante del segundo tapón.

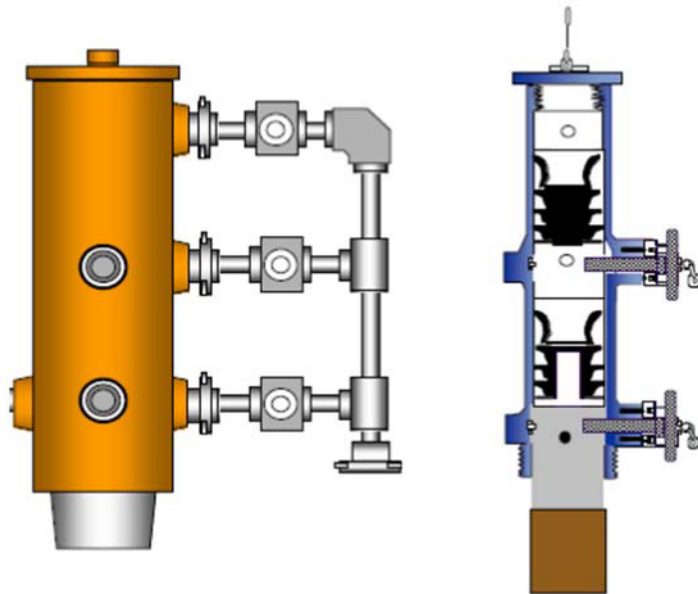


Figura 1-12 Cabezal de Cementación

Fuente: Programa de Entrenamiento Acelerado Para Supervisores - Schlumberger

1.5.12. Tapones de Cementación

Son herramientas que sirven para desplazar y aislar la lechada de cemento del lodo y las píldoras de lavado, según su posición se tiene el tapón superior y el tapón inferior.

- **Tapón Inferior:** Separa la mezcla agua cemento del fluido en el pozo y limpia la pared de la tubería del fluido en el pozo, está diseñado de manera que a presiones de 300 a 400 psi se rompe un diafragma y

permite la continuación del flujo de cemento al llegar al cuello flotador.



Figura 1-13 Tapón Inferior

Fuente: Programa de Entrenamiento Acelerado Para Supervisores - Schlumberger

- **Tapón Superior:** Separa la mezcla de cemento con el fluido desplazante reduciendo al mínimo la contaminación. A diferencia del tapón inferior, son insertados detrás de la mezcla de cemento y se sella contra el tapón inferior. Cuando el tapón superior alcanza el tapón inferior obstruye el flujo, observando un aumento de presión, esto indica el final de trabajo de cementación.



Figura 1-14 Tapón Superior

Fuente: Programa de Entrenamiento Acelerado Para Supervisores - Schlumberger

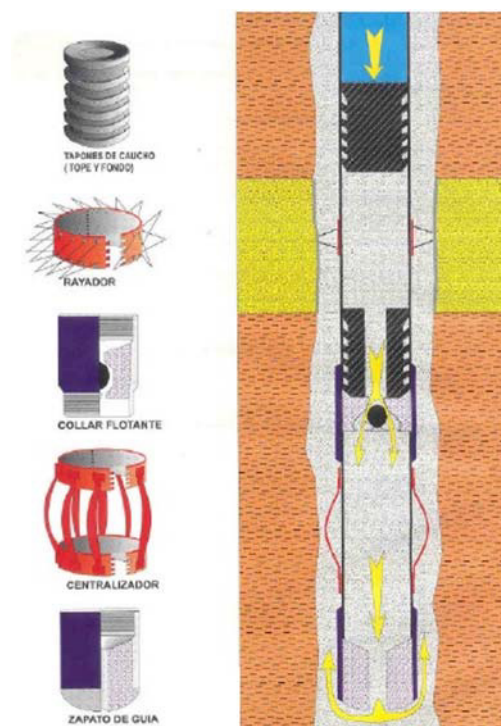


Figura 1-15 Ubicación de las Herramientas Utilizadas en una Cementación de CSG

Fuente: Manual de Entrenamiento Para Reducir Eventos No Programados

¹ Programa de Entrenamiento Acelerado de Schlumberger disponible en versión digital en: www.scribd.com

CAPÍTULO 2

2. GENERALIDADES DEL CAMPO SACHA Y EL POZO ESPOIL 2D.

En esta sección se describirá las generalidades que presenta el campo Sacha; la siguiente información y datos que se muestra a continuación han sido extraídos de los archivos de Petroproducción (Área de Ingeniería en Petróleo, Geología y Yacimientos).

También se expondrán las características del pozo ESPOIL 2D, que se perforará en el campo antes mencionado.

2.1 Descripción del campo².

2.1.1 Historia.

El campo Sacha fue descubierto por Texaco – Gulf en 1969 con la perforación del pozo exploratorio SAC – 01, el cual alcanzó una producción inicial de 1,328 BPPD de un petróleo de 29.9 °API y un BSW de 0.1% a una profundidad de 10,160 pies. (Penetrando 39 pies de la formación pre-cretácica Chapiza). y de Hollín Inferior, luego fueron perforados tres pozos de avanzada SAC-02, SAC-03, SAC-04, dando resultados positivos

2.1.2 Ubicación.

Está ubicado en la provincia de Orellana al Nororiente de la Región Amazónica Ecuatoriana. Sus límites son: al Norte por las estructuras Palo Rojo, Eno, Ron y Vista. Al Sur por el Campo Culebra – Yulebra. Al Este por los campos Mauro Dávalos Cordero en Alianza Operativa, además de Shushufindi y Aguarico. Al Oeste por Pucuna, Paraíso y Huachito en concesión a SIPEC.

Geográficamente está ubicado entre 00°11'00'' y los 00°24'30'' de latitud sur y desde 76°49'40'' hasta 76°54'16'' de longitud oeste. Cubre un área total de 124km² aproximadamente

2.1.3 Datos generales.

El campo Sacha es uno de los más grande en extensión del Oriente Ecuatoriano.

La trampa hidrocarburífera Sacha, es un anticlinal asimétrico, que tiene un área de 41,000acres.

Sacha actualmente posee una posee una producción diaria promedio de petróleo de 50,587 BPPD.

Tiene un total de 226 pozos, de los cuales 152 se encuentran en producción, 6 inyectores, 6 reinyectores, 9 abandonados, 52 cerrados o esperando ser abandonados; estos datos fueron proporcionados hasta Enero del 2010.

