



Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra
Tecnología Petrolera

“Operaciones de Cementación Primaria en el pozo DARCA SUR
12D Ubicado en el Campo Javil del Oriente Ecuatoriano”

TESINA DE GRADUACIÓN

Previo a la obtención del Título de:

TECNOLOGO EN PETRÓLEO

Presentado por:

Darwin David Jaen Bustamante.

Catherine Denisse Villón Ortega.

GUAYAQUIL - ECUADOR

2014

AGRADECIMIENTO

Primero y antes que nada , damos gracias a Dios, por estar con nosotros en cada paso que damos, por fortalecer nuestros corazones e iluminar nuestras mentes y por haber puesto en nuestros caminos a aquellas personas que han sido soporte y compañía durante todo nuestro periodo de estudio.

Agradecemos hoy y siempre a nuestras familias por el esfuerzo realizado por ellos. El apoyo en nuestros estudios, de ser así no hubiese sido posible.

A nuestros padres y demás familiares ya que nos brindan el apoyo, la alegría y nos dan la fortaleza necesaria para seguir adelante.

Un agradecimiento especial al Ing. Alberto Galarza, por la colaboración, paciencia, apoyo y sobre todo por esa gran amistad que nos brindó y nos brinda, por escucharnos y aconsejarnos siempre.

DEDICATORIA

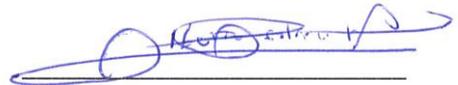
Este proyecto lo dedicamos a Dios quien supo guiarnos por el buen camino, darnos fuerzas para seguir adelante y no desmayar en los problemas que se presentaban, enseñandonos a encarar las adversidades sin perder nunca la cordura y perseverancia ni desfallecer en el intento.

A nuestra familia que por ellos somos lo que somos. Para nuestros padres y hermanos por su apoyo, consejos, comprensión, amor, ayuda en los momentos más difíciles y por ayudar en los recursos necesarios para estudiar. Además nos dieron todo lo que somos como persona nuestros valores, principios, carácter, empeño, paciencia, coraje para seguir nuestros objetivos.

TRIBUNAL DE GRADUACIÓN



Dra. Elizabeth Peña.
SUB-DECANA DE LA FICT



Ing. Alberto Galarza.
PROFESOR DE SEMINARIO

DECLARACIÓN EXPRESA

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

(Reglamento de graduación de la ESPOL)



Darwin Jaen Bustamante.



Catherine Villón Ortega.

RESUMEN

El presente trabajo se basa en el desarrollo de la operación de cementación de el pozo petrolero DARCA SUR 12D tipo "J" direccional ubicado en el campo JAVIL del Oriente Ecuatoriano, el mismo que permitio determinar los volúmenes de lechadas de cemento, tanto de desplazamiento como de cemento utilizados para la ejecución del trabajo.

Como detallamos en las secciones posteriores y para afrontar inconvenientes previos a la cementacion se presentó un plan factible de cementación, el mismo que consta de 1 etapa y de 2 tipos de lechadas, las mismas que analizaremos mas adelante y determinaremos los pasos a seguir.

Tambien describimos las multiples herramientas utilizadas en este proceso de cementación, además de observar las secuencias operativas del programa tanto para la Tubería de Revestimiento Superficial, Intermedia y Liner de Produccion. Además especificaremos los calculos de volumenes y excesos corespondientes al proceso y las ecuaciones utilizadas.

INDICE GENERAL

ABREVIATURAS	XIII
SIMBOLOGÍA	XIV
INTRODUCCIÓN.....	XV
OBJETIVOS	XVI
CAPÍTULO 1	1
1. CEMENTACIÓN DE POZOS PETROLEROS.	1
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.	7
1.2.1.4 Cementación Secundaria o Squeeze.....	8
1.3 Cemento.	9
1.4 Tipos y Características del Cemento.	9
1.5 Aditivos del Cemento.	11
1.6 Lavadores y Espaciadores.	12
1.7 Equipos que se utilizan para una Cementación.	12
1.7.1. Revestidor.	12
1.7.2 Zapata Guía.	13
1.7.3 Zapata Diferencial.	13
1.7.4 Collar Flotador.	14

1.7.5	Colgador de Liner (Liner Hanger).	15
1.7.6	Dardo de Desplazamiento.	15
1.7.7	Tapón de Desplazamiento de Liner.	16
1.7.8	Diverter Tool o DV Tool.	17
1.7.9	Centralizadores:	18
1.7.9.1	Ventajas de una tubería centralizada.	19
1.7.10	Raspadores.	20
1.7.11	Cabezal de Cementación.	20
1.7.12	Tapones de Cementación.	21
CAPÍTULO 2		24
2.1	GENERALIDADES DEL CAMPO JAVIL Y EL POZO DARCA.	24
2.2	Historia.	24
2.3	Ubicación.	25
2.4	Datos Generales.	26
2.5	Geología Regional.	29
2.5.1	Columna Litológica de la Cuenca.	29
2.6	Características del pozo.	31
CAPÍTULO 3		32
3.1	Generalidades del Pozo.	32
3.2.	Programa de Cementación.	33
3.2.1.	Cementación del Casing Conductor de 20”.	34
3.2.1.1.	Cálculos de volúmenes para la Cementación.	34
3.2.1.2	Resultados Volúmenes para la Cementación.	37
3.2.1.2	Secuencia Operacional.	37
3.2.2	Cementación Tubería De Revestimiento 13 3/8” Sección 16”	39
3.2.2.1.	Cálculos De Volúmenes Para Cementación.	39
3.2.2.2	Resultados Volúmenes para la Cementación.	43
3.2.2.3	Secuencia Operacional	44
3.2.3.	Cementación de T.R. 9 5/8” Sección 12 1/4”	46

3.2.3.1	Cálculos De Volúmenes Para La Cementación.....	46
3.2.2.2	Resultados Volúmenes para la Cementación.....	49
3.2.2.3	Secuencia Operacional.	50
3.2.3	Cementación Liner de Producción 7” Sección 8 ½”	52
3.2.4.1	Cálculos de volúmenes para la Cementación.	52
3.2.4.2	Resultados volúmenes para la Cementación.	56
3.2.4.3.	Secuencia Operacional	57
CAPÍTULO 4	59
4.	INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS.....	59
4.1.	Análisis de Resultados.	59
4.1.1	Resultados de la Cementación.	61
4.1.1.1	Análisis de resultados de Sección 26”	61
4.1.1.2	Análisis de resultados de Sección 16”	62
4.1.1.3	Análisis de resultados 9 5/8”	62
4.1.1.4	Análisis de resultados de Liner Productor de 7”	63
4.2	Conclusiones Y Recomendaciones.	64
Conclusiones	64
Recomendaciones	65
BIBLIOGRAFÍA	66
BIBLIOGRAFÍA	67

INDICE DE FIGURAS

Figura 1	Secuencia Cementación una Etapa	5
Figura 2	Secuencia Cementación una Etapa	7
Figura 3	Revestidores	13
Figura 4	Zapata Guía	13
Figura 5	Collar Flotador	14
Figura 6	Liner Hanger (Versaflex)	15
Figura 7	Dardo de Desplazamiento	16
Figura 8	Dardo de Desplazamiento Liner	17
Figura 9	Dv Tool	18
Figura 10	Centralizadores	19
Figura 11	Raspadores	20
Figura 12	Cabezal de Cementación	21
Figura 13	Tapón Inferior	22
Figura 14	Tapón Superior	23
Figura 15	Ubicación de las Herramientas Utilizadas en una Cementación de CSG	23
Figura 16	Columna Estratigráfica Cuenca Oriente	30
Figura 17	Diagrama Propuesto para la Cementación	31
Figura 18	Programa de Cementación	33
Figura 19	Diagrama de la Cementación del Casing Conductor	38
Figura 20	Diagrama de la Cementación de T.R. de 13 3/8" Sección 16"	45
Figura 21	Diagrama de Cementación T.R. 9 5/8" Sección 12 1/4"	51
Figura 22	Diagrama de Cementación de Liner de 7"	58
Figura 24	Diagrama de la cementación del programa original	60

