



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

**“Metodología en Operaciones de Cementación Primaria y Forzada
utilizando nuevas tecnologías”**

INFORME DE MATERIA DE GRADUACIÓN

Previo a la obtención del Título de:

INGENIERO EN PETROLEO

Presentado por:

Israel Adolfo Campos Tarira

Diego Francisco Armas Salguero

Dani Javier Guevara Fiallos

GUAYAQUIL - ECUADOR

2010

AGRADECIMIENTOS

A Dios, a nuestros padres y a nuestros profesores guías Ing. Daniel Tapia e Ing. Xavier Vargas que nos brindaron sus conocimientos y amistad para la culminación de este proyecto.

Dani Guevara /Diego Armas / Israel Campos.

DEDICATORIA

A Jesucristo, el dador de toda dadiva y todo don perfecto porque solo El me pudo dar un Padre Ejemplar, una Madre Amorosa, una Esposa Amiga y una Hija tan tierna, que han sido mi Fuerza e Inspiración.

Dani Guevara Fiallos.

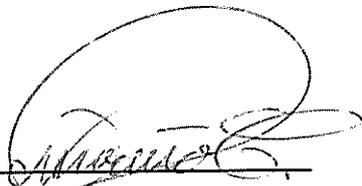
A Dios por su bendición a mi madrecita por todo el amor que me brindo desde el primer día de mi vida Universitaria, a mi padre por su apoyo incondicional y a mi pequeño ángel Nicole que es mi impulso día tras día.

Diego Armas Salguero.

A Dios y a mis padres por todo el apoyo e infinita motivación brindada, a mis hermanos abuelos primos y tíos por toda su colaboración, y en especial a mi madre a quien le debo todo lo que tengo y lo que soy le dedico este logro.

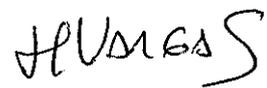
Israel Campos Tarira.

TRIBUNAL DE GRADUACIÓN



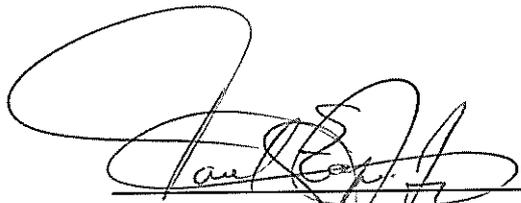
Ing. Gastón Proaño

SUB -DECANO FICT



Ing. Xavier Vargas

DIRECTOR DE SEMINARIO



Ing. Daniel Tapia.

VOCAL

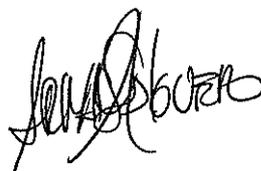
DECLARACIÓN EXPRESA

“La responsabilidad del contenido de este informe de graduación, nos corresponden exclusivamente, y el patrimonio intelectual de la misma a la ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL”

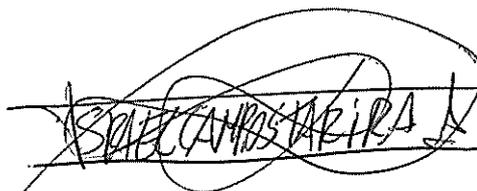
(Reglamento de Graduación de la ESPOL)



Dani Javier Guevara Fiallos



Diego Francisco Armas Salguero.



Israel Campos Tarira.

RESUMEN

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, a través de bombear cemento debajo de la tubería de revestimiento a través del zapato guía del revestimiento, hacia arriba y dentro del espacio anular.

CAPITULO N° 1

Este capítulo detalla de manera general los diferentes tipos de Cementaciones que son aplicadas en la terminación de una fase en un pozo petrolero, así como, herramientas usadas, técnicas aplicadas y el uso de diferentes tipos de revestidores según la profundidad alcanzada en cada sección.

CAPITULO N° 2

Presenta una descripción litológica de la zona en la cual se ha planificado la perforación del pozo A1D, así como la estratigrafía general del campo y un resumen operacional de la perforación del pozo.

CAPITULO N° 3

Presenta el diseño por sección de las diferentes lechadas de cemento a ser usadas en cada sección, haciendo referencia a tipos de fluidos a ser bombeados, aditivos usados en la formulación, cálculos volumétricos de cada lechada, cantidad de sacos requeridos para la mezcla, volúmenes de desplazamiento y procedimientos operacionales.

CAPITULO N° 4

Presenta las conclusiones y/o recomendaciones obtenidas mediante la cementación del pozo ARCANGEL 1D en el campo YUCA en el Oriente Ecuatoriano.

CAPITULO N° 5

Presenta las conclusiones, recomendaciones y bibliografía del trabajo de cementación que se va a realizar en el pozo **ARCANGEL D1**

ABREVIATURAS

BBLS	Barriles
BOP	Preventor de reventones
CSG	Tubería de revestimiento.
ft.	Pies
ID	Diámetro interior.
lpc	Libras por pulgada cuadrada.
lbs.	Libras
MD	Profundidad medida.
OD	Diámetro exterior
plg.	Pulgadas.
Psi	Libras por pulgadas cuadradas.
ft ³	Pies cúbicos.
P _s	Presión de Superficie.
P _E	Presión de Estallido.
TVD	Profundidad Vertical Verdadera.
TBG	Tubería de producción.
BSR	Bow Spring Rigids (<i>centralizadores rígidos tipos Blow Spring</i>)
Fm	Formación
PHPA	Polímero de Poliacrilamida parcialmente Hidrolizada.

MD	Mesure Depth (Profundidad Medida)
S.B.G .C	Sólidos de Baja Gravedad Corregidos.
MBT	Prueba de Azul de Metileno.
PDC	Policristal Diamond Cutters
GR	Gamma Ray
DLL	Dual Latero Log

GLOSARIO

Líneas.- Tuberías.

Liner.- Revestidor Colgado.

Tubería de revestimiento (Casing)- Serie de tubos que se colocan en el pozo mientras progresa la perforación para prevenir derrumbes de las paredes y para la extracción de los hidrocarburos en la fase de la producción.

Tubería de producción (Tubing)- Serie de tubos que se colocan en el pozo al interior de la tubería de revestimiento y sirve para dirigir la producción de fondo hasta la superficie. También se puede producir tanto por su interior como por el espacio anular que se crea entre este y la tubería de revestimiento del pozo.

Preventor de reventones (BOP)- Está situado en la parte superior del pozo, y su función es provocar el cierre del mismo frente a una situación de presión descontrolada (reventón).

INDICE

Tema	Página
RESUMEN	I
ABREVIATURAS	III
GLOSARIO	IV
ÍNDICE	V
ÍNDICE DE FIGURAS	XII
ÍNDICE DE TABLAS	XIV
CAPITULO 1	
1 CEMENTACIÓN DE POZOS PETROLEROS	1
1.1 PROCESOS DE UNA CEMENTACIÓN	2
1.2 FUNCIONES DEL PROCESO DE CEMENTACIÓN DE POZOS	2
1.3 TIPOS DE CEMENTACIÓN	3
1.3.1 CEMENTACIÓN PRIMARIA	4
1.3.2 CEMENTACIÓN EN UNA ETAPA	5
1.3.3 CEMENTACIÓN ES DOS ETAPAS.....	6
1.3.4 CEMENTACIÓN DE LINER	7
1.3.5 CEMENTACIÓN SECUNDARIA O SQUEEZE	8

1.4 CEMENTO	9
1.4.1 TIPOS Y CARACTERÍSTICAS DEL CEMENTO.....	9
1.4.2 ADITIVOS DEL CEMENTO	11
1.5 ESPACIADORES Y LAVADORES	12
1.6 EQUIPOS QUE SE UTILIZAN PARA UNA CEMENTACIÓN	12
1.6.1 REVESTIDOR	12
1.6.2 ZAPATA GUIA	13
1.6.3 ZAPATA DIFERENCIAL	14
16.4 COLLAR FLOTADOR	14
16.5 COLGADOR DE LINER.....	15
1.6.6 DARDO DE DESPLAZAMIENTO	16
1.6.7 TAPON DE DESPLAZAMIENTO DE LINER	17
1.6.8 DIVERTER TOOL O DV TOOL	18
1.6.9 CENTRALIZADORES	19
1.6.9.1 VENTAJAS DE UNA TUBERÍA CENTRALIZADA	20
1.6.10 RASPADORES	21
1.6.11 CABEZAL DE CEMENTACIÓN	21
1.6.12 TAPONES DE CEMENTACIÓN	22
1.6.12.1 TAPÓN INFERIOR	22
1.6.12.2 TAPÓN SUPERIOR	23
CAPÍTULO 2	
2 INTRODUCCION.....	26

2.1 ESTRATIGRAFÍA GENERAL DE LA CUENCA ORIENTE	27
2.1.1 LA FORMACIÓN NAPO	28
2.1.2 ARENA T	29
2.1.3 ARENA U	29
2.1.4 YACIMIENTO BASAL TENA	29
2.1.5 FORMACIÓN HOLLÍN	30
2.1.6 HOLLÍN INFERIOR	30
2.1.7 HOLLÍN SUPERIOR	30
2.2 UBICACIÓN DEL POZO	31
2.2.1 DATOS GENERALES DEL POZO A1D	31
2.2.2 MAPA DE UBICACIÓN DEL POZO A1D	33
2.2.3 COLUMNA ESTRATIGRÁFICA A1D	34
2.2.4 PROGNOSIS DE LA GEOLOGÍA	35
2.2.5 RESUMEN OPERACIONAL DE PERFORACIÓN	36
2.3 SUMARIO DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN POR SECCIÓN	39
2.3.1 SUMARIO DE BROCAS	40
2.3.2 CURVA DE TIEMPO DE PERFORACIÓN	40
CAPITULO 3	
3 DISEÑO DE LA CEMENTACIÓN	42
3.1 SECCIÓN PILOTEADA CON REVESTIDOR DE 20"	42
3.1.2 ESTADO MECÁNICO DE LA SECCIÓN	42
3.2 SECCIÓN SUPERFICIAL 16"	43

3.2.1 PROGRAMA DE CEMENTACIÓN PARA LA SECCIÓN SUPERFICIAL	43
3.2.2 DIAGRAMA DE REVESTIDOR DE 13 3/8"	45
3.2.3 PROGRAMA DE CENTRALIZACIÓN DE TUBERÍA DE 9 5/8"	45
3.2.4 PROGRAMA DE FLUIDOS A SER BOMBEADOS	47
3.2.5 DISEÑO DE LECHADA DE COLA.....	47
3.2.6 DISEÑO DE LECHADA DE RELLENO.....	48
3.2.7 CÁLCULO DE VOLUMETRÍA PARA CADA LECHADA Y DESPLAZAMIENTO	49
3.2.8 SUMARIO DE CEMENTACIÓN SECCIÓN SUPERFICIAL 16"	50
3.2.9 GRAFICO DE CAUDAL DE BOMBEO VERSUS VOLUMEN DESPLAZADO	51
3.2.10 GRAFICO DE PRESIÓN DE SUPERFICIE VERSUS VOLUMEN DESPLAZADO	
3.2.11 ESTADO MECÁNICO DE LA SECCIÓN	52
3.3 SECCIÓN INTERMEDIA 12 1/4"	53
3.3.1 PROGRAMA DE CEMENTACIÓN PARA LA SECCIÓN INTERMEDIA	54
3.3.2 DIAGRAMA DE REVESTIDOR DE 13 3/8"	55
3.3.3 PROGRAMA DE CENTRALIZACIÓN DE TUBERÍA DE 9 5/8".....	56
3.3.4 PROGRAMACIÓN DE FLUIDOS A SER BOMBEADOS	56
3.3.5 DISEÑO DE LECHADA DE COLA.....	57
3.3.6 DISEÑO DE LECHADA DE RELLENO.....	58
3.3.7 CALCULO DE VOLUMETRÍA PARA CADA LECHADA Y DESPLAZAMIENTO	59
3.3.8 SUMARIO DE CEMENTACIÓN SECCIÓN SUPERFICIAL 16"	60
3.2.9 GRAFICO DE CAUDAL DE BOMBEO VERSUS VOLUMEN DESPLAZADO...	61
3.3.10 GRAFICO DE PRESIÓN DE SUPERFICIE VERSUS VOLUMEN DESPLAZADO	

3.3.11 ESTADO MECÁNICO FINAL DE LA SECCIÓN.....	62
3.4 SECCIÓN FINAL O DE PRODUCCIÓN	63
3.4.1 PROGRAMA DE CEMENTACIÓN PARA LA SECCIÓN PRODUCTORA	64
3.4.2 DIAGRAMA DE LINER DE 7".....	65
3.4.3 PROGRAMA DE CENTRALIZACIÓN DE LINER DE 7".....	66
3.4.4 PROGRAMA DE FLUIDOS A SER BOMBEADOS	66
3.4.5 DISEÑO DE LECHADA DE COLA.....	67
3.4.6 DISEÑO DE LECHADA DE RELLENO.....	68
3.4.7 CALCULO DE VOLUMETRÍA PARA CADA LECHADA DE DESPLAZAMIENTO..	
3.4.8 PROGRAMA DE ASENTAMIENTO DE LINER DE 7" CON COLGADOR	70
3.4.9 SUMARIO DE CEMENTACIÓN SECCIÓN SUPERFICIAL 16"	72
3.4.10 GRAFICO DE CAUDAL DE BOMBEO VERSUS VOLUMEN DESPLAZADO..	73
3.4.11 GRAFICO DE PRESIÓN DE SUPERFICIE VERSUS VOLUMEN DESPLAZADO	
3.4.12 ESTADO MECÁNICO FINAL DE LA SECCIÓN.....	75
CAPITULO 4	
4 ANÁLISIS DE RESULTADOS	77
4.1 ANÁLISIS DE RESULTADOS (SECCIÓN SUPERFICIAL) 16"	94
4.2 ANÁLISIS DE RESULTADOS DE LA SECCIÓN INTERMEDIA 12 ¼	94
4.3 ANÁLISIS DE RESULTADOS DE LA SECCIÓN DE PRODUCCIÓN 8 1/2".....	95
CAPITULO 5	
5 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	97
5.1 CONCLUSIONES	97

5.2 RECOMENDACIONES	98
5.3 BIBLIOGRAFÍA	100

INDICE DE FIGURAS

2.1 DIAGRAMA DE POZO A 1D TIPO "S".....	26
2.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DE LA CUENCA ORIENTE.....	27
2.3 DIAGRAMA ESTRATIGRÁFICO GENERAL DEL CAMPO YUCA.....	28
2.4 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO YUCA.....	31
2.5 MAPA ESTRUCTURAL DEL POZO A 1D.....	33
2.6 DIAGRAMA ESTRATIGRÁFICO DE ZONA PRODUCTORA DEL POZO A 1D...	34
2.7 PROGNOSIS GEOLÓGICA DEL POZO A 1D.....	35
2.8 RESUMEN OPERACIONAL DEL POZO A 1D.....	36
2.9 CURVA DE TIEMPOS OPERACIONALES DEL POZO A 1D.....	40

CAPÍTULO 3

3.1 DIAGRAMA INICIAL DE SECCIÓN SUPERFICIAL.....	43
3.2 DIAGRAMA DE REVESTIDOR DE 13 3/8.....	45
3.3 CÁLCULO VOLUMÉTRICO DE CEMENTACIÓN DE LA SECCIÓN SUPERFICIAL.	
3.4 GRÁFICO DE VOLUMEN VS CAUDAL DE BOMBEO.....	51

3.5 GRÁFICO DE VOLUMEN VS PRESIÓN DE SUPERFICIE DE LA SECCIÓN SUPERFICIAL	52
3.6 DIAGRAMA INICIAL DE LA SECCIÓN INTERMEDIA 12 ¼".....	53
3.7 DIAGRAMA DEL REVESTIDOR DE LA SECCIÓN INTERMEDIA 12 ¼".....	55
3.8 CÁLCULO VOLUMÉTRICO DE CEMENTACIÓN DE LA SECCIÓN INTERMEDIA.	
3.9 GRÁFICO DE VOLUMEN VS CAUDAL DE BOMBEO.....	61
3.10 GRÁFICO DE VOLUMEN VS PRESIÓN DE SUPERFICIE DE LA SECCIÓN INTERMEDIA.....	62
3.11 DIAGRAMA INICIAL DE LA SECCIÓN DE PRODUCCIÓN 8 ½'.....	63
3.12 DIAGRAMA DE LINER DE LA SECCIÓN DE PRODUCCIÓN 8 ½".....	65
3.13 CÁLCULO VOLUMÉTRICO DE CEMENTACIÓN DE LA SECCIÓN DE PRODUCCIÓN.....	68
3.14 GRÁFICO DE VOLUMEN VS CAUDAL DE BOMBEO.....	73
3.15 GRÁFICO DE VOLUMEN VS PRESIÓN DE SUPERFICIE DE LA SECCIÓN DE PRODUCCIÓN.....	74