Tabla 2.0.1 Características del Campo Sacha

Área acres	41,000
Nº De Pozos	226
Nº De Pozos Productores	152
Nº De Pozos Inyectores	6
Nº De Pozos con Flujo Natural	3
Nº De Pozos con Bombeo Hidráulico	102
Nº De Pozos con Bombeo Mecánico	0
Nº De Pozos con Gas Lift.	0
Nº De Pozos con Bombeo Electro sumergible	47
Fecha de Inicio de Producción, Año	1,969
Grado API (°) Promedio de campo	28
BSW (%)	56
Producción diaria de petróleo, BPPD	50,587

Fuente: Ingeniería de Petróleo – Petroproducción 2010

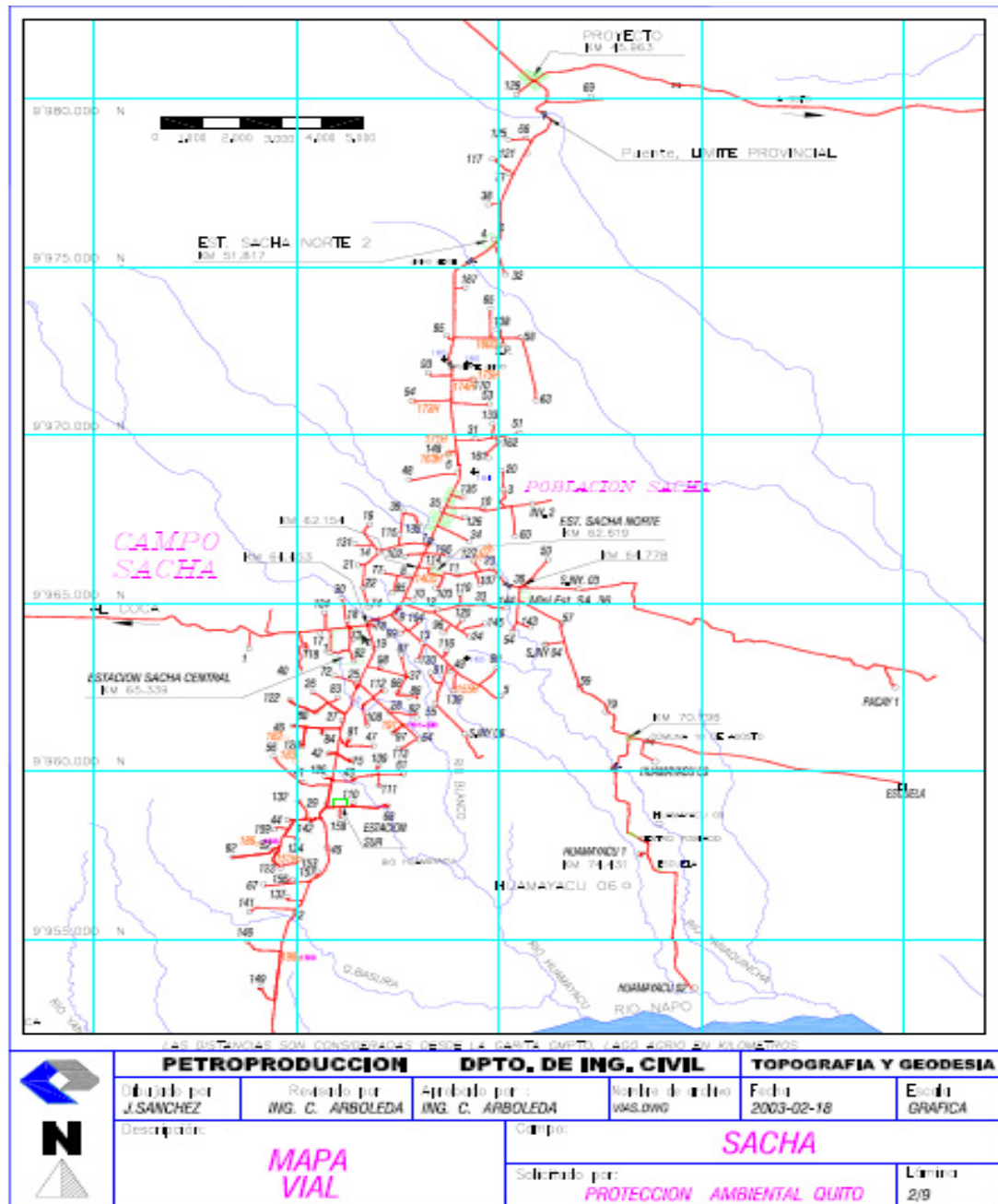


Figura 2-0-1 Mapa de ubicación de pozos Campo Sacha

Fuente: Ingeniería de Petróleo – Petroproducción

Geología regional.