INDICE DE TABLAS

Tabla I Clasificación API del Cemento	10
Tabla II Clasificación de aditivos para el Cemento.	11
Tabla III Coordenadas Ubicación del Campo.....	26
Tabla IV Características del Campo Javil.....	27
Tabla V Datos del Pozo.	32
Tabla VI Nomenclatura y Valores de T.R. Superficial.....	36
Tabla VII Resultados del Casing Conductor de 20".	37
Tabla VIII Nomenclatura y Valores de Tubería de Revestimiento 13 3/8" Sección 16"	43
Tabla IX Resultados de Tubería de Revestimiento 13 3/8" Sección 16" .	43
Tabla X Nomenclatura y valores de T.R. 9 5/8" Sección 12 1/4".....	49
Tabla XI Resultados de T.R. 9 5/8"	49
Tabla XII Nomenclatura y valores del Liner de Producción.....	56
Tabla XIII Resultados de Liner de Producción.....	56
Tabla XIV Resultado de Volúmenes	61

INDICE DE MAPA

Mapa I Ubicación del Campo Javil.....	28
---------------------------------------	----

ABREVIATURAS

ACI: Instituto Americano del cemento

API: Instituto Americano del Petróleo

ASTM: Sociedad Americana para, prueba de materiales

BBL: Barriles

BPD: Barriles por día

BOP: Preventor de reventones

gal: Galones

gal/sxs: Relacion agua/cemento

HWDP: Tuberia pesada de perforación

ID: Diametro interno

K: Indice de consistencia

KOP: Punto de quiebre

lb: Libras

lb/bbl: Libras por cada barril

lb/ft: Libras por pie

lbs /gal: Libras por galón (Densidad)

LCD: Pantalla de cristal líquido

kg/cm²:: Kilogramos por centímetros cuadrados

kg/lt: Kilogramos por cada litro

MD: Profundidad Del Pozo

OD: Diámetro externo

pH: Potencial de hidrógeno

PV: Viscosidad plástica

PPG: Libras por cada galón

PPM: Partes por millón

PSI: Libras por pulgada cuadrada

PSM: Mezclador de lechadas de precisión

RPM: Revoluciones por minuto

TVD: Profundidad vertical verdadera

UCA: Analizador ultrasónico de Cemento

Vc: Velocidad critica en ft/s

NRe: Numero de Reynolds, adimensional

N: índice de comportamiento del flujo

SIMBOLOGÍA

“: Pulgada

‘: Pie

°F: Temperatura en Grados Farenheith

INTRODUCCIÓN

Este trabajo presenta los aspectos generales de la cementación del pozo petrolero DARCA SUR 12D tipo DIRECCIONAL "J" MODIFICADO, definiendo conceptos.

Con la finalidad de entender esta operación primeramente se debe familiarizar con las terminologías de la industria petrolera, se inicia explicando detalladamente cada uno de los procesos y las herramientas que se necesitaron en el proceso.

Definimos tanto la ubicación del pozo como las características del campo en el cuál se encontraron y se detallaron con mas énfasis en las profundidades de 12 ¼" y 8 ½" de las diferentes zonas de interés.

Luego se describieron las generalidades del pozo DARCA SUR 12D y se explicaron los cálculos para determinar los volúmenes de cemento que se necesitaron en cada una de las secciones ya mencionadas anteriormente.

Este trabajo se diseñó para cumplir los conceptos básicos y conocer todo lo concerniente a lo que es la cementación, sus objetivos, su diseño, planificación, lechadas de cemento, equipos de cementación, entre otras cosas, que nos permita emprender los conocimientos básicos y necesarios para diseñar y ejecutar los programas de cementación durante la construcción y/o reparaciones de pozos DARCA SUR 12D.

OBJETIVOS

Objetivo General

Examinar y estimar los trabajos de cementación en las diferentes secciones del Pozo DARCA SUR 12D.

Objetivos Específicos

- Analizar los tipos de cemento para la lechada en la sección de 16”.
- Analizar los tipos de cemento para la lechada en la sección de
- 12 ¼”.
- Analizar los tipos de cemento para la lechada en la sección de 8 ½”.
- Calcular los volúmenes de cemento (Lechada de Cola y Relleno) en las diferentes secciones.
- Sugerir con base al estudio anterior el programa apropiado para la cementación.

CAPÍTULO 1

1. CEMENTACIÓN DE POZOS PETROLEROS.

La CEMENTACION es el proceso de mezclar cemento y agua, bombearlo a través de tubería de acero (Casing ó Tubería de Revestimiento) y luego hacia el espacio anular formado entre el Casing y la formación con el propósito de que se adhiera a ambos, soportar la Tubería e impedir el movimiento de fluidos entre las formaciones. Se emplea en la industria de servicios de pozos petroleros en todo el mundo. Desde que la Industria utilizó por primera vez en 1903 una lechada de cemento para aislar las capas de agua existentes en un pozo en el campo petrolero, la cementación se ha transformado en un proceso cada vez más complejo. (BJ Services – Applied Cementing EDC-LAR Manual).

1.1. Procesos de una Cementación.

Los procesos de la cementación incluyen:

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

(BJ Services - Applied Cementing EDC-LAR Manual).

1.1.1. Funciones del Proceso de Cementación de Pozos.

La función principal de una cementación es aislar el espacio anular entre el hoyo y la tubería y con esto aislar los fluidos de formación impidiendo que estén en contacto con la tubería y así evitar la corrosión, entre otras funciones podemos mencionar:

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

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

(BJ Services – Applied Cementing EDC-LAR).

1.2 **Tipos de Cementación.**

Los tipos de cementación son operaciones con lechadas de cemento que se efectúan con fines específicos en los pozos petroleros.

La clasificación de las operaciones de cementación son las siguientes:

- Cementación Primaria
- Cementación Secundaria o forzada

(George O. Suman Jr., and Richard C. Ellis.-World Oil's Cementing Handbook –Schumberger)

1.2.1 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.

A continuación se presentan las técnicas de cementación más comunes.

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

(George O. Suman Jr., and Richard C. Ellis.-World Oil's Cementing Handbook –Schumberger)

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 formación y fractura altas y no permitir que se produzcan pérdidas de circulación por las mismas.

Comúnmente 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. (González Pedro Ángel – Manual de Cementación).

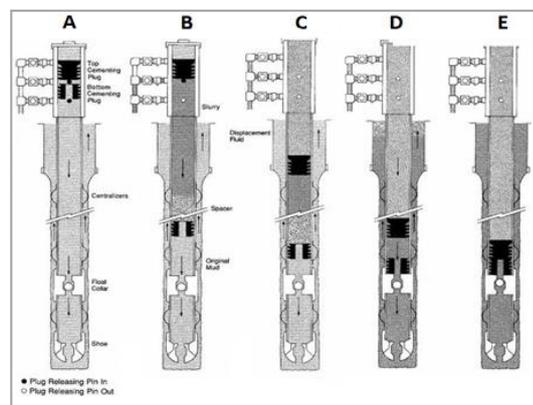


Figura 1 Secuencia Cementación una Etapa.

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 de la 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 si 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.

(BJ Services – Applied Cementing EDC-LAR Manual).

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.

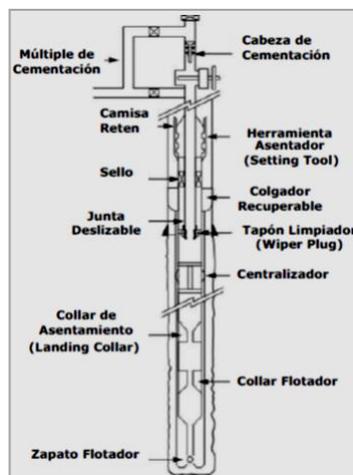


Figura 2 Secuencia Cementación una Etapa

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

1.2.1.4 **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 del 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.