INDICE DE TABLAS

2.1 GENERALIDADES DEL POZO A 1D.....	32
2.2 SUMARIO DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN USADOS EN EL POZO A 1D.....	39
2.3 SUMARIO DE BROCAS USADAS EN LA PERFORACIÓN DEL POZO A 1D.....	40

CAPÍTULO 3

3.1 ESTADO MECÁNICO FINAL DEL CONDUCTOR 20"	42
3.2 PROGRAMA DE CENTRALIZACIÓN DEL REVESTIDOR DE 13-3/8"	46
3.3 PROGRAMA DE FLUIDOS DE CEMENTACIÓN DEL REVESTIDOR DE 13-3/8".....	47
3.4 COMPOSICIÓN QUÍMICA DE LA LECHADA DE COLA.....	47
3.5 COMPOSICIÓN QUÍMICA DE LA LECHADA DE RELLENO.....	48
3.6 PROGRAMA DE DESPLAZAMIENTO DE FLUIDOS DE CEMENTACIÓN DE LA SECCIÓN SUPERFICIAL.....	50
3.7 ESTADO MECÁNICO FINAL DE LA SECCIÓN SUPERFICIAL.....	52
3.8 PROGRAMA DE CENTRALIZACIÓN DEL REVESTIDOR DE 9 5/8"	56
3.9 PROGRAMA DE FLUIDOS DE CEMENTACIÓN DEL REVESTIDOR DE 9-5/8"	56
3.10 COMPOSICIÓN QUÍMICA DE LA LECHADA DE COLA.....	57
3.11 COMPOSICIÓN QUÍMICA DE LA LECHADA DE RELLENO.....	58
3.12 PROGRAMA DE DESPLAZAMIENTO DE FLUIDOS DE CEMENTACIÓN DE LA SECCIÓN INTERMEDIA.....	60

3.13 ESTADO MECÁNICO FINAL DE LA SECCIÓN INTERMEDIA.....	62
3.14 PROGRAMA DE FLUIDOS DE CEMENTACIÓN DE LINER DE 7".....	66
3.15 COMPOSICIÓN QUÍMICA DE LA LECHADA DE COLA.....	67
3.16 PROGRAMA DE DESPLAZAMIENTO DE FLUIDOS DE CEMENTACIÓN DE LA SECCIÓN DE PRODUCCIÓN.....	72
3.17 ESTADO MECÁNICO FINAL DE LA SECCIÓN DE PRODUCCIÓN.....	75

CAPITULO 4

4.1 TABLA DE RESULTADOS DEL DISEÑO DE CEMENTACIÓN DEL POZO A 1...	78
---	----

INTRODUCCIÓN

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

Con el fin de entender este proceso primero se familiariza con las terminologías de la industria petrolera, se explican cada uno de los procesos y las herramientas que se necesitan.

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

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

Finalmente se realiza un análisis de los resultados, comparando los obtenidos con otros de un pozo de similares características, sugiriendo recomendaciones para optimizar futuros trabajos.

CAPITULO 1

CEMENTACION DE POZOS

PETROLEROS

CAPITULO 1

1. CEMENTACION 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, a través de bombear 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.

1.2 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(BlowOut) 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.

1.3 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

1.3.1 Cementación Primaria

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

1.3.2 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 el casing superficial, y el equipo del de fondo será el básico para la cementación, zapato guía, collar flotador, centralizadores, raspadores, tapones de fondo y tope.

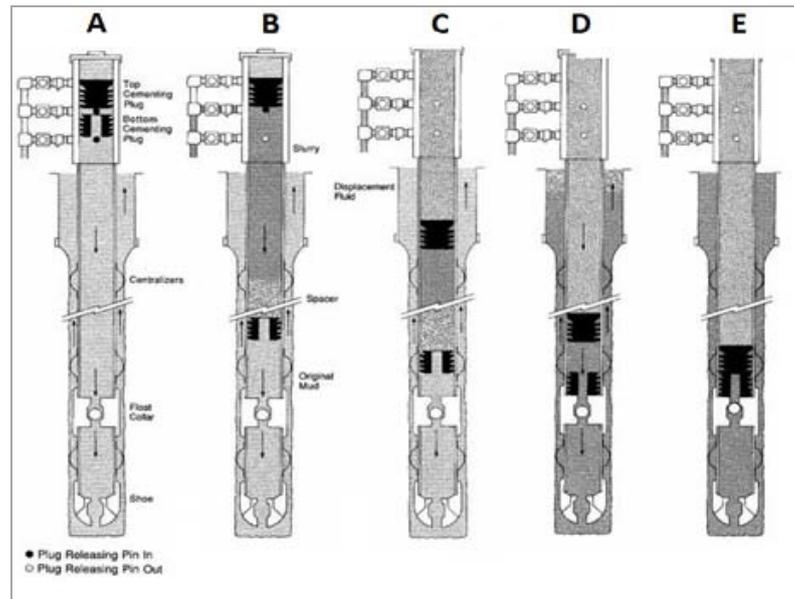


Figura 1.1 Secuencia Cementación una Etapa

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

1.3.3 Cementación en dos Etapas.

Esta cementación consiste en ubicar la lechada de cemento primero en la parte inferior del espacio anular casing-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 continua de dos etapas.
- Cementación en tres etapas.

1.3.4 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.

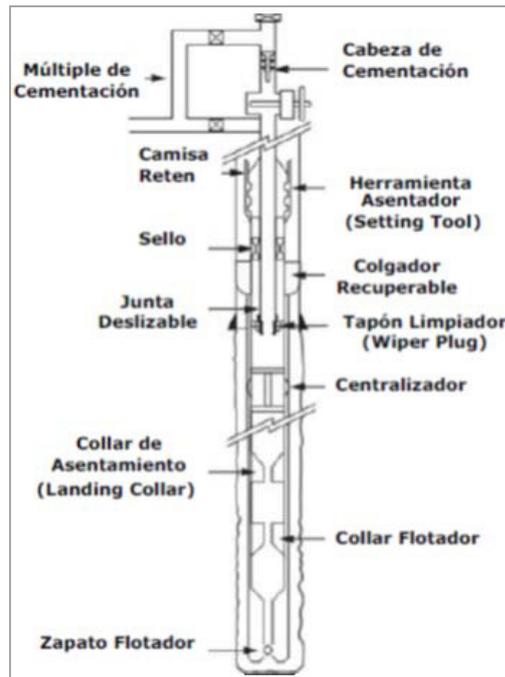


Figura 1.2 Secuencia Cementación una Etapa

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

1.3.5 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.

1.4 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.

1.4.1 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.

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

Tabla 1.1 Clasificación API del Cemento
Elaborado Por: Israel Campos, Dani Guevara, Diego Armas,
Marzo 2010

1.4.2 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:

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.

Tabla 1.2 Clasificación de aditivos para el Cemento
 Elaborado Por: Israel Campos, Dani Guevara, Diego Armas,
 Marzo 2010

1.5 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.

1.6 Equipos que se utilizan para una Cementación

1.6.1 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.

1.6.2 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.

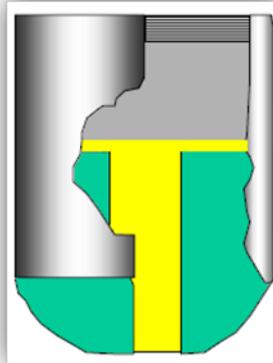


Figura 1.4 Zapata Guía

Fuente: Programa de Entrenamiento Acelerado Para Supervisores – Schlumberger

1.6.3 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.

1.6.4 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.

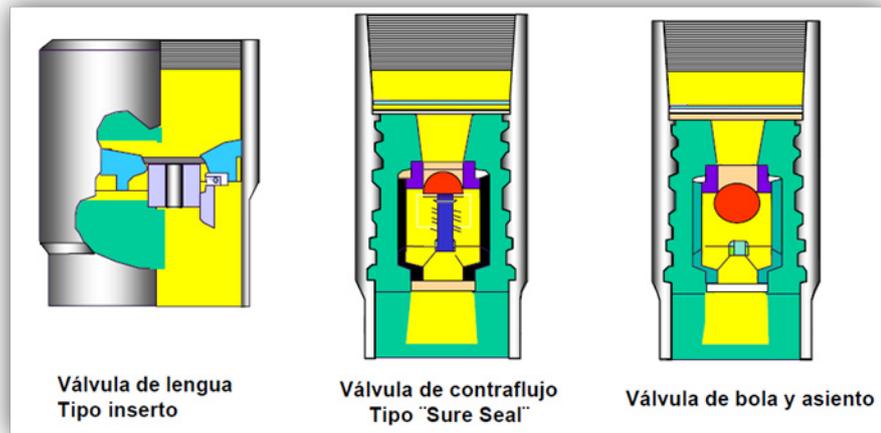


Figura1.5Collar Flotador

Fuente: Programa de Entrenamiento Acelerado Para Supervisores - Schlumberger

1.6.5 Colgador de Liner (LinerHanger)

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

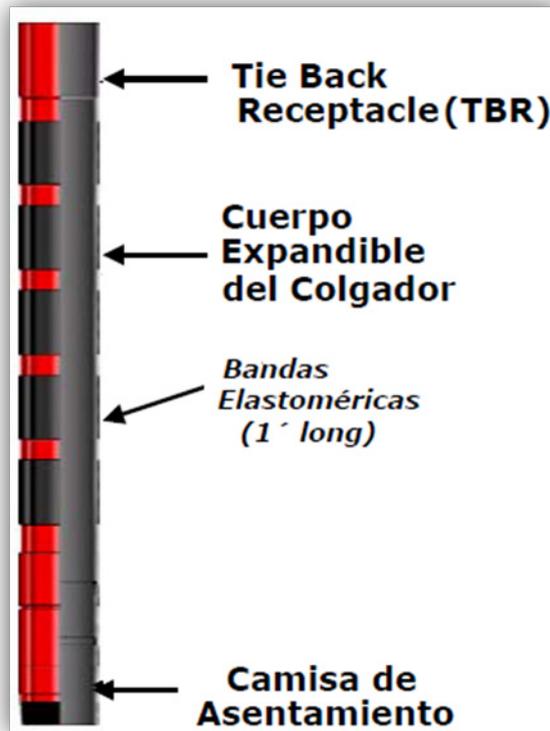


Figura 1.6 Liner Hanger (Versaflex)

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

1.6.6 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.

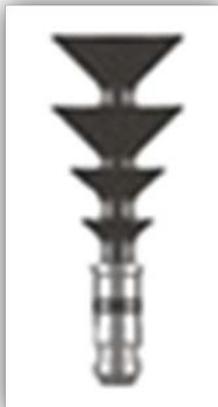


Figura1.7Dardo de Desplazamiento

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

Este es lanzado desde 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.

1.6.7 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 HangerLiner 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.

1.6.8 Diverter Tool o DV Tool

El conjunto DiverterTool 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



Figura1.9DvTool

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

1.6.9 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

1.6.9.1 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.

1.6.10 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

1.6.11 Cabezal de Cementación

Los cabezales de cementación son usados en la mayor parte de operaciones de unión con cemento para facilitar el flujo 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.

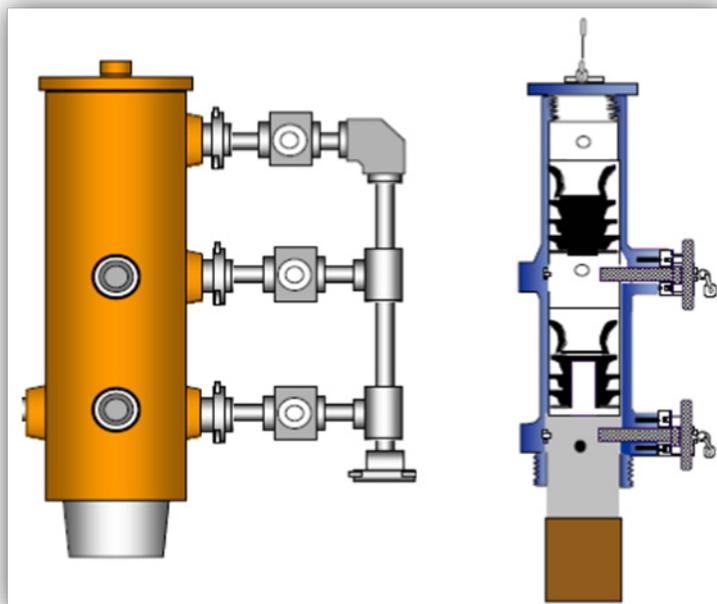


Figura 1.12 Cabezal de Cementación

Fuente: Programa de Entrenamiento Acelerado Para Supervisores - Schlumberger

1.6.12 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.

1.6.12.1 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.

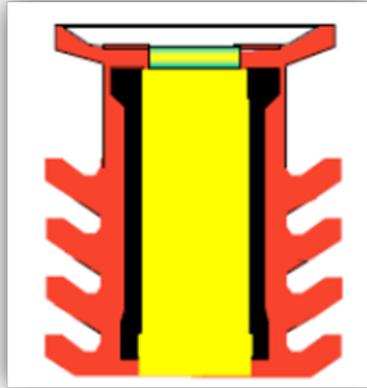


Figura 1.13 Tapón Inferior

Fuente: Programa de Entrenamiento Acelerado Para Supervisores - Schlumberger

1.6.12.2 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.

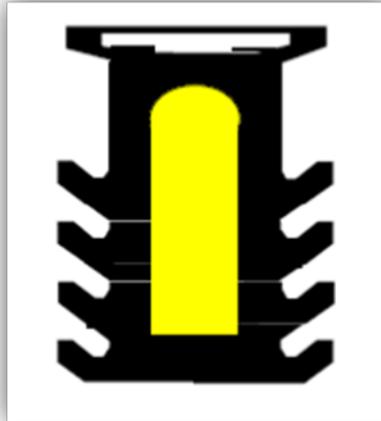


Figura1.14 Tapón Superior

Fuente: Programa de Entrenamiento Acelerado Para Supervisores - Schlumberger

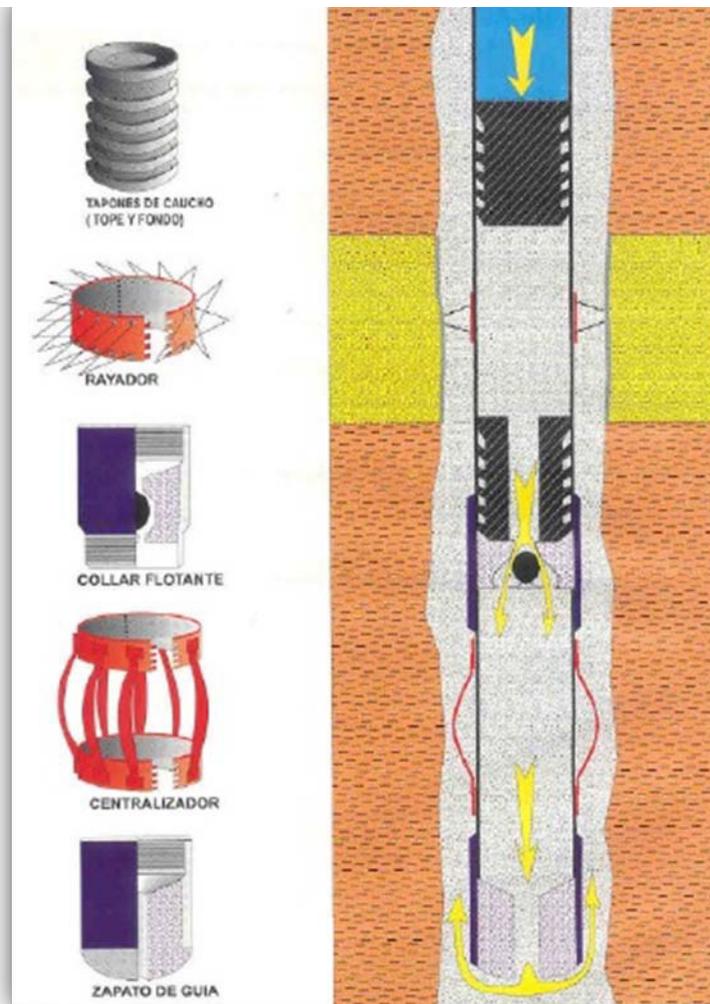


Figura1.15 Ubicación de las Herramientas Utilizadas en una Cementación de CSG

Fuente: Manual de Entrenamiento Para Reducir Eventos No Programados

CAPITULO 2

INFORMACION TECNICA Y DATOS DEL CAMPO

CAPITULO 2

2. INTRODUCCION

El pozo **ARCANGEL 1D** fue planeado como un pozo de configuración direccional tipo "S" orientado a alcanzar las arenas productoras de hidrocarburos, "U Superior", "T Superior", Hollín Superior (9,472', 9756', 9985' TVD) ubicadas en el campo Yuca en el oriente Ecuatoriano, con un hoyo de 8 ½" a una profundidad de 10,457' MD (10,120' en TVD), a continuación se presentara un breve detalle estratigráfico de la cuenca Ecuatoriana así como un detalle de las formaciones que se tiene como objetivo alcanzar con la perforación del pozo A 1D.