2.1.4 Columna litológica de la cuenca.

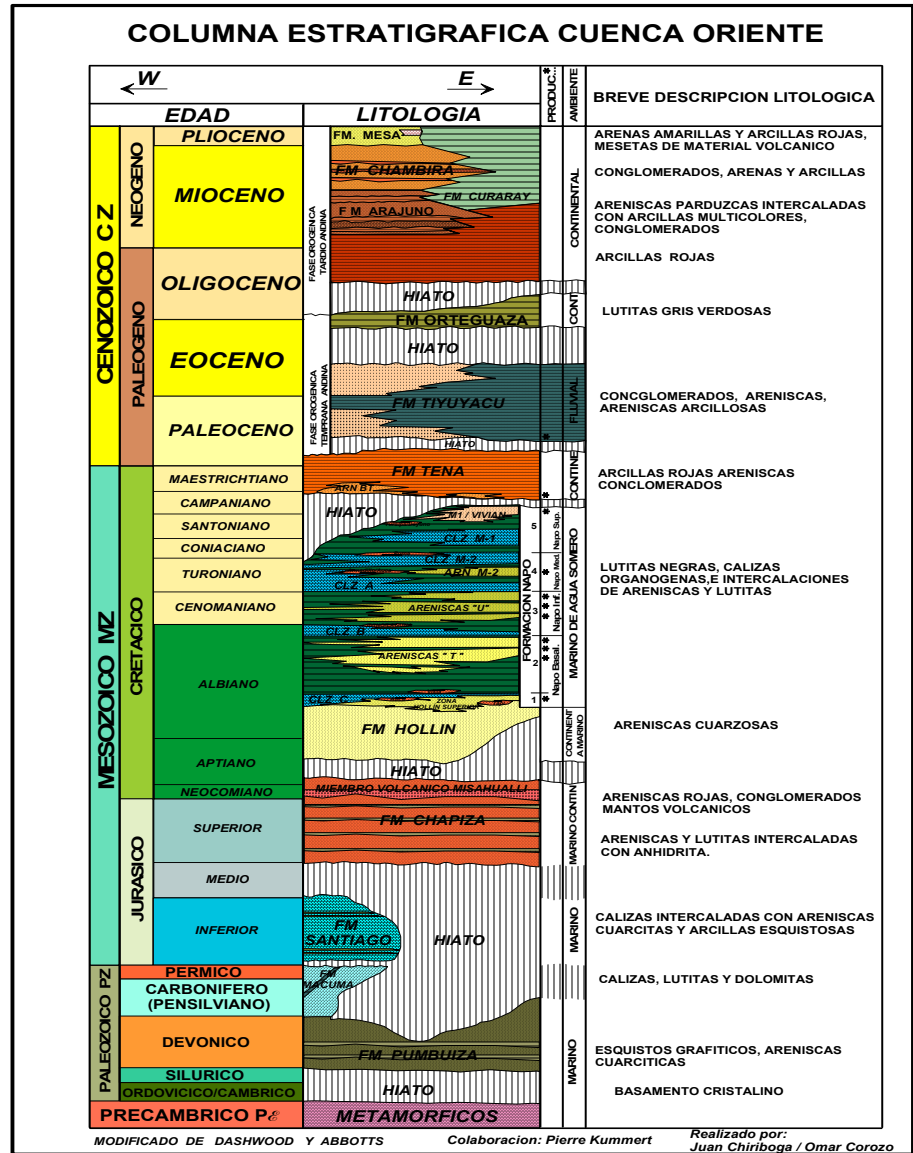


Figura 1-0-2 Columna Estratigráfica Cuenca Oriente

Fuente: Ingeniería de Petróleo – Petroproducción

2.1.5 Estratigrafía de las formaciones.

En este campo, su principal yacimiento está constituido por las arenas Hollín, siguiéndole en importancia las areniscas U, T y Basal Tena.

Hollín: Es una arenisca con cemento de matriz silíceo. Tiene un acuífero de fondo por lo cual este yacimiento posee un empuje hidráulico.

Existen diferencia en las características petrofísicas y de los fluidos que la saturan, además de una capa de lutita de pequeño espesor, debido a lo antes mencionado, se subdivide en:

Hollín Inferior: Es una arenisca cuarzosa que va de clara a blanca, de grano medio a grueso con niveles limosos y arcillosos por lo que tiene una porosidad de alrededor de 18%, una permeabilidad de 500md, una salinidad de 500 a 1,000ppm de Cl. Ubicada a 8,975pies de profundidad, su espesor varía de 30 a 110pies. Una presión de saturación de 78psia, un GOR de producción de 35 SCF/STB, un API promedio de 27.1°, una viscosidad de 2.9cp a condiciones de saturación a presión y 225°F de temperatura de yacimiento.

Hollín Superior: Es una arenisca cuarzosa glauconítica, con cemento silicio, de grano fino a medio con una porosidad de alrededor de 14%, una permeabilidad de 70md, una salinidad de 700 a 3,900 ppm de Cl. Ubicada a 8,975pies de profundidad, su espesor varía de 30 a 70pies. Una presión de saturación de 550psia, un GOR de producción de 124 SCF/STB, una API promedio de 27°, una viscosidad de 1.6cp a condiciones de presión de burbuja y 225°F de temperatura de yacimiento.

Se presenta inter estratificada con numerosas capas de lutitas negras calcáreas y duras intercaladas con las areniscas, pocas capas de caliza de color café densas y glauconíticas.

Se encuentra separado de la arenisca T de la Napo por una lutita de 100 pies con una coloración que varia de gris a negro, no calcárea. Se han encontrado algunas capas de caliza que se hallan usualmente en la parte superior de esta lutita cerca de la base de la arenisca T.

Napo: Es una arenisca que posee dos acuíferos laterales para U y uno también para T, por lo que poseen un empuje hidráulico lateral asimismo un empuje por gas en solución como principales mecanismos de producción.

Al igual que Hollín posee diferencias en características petrofísicas y los fluidos que la saturan por lo cual se subdivide en:

Napo T: Es una arenisca cuarzosa que presenta estratificación cruzada e incrustaciones de lutita con glauconita, de matriz caoliniítica y a veces clorítica y cemento calcáreo, grano fino a medio bien clasificados sub-angulares y sub-redondeados, tiene una porosidad de alrededor de 18%, una permeabilidad de 200md una salinidad de 6,500 a 25,000ppm de Cl. Ubicada a 8,765pies de profundidad, su espesor varía entre 20 a 44pies. Una presión de saturación de 1,310psia, un GOR de producción de 436 SCF/STB, un API promedio de 30°, una viscosidad de 0.9cp a condiciones de presión de burbuja y 216°F de temperatura de yacimiento.

Esta arenisca limita con una caliza denominada Caliza B, con un espesor que varía de 15 a 30pies, varia de color de gris a café comúnmente arcillosa y glauconítica. Por encima de la Caliza B se presenta una lutita gris oscura a negra, no calcárea. Sobre esta lutita se halla la segunda arena de la formación Napo, la U.

Napo U: Es una arenisca predominantemente caolinítica y cemento silicio, de granos muy finos a medios sub-redondeados usualmente grises, tiene una porosidad de alrededor de 17%, con una permeabilidad de 100md, una salinidad de 35,000 a 65,000ppm de Cl. Ubicada a 8,530pies de profundidad, su espesor varía entre 20 a 60pies, está a su vez se subdivide en:

Tabla 2.0.2 Características de las Arenas U Superior y U Inferior

	U superior	U inferior
P.sat (psia)	1,050	1,170
GOR (SCF/STB)	270	240
API (°)	27	23
T (°F)	211	218
μ (cp)	1.5	1.5

Fuente: Ingeniería de Petróleo – Petroproducción

Su parte superior son principalmente glauconíticas y arcillosas, más continuas que las areniscas de la T y por lo tanto estas se convierten en una de las más importantes zonas de producción en menor proporción que la formación Hollín.

Basal Tena: está definida por un pequeño cuerpo de areniscas que marcan la entrada a la Formación Napo, está compuesta por una arenisca cuarzosa, blanca, amarillenta, sub-transparente a sub-translúcida, friable a moderadamente consolidada, grano medio a fino, sub-angular a sub-redondeada, selección moderada, matriz arcillosa. No se observa cemento, porosidad visible. Con manchas de hidrocarburo color café, bajo luz ultravioleta, residuo color amarillo pálido, corte muy lento en forma de nubes, en luz natural residuo no visible. Ubicada a 7,800pies de profundidad.

2.1.6 Descripción litológica.

Tabla 2.0.3 Descripción litológica de los yacimientos productivos en el Campo Sacha.

UNIDAD	DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA
Arenisca Basal Tena	Arenisca
U Superior	Arenisca
U Inferior	Arenisca y Lutita
T Superior	Arenisca
T Inferior	Arenisca, Lutita y Caliza
Napo	Lutita, Arenisca y Caliza
Hollín Superior	Arenisca
Hollín Inferior	Arenisca

Fuente: Ingeniería de Petróleo – Petroproducción

2.1.7 Tipo de estructuras.

La trampa hidrocarburífera Sacha, es un anticlinal asimétrico de bajo relieve fallado al Oeste, con su eje principal en dirección preferencial NE – SO y su eje secundario bajo un cierre vertical contra la pendiente regional de la cuenca. Su longitud es de 28.5 Km, un ancho que varía desde 4Km. hasta 9Km., siendo la parte norte la más angosta con 2.7Km, la parte central es la más ancha con 9.5Km. Tiene un área de 41,000acres bajo un cierre estructural de 200pies.