(BJ Services - Applied Cementing EDC-LAR Manual).

1.3 Cemento.

El primer tipo de cemento usado en un pozo petrolero fue llamado cemento Portland, que esencialmente era un material producto de una mezcla quemada de calizas y arcillas. (Erik B. Nelson, Libro Well Cementing.)

1.4 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 temperatura de pozos. (BJ Services - Applied Cementing EDC-LAR Manual).

Tabla I 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: Darwin J. – Catherine V., 2014

1.5 Aditivos del Cemento.

Todas las mezclas agua-cemento usadas en la industria petrolera, contienen algún aditivo para variar alguna propiedad de la mezcla original. (Erik B. Nelson, Libro Well Cementing.) 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 II 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: Darwin J. – Catherine V., 2014

1.6 Lavadores y Espaciadores.

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. (Beach, H. J. Oil Well Cement Manual.) 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.

1.7 Equipos que se utilizan para una Cementación.

1.7.1. Revestidor.

Es una tubería de acero diseñada y clasificada en función de su peso, diámetros y longitud, la finalidad es asegurar una sección perforada en un pozo determinado. (Arrieta Mario – Revestimiento y Cementación de Pozos Manual.)



Figura 3 Revestidores

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

1.7.2 Zapata Guía.

Esta herramienta se coloca en la parte inferior del primer tubo, permitiendo así 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. (Erik B. Nelson, Libro Well Cementing.)



Figura 4 Zapata Guía

Fuente: Programa de Entrenamiento Acelerado Para Supervisores – Schlumberger

1.7.4 Collar Flotador.

El collar flotador es colocado al extremo superior del primer tubo o también dependiendo de la necesidad en el segundo tubo.

Es utilizado como elemento de flotación que puede transformarse mecánicamente en una válvula de retención, permitiendo que el fluido circule desde la tubería hacia el espacio anular, pero no del anular a la 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. (Erik B. Nelson, Libro Well Cementing.)

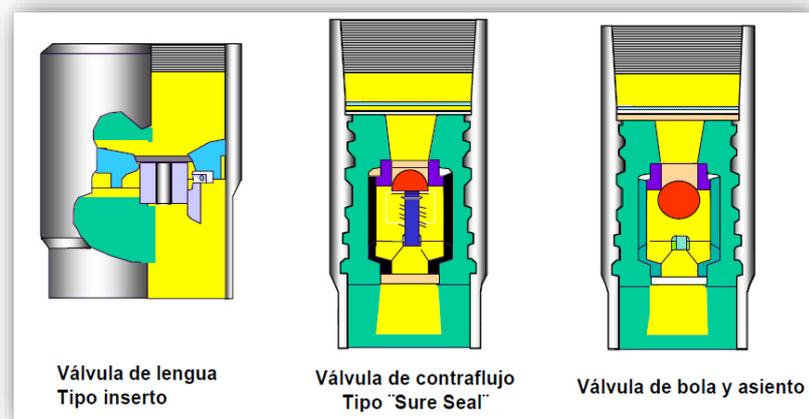


Figura 5 Collar Flotador

Fuente: Programa de Entrenamiento Acelerado Para Supervisores - Schlumberger

1.7.5 Colgador de Liner (Liner Hanger).

El colgador del Liner se coloca en la parte superior de la tubería de liner y su función es fijarlo al Revestidor previo colgándolo de manera hidráulica o mecánica. (Arrieta Mario – Revestimiento y Cementación de Pozos Manual.)

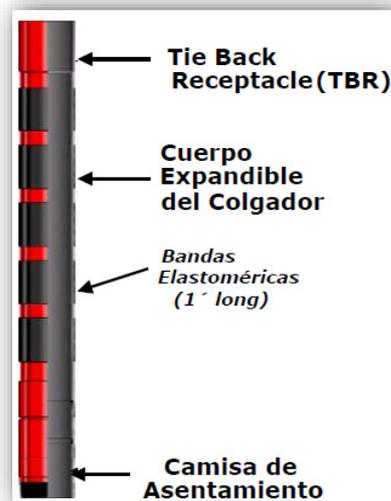


Figura 6 Liner Hanger (Versaflex)

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

1.7.6 Dardo de Desplazamiento.

Este accesorio de cementación es básicamente un dardo que sirve para separar las fases entre los fluidos de desplazamiento/perforación, y la lechada de cemento al cementar un liner. (Erik B. Nelson, Libro Well Cementing.)



Figura 7 Dardo de Desplazamiento

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

El dardo es lanzado a partir de la superficie desde la cabeza de cementación después de haber bombeado el cemento, el viaje del dardo se realiza entre el cemento y el fluido de desplazamiento limpiando la tubería de perforación, hasta llegar al tapón de desplazamiento que está ubicado en la herramienta fijadora.

1.7.7 Tapón de Desplazamiento de Liner.

Esta herramienta es un accesorio que se utiliza en la cementación para separar las fases entre los fluidos de perforación, el desplazamiento y la lechada de cemento en el interior de la cañería nueva al cementar el liner. . (Arrieta Mario – Revestimiento y Cementación de Pozos Manual.)



Figura 8 Dardo de Desplazamiento Liner.
Fuente: <http://industria-petrolera.blogspot.com>

El tapón de desplazamiento está pintado en la herramienta fijadora del hanger Liner y posee un receptáculo donde se encastra el dardo, el mismo que tendrá la función de cortar los pines y ambos viajarán hasta el tapón de encastre, de esta manera se desplaza el cemento del interior del liner.

1.7.8 Diverter Tool o DV Tool.

El conjunto Diverter Tool o DV Tool son herramientas que se utilizan para cementaciones de múltiples etapas o también para colocar tapones de cemento en pozos abiertos a una profundidad requerida, el objetivo de esta herramienta es aislar zonas, controlar pérdidas de circulación, abandono de pozos, entre otras

aplicaciones como asiento para cuñas de desviación. (Beach, H.J. Oil Well Cement Manual.)

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



Figura 9 Dv Tool.

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

1.7.9 Centralizadores:

El objetivo de los centralizadores es mantener centralizada la TR dentro del hoyo y permitir que sea uniforme el espesor del

cemento alrededor de toda la tubería. (Arrieta Mario –
Revestimiento y Cementación de Pozos Manual.)



Figura 10 Centralizadores

Fuente: Programa de Entrenamiento Acelerado Para Supervisores - Schlumberger

1.7.9.1 Ventajas de una tubería centralizada.

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

1.7.10 Raspadores.

Son herramientas que sirven para raspar las paredes del hoyo sacando la costra de lodo para generar mejor adherencia, y son instaladas en la parte exterior de la tubería. (Arrieta Mario – Revestimiento y Cementación de Pozos Manual.)



Figura 11 Raspadores

Fuente: Programa de Entrenamiento Acelerado Para Supervisores - Schlumberger

1.7.11 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. (Programa de Entrenamiento Acelerado Para Supervisores – Schlumberger)

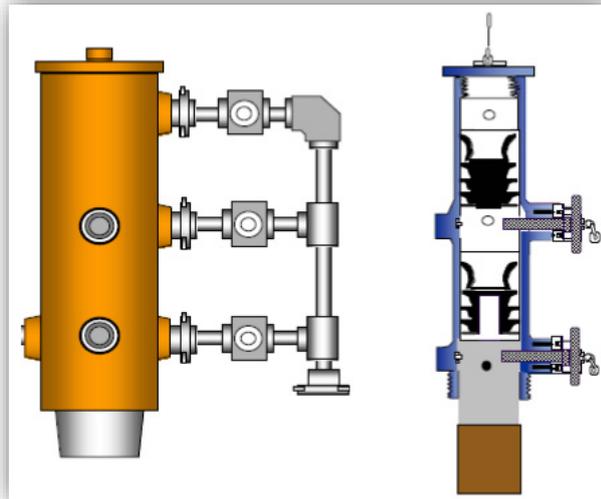


Figura 12 Cabezal de Cementación

Fuente: Programa de Entrenamiento Acelerado Para Supervisores - Schlumberger

1.7.12 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 inferior. (Erik B. Nelson, Libro *Well Cementing*.)