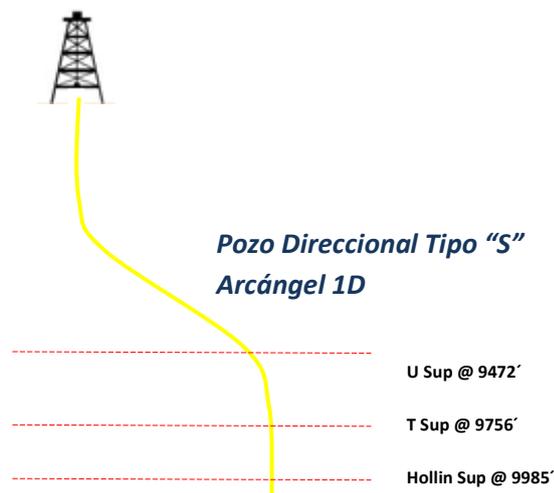


Figura 2.1 Diagrama Pozo A1D Tipo S.

Fuente: Israel Campos, Dani Guevara, Diego Armas, Marzo 2010.

2.1 ESTRATIGRAFÍA GENERAL DE LA CUENCA ORIENTE.

La Cuenca Oriente es parte de una unidad morfo-estructural conocida como parte superior de la Cuenca Amazónica, se encuentra limitada al oeste por la Cordillera de los Andes y al Oriente por el escudo Guyanés (Fig.1).

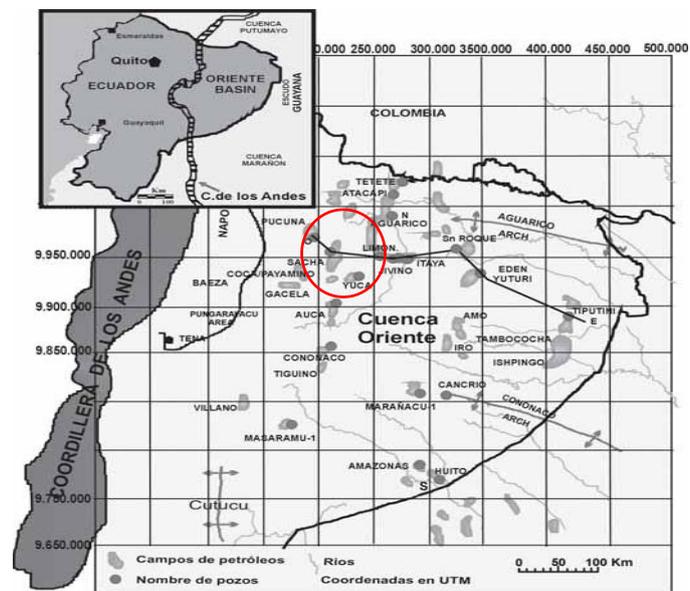


Figura 2.2 Ubicación Geográfica de la Cuenca Oriente.

Fuente: Programa de Perforación de Pozos Halliburton.

A continuación se presenta un diagrama estratigráfico general de la cuenca Amazónica Ecuatoriana.

CHALCANA	Chalcana
ORTEGUAZA	Orteguaza
TIYUYACU	Tiyuyacu
	Congl. Tiyuyacu Inferior
TENA	Arenisca Basal Tena
NAPO	Caliza M-2
	Caliza A
	U superior
	Arenisca U inferior
	Caliza B
	Arenisca T superior
	Arenisca T inferior
HOLLIN	Hollín Superior
	Hollín Inferior

Figura 2.3 Diagrama Estratigráfico General del Campo Yuca.

Fuente: Israel Campos, Dani Guevara, Diego Armas, Marzo 2010.

2.1.1 LA FORMACIÓN NAPO

La cual está planeada como uno de los principales objetivos a perforar está formada por paquetes de arenas con intercalaciones de arcillas y calizas, esta formación puede presentar espesores de hasta 700 metros y fue depositada durante el Cretácico en la Cuenca oriente del Ecuador, descansa sobre la Fm Hollín y se apoya sobre la formación Tena, la formación Napo comprende varias unidades estratigráficas, una de ellas es la arenisca U, que corresponde a un importante intervalo de petróleo, al este del

Oriente la arenisca U presenta un espesor de hasta 70 m que se adelgaza hacia el oeste de la Cuenca.

2.1.2 ARENA T.

Es la inferior y tiene espesores que varían de 35 a 110 pies, con espesores irregulares de saturación de crudo de 4 pies a 38 pies. Su porosidad esta en el orden del 9 al 18%, y está constituida por arenisca cuarzosa glauconita gris verdosa, grano fino a medio, cemento silicio, a veces calcárea

2.1.3 ARENA U.

Se ubica en la parte superior sobre la zona T, con un espesor de 44 a 102 pies, con espesores irregulares de saturación de crudo de 3 pies a 28 pies. Su porosidad esta en el orden de 9 a 20%, y está constituida por arenisca cuarzosa, grano fino a grueso con glauconita.

2.1.4 YACIMIENTO BASAL TENA.

Tiene espesores de saturación de crudo de 2 a 17 pies. Su porosidad esta en el orden de 9 a 21%, y está constituida por arenisca cuarzosa, grano fino a grueso color café claro, cemento

silíceo a veces calcáreo. Tiene unas reservas remanentes de 646.160 Bbls.

2.1.5 FORMACION HOLLIN.

Es el principal reservorio de petróleo de edad Albeano – Cenomaneano y Paleo ambiente Transicional Deltaico se lo ha subdividido en superior e inferior.

2.1.6 HOLLÍN INFERIOR

Esta constituida fundamentalmente de una arenisca limpia con poca presencia de arcilla, con un espesor de saturación de crudo que varía de unos 20 pies a mayores de 100 pies, con una porosidad de 8 a 20%. Tiene contacto agua petróleo.

2.1.7 HOLLÍN SUPERIOR

Este yacimiento tiene un espesor que varía de 6 a 50 pies con espesor de saturación de crudo de 5 pies a 30 pies y una porosidad de 6 al 20%. Está constituida por arenisca cuarzosa de grano fino a grueso, color gris claro a blanco.

2.2 UBICACIÓN DEL POZO.

El pozo **ARCANGEL 1D** es un pozo de desarrollo, direccional en tipo S y fue perforado en la zona central del oriente Ecuatoriano, campo Yuca, a continuación se muestra la ubicación del campo.

2.2.1 DATOS GENERALES DEL POZO A1D.

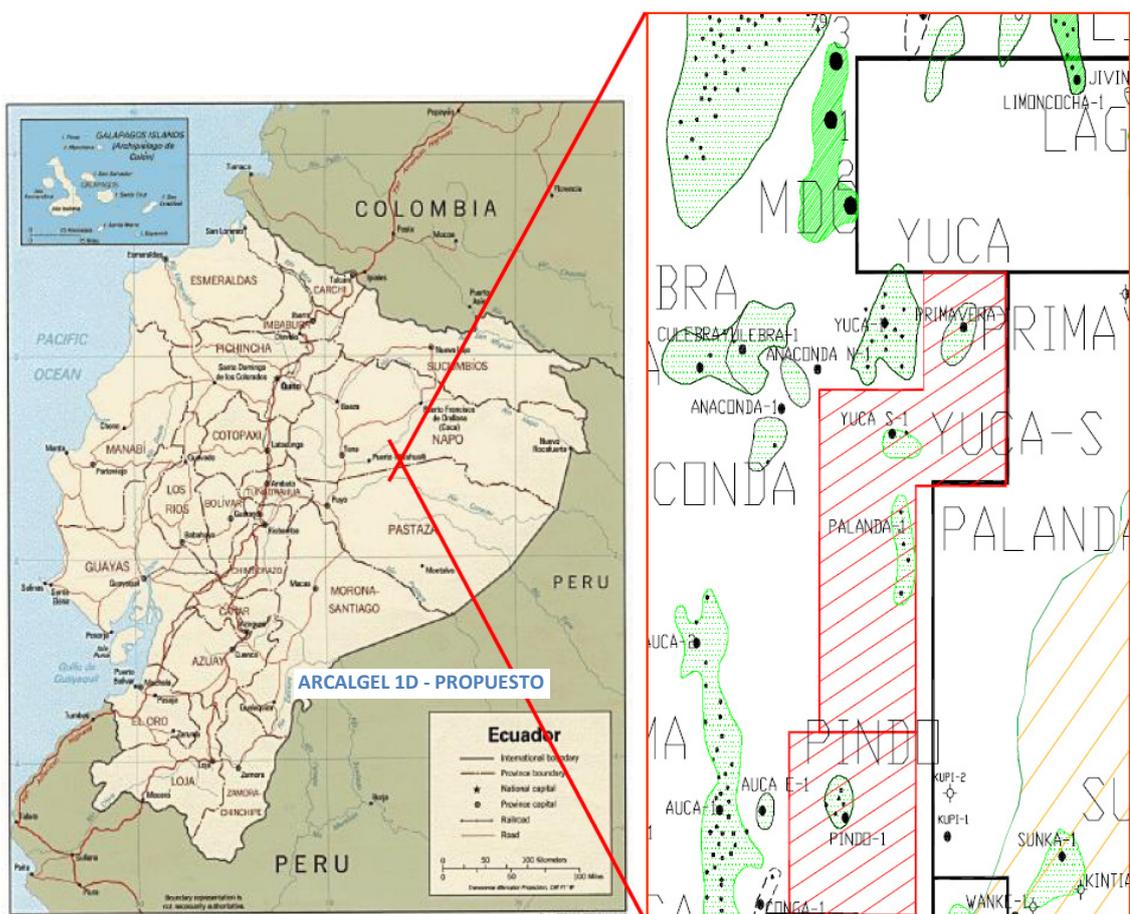


Figura 2.4 Ubicación Geográfica del Campo Yuca.

Fuente: Programa de perforación de Pozo Halliburton.

Pad	Yuca 7
Pozo	Arcangel 1D
Compañía Operadora	Petroproducción
Nombre del Taladro	Sinopec 191
Contratista del Taladro	Sinopec
Elevación del terreno	818,304 pies
Elevación de la mesa rotaria	34.2 pies
Coordenadas de Superficie: Zona UTM Norte Este Latitud Longitud	9,946,578.80 N, 303,000.40 E 00° 28' 59.09" S 076° 46' 12.34" W
Coordenadas del objetivo Holllin Sup Norte Este	9,946,307.476 N 302,569.751 E
Radio de tolerancia	50.00 pies
Profundidad Vertical del Objetivo	9,985 pies
Profundidad Total	10,457 pies
Dias Estimados de Perforación	25.1

Tabla 2.1 Generalidades del Pozo A1D.

Fuente: Israel Campos, Dani Guevara, Diego Armas, Marzo 2010.

2.2.2 MAPA DE UBICACIÓN DEL POZO ARCANGEL 1D

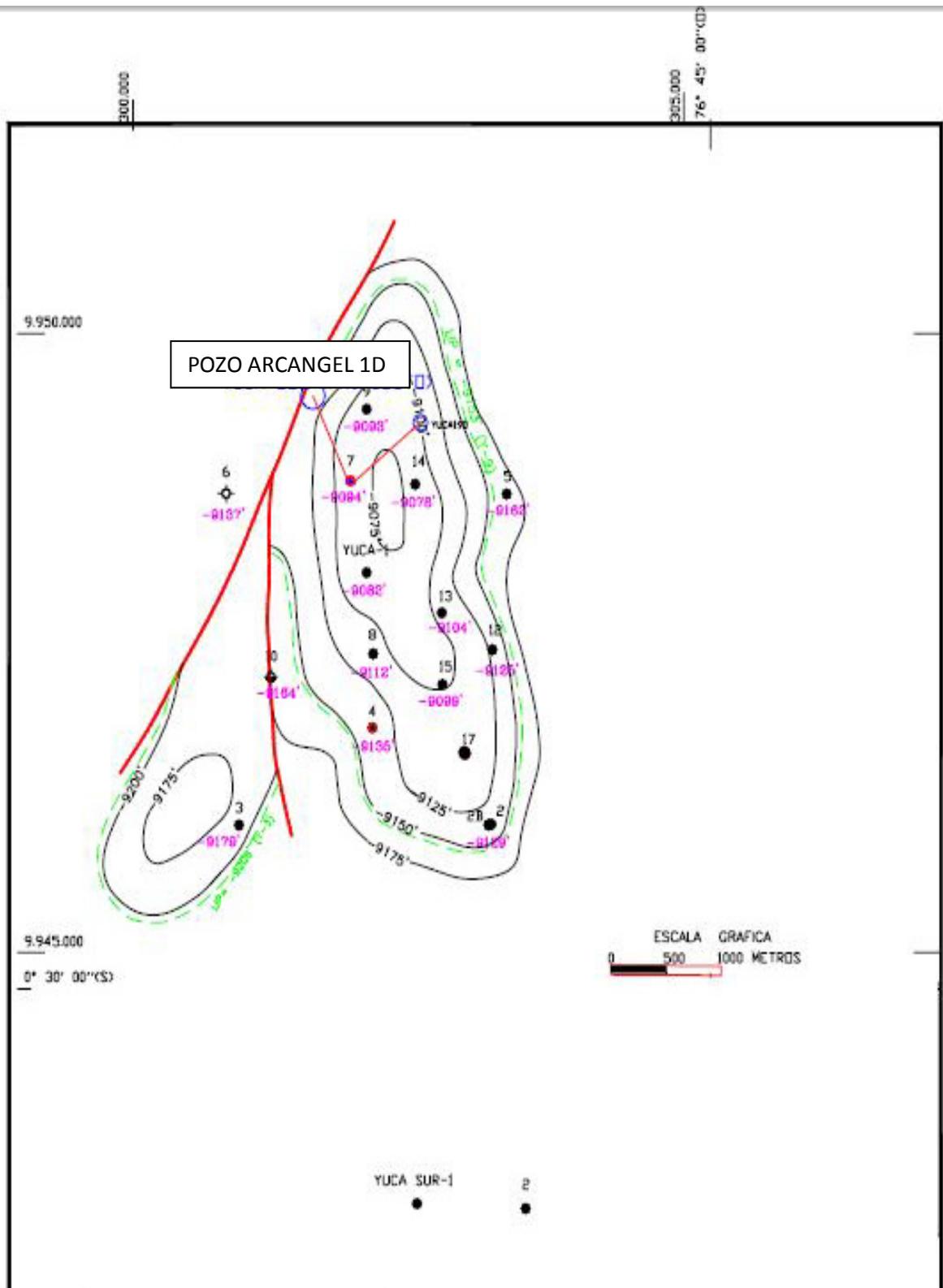


Figura 2.5 Mapa Estructural del Pozo A1D".

Fuente: Programa de Perforación de Pozo Halliburton.

2.2.3 COLUMNA ESTRATIGRAFICA ARCANGEL 1D

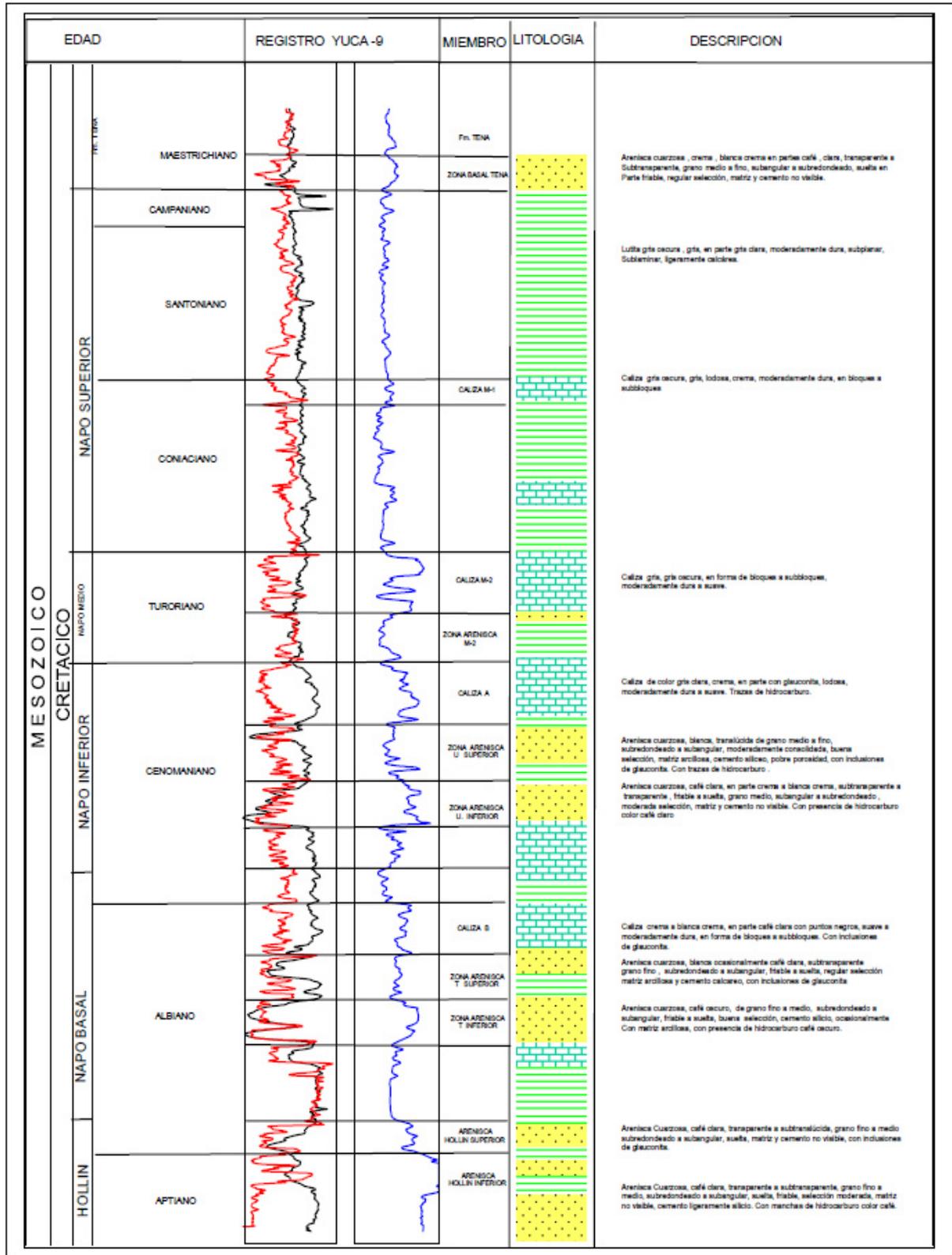


Figura 2.6 Diagrama Estratigráfico de Zona Productora Pozo A1D.