El campo se encuentra cortado por una falla que se origina en el basamento, que posiblemente se reactivó en más de una ocasión en que también controló la depositación de los sedimentos. Esta falla llega a la caliza M-2, con un salto de fallas al nivel de la formación Hollín de 10 a 35 ft al Norte, en el centro del campo 10 ft y al Sur de 20 a 35 ft.

2.2 Características del yacimiento.

2.2.1 Parámetros petrofísicos y de fluidos de los yacimientos.

Tabla 2.0.4 Parámetros Petrofísicos de los yacimientos productivos del Campo Sacha.

Reservorio	VALORES PROMEDIOS					
	Ø (%)	°API	Espesor (ft)	Sw (%)	So (%)	K mD
BT	18	24.1	9	34.3	65.7	300
U	17	27-29	20-60	12.8	67.2	100
Ts	15.6	27-29	20-44	20	80	200
Ti		27-28				
Hs	14	27-29	30-70	33.3	66.7	70
Hi	18	27-28	30-110	29.4	70.6	500

Fuente: Ingeniería de Petróleo – Petroproducción.

2.3.2 Presiones de los yacimientos.

Tabla 2.0.5 Presiones de los yacimientos productivos del Campo

RESERVORIO	PRESION INICIAL	PRESION ACTUAL	PUNTO DE BURBUJA
NAPO U	4,054	1,46	1,052
NAPO T	4,116	1,411	1,31
HOLLIN SUPERIOR	4,45	2,389	550
HOLLIN INFERIOR	4,45	3,008	78
BASAL TENA	3,587	-----	807

Fuente: Ingeniería de Petróleo – Petroproducción

2.3.3 Tipos de empuje.

El mecanismo de producción de las arenas de la formación Hollín es por empuje hidráulico de fondo, mientras las arenas de la formación Napo produce por gas en solución y empuje lateral parcial de agua.

La inyección de agua a los reservorios Napo “U” y “T” de la formación Napo inició en el año de 1986 con el objeto de mantener la presión y mejorar la recuperación de los fluidos in

situ, mediante un modelo de inyección periférica con un arreglo de seis pozos inyectoros (productores convertidos a inyectoros) ubicados al flanco de la estructura Sacha, cinco al Este del campo (WIW-02, WIW-03, WIW-04, WIW-05 y WIW-06) y uno más al Oeste (WIW-01).

A las arenas “U” y “T” se inyectaba agua limpia, procedente del río siendo tratada su turbidez, con el objeto de bajar el contenido de sólidos, actualmente se inyecta un 50% de agua dulce y un 50% de agua de formación producto del proceso productivo del campo, la cual proviene de la Estación Norte – 01.

2.4 Características del pozo

Se planea perforar un pozo direccional tipo “S”(ESPOIL 2D), con el objetivo de alcanzar las arenas “U inferior”, “T inferior”, Hollín inferior.

En este pozo se programa realizar la cementación en 4 etapas:

1º etapa.- Previamente realizada T.R. Conductor
piloteado³.

2º etapa.- T.R. Superficial.

3º etapa.- T.R. Intermedio.

4º etapa.- Liner de Producción.

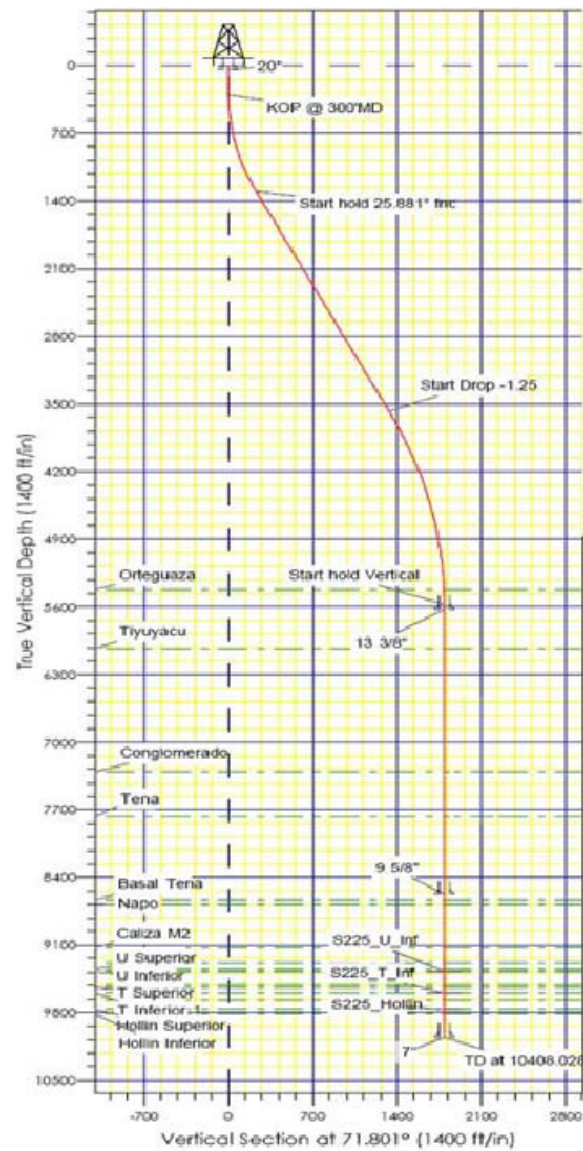


Figura 2-0-3 Diagrama propuesto para la cementación.

Elaborado por: Francisco Arévalo- Marzo/2010

² Petroproducción: (Área de Ingeniería en Petróleo, Geología y Yacimientos)

³ Pilotear: Instalación de tubería de revestimiento mediante la aplicación de presión sin realizar perforación previa.

CAPÍTULO 3

3. CEMENTACIÓN DEL POZO ESPOIL 2D

3.1 Generalidades del Pozo.

El pozo ESPOIL 2D, se planea como un direccional tipo “S” orientado a alcanzar las arenas “U inferior”, “T inferior”, Hollín inferior (9,375'-9,598'-9,765' TVD respectivamente), con un hoyo de 8 ½” a una profundidad de 10,408' MD (9,128' en TVD).

Al inicio se piloteará un tubo conductor de 20" hasta una profundidad de 40' aproximadamente.

Primero se perforará el hoyo de 16", en donde se realizará todo el trabajo direccional. El pozo se mantendrá vertical hasta 300' MD (KOP) con broca tricónica, después cambiará a broca PDC, en donde se comenzará a construir la curva a una tasa de $2.5^{\circ}/100'$ hasta alcanzar una inclinación de 25.881° , en una dirección de 71.801° a $\pm 1,335'$ MD. Posteriormente continuará de forma tangente hasta 3,862' MD donde comenzará a tumbar ángulo a una tasa de $1.25^{\circ}/100'$ hasta 0° (vertical) @ 5,933' TVD, continuará perforando hasta 5,979' MD. Se correrá y cementará la tubería de revestimiento de 13 3/8".