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. (BJ Services, Applied Cementing, EDC-LAR.)

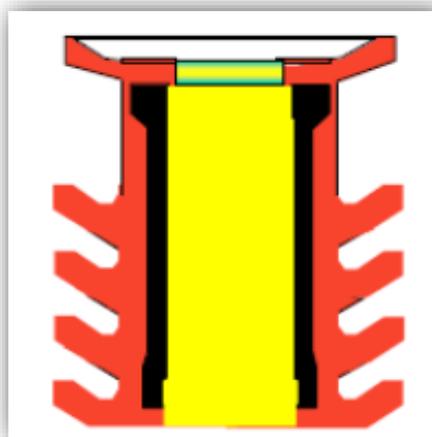


Figura 13 Tapón Inferior

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. (BJ Services, Applied Cementing, EDC-LAR.)



Figura 14 Tapón Superior

Fuente: Programa de Entrenamiento Acelerado Para Supervisores - Schlumberger

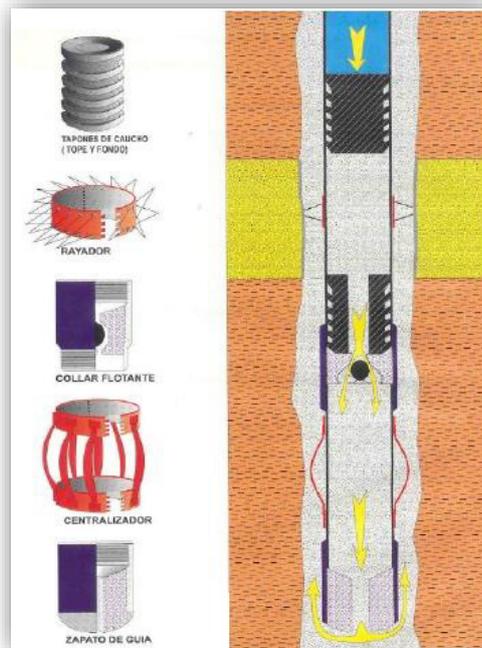


Figura 15 Ubicación de las Herramientas Utilizadas en una Cementación de CSG.

Fuente: Manual De Entrenamiento Para Reducir Eventos Programados

CAPÍTULO 2

2.1 GENERALIDADES DEL CAMPO JAVIL Y EL POZO DARCA.

En esta sección se describirá las generalidades que presenta el campo JAVIL; la siguiente información y datos que se muestra a continuación han sido extraídos de los archivos de (Petroproducción, Schlumberger y Baker Hughes.)

También se expondrán las características del pozo DARCA SUR 12D, que se perforó en el campo antes mencionado.

2.2 Historia.

El campo JAVIL fue descubierto por el consorcio Texaco – Gulf en marzo de 1970, al perforarse el pozo exploratorio Javil 1 con una producción de 3072 barriles de los reservorios cretácicos “T” con

un grado API de 31 y “Hollín” con un grado API de 27. La mayoría de los pozos en este campo están a una profundidad de 10300 ft de profundidad promedio.

2.3 Ubicación.

El campo JAVIL está localizado en la Región Amazónica, Provincia de Orellana, Cantón de Francisco De Orellana, Parroquia Dayuma, a 260 km al Oeste de Quito y 150 km al Sur de la frontera con Colombia. Ver tabla 2.1

Está limitado por los campos culebra, Yulebra, Sacha y yuca al Norte Anaconda, Pindo y Conga

Al Este, Rumiyacu, Armadillo y Cononaco al Sur y Puma al Oeste.

El campo se encuentra dentro de las siguientes coordenadas:

Tabla III Coordenadas Ubicación del Campo.

LATITUD	LONGITUD
Entre 0°34'S" y 0°48'S	Entre 76°50' W y 76°54' W
Y min = 9911645	X min = 288964
Y max = 9936625	X max =295000

Elaborado Por: Darwin J – Catherine V. 2014

La principal vía de comunicación terrestre al campo Javil es una carretera de primer orden (Quito – Baeza – Coca – Javil.) El clima es tropical con temperaturas entre 25 y 35 °C, y estación de lluvias entre febrero y mayo.

2.4 Datos Generales.

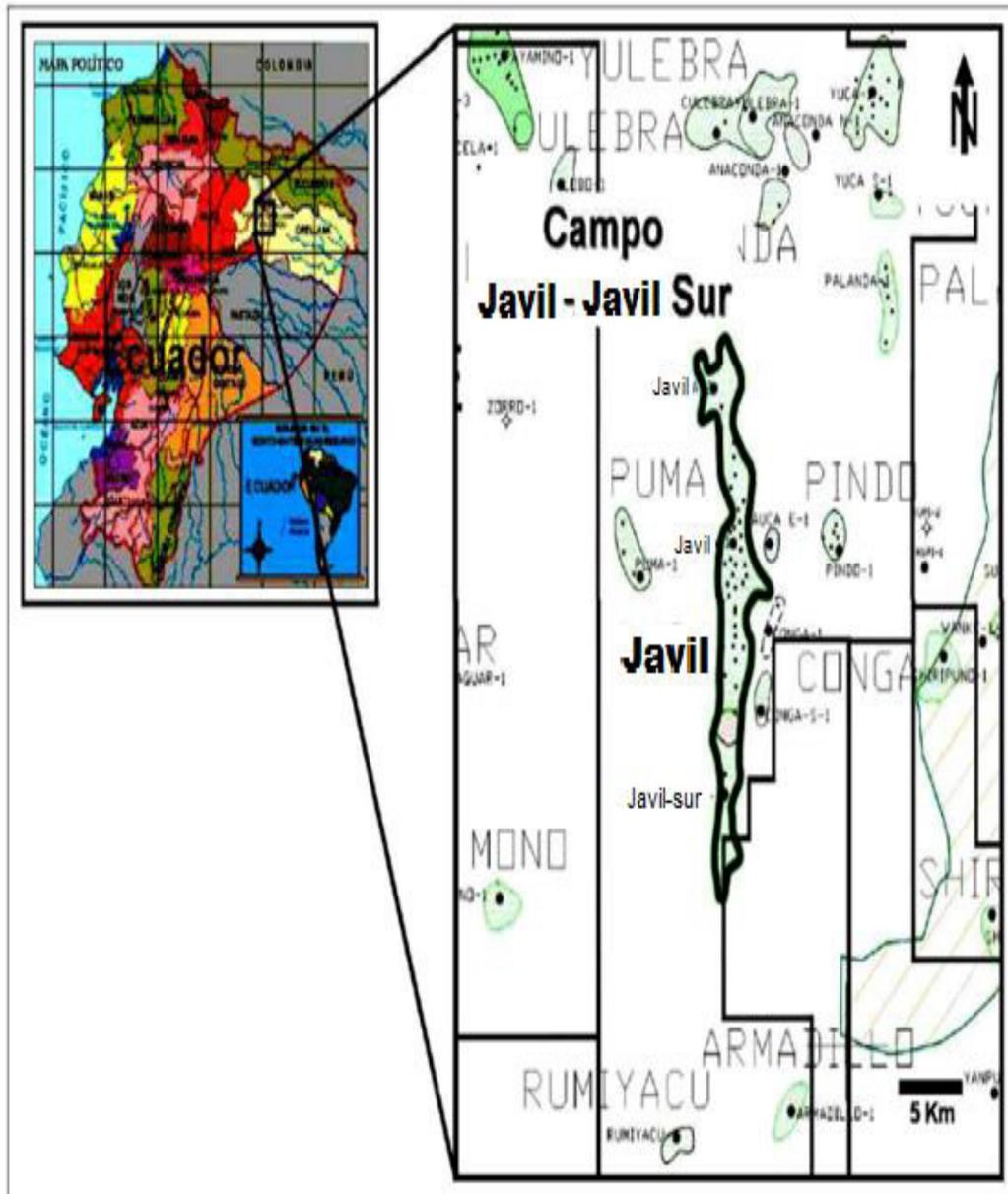
Hasta mayo de 1993 se perforaron 37 pozos incluido DARCA Sur 1 y DARCA Sur 2 de los cuales el DARCA 23 resultó seco por ser perforado en una barrera estratigráfica y el DARCA 19 fue taponado por problemas mecánicos siendo reemplazado por el DARCA 19B. En 1994 se perforaron 4 pozos adicionales.