Fuente: Programa de Perforación de Pozo Halliburton.

2.2.4 PROGNOSIS GEOLOGICA.

Marcadores / Formación KB (853')	Profundidad MD (ft)	Profundidad TVD (ft)	Profundidad TVDSS (ft)	Comentarios
Indiferenciado	0.00	0	-853	Arcillolitas intercaladas con areniscas y microconglomerados de cuarzo. A la base intercalación de arcillolita y limolita
Orteguaza	5,797.86	5,461.00	4,608.00	Lutita al tope, intercalación de arenisca y limolita en la zona media e intercalación de lutita y limolita a la base
Tiyuyacu	6,460.91	6,124.00	5,271.00	Intercalación de arenisca, limolita y arcillolita con un horizonte de microconglomerado de cuarzo al tope y un muy delgado conglomerado de cuarzo
Tope Cong Tiyuyacu Inferior	7,922.91	7,586.00	6,733.00	horizonte de microconglomerado de cuarzo al tope y un muy delgado conglomerado de cuarzo y chert a la base
Tena	8,432.91	8,096.00	7,243.00	Intercalación de areniscas, limolita, arcillolita y finos niveles de caliza, con un nivel de arenisca a la base
Tope Zona Arenisca BasalTena	9,061.91	8,725.00	7,872.00	Arenisca al tope y lutita en el medio y en la base de la sección
Napo	9,095.91	8,759.00	7,906.00	Secuencia de caliza alternando con lutita al tope y a la base lutita
Tope Caliza-M1	9,363.91	9,027.00	8,174.00	Masivo de caliza, intercalado por finos niveles de lutita
Tope Caliza M-2	9,584.91	9,248.00	8,395.00	Al tope arenisca glauconítica, hacia la base intercalación de lutita y caliza
Tope Caliza A	9,739.91	9,403.00	8,550.00	Intercalación de caliza y lutita
Tope Zona Arenisca Usuperior	9,808.91	9,472.00	8,619.00	Al tope un cuerpo masivo de arenisca glauconítica intercalado con finos niveles de lutita y caliza
Tope Zona Arenisca Uinferior	9,906.91	9,570.00	8,717.00	Arenisca de grano fino a muy fino intercalado con niveles finos de lutita y caolin
Base Zona Arenisca Uinferior	10,010.91	9,674.00	8,821.00	Arenisca con matriz caolinítica, intercalada con lutita
Tope Caliza B	10,052.91	9,716.00	8,863.00	Lutita intercalada con un fino nivel de caliza
Tope Zona Arenisca Tsuperior	10,092.91	9,756.00	8,903.00	Arenisca con matriz caolinítica, intercalada con lutita
Tope Zona Arenisca Tinferior	10,161.91	9,825.00	8,972.00	Arenisca glauconítica intercalada con niveles finos de lutita
Base Zona Arenisca Tinferior	10,242.91	9,906.00	9,053.00	Arenisca con niveles finos de lutita intercalados
Tope Hollin Superior	10,321.91	9,985.00	9,132.00	Arenisca glauconítica intercalada con niveles finos de lutita
Tope Hollin Inferior	10,362.91	10,026.00	9,173.00	Arenisca con niveles finos de lutita intercalados

Figura 2.7 Prognosis Geológica del Pozo A1D.

Fuente: Programa de Perforación de Pozo Halliburton.

2.2.5 RESUMEN OPERACIONAL DE PERFORACION.

A continuación se presenta un resumen general de la perforación del pozo A 1D.

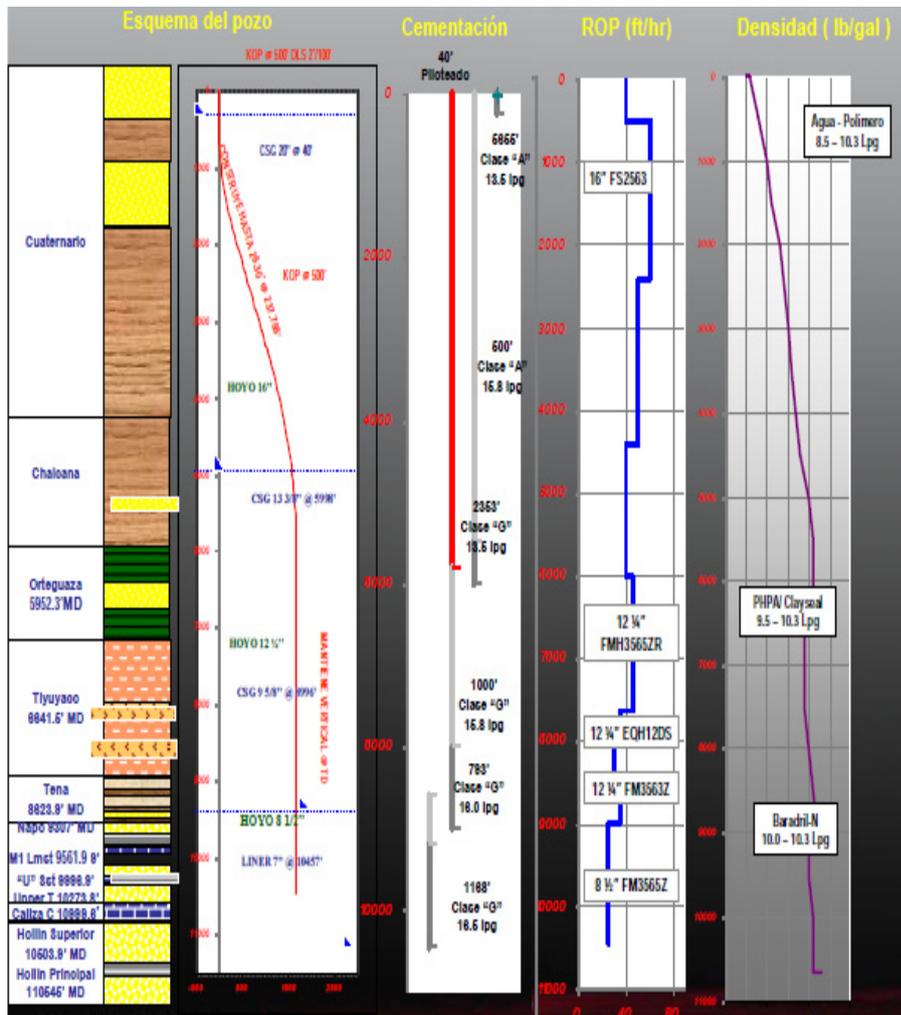


Figura 2.8 Resumen Operacional Del Pozo A1D.

Fuente: Programa de Perforación de Pozo Halliburton.

Al inicio de la perforación se encontró con un tubo conductor piloteado de 20" hasta una profundidad de 40' aproximadamente.

Primero se perforó el hoyo de 16", en donde se realizó todo el trabajo direccional, el pozo se mantuvo vertical hasta 500' MD (KOP) con broca tricónica, después se cambió a broca PDC, en donde se comenzó a incrementar a una tasa de 2.0°/100' hasta alcanzar 28.30° a 1,915' MD en una dirección de 237.788° de azimut y se continuó tangente hasta 3,377' MD donde comenzó a tumbar ángulo a una tasa de 1.08°/100' hasta 5,998' (Punto de revestidor), llegando con una inclinación de 0.0° y azimut de 0.0°.

Se corrió y cementó tubería de revestimiento de 13 3/8".

En la fase de 12 1/4" el pozo se continuó perforando verticalmente con broca PDC hasta 8,013' MD asegurando haber ingresado al conglomerado inferior (7,923'MD), se cambió a broca tricónica y continuó perforando verticalmente hasta 8,463' MD, asegurando haber salido a Tena (8,433' MD), se cambió a broca PDC y se continuó perforando hasta 8,996' MD (+/- 100' sobre tope Napo).

Se corrió y cementó tubería de revestimiento de 9 5/8”.

Se perforó la fase de 8 1/2” con Broca PDC y se mantuvo la verticalidad hasta llegar a profundidad final de 10,457’ MD, atravesando los objetivos planeados “U”, “T” y Hollín.

Se corrió y cementó tubería de revestimiento de 7” con colgador 7” x 9 5/8”.

La evaluación del reservorio se realizó en la sección de 8 1/2”, corriendo herramientas de registros eléctricos con Wireline:

1^{ra} corrida: HRAI-MSFL-MEL-ISAT-SDL-PE-DSN-GR

2^{da} corrida: MSFL-DLL-GR-SP

El estado mecánico final del pozo A1D es:

Conductor - tubería de revestimiento de 20”, 94 #, H-40, BTC.

Hueco de 16” hasta 5,998’ MD, tubería de revestimiento de 13 3/8”, 72 #, C-95, BTC.

Hueco de 12 1/4” hasta 8,996’ MD, tubería de revestimiento de 9 5/8”, 47 #, C-95, BTC.

Hueco de 8 1/2” hasta 10,457’ MD, Tubería de revestimiento de 7”, 26 #, C-95, BTC con colgador de 7” x 9 5/8” (Tope @ 8,796’ MD).

2.3 SUMARIO DE FLUIDOS DE PERFORACION POR SECCION.

INTERVALO DEL HOYO	UNIDADES	SUPERFICIAL	INTERMEDIO	PRODUCCION
Diámetro del hoyo	Pulgadas	16	12 ¼	8 ½
Diámetro del revestidor	Pulgadas	13 3/8	9 5/8	7
Volumen estimado	bbls	3093 Con dilución 0.25	2820 Con dilución 0.2	1927 Con dilución 0.1
Profundidad MD	Pies	5998	8996	10457
Sistema del fluido	-	AGUA - POLIMERO	CLAYSEAL- PHPA	BARADRIL-N
Densidad	LPG	8.6 – 10.3	9.5 – 10.3	10.0 – 10.3
Viscosidad de embudo	SEG / QT	35 - 45	35 - 65	35 – 60
Viscosidad plástica	Cp	5 -15	15 - 20	15 – 20
Punto cedente	LB / 100 PIE ²	NC	4 - 6	4 – 6
Filtrado	ml / 30 min.	< 18 *	< 8 inicio de la fase ; <6 (Tena)	< 5
Arena	%	0.3	0.25	0.25
S.B.G. Correg.	%	< 8	< 6	< 6
pH		8 - 9	8.5 – 9.5	8.5 - 9.5
MBT	lb. / bbl	NC	< 22.5	< 15
Calcio	PPM	< 400	< 200	< 200

Tabla 2.2 Sumario Fluidos Perforación.

Fuente: Programa de Perforación de Pozo Halliburton.

2.3.1 SUMARIO DE BROCAS

Broca N°	Tamaño	Condición	Compañía	Tipo	Boquillas	IADC
1	16	Nueva	SDBS	XT1GSC	3x20 ; 1x18	115M
2	16	Nueva	SDBS	FS2563	7x13	S123
3	12 ¼	Nueva	SDBS	FMH3565ZR	8x13	M324
4	12 ¼	Nueva	SDBS	EQH12DS	3x24	437W
5	12 ¼	Nueva	SDBS	FMH3563Z	8x14	M223
6	8 ½	Nueva	SDBS	FMH3665ZR	6x13	M424

Tabla 2.3 Sumario de Brocas Usadas en la Perforación del Pozo A1D.

Fuente: Programa de Perforación de Pozo Halliburton.

2.3.2 CURVA DE TIEMPO DE PERFORACIÓN

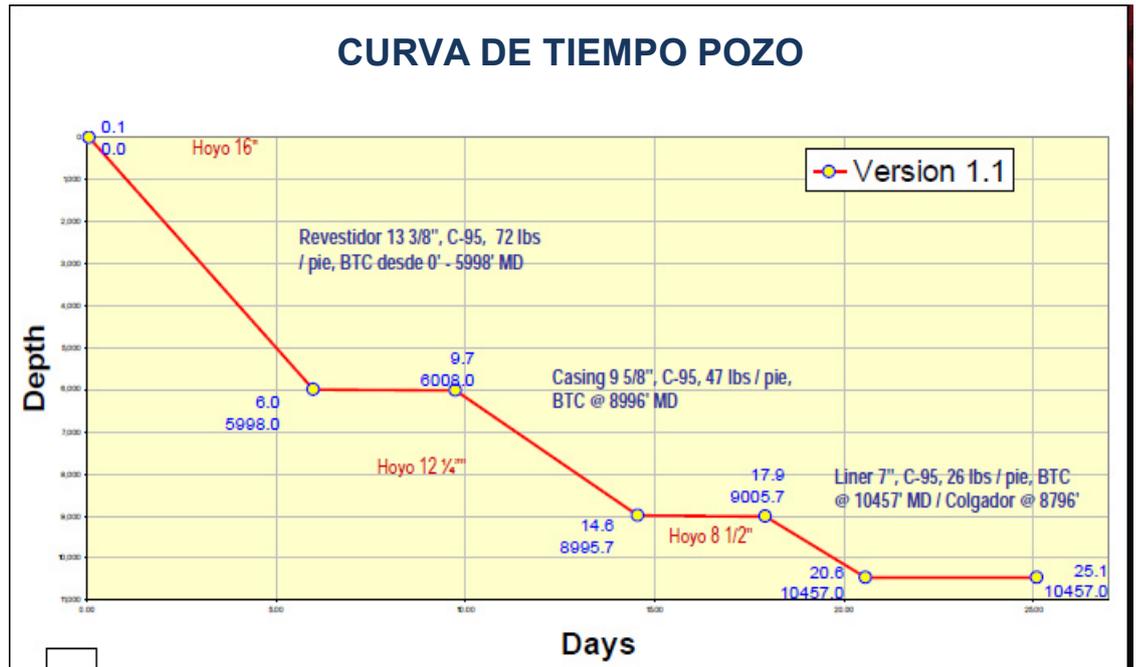


Figura 2.9 Curva de Tiempos Operacionales del Pozo A1D.

Fuente: Programa de Perforación de Pozo Halliburton.

CAPITULO 3

DISEÑO DE LA CEMENTACION

CAPITULO 3

3 DISEÑO DE LA CEMENTACION

Este capítulo presenta una descripción detallada de las operaciones de cementación que se llevarán a cabo en cada una de las secciones superficial, intermedia y de producción que fueron perforadas en el pozo A1D.

3.1 SECCION PILOTEADA CON REVESTIDOR DE 20”.

Esta sección presenta un revestidor de 20” ya piloteado y cementado previo a la perforación, por lo tanto no se requiere diseñar un programa de cementación para esta sección.

3.1.2 ESTADO MECÁNICO DE LA SECCIÓN.

SECCION	DIAMETRO DE LA BROCA [pulg]	INFORMACION DEL REVESTIDOR				PROFUNDIDAD [pies]
		OD [pulg]	ID [pulg]	GRADO	PESO [lb/pie]	
CONDUCTOR	26	20	19.124	K - 55	94	40

Tabla 3.1 Estado Mecánico Final Conductor 20”.

Fuente: Israel Campos, Dani Guevara, Diego Armas, Marzo 2010.

3.2 SECCION SUPERFICIAL 16”.

Esta sección fue perforada con broca de 16 pulgadas, desde 40 pies hasta 5998 pies, como se muestra en la figura.