En la fase de 12 1/4" el pozo continuará perforando vertical con broca PDC hasta 7,672' MD (Tope del conglomerado). Se realizará cambio de broca a tricónica, con la que se perforará el Conglomerado hasta 8,123' MD, luego se cambiará de broca a PDC, con la que se perforará hasta 8,938' MD (100' sobre tope Napo). Se correrá y cementará tubería de revestimiento de 9 5/8".

En la fase de 8 1/2" se perforará con Broca PDC y mantendrá una posición vertical hasta llegar a profundidad final de 10,408' MD, atravesando los objetivos planeados "U", "T" y Hollín. Se correrá y cementará la tubería de revestimiento de 7" con colgador 7" x 9 5/8".

3.2 Programa de Cementación.

El programa de cementación constará de 3 secciones, que se desarrollarán luego de cada una de las perforaciones, en diferentes profundidades.

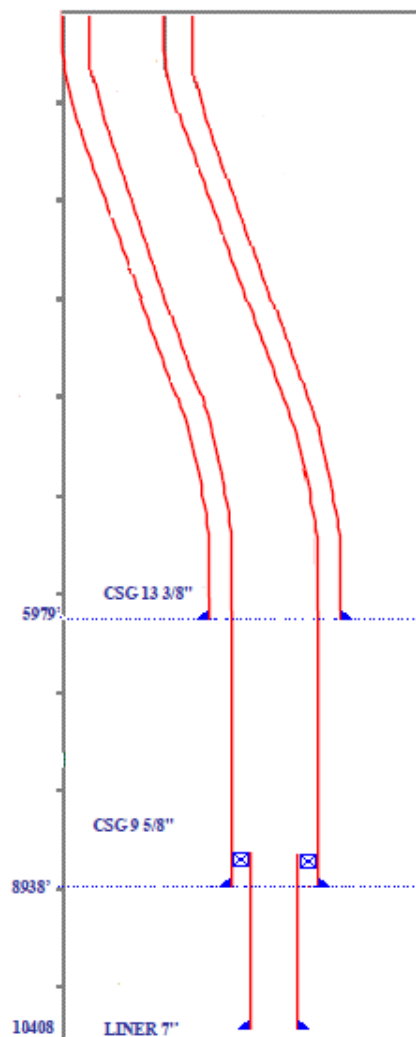


Figura 3-0-1 Diagrama propuesto para la cementación.

Elaborado por: Francisco Arévalo- Marzo/2010

3.2.1 Cementación Tubería de Revestimiento Superficial.

Se perforará hasta alcanzar la profundidad de 5,979pies (MD) con una broca de 16", en este punto se procederá a bajar una tubería de revestimiento de 13 3/8" con un diámetro interno de 12.415".

La cementación constará con una lechada de cola, que se colocará en el fondo de ésta hasta 1,000pies sobre el zapato guía; y una lechada de relleno desde la lechada anterior hasta superficie.

3.2.1.1 Cálculos de Volúmenes para la Cementación.

Para calcular el volumen en barriles de los diferentes tipos de fluidos se utiliza las siguientes fórmulas:

- Volumen de lechada de cola

$$V_1 = \left[\frac{D_1^2 - D_2^2}{1029.4} \times 1000 \right] + \left[\frac{D_1^2}{1029.4} \times h \right] \Rightarrow \text{bls.}$$

- Volumen de lechada de relleno

$$V_2 = \left[\frac{D_1^2 - D_2^2}{1029.4} \times (H_2 - H_1 - 1000) \right] + \left[\frac{D_3^2 - D_2^2}{1029.4} \times H_1 \right] \Rightarrow \text{bls.}$$

- Volumen de desplazamiento

$$V_3 = \left[\frac{D_4^2}{1029.4} \times H_2 \right] \Rightarrow \text{bls.}$$

- Volumen con exceso

$$V_{1t} = V_1 + (V_1 \times Exceso)$$

$$V_{2t} = V_2 + (V_2 \times Exceso)$$

Según trabajos realizados anteriormente se colocará un exceso en la Lechada de cola y Relleno del 10% y 20% respectivamente.

- Cantidad de sacos Lechada de cola.

$$Sx_1 = \frac{(V_{1t} \times 5.615)}{R_1}$$

- Cantidad de sacos Lechada de relleno.

$$Sx_2 = \frac{(V_{2t} \times 5.615)}{R_2}$$

Tabla 3.0.1 Nomenclaturas y valores del T.R Superficial

<u>Superficial</u>	Valor	Unidad	Descripción
D ₁	16	pulgadas	Diámetro de broca
D ₂	13.375	pulgadas	Diámetro externo de la T.R. Superficial
D ₃	19	pulgadas	Diámetro interno de la T.R. Conductor
D ₄	12.415	pulgadas	Diámetro interno de la T.R. Superficial
H ₁	40	pies	Longitud de la T.R. Conductor
H ₂	5979	pies	Longitud de la T.R. Superficial
h	5	pies	Agujero de ratón
R ₁	1.18	pies ³ /Sxs	Rendimiento de lechada de cola
R ₂	1.68	pies ³ /Sxs	Rendimiento de lechada de relleno

Elaborado por: Francisco Arévalo/Javier Barzallo/Roberto Guerrero
Marzo/2010

3.2.1.2 Resultados Volúmenes para la Cementación.

Tabla 3.0.2 Resultados del T.R Superficial

	T.R. Superficial	
	Sin Exceso	Con Exceso
Volumen Lechada de Cola (bls.)	76.15	83.77
Sacos de lechada de cola	399	
Volumen Lechada de Relleno (bls.)	377.04	452.45
Sacos de lechada de relleno	1512	
Volumen de desplazamiento (bls.)	895.24	

Elaborado por: Francisco Arévalo/Javier Barzallo/Roberto Guerrero
Marzo/2010

3.2.1.3 Secuencia Operacional

- 1) Con T.R. en el fondo circular con bombas del taladro hasta obtener retornos limpios.
- 2) Instalar cabezal de cementación.
- 3) Llenar y probar líneas a 3000psi por 5 minutos para verificar que no existen ningún tipo de fugas.
- 5) Bombear 40bls de Agua.
- 6) Soltar Tapón Inferior Flexible (Hembra)
- 7) Mezclar y bombear 414bls de lechada de relleno a 13.5 lb/gal
- 8) Mezclar y bombear 84bls de lechada de cola a 15.6Lb/gal
- 9) Soltar Tapón de Tope (Utilizar testigo).
- 10) Bombear 10bls de agua atrás del tapón de tope.

- 11) Desplazar con bombas del taladro, 895bls de lodo.
- 12) Asentar tapón con 500psi sobre la presión final.
Mantener la presión durante 5 minutos.
- 13) Revisar el contraflujo, verificar funcionamiento de equipo de flotación.
- 14) Tiempo de fraguado 12 horas

La figura 3.2 representa el diagrama del pozo luego de la secuencia operacional.