Tabla IV Características del Campo Javil.

Área acres	41,000
Nº De Pozos	165
Nº De Pozos Productores	85
Nº De Pozos Inyectores	4
Nº De Pozos con Flujo Natural	3
Nº De Pozos con Bombeo Hidráulico	35
Nº De Pozos con Bombeo Mecánico	0
Nº De Pozos con Gas Lift.	0
Nº De Pozos con Bombeo Electrosumergible	46
Fecha de Inicio de Producción, Año	1,970
Grado API (º) Promedio de campo	28
BSW (%)	56
Producción diaria de petróleo, BPPD	50,587

Elaborado Por: Darwin J – Catherine V. 2014

Mapa I Ubicación del Campo Javil.



Elaborado Por: Darwin J – Catherine V. 2014

2.5 Geología Regional.

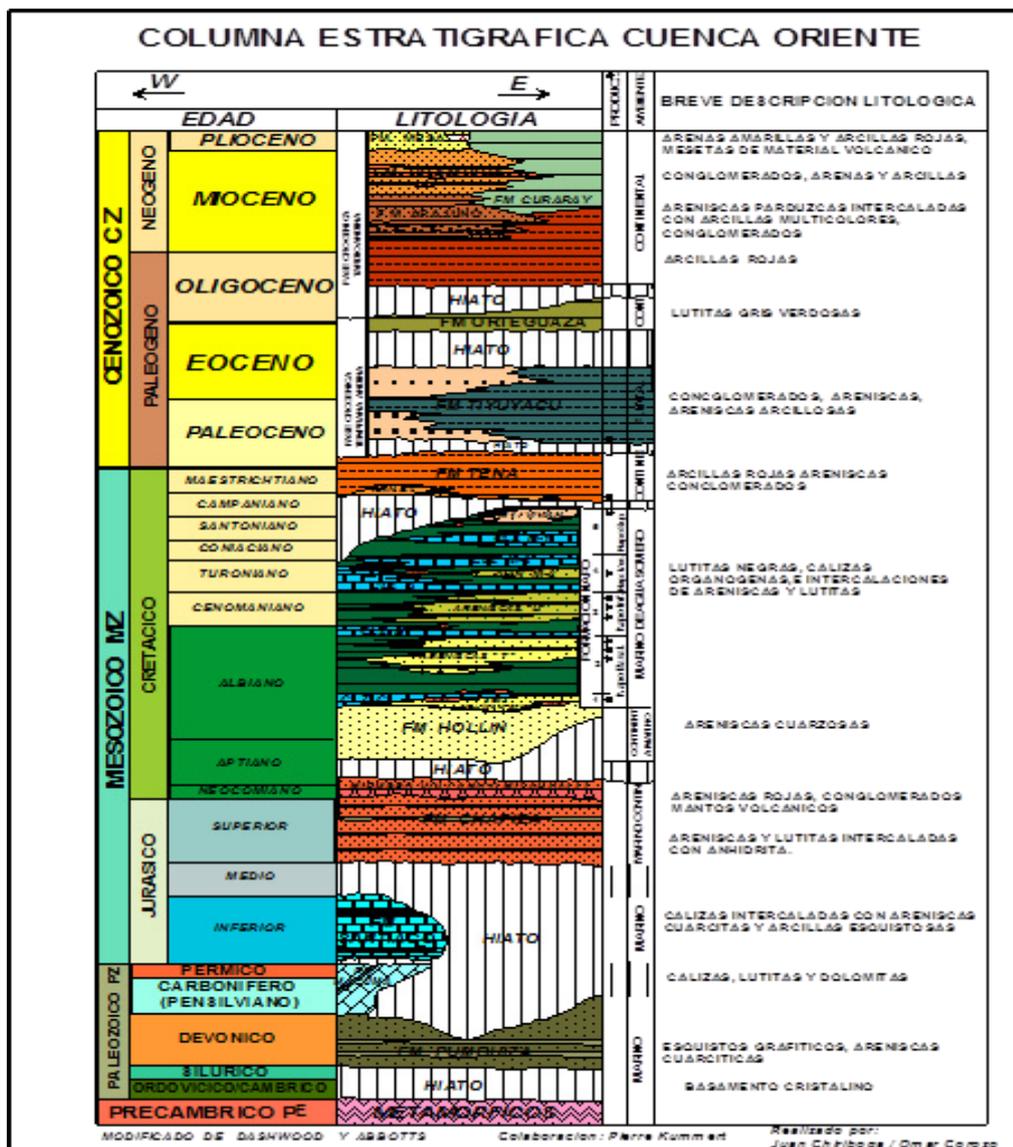
2.5.1 Columna Litológica de la Cuenca.

Un corte estratigráfico del campo JAVIL (Figura 16) permite observar que la secuencia geológica del campo es similar a la del resto la Región Amazónica del Ecuador.

Los intervalos productores del campo JAVIL, pertenecen al cretácico y en particular a las edades siguientes:

- Edad Alba – Aptiano para la formación Hollín.
- Edad Albiano para la formación Napo T.
- Edad Cenomaniano para la formación Napo U.
- Edad Maastrichtiano para la formación Basal Tena.

Figura 16 Columna Estratigráfica Cuenca Oriente.



Fuente: Ingeniería de Petróleo – Petroproducción

2.6 Características del pozo.

Se realizó la perforación del pozo (DARCA) tipo “J”, el cual se logró alcanzar las arenas “U” Inferior”, “T” Inferior” y Hollín Inferior.

En dicho pozo se programó realizar la cementación en 4 etapas:

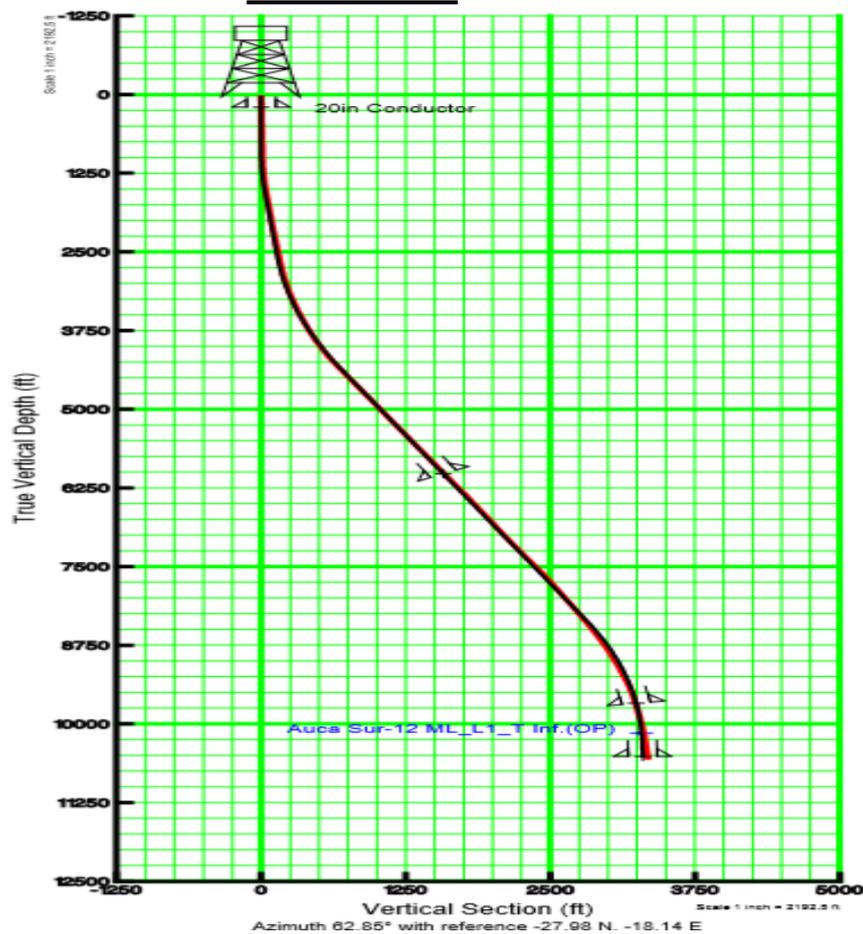
Primera etapa.- Casing Conductor 20”

Segunda etapa.- T.R. Superficial.