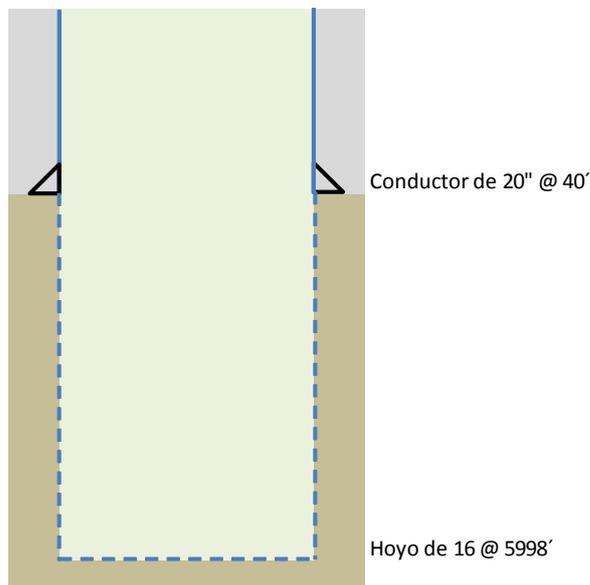


Figura 3.1 Diagrama Inicial Sección Superficial 16”.

Fuente: Israel Campos, Dani Guevara, Diego Armas, Marzo 2010.

3.2.1 PROGRAMA DE CEMENTACION PARA LA SECCION SUPERFICIAL.

Una vez perforada la sección superficial con broca de 16 pulgadas, se procederá a correr revestidor de 13 3/8” (según diagrama), hasta fondo y se realizará la cementación según el siguiente programa:

- Instalar zapato y correr revestimiento hasta la profundidad final e instalar un centralizador por junta en los primeros 500 ft, circular en los puntos que encuentre obstrucción.
- Romper circulación y circular a limpio (2 fondos arriba), acondicionar lodo hasta obtener un YP menor de 20 lb/100 sqft y perfil plano de geles.
- Instalar la cabeza de cementación (Doble tapón Quick Latch) y armar las líneas de superficie, luego conectarse en "Y" para permitir el desplazamiento con las bombas del taladro.
- Continuar circulando para romper geles y estabilizar presiones.
- Mezclar espaciadores y agua de mezcla del cemento.
- Realizar reunión de seguridad pre - operacional y asignar labores y responsabilidades.

3.2.2 DIAGRAMA DE REVESTIDOR DE 13 3/8”.

DIAGRAMA	DESCRIPCION
	±142 Juntas de tubería de revestimiento de 13 3/8”, 72 lbs / pie, C-95, BTC
	13 3/8” Collar Flotador convencional, BTC, perforable con PDC
	1 Juntas de tubería de revestimiento de 13 3/8”, 72 lbs / pie, C-95, BTC
	13 3/8” Zapato Flotador convencional, BTC, perforable con broca PDC

Figura 3.2 Diagrama Revestidor de 13 3/8”.

Fuente: Israel Campos, Dani Guevara, Diego Armas, Marzo 2010.

3.2.3 PROGRAMA DE CENTRALIZACION DE TUBERIA DE 9 5/8”.

Se colocaran 13 centralizadores de tipos BS R (Bow Spring Rígidos) con el objetivo de centralizar la tubería de revestimiento en hoyo abierto cubriendo 480 pies desde fondo hasta 5518 pies, asegurando una buena cementación, a continuación se presenta el detalle del programa de centralización.

No.	Centralizer Part Number	Type *	Spcng	MD	Hole Dev.	Hole Az.	Actual SO	Rest. Force	Casing Ten.
			ft	ft	°	°	%	lbf	lbf
13	806.60078	BS	40.0	5998.0	6.5	237.3	81.37	138	0
12	806.60078	BS	40.0	5958.0	6.5	237.3	80.95	275	2411
11	806.60078	BS	40.0	5918.0	6.5	237.3	80.74	289	4821
10	806.60078	BS	40.0	5878.0	6.9	237.3	80.13	336	7230
9	806.60078	BS	40.0	5838.0	7.3	237.3	79.62	374	9637
8	806.60078	BS	40.0	5798.0	7.7	237.3	79.17	407	12041
7	806.60078	BS	40.0	5758.0	8.1	237.3	78.72	441	14444
6	806.60078	BS	40.0	5718.0	8.5	237.3	78.27	474	16844
5	806.60078	BS	40.0	5678.0	8.9	237.3	77.82	508	19241
4	806.60078	BS	40.0	5638.0	9.3	237.3	77.37	541	21636
3	806.60078	BS	40.0	5598.0	9.7	237.3	76.93	574	24028
2	806.60078	BS	40.0	5558.0	10.1	237.3	76.48	608	26417
1	806.60078	BS	40.0	5518.0	10.5	237.3	76.03	641	28803
				5498.0			76.03		
				5478.0			**40.00		
				0.0			**40.00		

Tabla 3.2 Programa de Centralización de Revestidor de 13 3/8".

Fuente: Programa de Perforación de Pozo Halliburton.

3.2.4 PROGRAMA DE FLUIDOS A SER BOMBEADOS.

TIPO	DENSIDAD [lb/gal]	VOLUMEN [bls]	DESCRIPCION
WBS	12	40	Espaciador
Lechada	13,5	620,52	Relleno
lechada	15,6	68,03	Cola
Agua	8,4	10	Espaciador
Lodo	10,3	866,45	F. Desplazamiento

Tabla 3.3 Programa de Fluidos de Cementación de Revestidor de 13 3/8".

Fuente: Israel Campos, Dani Guevara, Diego Armas, Marzo 2010.

3.2.5 DISEÑO DE LECHADA DE COLA.

Se diseñara una lechada de 15.6 lb/gal usando cemento tipo estándar de clase A y usando los siguientes aditivos:

PRODUCTO	CONCENTRACION	FUNCION
BE - 4	0.01 gal/sk	Biocida
HR - 5	0.45%	Retardador de fraguado
D AIR 3000 L	0.012 gal/sk	Antiespumante

3.4 Composición Química de lechada de Cola.

Fuente: Israel Campos, Dani Guevara, Diego Armas, Marzo

Una vez conocida la composición química de la lechada se calcula el rendimiento de la mezcla en función del peso de cada saco estándar de cemento (94 lb/sk) y la concentración de los aditivos antes mencionados.

De este cálculo obtenemos que el rendimiento de cemento para esta lechada es: 1.18 pies³/sk.

3.2.6 DISEÑO DE LECHADA DE RELLENO.

Se diseñara una lechada de 13.5 lb/gal usando cemento tipo estándar de clase A y usando los siguientes aditivos:

PRODUCTO	CONCENTRACION	FUNCION
BE - 4	0.01 gal/sk	Biocida
Bentonita	1.5 %	Disminucion de Densidad
HR - 5	0.45%	Retardador de fraguado
D AIR 3000 L	0.012 gal/sk	Antiespumante

Tabla 3.5 Composición Química de Lechada de Relleno.

Fuente: Israel Campos, Dani Guevara, Diego Armas, Marzo 2010.

Una vez conocida la composición química de la lechada se calcula el rendimiento de la mezcla en función del peso de cada saco estándar de cemento (94 lb/sk) y la concentración de los aditivos antes mencionados.

De este cálculo obtenemos que el rendimiento de cemento para esta lechada es: 1.68 pies³/sk.

3.2.7 CALCULO DE VOLUMETRIA PARA CADA LECHADA Y DESPLAZAMIENTO.

Figura 3.3 Calculo de Volumétrico Cementación de Sección Superficial.

Fuente: Israel Campos, Dani Guevara, Diego Armas, Marzo 2010.

Una vez calculados los volúmenes de mezcla y desplazamiento de las lechadas se procede a realizar la cementación de la sección superficial de 16" según el siguiente programa:

- Bombear 2 bls de Dual Spacer y probar líneas con 2000 psi.
- Soltar tapón inferior.
- Bombear espaciador Dual Spacer
- Mezclar y bombear la lechada de relleno de 13.5 ppg.
- Mezclar y bombear la lechada principal de 15.6 ppg.
- Soltar tapón superior.

- Desplazar con las bombas del taladro a 12 bpm, últimos 20 bbls de desplazamiento a 3 bpm (baja eficiencia). En caso de no sentar tapón continuar desplazando según la norma API 5CT
- Sentar tapón con 500 psi por encima de la presión final de bombeo.
- Chequear back flow.
- Esperar fragüe de acuerdo a las pruebas del laboratorio.
- En caso de influjo de agua soldar platina en superficie para realizar un top job contra la platina y cerrar la válvula del anular del pozo.

3.2.8 SUMARIO DE CEMENTACION SECCION SUPERFICIAL 16”.

TIPO DE FLUIDO	NOMBRE DE FLUIDO	DENSIDAD [lb/gal]	CAUDAL DE BOMBEO [bls/min]	VOLUMEN [bls]	DESPLAZAMIENTO [Stk]
Espaciador	Espaciador	12	5	60	
Cemento	Lechada Relleno	13,5	7	618	2080
Cemento	Lechada Cola	15,6	5	62	330
Lodo	Agua	8,4	8	10	
Lodo	Lodo	10,3	12	876	6941

Tabla 3.6 Programa de Desplazamiento de Fluidos de cementación Sección Superficial.

Fuente: Israel Campos, Dani Guevara, Diego Armas, Marzo 2010.

3.2.9 GRAFICO DE CAUDAL DE BOMBEO VERSUS VOLUMEN DESPLAZADO

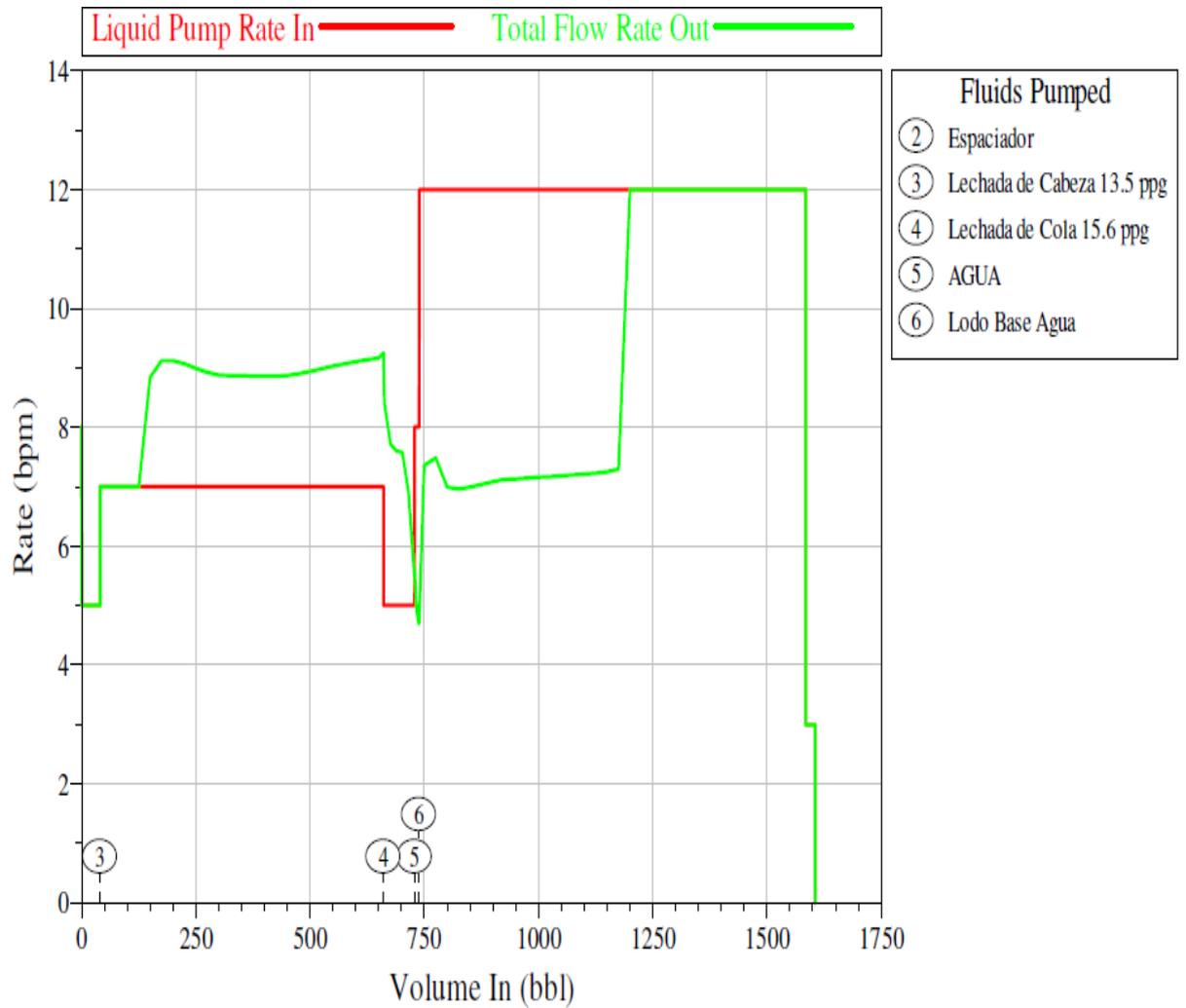


Figura 3.4 Grafico de Volumen Vs. Caudal de Bombeo Sección Superficial.

Fuente: Programa de Perforación de Pozo Halliburton.

3.2.10 GRAFICO DE PRESION DE SUPERFICIE VERSUS VOLUMEN DESPLAZADO.

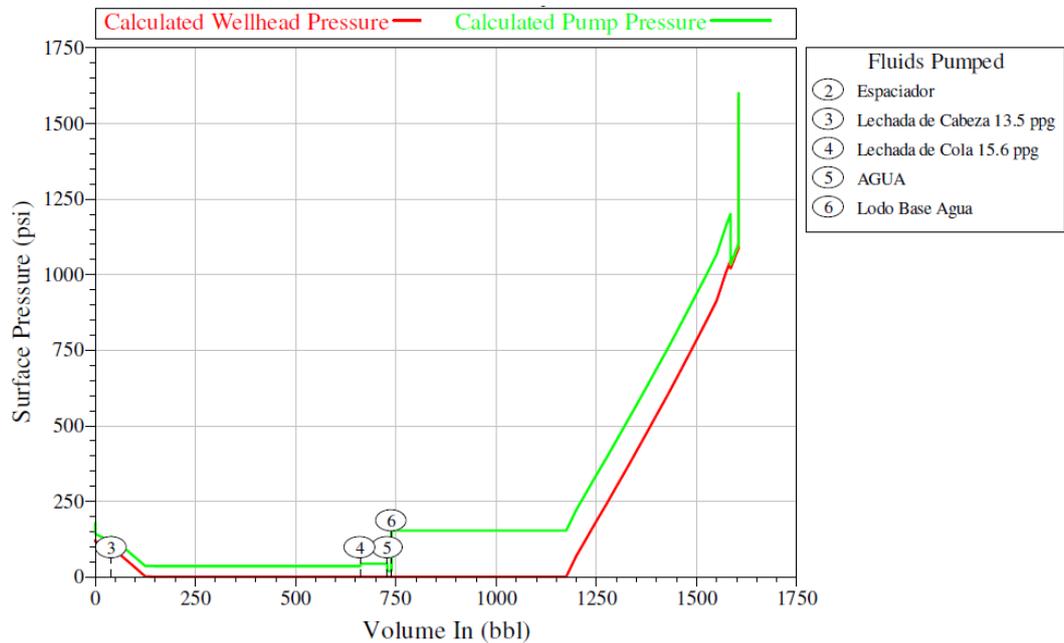


Figura 3.5 Grafico de Volumen Vs. Presión de Superficie Sección Superficial.

Fuente: Programa Perforación de Pozo Halliburton.

3.2.11 ESTADO MECÁNICO FINAL DE LA SECCIÓN:

SECCION	DIAMETRO DE LA BROCA [pulg]	INFORMACION DEL REVESTIDOR				PROFUNDIDAD [pies]
		OD [pulg]	ID [pulg]	GRADO	PESO [lb/pie]	
CONDUCTOR	26	20	19.124	K - 55	94	0 - 40
SUPERFICIAL	16	13,375	12,347	C - 95	72	0 - 5998

Tabla 3.7 Estado Mecánico Final Sección Superficial.

Fuente: Israel Campos, Dani Guevara, Diego Armas, Marzo

3.3 SECCION INTERMEDIA 12 1/4".

Esta sección fue perforada con un diámetro de broca de 12 1/4 pulgadas, desde 5998 pies en MD hasta 8996 pies en MD, como se muestra en la figura.