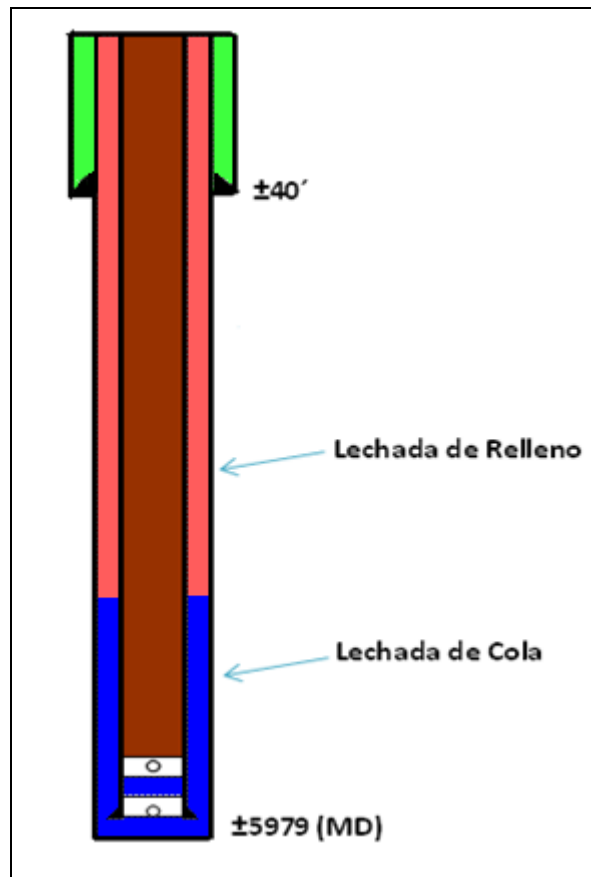


Figura 3-0-2 Diagrama de la Cementación de T.R. Superficial

Elaborado por: Francisco Arévalo- Marzo/2010

3.2.2 Cementación Tubería de Revestimiento Intermedio.

Se perforará hasta alcanzar la profundidad de 8,938pies (MD) con una broca de 12 1/4", en este punto se procederá a bajar una tubería de revestimiento de 9 5/8" con un diámetro interno de 8.681".

La cementación constará con una lechada de cola, que se colocará en el fondo de esta hasta 1,000pies sobre el zapato guía; y una lechada de relleno desde la lechada anterior hasta 200pies sobre el zapato guía anterior.

3.2.2.1 Cálculos de Volúmenes para la Cementación.

Para calcular el volumen en barriles de los diferentes tipos de fluidos se utilizará las siguientes fórmulas:

- Volumen de lechada de cola.

$$V_4 = \left[\frac{D_5^2 - D_6^2}{1029.4} \times 1000 \right] + \left[\frac{D_5^2}{1029.4} \times h \right] \Rightarrow \text{bls.}$$

- Volumen de lechada de relleno.

$$V_5 = \left[\frac{D_5^2 - D_6^2}{1029.4} \times (H_3 - H_2 - 1000) \right] + \left[\frac{D_4^2 - D_6^2}{1029.4} \times H_4 \right] \Rightarrow \text{bls.}$$

- Volumen de desplazamiento.

$$V_6 = \left[\frac{D_7^2}{1029.4} \times H_3 \right] \Rightarrow \text{bls.}$$

- Volumen con exceso.

$$V_{4t} = V_4 + (V_4 \times Exceso)$$

$$V_{5t} = V_5 + (V_5 \times Exceso)$$

Según trabajos realizados anteriormente se considerará un exceso del 10 % en las Lechadas, tanto de cola como la de Relleno.

- Cantidad de sacos Lechada de cola.

$$Sx_4 = \frac{(V_{4t} \times 5.615)}{R_4}$$

- Cantidad de sacos Lechada de relleno.

$$Sx_5 = \frac{(V_{5t} \times 5.615)}{R_5}$$

Tabla 3.0.3 Nomenclaturas y valores del T.R Intermedio

<u>Intermedio</u>	Valor	Unidad	Descripción
D ₄	12.415	pulgadas	Diámetro interno de la T.R. Superficial
D ₅	12.25	pulgadas	Diametro de broca
D ₆	9.625	pulgadas	Diámetro externo de la T.R. Intermedia
D ₇	8.681	pulgadas	Diámetro interno de la T.R. Intermedia
H ₃	8938	pies	Longitud de la T.R. Intermedia
H ₄	200	pies	Cemento sobre el zapato guía de la T.R. Superficial
h	5	pies	Agujero de ratón
R ₃	1.16	pies ³ /Sxs	Rendimiento de lechada de cola
R ₄	1.68	pies ³ /Sxs	Rendimiento de lechada de relleno

Elaborado por: Francisco Arévalo/Javier Barzallo/Roberto Guerrero
Marzo/2010

3.2.2.2 Resultados Volúmenes para la Cementación.

Tabla 3.0.4 Resultados del T.R Intermedio

	T.R. Intermedia	
	Sin Exceso	Con Exceso
Volumen Lechada de Cola (bls.)	56.51	62.16
Sacos de lechada de cola	301	
Volumen Lechada de Relleno (bls.)	121.22	133.34
Sacos de lechada de relleno	446	
Volumen de desplazamiento (bls.)	654.32	

Elaborado por: Francisco Arévalo/Javier Barzallo/Roberto Guerrero
Marzo/2010

3.2.2.3 Secuencia Operacional

- 1) Tubería de Revestimiento en el fondo, circular con bombas del taladro.
- 2) Se Instala Cabezal de Cementación.
- 3) Se reinicia circulación a través de la cabeza de cementación.
- 4) Prueba de Líneas.
- 5) Bombea Agua Tratada.
- 6) Soltando Tapón Inferior Flexible, con 5bls. Agua tratada.
- 7) Mezcla y bombea 133bls. de Lechada de Relleno a 13.5 lb/gal.
- 8) Mezcla y bombea 62bls. de Lechada de Cola a 15.8 lb/gal.

- 9) Suelta Tapón Superior + Inicia desplazamiento con 10bls. de Agua Fresca
- 10) Continúa desplazamiento de 654bls.de lodo.
- 11) Asienta Tapón de desplazamiento.
- 12) Contraflujo
- 13) Termina Cementación desarmando líneas.

La siguiente figura es un bosquejo del pozo luego de finalizar la secuencia operacional.