3° etapa.- T.R. Intermedio.

4° etapa.- Liner de producción.

Figura 17 Diagrama Propuesto para la Cementación.



Elaborado Por: Darwin J – Catherine V. 2014

CAPÍTULO 3

3.1 Generalidades del Pozo.

Locación	Javil 10
Pozo	DARCA SUR 12D
Compañía Operadora	EP PETROECUADOR
Nombre del Taladro	SINOPEC-219
Contratista del Taladro	SINOPEC
Elevación del terreno	989 psnm
Elevación de la mesa rotaria	953 psnm
Elevación de la mesa rotaria	36
Coordenadas de Superficie: Zona UTM Norte Este Latitud Longitud	9910846.26 m 290279.85 m 0°48'22.152" S 76°53'04.096" W
Coordenadas del Objetivo "T" Inferior Norte Este Latitud Longitud	9911303.85 m 291172.43 m 0°48'07.270" S 76°52'35.226" W
Tipo de Pozo	Direccional "J" Modificado
Profundidad Total	11252' MD / 10542' TVD
Máxima Inclinación	29.39° a 6622 pies MD
Inicio de perforación	06 de Junio de 2012, 03:00 horas.
Final de Perforación	09 de Julio de 2012, 21:00 horas. (Setting tool en superficie)

Tabla V Datos del Pozo.

Elaborado Por: Darwin J – Catherine V. 2014

3.2. Programa de Cementación.

El programa de cementación constará de 4 secciones, que se desarrollaron luego de cada una de las perforaciones, en diferentes profundidades.

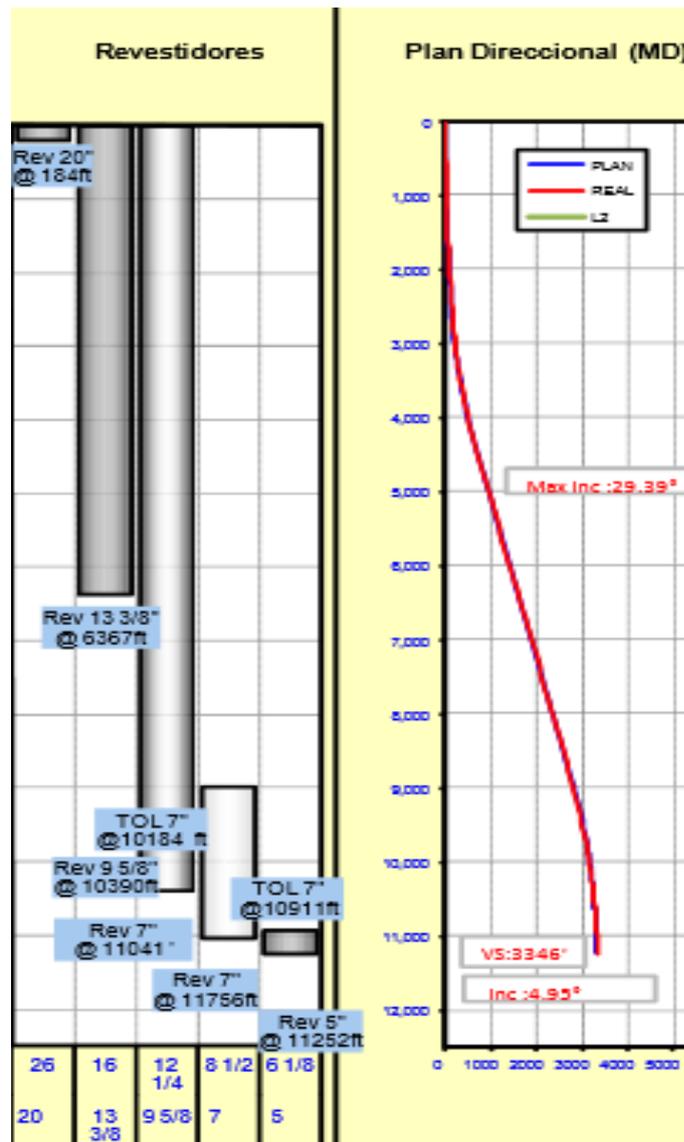


Figura 18 Programa de Cementación.
Elaborado Por: Darwin J – Catherine V. 2014

3.2.1. Cementación del Casing Conductor de 20”.

Se perforó hasta alcanzar la profundidad de 184 pies (MD) con una broca de 26”, en este punto se procedió a bajar una tubería de revestimiento de 20” con un diametro interno de 19.124”.

La cementacion constó con una lechada de cola, que se colocó en el fondo de esta hasta la superficie.

3.2.1.1. Cálculos de volúmenes para la Cementación.

Para calcular el volumen en barriles de los diferentes tipos de fluidos se utilizaron las siguientes formulas:

- **Capacidad Anular**

$$\text{Capacidad} = \frac{\text{IDbroca}^2 - \text{OD}^2}{1029.4}$$

$$\text{Capacidad} = \frac{(26)^2 - (20)^2}{1029.4}$$

$$\text{Capacidad} = 0.2681173499 \frac{\text{bbl}}{\text{ft}}$$

- **Volumen de lechada de cola**

$$\text{Volumen} = \text{Capacidad} \times \text{Altura}$$

$$\text{Vol} = C \times H$$

$$\text{Vol} = (0.268117349) \frac{\text{bbl}}{\text{ft}} \times 184 \text{ ft}$$

$$\text{Vol} = 49.33 \text{ bbl}$$

- **Volumen de desplazamiento**

$$\text{Volumen de desplazamiento} = \left[\frac{ID^2}{1029.4} \times H \right] \rightarrow \text{bls}$$

$$\text{Vol de desplazamiento} = \left[\frac{(19.124)^2}{1029.4} \times 184 \right] \rightarrow \text{bls}$$

$$\text{Vol de desplazamiento} = 65 \text{bls.}$$

Sacos de Lechada

- **Volumen con exceso**

$$\text{Vol se exceso} = \text{Vol} + (\text{Vol} \times \text{Exceso})$$

$$\text{Vol de exceso} = 49.33 + (49.33 \times 10\%)$$

$$\text{Vol de exceso} = 54 \text{bls.}$$

Según trabajos realizados anteriormente se colocó un exceso en la lechada de cola de 10%

- **Cantidad de sacos Lechada de Cola.**

$$\text{Sacos de Lechada} = \frac{(\text{Volumen} \times 5.615)}{R_1 = \text{Rendimiento}}$$

$$Sx = \frac{(49.33 \times 5.615)}{1.32}$$

$$Sx = 209Sk$$

Tabla VI Nomenclatura y Valores de T.R. Superficial.

<u>Superficial</u>	Valor	Unidad	Descripción
IDbroca	26	Pulgadas	Diámetro de broca
OD	20	Pulgadas	Diámetro externo de la T.R. Superficial
ID	19.124	Pulgadas	Diámetro interno de la T.R.
H	184	Ft	Profundidad
R	1.32	pies ³ /Sxs	Rendimiento de lechada de cola

Elaborado Por: Darwin J. – Catherine V., 2014

3.2.1.2 Resultados Volúmenes para la Cementación.

Tabla VII Resultados del Casing Conductor de 20".