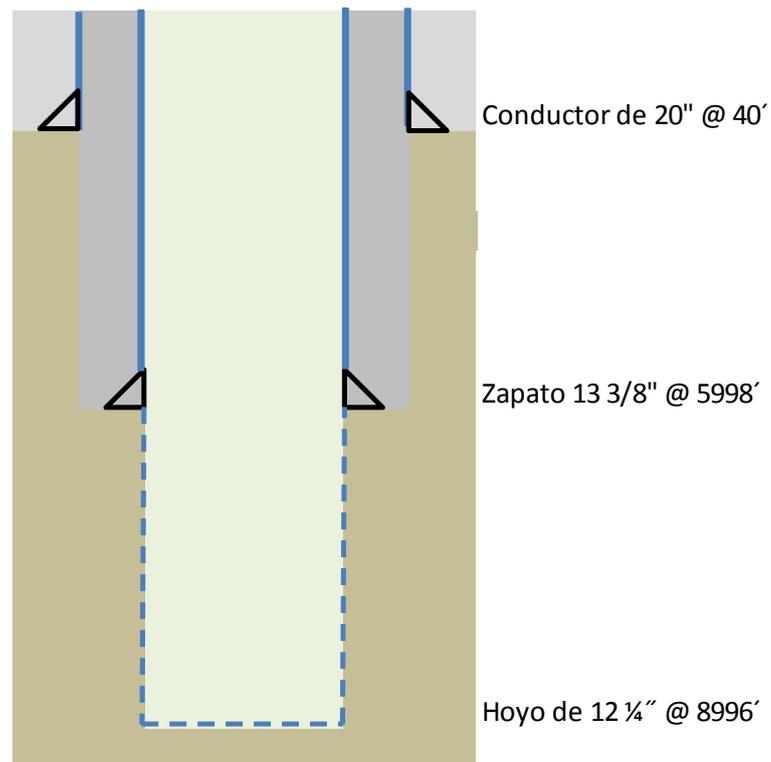


Figura 3.6 Diagrama Inicial Sección Intermedia 12 1/4".

Fuente: Israel Campos, Dani Guevara, Diego Armas, Marzo 2010.

3.3.1 PROGRAMA DE CEMENTACION PARA LA SECCION INTERMEDIA.

Una vez perforada la sección intermedia con broca de 12 ¼" pulgadas, se procederá a correr revestidor de 9 5/8" (según diagrama), hasta fondo y se realizará la cementación según el siguiente programa:

- Instalar zapato y correr revestimiento hasta la profundidad final. Instalar un centralizador por junta en los primeros 1000 pies, circular en los puntos que encuentre obstrucción.
- Romper circulación y circular a limpio (2 fondos arriba), acondicionar lodo hasta obtener un YP menor de 18 lb/100 sqft y perfil plano de geles.
- Instalar la cabeza de cementación (Doble tapón Quick Latch) y armar las líneas de superficie, conectarse en "Y" para permitir el desplazamiento con las bombas del taladro o con unidades de cementación.
- Continuar circulando para romper geles y estabilizar presiones.
- Mezclar espaciadores y agua de mezcla del cemento.
- Realizar reunión de seguridad pre - operacional y asignar labores y responsabilidades.

3.3.2. DIAGRAMA DE REVESTIDOR DE 9 5/8”.

DIAGRAMA	DESCRIPCION
	<p>±212 Juntas de tubería de revestimiento de 9 5/8”, 47 lbs / pie, C-95, BTC</p>
	<p>9 5/8” Collar Flotador convencional, BTC, perforable con PDC</p>
	<p>2 Juntas de tubería de revestimiento de 9 5/8”, 47 lbs / pie, C-95, BTC</p>
	<p>9 5/8” Zapato Flotador convencional, BTC, perforable con broca PDC</p>

Figura 3.7 Diagrama Revestidor 9 5/8” Sección Intermedia.

Fuente: Israel Campos, Dani Guevara, Diego Armas, Marzo 2010.

3.3.3 PROGRAMA DE CENTRALIZACION DE TUBERIA DE 9 5/8”.

Se colocaran 13 centralizadores de tipos BS R (Bow Spring Rígidos) con el objetivo de centralizar la tubería de revestimiento en hoyo abierto cubriendo 480 pies desde fondo hasta 8516 pies, asegurando una buena cementación, a continuación se presenta el detalle del programa de centralización.

No.	Centralizer Part Number	Type *	Spncg ft	MD ft	Hole Dev. °	Hole Az. °	Actual SO %	Rest. Force lbf	Casing Ten. lbf
13	806.61055	BS	40.0	8996.0	0.0	0.0	89.66	0	0
12	806.61055	BS	40.0	8956.0	0.0	0.0	89.66	0	1564
11	806.61055	BS	40.0	8916.0	0.0	0.0	89.66	0	3127
10	806.61055	BS	40.0	8876.0	0.0	0.0	89.66	0	4691
9	806.61055	BS	40.0	8836.0	0.0	0.0	89.66	0	6255
8	806.61055	BS	40.0	8796.0	0.0	0.0	89.66	0	7818
7	806.61055	BS	40.0	8756.0	0.0	0.0	89.66	0	9382
6	806.61055	BS	40.0	8716.0	0.0	0.0	89.66	0	10946
5	806.61055	BS	40.0	8676.0	0.0	0.0	89.66	0	12509
4	806.61055	BS	40.0	8636.0	0.0	0.0	89.66	0	14073
3	806.61055	BS	40.0	8596.0	0.0	0.0	89.66	0	15637
2	806.61055	BS	40.0	8556.0	0.0	0.0	89.66	0	17200
1	806.61055	BS	40.0	8516.0	0.0	0.0	89.66	0	18764
				8496.0			89.66		
				8476.0			**40.00		
				0.0			**40.00		

Tabla 3.8 Programa de Centralización Revestidor de 9 5/8”

Fuente: Programa de Perforación de Pozo Halliburton.

3.3.4 PROGRAMA DE FLUIDOS A SER BOMBEADOS.

TIPO	DENSIDAD [lb/gal]	VOLUMEN [bls]	DESCRIPCION
WBS	12	40	Espaciador
Lechada	13,5	156,62	Relleno
lechada	15,8	78,37	Cola
Agua	8,4	10	Espaciador
Lodo	11	642,71	F. Desplazamiento

Tabla 3.9 Programa de Fluidos de Cementación de Revestidor de 9 5/8”

Fuente: Israel Campos, Dani Guevara, Diego Armas, Marzo 2010.

3.3.5 DISEÑO DE LECHADA DE COLA.

Se diseñara una lechada de 15.8 lb/gal usando cemento tipo estándar de clase A que será bombeada y desplazada cubriendo 1000' de espacio anular entre el hoyo de 12 ¼" y el revestidor de 9 5/8", usando los siguientes aditivos:

PRODUCTO	CONCENTRACION	FUNCION
HALAD 413	0.3 %	Controlador de filtrado
UCSL	0.03 gal/sk	Acondicionador de Cemento
HR - 5	0.5%	Retardador de fraguado
D AIR 3000 L	0.012 gal/sk	Antiespumante

Tabla 3.10 Composición Química de Lechada de Cola.

Fuente: Israel Campos, Dani Guevara, Diego Armas, Marzo 2010.

Una vez conocida la composición química de la lechada se calcula el rendimiento de la mezcla en función del peso de cada saco estándar de cemento (94 lb/sk) y la concentración de los aditivos antes mencionados.

De este cálculo obtenemos que el rendimiento de cemento para esta lechada es: 1.16 pies³/sk.

3.3.6 DISEÑO DE LECHADA DE RELLENO.

Se diseñara una lechada de 13.5 lb/gal usando cemento tipo estándar de clase A y usando los siguientes aditivos:

PRODUCTO	CONCENTRACION	FUNCION
BE - 4	0.01 gal/sk	Biocida
Bentonita	1.5 %	Disminucion de Densidad
UCSL	0.06 gal/sk	Acondicionador de Cemento
HR - 5	0.45%	Retardador de fraguado
D AIR 3000 L	0.012 gal/sk	Antiespumante

Tabla 3.11 Composición Química de lechada de Relleno”.

Fuente: Israel Campos, Dani Guevara, Diego Armas, Marzo 2010.

Una vez conocida la composición química de la lechada se calcula el rendimiento de la mezcla en función del peso de cada saco estándar de cemento (94 lb/sk) y la concentración de los aditivos antes mencionados.

De este cálculo obtenemos que el rendimiento de cemento para esta lechada es: 1.68 pies³/sk.

3.2.7 CALCULO DE VOLUMETRIA PARA CADA LECHADA Y DESPLAZAMIENTO.

Figura 3.8 Calculo Volumétrico Cementación de Sección Intermedia”.

Fuente: Israel Campos, Dani Guevara, Diego Armas, Marzo 2010.

Una vez calculados los volúmenes de mezcla y desplazamiento de las lechadas se procede a realizar la cementación de la sección intermedia de 12 ¼” según el siguiente programa:

- Bombear 2 bls de agua y probar líneas con 3000 psi.
- Soltar tapón inferior.
- Bombear Espaciador
- Mezclar y bombear la lechada de relleno de 13.5 ppg.
- Mezclar y bombear la lechada principal de 15.8 ppg.

- Soltar tapón superior.
- Desplazar con las bombas del taladro a 12 bpm, últimos 20 bbls de desplazamiento a 3 bpm, en caso de no asentar tapón continuar desplazando considerando la norma API 5CT
- asentar tapón con 500 psi por encima de la presión final de bombeo.
- Chequear back flow.

3.3.8 SUMARIO DE CEMENTACION SECCION INTERMEDIA 12 ¼ ”.

TIPO DE FLUIDO	NOMBRE DE FLUIDO	DENSIDAD [lb/gal]	CAUDAL DE BOMBEO [bbls/min]	VOLUMEN [bbls]	DESPLAZAMIENTO [Stk]
Espaciador	Espaciador	12	5	40	
Cemento	Lechada Relleno	13,5	7	160	530
Cemento	Lechada Cola	15,8	5	81	385
Lodo	Agua	8,4	10	10	
Lodo	Lodo	11	12	652	5166

Tabla3.12 Programa de Desplazamiento de Fluidos de Cementación Sección Intermedia.

Fuente: Israel Campos, Dani Guevara, Diego Armas, Marzo 2010.

3.3.9 GRAFICO DE CAUDAL DE BOMBEO VERSUS VOLUMEN DESPLAZADO

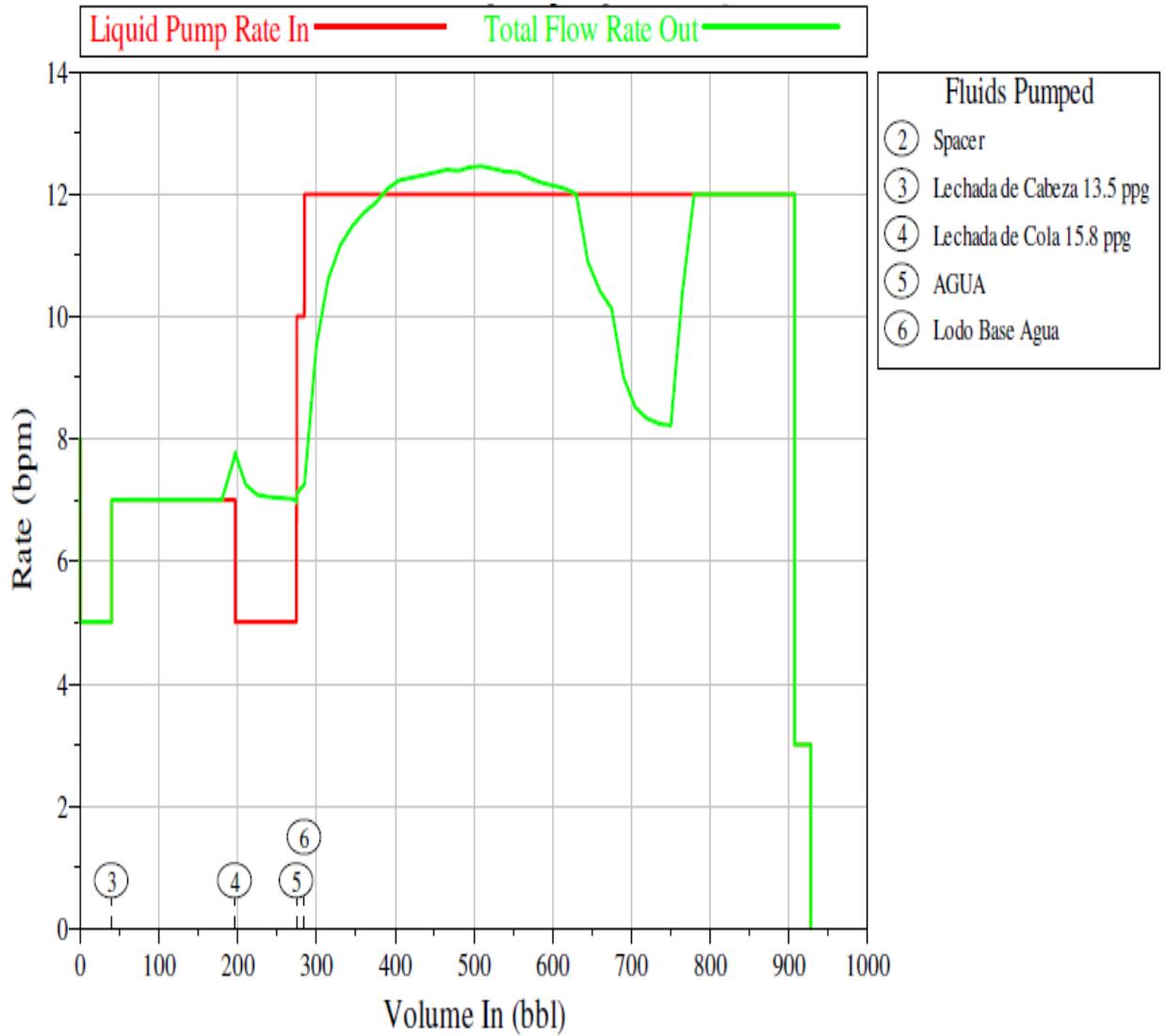


Figura 3.9 Grafico de Volumen Vs. Caudal de Bombeo.

Fuente: Programa de Perforación de Pozo Halliburton.

3.3.10 GRAFICO DE PRESION DE SUPERFICIE VERSUS VOLUMEN DESPLAZADO.

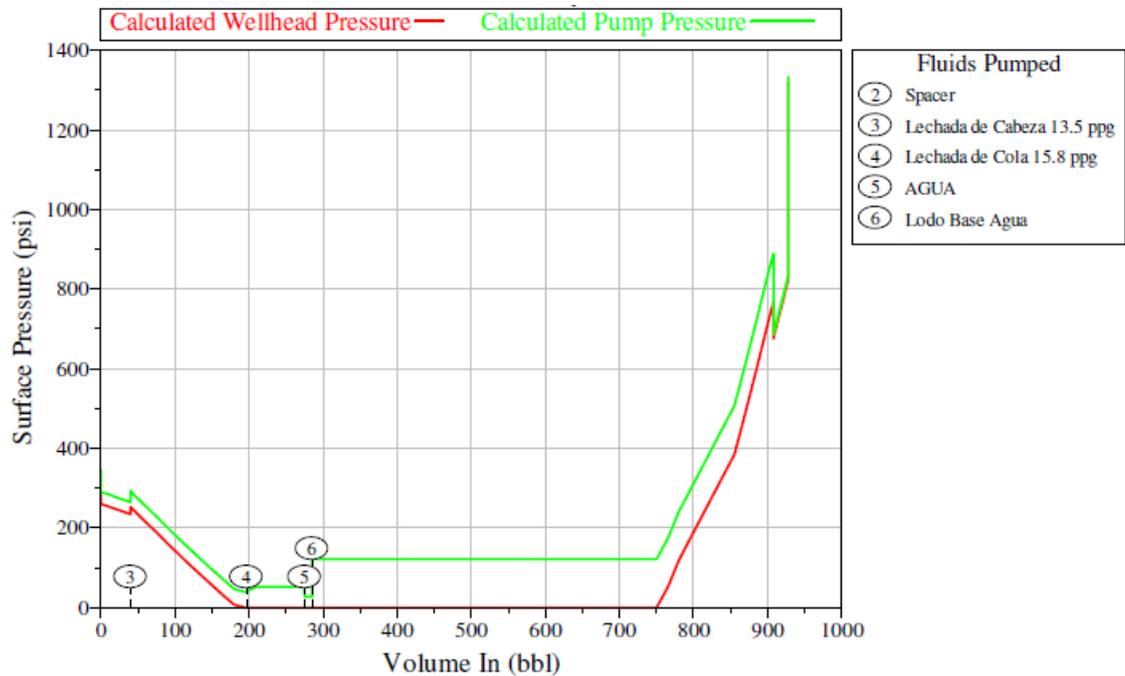


Figura 3.10 Grafico de Volumen Vs. Presión de Superficie Sección Intermedia.

Fuente: Israel Campos, Dani Guevara, Diego Armas, Marzo 2010.

3.3.11 ESTADO MECÁNICO FINAL DE LA SECCIÓN:

SECCION	DIAMETRO DE LA BROCA [pulg]	INFORMACION DEL REVESTIDOR				PROFUNDIDAD [pies]
		OD [pulg]	ID [pulg]	GRADO	PESO [lb/pie]	
CONDUCTOR	26	20	19,124	K - 55	94	0 - 40
SUPERFICIAL	16	13,375	12,347	C - 95	72	0 - 5998
INTERMEDIO	12 ¼	9 5/8	8,681	C - 95	47	0 - 8996

Tabla 3.13 Estado Mecánico Final Sección Intermedia”.

Fuente: Israel Campos, Dani Guevara, Diego Armas, Marzo 2010.

3.4 SECCION FINAL O DE PRODUCCION 8 1/2".

Esta sección fue perforada con un diámetro de broca de 8 1/2" pulgadas, desde 8996 pies en MD hasta 10457 pies en MD con 0 grados de inclinación atravesando las zonas productoras U sup, T Sup y Hollin Sup, como se muestra en la figura.