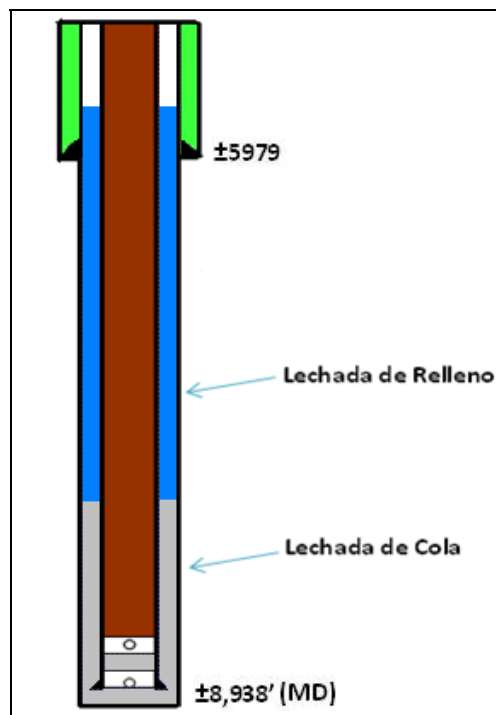


Figura 3-3 Diagrama de la Cementación T.R. Intermedia

Elaborado por: Francisco Arévalo- Marzo/2010

3.2.3 Cementación Liner de Producción.

Se perforará hasta alcanzar la profundidad de 10,408pies (MD) con una broca de 8 1/2", en este punto se procederá a bajar el liner de 7" con un diámetro interno de 6.276", con la ayuda una tubería de perforación de 5".

El liner se lo asienta 200pies (traslape) sobre el zapato guía de la tubería de revestimiento intermedio.

La cementación constará solo de una lechada, que se colocará desde el fondo hasta ± 100 pies sobre el colgador del liner.

3.2.3.1 Cálculos de Volúmenes para la Cementación.

Para calcular el volumen en barriles de los diferentes tipos de fluidos se utilizará las siguientes fórmulas, considerando la longitud del Liner se decide cementar con un solo tipo de lechada:

- Volumen de Lechada.

$$V_7 = \left[\frac{D_8^2 - D_9^2}{1029.4} \times (H_5 - H_3) \right] + \left[\frac{D_7^2 - D_9^2}{1029.4} \times 200 \right] + \left[\frac{D_7^2 - D_{10}^2}{1029.4} \times 100 \right] + \left[\frac{D_8^2}{1029.4} \times h \right] \Rightarrow \text{bls.}$$

- Volumen de desplazamiento.

$$V_8 = \left[\frac{D_{11}^2}{1029.4} \times (H_3 - 200) \right] + \left[\frac{D_{12}^2}{1029.4} \times (H_5 - H_3 + 200) \right] \Rightarrow \text{bls.}$$

- Cantidad de sacos:

✓ Lechada Principal.

$$S_{X_7} = \frac{(V_{7t} \times 5.615)}{R_5}$$

Tabla 3.0.5 Nomenclaturas y valores del Liner Producción

<i>Producción</i>	Valor	Unidad	Descripción
D ₇	8.681	pulgadas	Diámetro interno de la T.R. Intermedia
D ₈	8.50	pulgadas	Diámetro de broca
D ₉	7	pulgadas	Diámetro externo del Liner
D ₁₀	5	pulgadas	Diámetro externo de la T.P.
D ₁₁	4.276	pulgadas	Diámetro interno de la T.P.
D ₁₂	6.276	pulgadas	Diámetro interno del Liner.
H ₃	8938	Pies	Longitud de la T.R. Intermedia
H ₅	10408	Pies	Profundidad total (MD)
H	5	Pies	Agujero de ratón
R ₅	1.12	pies ³ /Sxs	Rendimiento de lechada principal

Elaborado por: Francisco Arévalo/Javier Barzallo/Roberto Guerrero
Marzo/2010

3.2.3.2 Resultados Volúmenes para la Cementación.

Tabla 3.6 Resultados del Liner de Producción

	Liner de producción	
	Sin Exceso	Con Exceso
Volumen Lechada principal (bls.)	43.56	47.92
Sacos de lechada de cola	240	
Volumen de desplazamiento (bls.)	219.09	

Elaborado por: Francisco Arévalo/Javier Barzallo/Roberto Guerrero
Marzo/2010

3.2.3.3 Secuencia Operacional

- 1) Liner en el fondo, circular con bombas del taladro.
- 2) Suelta Bala para accionar colgador de liner.
- 3) Asienta Liner y circula.
- 4) Circular con bombas del taladro.
- 5) Prueba de Líneas.
- 6) Bombeo colchón lavador.
- 7) Bombeo colchón espaciador.
- 8) Bombeo de Agua Tratada.
- 9) Mezclar y bombear 48bls. de Lechada Principal a 16 lb/gal.
- 10) Continúa desplazamiento de 219bls.de lodo.
- 11) Suelta Dardo y engancha Wiper Plug.
- 12) Asienta Tapón.
- 13) Contraflujo.

La figura 3.4 representa la cementación de Liner luego de la secuencia.

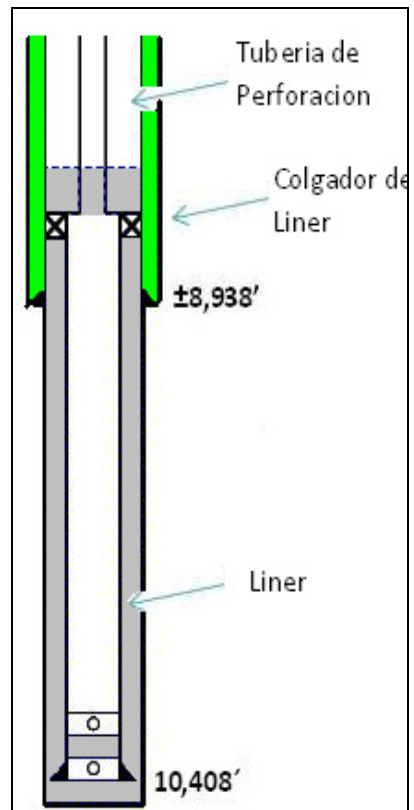


Figura 3-4 Diagrama de la Cementación de Liner.

Elaborado por: Francisco Arévalo- Marzo/2010

CAPÍTULO 4

4. INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS

4.1 Análisis de Resultados.

El análisis de resultados del pozo ESPOIL 2D, se realizará en base a la comparación con una propuesta de cementación realizada a un pozo de similares características.

El programa original utiliza los siguientes parámetros:

- Tubería de revestimiento Superficial.
- Liner Intermedio.
- Liner Producción.