		T.R. Superficial	
		Sin Exceso	Con Exceso
Volumen Lechada de Cola (bls.)	de	49.33	54
Sacos de lechada de cola		209sk	
Volumen de desplazamiento (bls.)		65	

Elaborado Por: Darwin J. – Catherine V., 2014

3.2.1.2 Secuencia Operacional.

- Con conductor en el fondo circularon con bombas del taladro hasta que obtuvieron retornos limpios.
- Instalaron el cabezal de cementación.
- Llenaron y probaron líneas con agua tratada a 2000psi por 30 minutos para verificar que no hallan existido ningún tipo de fugas.
- Mezclaron y bombearon cemento 15.8 ppg.
- Mezclaron y bombearon 53.27bls de lechada de cola.
- Desplazaron el cemento del drill pipe.

- Asentaron tapón con 35psi sobre la presión final mantuvieron la presión durante 5 minutos.
- Desplazaron el cemento remanente que se encontraba en el drill pipe.

La figura 19 representa el diagrama del pozo luego de la secuencia operacional.

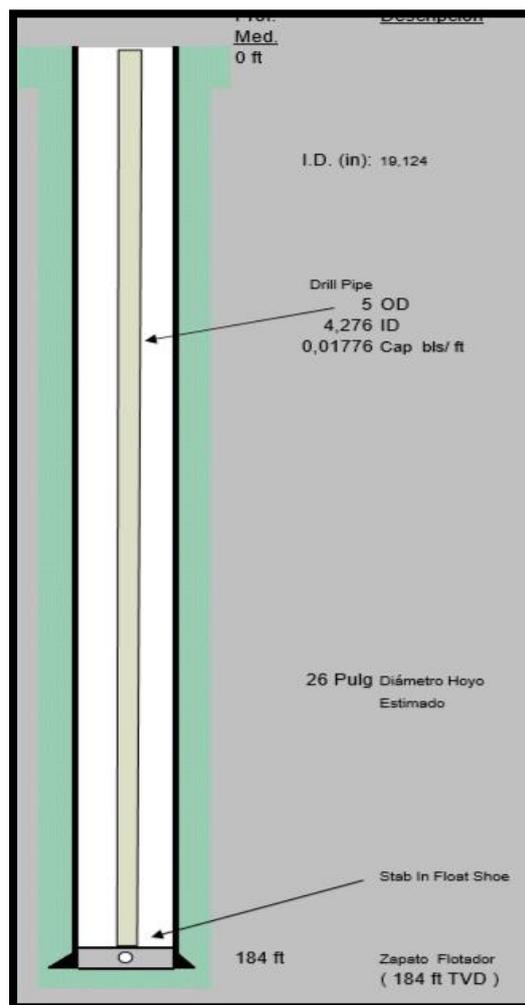


Figura 19 Diagrama de la Cementación del Casing Conductor.
Elaborado Por: Darwin J. – Catherine V., 2014

3.2.2 Cementación Tubería De Revestimiento 13 3/8”

Sección 16”

Se perforó hasta alcanzar la profundidad de 6367 pies (MD) con una broca de 16”, en este punto se procedió a bajar una tubería de revestimiento de 13 3/8” con un diámetro interno de 12.347”.

La cementación constó con una lechada de cola, que se colocó en el fondo de esta hasta 1000pies 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 Cementación.

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

- **Volumen de lechada de relleno.**

$$\text{Capacidad 1} = \frac{ID^2 - OD^2}{1029.4}$$

$$\text{Capacidad 1} = \frac{(16.5)^2 - (13.375)^2}{1029.4} = 0.0906930007 \frac{\text{bls}}{\text{ft}}$$

$$\text{Vol 1} = C \times H$$

$$\text{Vol 1} = 0.0906930007 \frac{\text{bbl}}{\text{ft}} \times 5128 \text{ ft}$$

$$\text{Vol 1} = 465 \text{ bbls}$$

$$\text{Capacidad 2} = \frac{\text{ID}^2 - \text{OD}^2}{1029.4}$$

$$\text{Capacidad 2} = \frac{(19.124)^2 - (13.375)^2}{1029.4}$$

$$\text{Capacidad 2} = 0.1815006324 \frac{\text{bbl}}{\text{ft}}$$

$$\text{Vol 2} = C \times H$$

$$\text{Vol 2} = 0.1815006324 \frac{\text{bbl}}{\text{ft}} \times 239 \text{ ft}$$

$$\text{Vol 2} = 43 \text{ bbls}$$

$$\text{Vol 3} = \text{V1} + \text{V2}$$

$$\text{Vol 3} = 465 \text{ bbls} + 43 \text{ bbls}$$

$$\text{Vol 3} = 508 \text{ bbls}$$

- **Volumen de desplazamiento.**

$$\text{Vol} = \frac{\text{ID}^2}{1029.4} \times H$$

$$\text{Vol} = \left(\frac{(12.34)^2}{1029.4} \right) \frac{\text{bbl}}{\text{ft}} \times 6367\text{ft}$$

$$\text{Vol} = 941 \text{ bbls}$$

- **Volumen con exceso.**

$$\text{Vol total} = V_3 + (V_3 \times \text{Exceso})$$

$$\text{Vol total} = 508 \text{ bbls} + (508 \text{ bbls} \times 10\%)$$

$$\text{Vol total} = 558 \text{ bbls}$$

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

- **Cantidad de sacos Lechada de relleno**

$$S_x = \frac{\text{Vol} \times 5.615}{R}$$

$$S_x = \frac{508 \times 5.615}{1.94}$$

$$S_x = 1970$$

- **Volumen de Lechada de Cola**

$$\text{Capacidad} = \frac{ID^2 - OD^2}{1029.4}$$

$$\text{Capacidad} = \frac{(16.5)^2 - (13.375)^2}{1029.4}$$

$$\text{Capacidad} = 0.0906930007 \frac{\text{bbl}}{\text{ft}}$$

$$\text{Vol} = C \times H$$

$$\text{Vol} = 0.0906930007 \frac{\text{bbl}}{\text{ft}} \times 1000 \text{ ft}$$

$$\text{Vol} = 90 \text{ bbls}$$

- **Volumen con exceso**

$$\text{Vol total} = V + (V \times \text{Exceso})$$

$$\text{Vol total} = 90 \text{ bbls} + (90 \text{ bbls} \times 10\%)$$

$$\text{Vol total} = 99 \text{ bbls}$$

- **Cantidad de Sacos Lechada de Cola.**

$$Sx = \frac{\text{Vol} \times 5.615}{R}$$

$$Sx = \frac{90 \times 5.615}{1.32}$$

$$Sx = 382$$

Tabla VIII Nomenclatura y Valores de Tubería de Revestimiento 13 3/8"

Sección 16"

<u>T.R. DE 13 3/8</u>	Valor	Unidad	Descripción
IDbroca	16.5	Pulgadas	Diámetro de la broca
OD	19.124	Pulgadas	Diámetro externo de la T.R.
ID	13.375	Pulgadas	Diámetro interno de la T.R.
H	1000	Pies	Profundidad
R	1.32	pies ³ /Sxs	Rendimiento de lechada de cola
R	1.94	pies ³ /Sxs	Rendimiento de lechada de relleno

Elaborado Por: Darwin J. – Catherine V., 2014

3.2.2.2 Resultados Volúmenes para la Cementación.

Tabla IX Resultados de Tubería de Revestimiento 13 3/8" Sección 16"

	T.R. Intermedia	
	Sin Exceso	Con Exceso
Volumen Lechada de Cola (bls.)	90	99
Sacos de lechada de cola	382 sk	
Volumen Lechada de Relleno (bls.)	465	558
Sacos de lechada de relleno	1970 sk	
Volumen de desplazamiento (bls.)	941	

Elaborado Por: Darwin J. – Catherine V., 2014

3.2.2.3 Secuencia Operacional

- Casing en el fondo, circuló con el taladro y Fill – up packer.
- Se Instaló cabezal de Cementación.
- Se circuló con bombas del taladro por cabeza de cementación.
- Se probó líneas con agua tratada a 3500PSI...
- Se bombeo agua tratada.
- Mezclaron bombearon Lechada de Relleno a 13.5lb/gal.
- Mezclaron y bombearon lechada de cola a 15.8lb/gal.
- Liberaron Tapón de Tope + inicia desplazamiento con 10bls. De agua fresca
- Empezaron el desplazamiento con lodo y bombas del taladro.
- Continuaron desplazando.
- Presión final 1315PSI + Asentaron tapón con 18300PSI. Se mantuvo la presión por 5 minutos.
- Se verifico contraflujo.
- Tiempo de fraguado 12 horas.