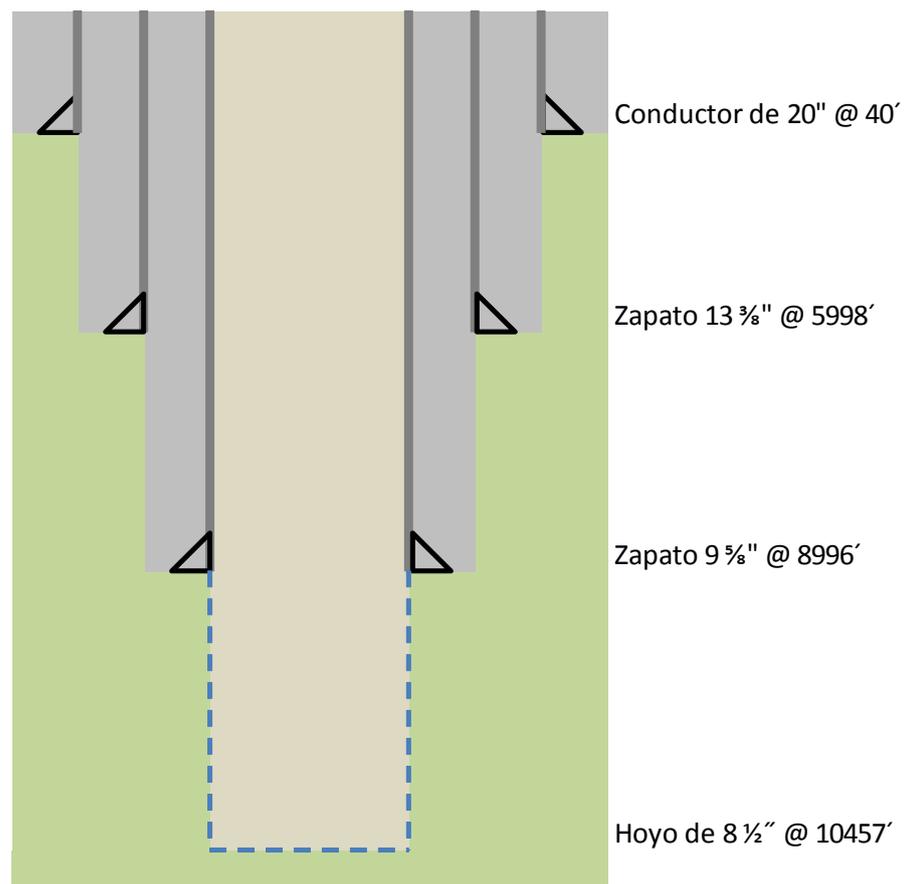


Figura 3.11 Diagrama Inicial Sección Producción 8 1/2".

Fuente: Israel Campos, Dani Guevara, Diego Armas, Marzo 2010.

3.4.1 PROGRAMA DE CEMENTACION PARA LA SECCION PRODUCTORA.

Una vez perforada la sección final o productora con broca de 8 ½ pulgadas, se procederá a correr liner de producción de 7 pulgadas (según diagrama), hasta fondo y se realizará la cementación según el siguiente programa:

- Instalar Zapato Flotador, Collar Flotador y centralizadores según tally y bajo la supervisión del Company Man, se recomienda al menos dejar dos juntas de casing de shoetrack.
- Continuar corriendo el liner de 7" e instalar los elementos de liner según la recomendación del especialista del 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 revestidor 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 liner preparar las aguas de mezclas para las lechadas y el espaciador.

3.4.2 DIAGRAMA DE LINER DE 7”.

DIAGRAMA	DESCRIPCION
	Colgador Versaflex 7 pulg x 9 5/8”
	±42 juntas de Liner de 7”, 26 lbs. / pie, C-95, BTC
	1 tubo corto de ± 10’ sobre la arenisca U principal
	1 Landing collar convencional, perforable con PDC.
	2 Juntas de liner de 7”, 26 lbs. / pie, C-95, BTC
	1 Zapato flotador, convencional, perforable con broca PDC.

Figura 3.12 Diagrama Liner Sección Producción 8 ½”.

Fuente: Israel Campos, Dani Guevara, Diego Armas, Marzo 2010.

3.4.3 PROGRAMA DE CENTRALIZACION DE LINER DE 7”.

Se colocaran 25 centralizadores de tipos BS R (Bow Spring Rígidos) con el objetivo de centralizar el Liner de producción en hoyo abierto de 8 ½”, se considerará usar dos centralizadores por cada tubo en las zonas de producción asegurando una centralización optima con el fin de obtener una buena cementación.

3.4.4 PROGRAMA DE FLUIDOS A SER BOMBEADOS.

TIPO	DENSIDAD [lb/gal]	VOLUMEN [bls]	DESCRIPCION
Mud Flush II	8,4	10	Lavador Lodo
MCA	8,66	10	Espaciador Base Agua
Mud Flush II	8,4	10	Lavador Lodo
Tuned Flush III	11	25	Lavador Lodo
Mud Flush II	8,4	10	Lavador Lodo
Tuned Flush III	11	25	Lavador Lodo
Lechada	16.5	46	Cola
Agua	8,4	70	Desplazamiento
Lodo	16.3	156	Desplazamiento

Tabla 3.14 Programa de Fluidos de Cementación Liner 7”.

Fuente: Israel Campos, Dani Guevara, Diego Armas, Marzo 2010.

3.4.5 DISEÑO DE LECHADA DE COLA.

Se diseñara una lechada de 16.5 lb/gal usando cemento tipo Premium clase G Dyckerhoff que será bombeada y desplazada cubriendo el espacio anular entre el hoyo de 8 ½” y el Liner de 7”, y 200’ por encima del zapato de 9 5/8”, usando los siguientes aditivos:

PRODUCTO	CONCENTRACION	FUNCION
BE - 4	0.01 gal/sk	Biocida
D AIR 3000 L	0.05 gal/sk	Antiespumante
LATEX 2000	1.5 gal/sk	Aditivo Elastometrico
SCR - 100	0.2 %	Retardador de Fraguado
HT	0.3 %	Control Gas
CBL EXP	0.05 gal/sk	Control de Migración de Gas
Microbond HT	5%	Control de Migración de Gas
434 B	0.15 gal/sk	Estabilizador

Tabla 3.15 Composición Química de Lechada de Cola.

Fuente: Israel Campos, Dani Guevara, Diego Armas, Marzo 2010.

Una vez conocida la composición química de la lechada se calcula el rendimiento de la mezcla en función del peso de cada saco estándar de cemento (94 lb/sk) y la concentración de los aditivos antes mencionados.

De este cálculo obtenemos que el rendimiento de cemento para esta lechada es: 1.12 pies³/sk.

3.4.6 DISEÑO DE LECHADA DE RELLENO.

En este caso la lechada de relleno no será diseñada debido a que el volumen anular que se desea cementar es reducido así que por esta razón se obviara el diseño y la lechada de relleno.

3.4.7 CALCULO DE VOLUMETRIA PARA CADA LECHADA Y DESPLAZAMIENTO.

Figura 3.13 Calculo Volumétrico Cementación de Sección Producción 8 ½”.

Fuente: Israel Campos, Dani Guevara, Diego Armas, Marzo 2010.

Una vez calculados los volúmenes de mezcla y desplazamiento de las lechadas se procede a realizar la cementación de la sección de Producción de 8 ½” según el siguiente programa:

A profundidad de punto de revestidor, circular hasta observar zarandas limpias, para luego conectar el manifold de cementación y cabeza de cementación según instrucciones del especialista del liner, se deberá dejar el cuello de la tubería de perforación como mínimo 10 ft por encima del nivel del RKB.

Proceder a probar línea de cementación con 6000 psi.

Establecer circulación para acondicionar el YP del lodo a BHCT entre menor a 18 lb/100 sqft, hasta obtener un perfil de geles con comportamiento plano a temperatura de fondo, (mínimo dos fondos arriba), durante el periodo de circulación verificar presión de circulación versus presión de diseño, reciprocarse el liner todo momento.

Bombear 50 bbls de una pildora dispersa de lodo la cual serviría como un prefluo con el objetivo de conseguir una mejor remoción del cake y asegurar una mejor adherencia del cemento

Iniciar el trabajo de cementación bombeando preflujos y espaciador.

Bombear 46 barriles de lechada de cemento de cola.

Lanzar el Pump Down Plug (verificar la banderilla de la cabeza de cementación) y desplazar con 60 bls de agua.

Reducir la tasa de desplazamiento 10 bbls antes de alcanzar el wiper plug, el tapon wiper deberá ser desplazado 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 con 156 bls de lodo (volumen teórico).

Asentar Tapón con 500 psi sobre la presión final de desplazamiento. Chequear el funcionamiento del equipo de flotación y medir flowback, no sobre desplazar.

3.4.8 PROGRAMA DE ASENTAMIENTO DE LINER DE 7" CON COLGADOR.

Lanzar la bola para expansion 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 a 0.5 bpm, se deberá monitorear presión, volumen y tasa de bombeo durante todo el proceso, en

caso de que no se presente expansión, lentamente se relajara la presión a 1500 psi y luego se relajara la presión a cero para limpiar cualquier mugre proveniente del asiento de la bola, para repetir el proceso de nuevo desde el inicio.

Bombear el volumen requerido para la expansión y para que los puertos se abran en el setting tool y la presión caiga. Una vez la presión caiga, parar el bombeo y monitorear la caída de presión.

Libere presión en el camión cementador y registre volúmenes de flowback.

Después de asegurar el sentamiento del liner, tensionar para chequear el sentamiento.

Levantar 1 stands y circular el reverso con agua, reciprocando la sarta todo el tiempo (revisar tiempo de trabajo vs tiempo de bombeabilidad de la lechada de cabeza).

Es altamente recomendable WOC 48 horas como mínimo antes de realizar registros eléctricos.

3.4.9 SUMARIO DE CEMENTACION SECCION SUPERFICIAL 16”.

TIPO DE FLUIDO	NOMBRE DE FLUIDO	DENSIDAD [lb/gal]	CAUDAL DE BOMBEO [bls/min]	VOLUMEN [bls]	DESPLAZAMIENTO [Stk]
Espaciador	Mud Flush II	8,4	5	10	
Espaciador	MCA	8,4	5	10	
Espaciador	Mud Flush II	8,4	5	10	
Espaciador	Tuned Spacer III	11	5	25	
Espaciador	Mud Flush II	8,4	5	10	
Espaciador	Tuned Spacer III	11	5	25	
Cemento	Lechada Cola	16,5	5	46	230
Agua	Agua	8,4	7	60	475
Lodo	Lodo	9,2	6	156	1236

Tabla 3.16 Programa de Desplazamiento Fluidos de Cementación Sección Producción 8 ½”.

Fuente: Israel Campos, Dani Guevara, Diego Armas, Marzo 2010.

3.4.10 GRAFICO DE CAUDAL DE BOMBEO VERSUS VOLUMEN DESPLAZADO

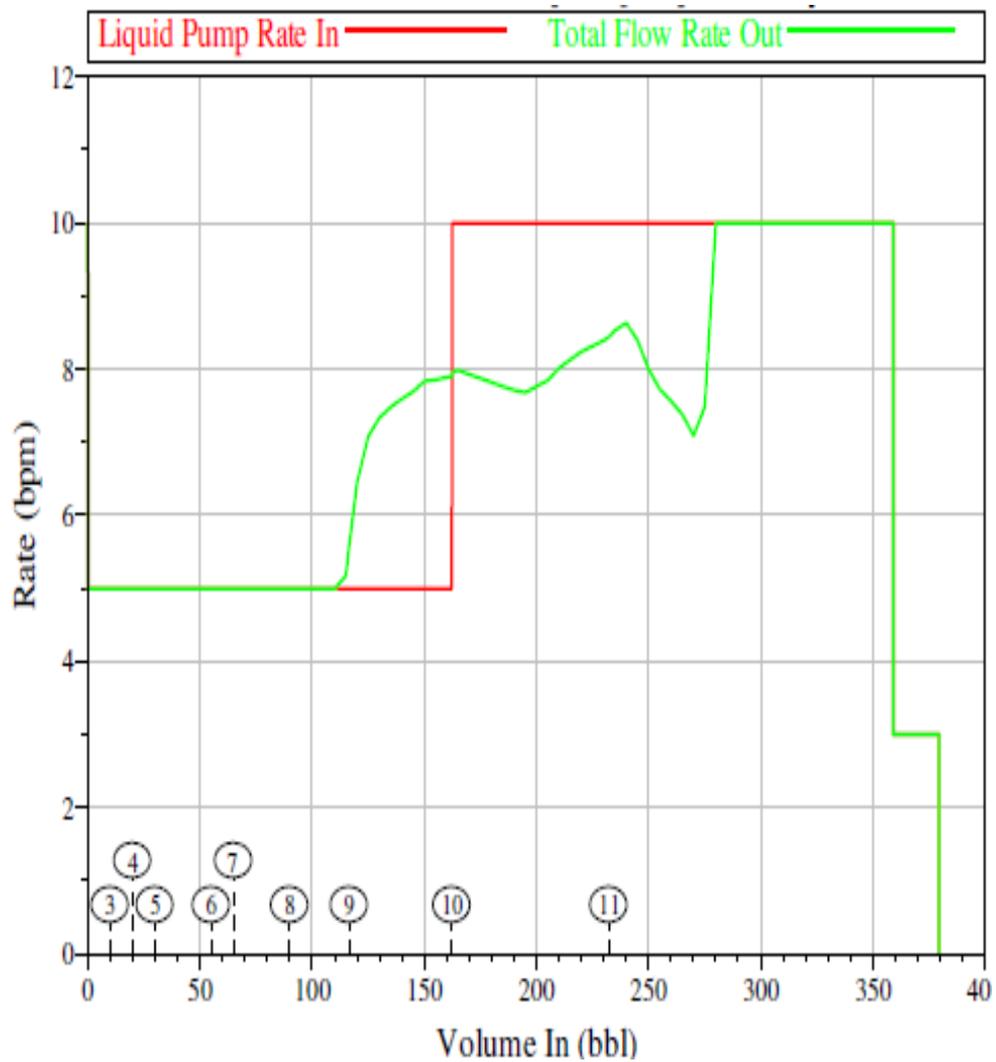


Figura 3.14 Grafico de Volumen Vs. Caudal de Bombeo.

Fuente: Programa de Perforación de Pozo Halliburton.

3.4.11 GRAFICO DE PRESION DE SUPERFICIE VERSUS VOLUMEN DESPLAZADO.

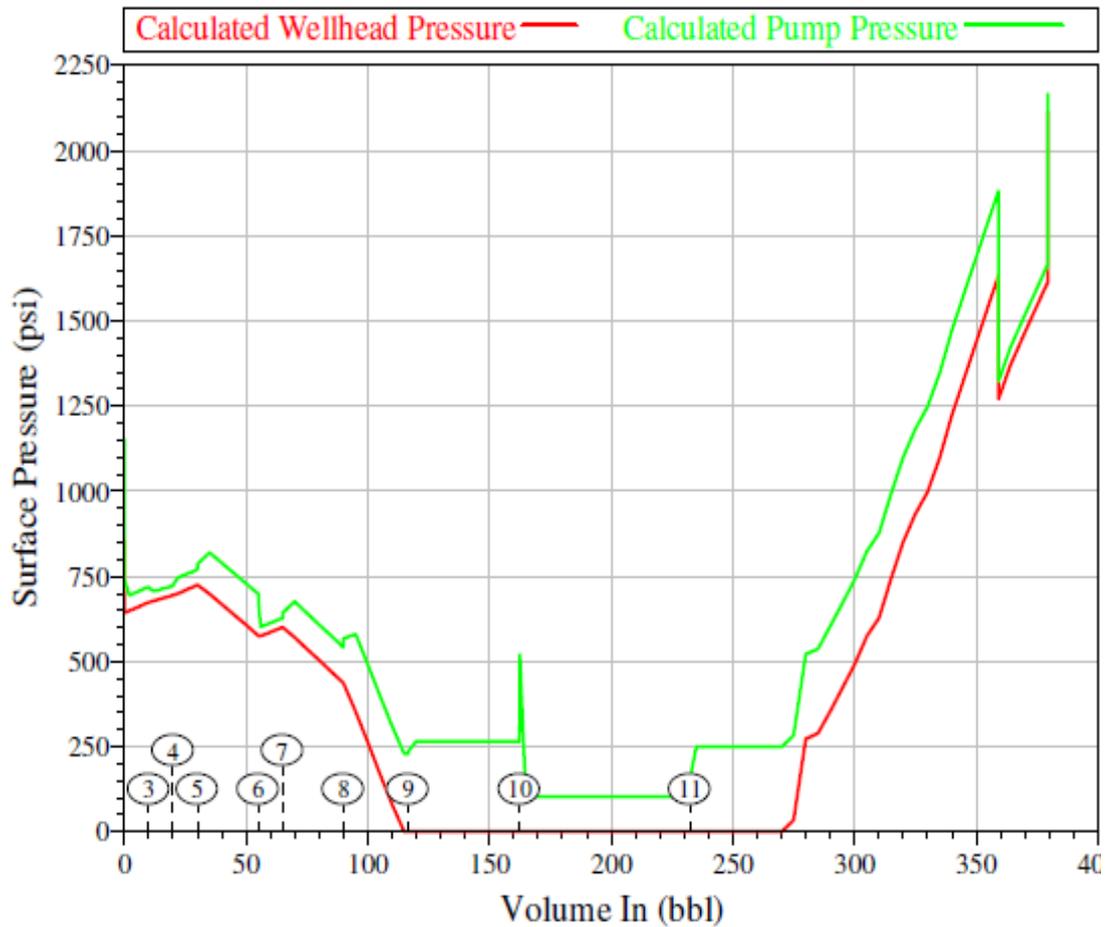


Figura 3.15 Grafico de Volumen Vs Presión de Superficie Sección Producción.