Como se muestra en la figura 4.1

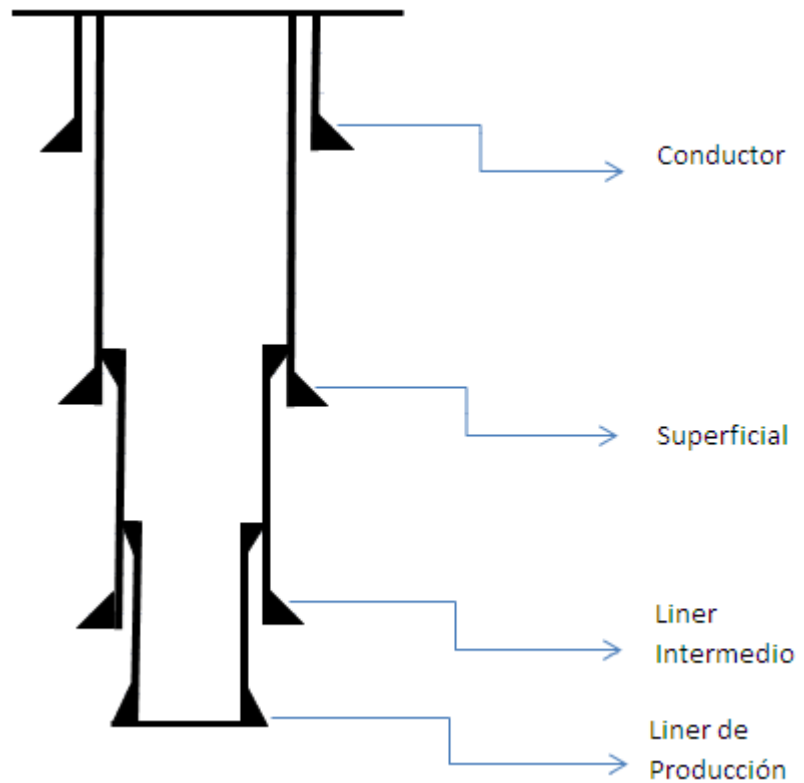


Figura 4-1 Diagrama de la cementación del programa original.

Elaborado por: Francisco Arévalo- Marzo/2010

4.1.1. Resultados de la Cementación.

A continuación la tabla 4.1 muestra los datos obtenidos como resultado de nuestro programa de cementación, mientras que en la tabla 4.2 se detallan los volúmenes de cemento a utilizar en el programa semejante (ALTERNO XD).

Tabla 4.0.1 Resultados del Programa cementación ESPOIL 2D

			Tubería de Revestimiento		
			Superficial	Intermedio	Liner Producción
Volúmenes	Lechada de Cola	Sin exceso (bls)	76.15	56.51	43.56
		Con Exceso (bls)	83.6	62.16	47.92
		Sacos (sxs)	399	301	240
	Lechada de Relleno	Sin exceso (bls)	377.05	121.22	---
		Con Exceso (bls)	452.46	110.20	---
		Sacos (sxs)	1260	369	---
	Desplazamiento	(bls)	895.24	654.32	219.09

Elaborado por: Francisco Arévalo/Javier Barzallo/Roberto Guerrero---Marzo/2010

Tabla 0.2 Resultados del Programa cementación ALTERNO XD

		Tubería de Revestimiento			
		Superficial	Liner Intermedio	Liner Producción	
Volúmenes	Lechada de Cola	Sin exceso(bls)	45.70	56.51	24.80
		Con Exceso (bls)	68.55	73.46	37.21
		Sacos (sxs)	324	368	188
	Lechada de Relleno	Sin exceso(bls)	411.53	146.31	20.37
		Con Exceso (bls)	617.30	190.20	30.56
		Sacos (sxs)	2063	636	144
	Desplazamiento	(bls)	895.24	333.91	219.09

Elaborado por: Francisco Arévalo/Javier Barzallo/Roberto Guerrero---Marzo/2010

El programa opcional (Tabla 4.1) presenta valores de exceso de 30%, 20% y 10% (en los volúmenes de lechadas tanto de cola como de relleno) en las secciones superficial, intermedia y del liner respectivamente; mientras que la Tabla 4.2 utiliza excesos de 50%, 30% y 50% en las distintas secciones.

Por este motivo se considerará para efecto de análisis los volúmenes sin exceso para trabajar con las mismas condiciones.

En el programa original se observa que los cálculos son realizados con diferentes parámetros ya que aún usando los mismos datos los resultados son distintos.

4.1.1.1 Análisis de resultados de Sección Superficial.

En la sección superficial los volúmenes de las lechadas de cola y relleno varían puesto que existe una diferencia en cuanto al tope de esta es decir, en la tabla 4.1 la lechada de cola tendrá 1000pies de altura y en el programa original solo llegó a 500pies. Esto también genera un cambio en la lechada de relleno puesto que, la segunda empieza al tope de la lechada cola y termina en superficie.

4.1.1.2 Análisis de resultados de Sección Intermedia.

En la sección intermedia es en la que se encuentran las mayores diferencias en cuanto al volumen de lechada de relleno y también a cantidad de tubería de revestimiento.

Estas diferencias se deben a que en el programa que se diseñó se utiliza una tubería de revestimiento intermedia (es decir, la tubería llega hasta superficie) y la cementación se realizó hasta 200pies sobre el zapato guía de la T.R. anterior (superficial), mientras que en el programa que se tomó como ejemplo realizaron una cementación usando un liner intermedio (es decir, se colgará 200pies sobre el zapato guía de la T.R. Superficial) y la cementación llegará 100pies sobre el tope del liner.

En esta sección también se notó que los volúmenes de desplazamiento varían debido a que la tubería de revestimiento intermedia es de 9 5/8pulgadas (capacidad 0.07320bls/pies) mientras que el liner intermedio es ubicado en el fondo con una tubería de perforación de 5pulgadas (capacidad 0.01776bls/pies) por consecuente el volumen del primero será mucho mayor que el del liner.

4.1.1.3 Análisis de resultados de Sección de Producción.

Después del análisis de la longitud del liner de producción se decide la elaboración de una sola lechada ya que este solo tendrá 1670pies. Otro punto por el cual se decidió este programa fue la mínima diferencia en las densidades de las lechadas utilizadas en el programa que se tiene como modelo, donde se utilizan dos (16lpg y 16.5lpg). En consecuencia las variaciones se encuentran en los volúmenes, tanto en la lechada de cola como de relleno.

4.2Conclusiones.

- Se logró presentar una alternativa operativa viable para realizar la cementación del pozo ESPOIL 2D.
- Estipulamos los volúmenes de cemento (lechadas de cola y de relleno) que se necesitan para realizar un programa de cementación.
- Analizamos los resultados y determinamos que el programa propuesto es aplicable.

4.3 Recomendaciones.

- Verificar la ejecución correcta de cada uno de los pasos de la secuencia operativa.
- Utilizar excesos acordes a la historia de los programas de los pozos del campo en cuestión.

BIBLIOGRAFÍA

- www.petroproduccion.com.ec
- Handbook Shlumberger.
- Geología del Ecuador, Ing. Nuñez Del Arco.
- La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo, Marco Rivadeneira y Roberto Barragan(Petroecuador).
- Libro Oilwell Drilling Engineering Principles and Practice
- www.scribd.com/doc/20973605/cementaciones-primarias-y-secundarias.
- www.scribd.com/doc/20973621/curso-de-cementacion-basica.