Fuente: Israel Campos, Dani Guevara, Diego Armas, Marzo 2010.

3.4.12 ESTADO MECÁNICO FINAL DE LA SECCIÓN:

SECCION	DIAMETRO DE LA BROCA [pulg]	INFORMACION DEL REVESTIDOR				PROFUNDIDAD [pies]
		OD [pulg]	ID [pulg]	GRADO	PESO [lb/pie]	
CONDUCTOR	26	20	19.124	K - 55	94	0 - 40
SUPERFICIAL	16	13,375	12,347	C - 95	72	0 - 5998
INTERMEDIO	12 ¼	9 5/8	8,681	C - 95	47	0 - 8996
PRODUCCION	8 ½	7	6,276	C - 95	26	8796 - 10457

Tabla 3.17 Estado Mecánico Final de Sección de Producción”.

Fuente: Israel Campos, Dani Guevara, Diego Armas, Marzo 2010.

CAPITULO 4

ANALISIS DE RESULTADOS

CAPITULO 4

4 ANALISIS DE RESULTADOS

Este Capitulo hace referencia al análisis de los resultados obtenidos en el diseño de las lechadas de cementación para cada sección, tomando en cuenta los diferentes factores de diseño como geometría de pozo, diámetros de los revestidores, densidades de las lechadas, volúmenes de lechadas y aditivos usados en su composición.

SECCION	LECHADA	RENDIMIENTO [Pie ³ /sk]	ALTURA [Pies]	EXCESO [%]		VOLUMEN [Bl's]		SACOS		DIFERENCIA
				INICIAL	FINAL	INICIAL	FINAL	INICIAL	FINAL	
SUPERFICIAL	COLA	1.18	500	50	10	68.03	49	330	232	-98
	RELLENO	1.68	5498	50	25	620.52	515	2028	1720	-308
INTERMEDIA	COLA	1.16	1000	30	30	78.37	81	385	391	6
	RELLENO	1.68	2198	30	30	156.62	160	530	535	5
PRODUCCION	COLA	1.12	1261	50	10	45.78	46	235	228	-7
	RELLENO	1.19	600	50	0	26.54	N/A	130	N/A	

4.1 ANALISIS DE RESULTADOS DE LA SECCION SUPERFICIAL DE 16”.

Se puede observar según la grafica de resultados que existe una notable reducción de la cantidad de sacos usados para la formulación de las lechadas tanto de cola como de relleno, y esto es en consecuencia de la reducción de los volúmenes de las lechadas en función del porcentaje de exceso tomado en cuenta en el diseño teórico inicial.

La consideración de la disminución del porcentaje de exceso en el diseño final es debido a la consideración del porcentaje de lavado del pozo (Wash Out), y a los resultados obtenidos en cementaciones de pozos anteriores, con la finalidad de no exagerar el diseño y por consecuencia disminuir gastos en materiales y operaciones.

4.2 ANALISIS DE RESULTADOS DE LA SECCION INTERMEDIA DE 12 ¼”.

En esta sección se presenta una ligera diferencia en el diseño final de las lechadas, ya que se tomaron en cuenta los mismos factores de diseño obteniendo de esta manera una similitud entre el diseño inicial y el diseño final.

4.3 ANALISIS DE RESULTADOS DE LA SECCION DE PRODUCCION DE 8 ½”.

En la cementación de esta sección se propone una variación en el programa de diseño, tomando en cuenta que la zona a ser cementada será la zona productora se propone el bombeo de una sola lechada de cola, manteniendo constante la composición química de la lechada, densidad y tipo de cemento se obtiene como resultado una reducción de cantidad de sacos a utilizar en la mezcla

CAPITULO 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CAPITULO 5

5. Conclusiones y Recomendaciones.

5.1 Conclusiones.

- Una cementación primaria permite mantener la tubería de revestimiento protegida y separada de las formaciones.
- La cantidad de cemento depende del arreglo de tubería de revestimiento que se tenga, ya sea que dicho arreglo incluya camisa (tie-back) o simplemente TR hasta superficie
- Se mostro una opción útil para la cementación de pozo Arcángel 1D bajo condiciones ideales.
- A mayor valor de exceso, mayor cantidad de cemento en el pozo.
- Mayor cantidad de cemento evita que el agua oxide la TR y se filtre al anular con el paso del tiempo.
- Se determinaron los diferentes volúmenes de cemento “lechadas de cola, de lavado, espaciadores y de relleno” que se necesitan para este programa de cementación.

- Siempre se debe de realizar pruebas de presión para evaluar la integridad de la tubería.
- Las pruebas de circulación ayudan a evaluar la tubería y las condiciones de las paredes del hueco.
- Se realizo un análisis de resultados en función de las necesidades del pozo sin consideraciones económicas por lo que se puede decir que el programa propuesto es aplicable a menos que varíen las condiciones.

5.2 Recomendaciones.

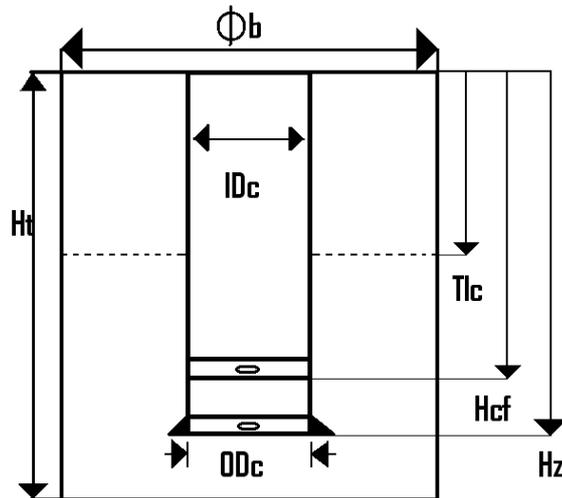
- Verificar la ejecución correcta de cada uno de los pasos de la secuencia operativa.
- Las operaciones de la cementación deben de terminar por lo menos una hora antes del tiempo de fraguado, para poder tomar medidas en caso de problemas imprevistos.
- Observar el correcto estado y uso de herramientas que puedan fácilmente dificultar la cementación (tapones o chequeo de válvulas).
- Tener un plan de contingencia para todas las secuencias operativas.

- El factor de excesos dependerá del historial de los programas de los pozos cercanos del campo en cuestión y de cómo se presenten los ripios que se desprendan durante la perforación.
- Se debe llevar un control escrito de todos los pasos dados puede llevar a determinar con facilidad la raíz de un problema.
- Asegurarse de tener el stock suficiente de material para la cementación evitando así problemas por complicaciones logísticas.
- Debe de tenerse químicos o espaciadores que eviten que el fluido de desplazamiento se mezcle con el cemento.
- Existe un aumento de presión en el momento en el que el tapón superior se asienta sobre el inferior, este es un buen indicador de que se está realizando bien la operación por lo que en ese momento se debe de reducir el caudal de inyección.
- Se debe de controlar las bombas del camión de cementación como las de la torre.
- El cemento de construcción común es una buena opción para zonas someras en caso de emergencias o falta de material.

5.3 Bibliografia

- Nelson, E.B. Well Cementing, 1983
- Dowell Engineering Manual, 1995
- DEC Cementing School Papers, 1997
- G. Birch, Guidelines for Setting Abandonment and Kick – Off Plugs
1999
- Miller, Joe, Dowell’s Plug Placement Tool presentation
- DOFSE, Kellyville Training Center, 1998
- OTC, Kellyville Training Center, 1998
- Cementing I Halliburton Energies Services.
- Cementing II Halliburton Energies Services.
- Cementing for Engineers.
- Displacement mechanics studies Halliburton Energies Services.
- Adam T. Bourgoyne Jr. Applied Drilling Engineering SPE Textbook
Series Vol. 2. 1991.
- Preston L. Moore – Drilling Practices Manual – Second Edition 1986
- Energy Halliburton Cementing Manual
- API SPEC 10, 10 A Y 10B
- Lloyd E. Brownell, Edwin H. Young; Process Equipment Design;
Vessel Design – Editorial Library Congress Catalog Carol Number;
59-5882 Printed in the United States of America.

Apéndice de ecuaciones



Sección superficial

Volumen de desplazamiento

$$V_D = \left[\frac{ID_c^2}{1029.4} \times H_{cf} \right] \Rightarrow \text{bls.}$$

Volumen entre zapato y collar flotador

$$V_{z-c} = \left[\frac{ID_c^2}{1029.4} \right] * [H_z - H_{cf}] \Rightarrow \text{bls.}$$

Volumen de bolsillo

$$V_B = \left[\frac{\phi_b^2}{1029.4} \right] * [H_t - H_z] \Rightarrow \text{bls.}$$

Volumen de lechada de cola

$$V_{LC} = \left[\frac{\phi_b^2 - OD_c^2}{1029.4} \times (H_z - T_{LC}) + V_{Z/C} + V_B \right] * \left[\frac{WO}{100} + 1 \right] \Rightarrow bls.$$

Volumen de lechada de relleno

$$V_{LR} = \left[\frac{\phi_b^2 - OD_c^2}{1029.4} \times (T_{LC}) \right] * \left[\frac{WO + \%Exs}{100} + 1 \right] \Rightarrow bls.$$

Sacos de cemento de cola

$$S_{X_{LC}} = \frac{(V_{LC} \times 5.615)}{R_{end LC}}$$

Sacos de lechada de relleno

$$S_{X_{LR}} = \frac{(V_{LR} \times 5.615)}{R_{end LR}}$$

Donde

Φ_b : diámetro de la roca (slug).

WO: wash out (%).

Ht: profundidad total (ft).

H_z: profundidad del zapato (ft).

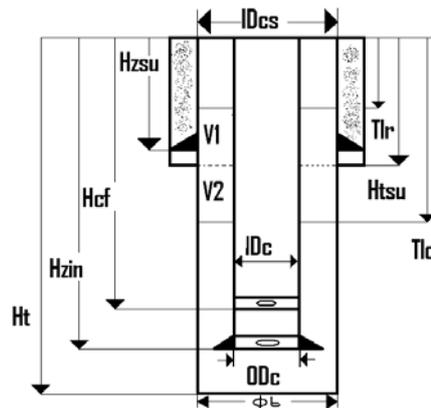
T_{lc}: profundidad del collar flotador (ft).

OD_c: diámetro externo del casing (slug).

ID_c: diámetro interno del casing (slug).

Rend: rendimiento de la lechada (ft³/sk).

Sección intermedia



Volumen anular CSg sup /csg intermedio V1

$$V_{C_{sup}/C_{int}} = \left[\frac{ID_{C_{sup}}^2 - OD_{C_{int}}^2}{1029.4} \times (H_{T_{sup}} - T_L) \right] \Rightarrow bls.$$

Volumen anular V2

$$V_2 = \left[\frac{\phi_b^2 - OD_{C_{int}}^2}{1029.4} \times (H_{ZC_{int}} - H_{ZC_{sup}}) \right] \Rightarrow bls.$$

Volumen de bolsillo

$$V_B = \left[\frac{\phi_b^2}{1029.4} \times (H_T - H_{Z_{inf}}) \right] \Rightarrow bls.$$

Volumen entre el zapato y el collar

$$V_{Z/C} = \left[\frac{D_{C_{int}}^2}{1029.4} \times (H_{ZC_{int}} - H_{CF}) \right] \Rightarrow bls.$$

Volumen de lechada de cola

$$V_{LC} = \left[\frac{\phi_b^2 - OD_{Cint}^2}{1029.4} \times (H_{ZCint} - T_{LC}) + V_{Z/C} + V_B \right] * \left[\frac{WO}{100} + 1 \right] \Rightarrow bls.$$

Volumen de lechada de relleno

$$V_{LR} = \left[\frac{\phi_b^2 - OD_{Cint}^2}{1029.4} * (T_{LC} - H_{ZCsup}) + \frac{ID_{Csup}^2 - OD_{Cint}^2}{1029.4} * (H_{Zsup} - T_{LR}) \right] * \left[\frac{\%Exs}{100} + 1 \right] \Rightarrow bls.$$

Volumen de desplazamiento

$$V_D = \left[\frac{ID_{Cint}^2}{1029.4} \times H_{cf} \right] \Rightarrow bls.$$

Cantidad de sacos de lechada de cola

$$S_{X_{LC}} = \frac{(V_{LC} \times 5.615)}{R_{end LC}}$$

Cantidad de sacos de lechada de cola

$$S_{X_{LR}} = \frac{(V_{LR} \times 5.615)}{R_{end LR}}$$

Φ_b : diámetro de la broca (slug).

Htsu: profundidad total superior (ft).

WO: wash out (%).

Ht: profundidad total (ft).

Hzsu: profundidad de zapata de casing superior (ft).

Hzcin: profundidad de zapata de casing intermedio (ft).

Hcf: profundidad del collar flotador (ft).

Tlc: profundidad tope lechada de cola (ft).

Tlr: profundidad tope lechada de relleno (ft).

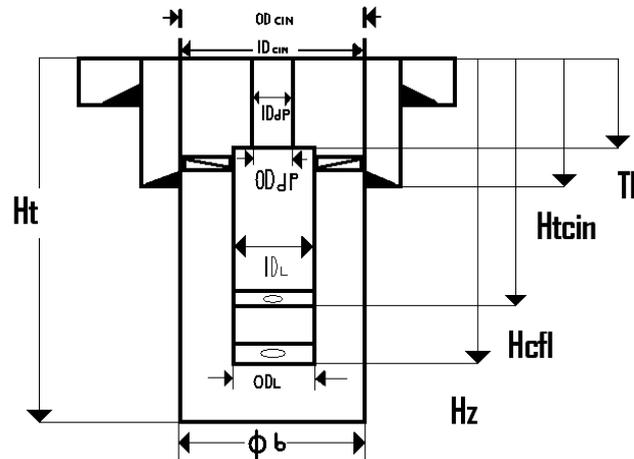
IDcs: diámetro interno de casing superficial (slug).

ODcs: diámetro externo casing superficial (slug).

IDcint: diámetro interno de casing intermedio (slug).

ODcint: diámetro externo de casing intermedio (slug).

Sección de producción



Volumen de bolsillo

$$V_B = \left[\frac{\phi_b^2}{1029.4} \times (H_T - H_{ZL}) \right] \Rightarrow \text{bls.}$$

Volumen entre zapato /collar flotador

$$V_B = \left[\frac{ID_L^2}{1029.4} \times (H_{ZL} - H_{CFL}) \right] \Rightarrow \text{bls.}$$

Volumen de desplazamiento drill pipe

$$V_{Ddp} = \left[\frac{ID_{dp}^2}{1029.4} \times T_L \right] \Rightarrow \text{bls.}$$

Volumen de desplazamiento liner

$$V_{DL} = \left[\frac{ID_L^2}{1029.4} * (H_{CFL} - T_L) \right] \Rightarrow bls.$$

Volumen de desplazamiento liner

$$V_{LC} = \left[\frac{\phi_b^2 - OD_L^2}{1029.4} * (H_{ZL} - H_{Cint}) + \frac{ID_{Cint}^2 - OD_L^2}{1029.4} * (H_{Cint} - T_L) + V_B + V_{ZL/CFL} \right] * \left[\frac{\%Exs + WO}{100} + 1 \right] \Rightarrow bls.$$

Sacos de lechada de cola

$$Sx_{LC} = \frac{(V_{LC} \times 5.615)}{R_{end LC}}$$

Donde

Φ_b : diámetro de la broca (slug).

WO: wash out (%).

Ht: profundidad total perforada (ft).

Hzi: profundidad de zapato de liner (ft).

Hc/fl: profundidad de collar flotador de liner (ft).

Hcint: profundidad del casing intermedio (ft).

TI: profundidad tope de lechada (ft).

IDc int: diámetro interno de casing intermedio (slug).

ODc int: diámetro externo de casing intermedio(slug).

IDI: diámetro interno de liner (slug).

ODI: diámetro externo de liner (slug).

IDdp: diámetro interno de drill pipe (slug).

ODdp: diámetro externo de drill pipe (slug).

Exs: porcentaje de exeso (%).

Rend: rendimiento (ft³/sk).