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

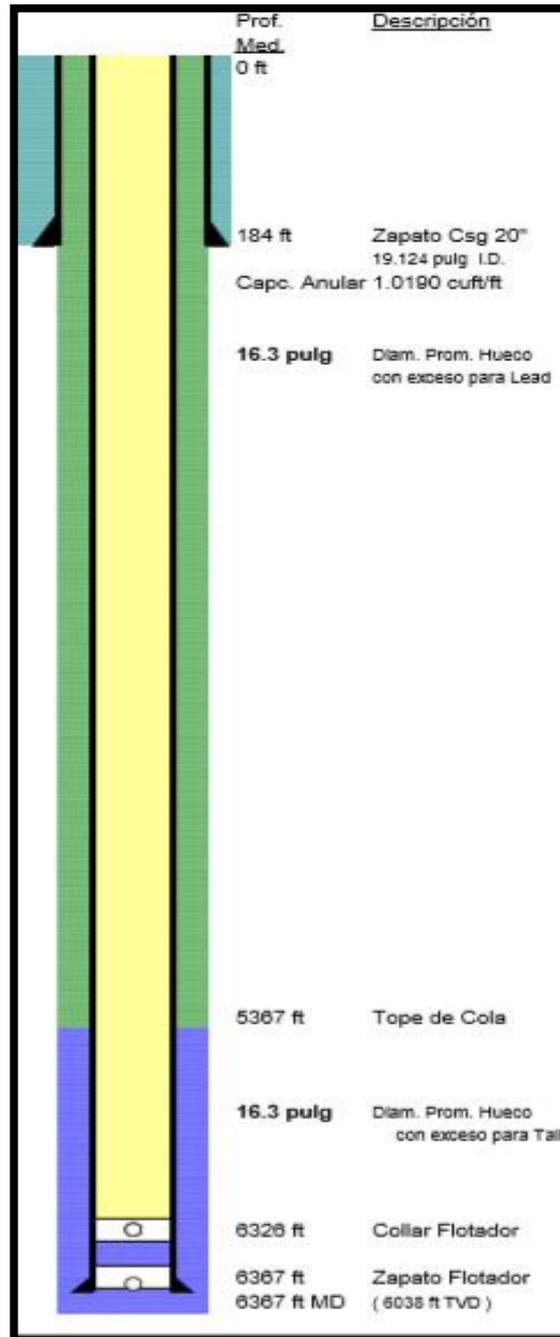


Figura 20 Diagrama de la Cementación de T.R. de 13 3/8" Sección 16"

Elaborado Por: Darwin J. – Catherine V., 2014

3.2.3. Cementación de T.R. 9 5/8" Sección 12 1/4"

SEGUNDA ETAPA.

Se perforó hasta alcanzar la profundidad de 10390pies (MD) con una broca de 12 1/4", en este punto se procedió a bajar una tubería de revestimiento de 9 5/8" con un diámetro interno de 8.681".

La cementación constó con una lechada de cola, que se colocó en el fondo de esta hasta 1000pies sobre el zapato guía; y una lechada de relleno desde la lechada anterior hasta 200pies sobre el zapato guía anterior.

3.2.3.1 Cálculos De Volúmenes Para La Cementación.

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

- **Volumen de lechada de Relleno.**

$$\text{Capacidad} = \frac{\text{ID}^2 - \text{OD}^2}{1029.4}$$

$$\text{Capacidad} = \frac{(12.34)^2 - (9.625)^2}{1029.4}$$

$$\text{Capacidad} = 0.05809965417$$

$$\text{Vol 1} = C \times H$$

$$\text{Vol 1} = 0.05809965417 \times 200 \text{ ft} = 11\text{bls}$$

$$\text{Capacidad} = \frac{\text{ID}^2 - \text{OD}^2}{1029.4}$$

$$\text{Capacidad} = \frac{(13.5)^2 - (9.625)^2}{1029.4}$$

$$\text{Capacidad} = 0.087050102$$

$$\text{Vol 2} = C \times H$$

$$\text{Vol 2} = 0.087050102 \times 2133 \text{ ft} = 185\text{bls.}$$

- **Cantidad de Sacos lechada de relleno.**

$$Sx = \frac{\text{Vol} \times 5.615}{R}$$

$$Sx = \frac{185 \times 5.615}{2.00}$$

$$Sx = 51$$

- **Volumen de lechada de cola.**

$$\text{Vol} = C \times H$$

$$\text{Vol} = 0.087050102 \times 2051\text{ft}$$

$$\text{Vol} = 178 \text{ bbls}$$

- **Cantidad de Sacos Lechada de Cola**

$$Sx = \frac{\text{Vol} \times 5.615}{R}$$

$$Sx = \frac{178 \times 5.615}{1.38}$$

$$Sx = 724$$

Según trabajos realizados anteriormente se consideró un exceso del 20% en las Lechada de cola y 5 % en la Lechada de Relleno.

- **Volumen con exceso lechada de relleno.**

$$\text{Vol total} = V + (V \times \text{Exceso})$$

$$\text{Vol total} = 185 \text{ bbls} + (185 \text{ bbls} \times 5\%)$$

$$\text{Vol total} = 194 \text{ bbls}$$

- **Volumen con exceso lechada de cola.**

$$\text{Vol total} = V + (V \times \text{Exceso})$$

$$\text{Vol total} = 178 \text{ bbls} + (178\text{bbls} \times 20\%)$$

$$\text{Vol total} = 213 \text{ bbls}$$

Tabla X Nomenclatura y valores de T.R. 9 5/8" Sección 12 1/4"

<u>T.R. 9 5/8"</u>	Valor	Unidad	Descripción
ID	12.3247	pulgadas	Diámetro interno de la broca
OD	9.625	pulgadas	Diametro externo del casing
ID	13.5	pulgadas	Diámetro interno de la T.R.
H	2050	Pies	Profundidad
R	1.35	pies ³ /Sxs	Rendimiento de lechada de cola
R	2.00	pies ³ /Sxs	Rendimiento de lechada de relleno

Elaborado Por: Darwin J. – Catherine V., 2014

3.2.2.2 **Resultados Volúmenes para la Cementación.**

Tabla XI Resultados de T.R. 9 5/8"

	T.R. Intermedia	
	Sin Exceso	Con Exceso
Volumen Lechada de Cola (bls.)	185	194
Sacos de lechada de cola	519	
Volumen Lechada de Relleno (bls.)	178	213
Sacos de lechada de relleno	724	
Volumen de desplazamiento (bls.)	757	

Elaborado Por: Darwin J. – Catherine V., 2014

3.2.2.3 Secuencia Operacional.

- Circularon con taladro en la profundidad programada + armaron líneas en la mesa.
- Colocaron cabeza de cementación.
- Realizaron reunión de seguridad y pre-operacional + circularon por cabeza de cementación.
- Llenaron y probaron líneas.
- Bombearon Mud Clean Acid.
- Bombearon MSCW Spacer a 530PSI.
- Bombearon agua tratada a 300PSI.
- Bombearon Sure Bom a 380PSI.
- Bombearon Agua Tratada + Liberaron Tapón de Tope.
- Bombearon y mezclaron Lechada de Relleno de 13.5ppg + densificaron Lechadas de la Cola en Batch Mixer.
- Mezclaron y bombearon Lechada de Cola de 15.8ppg.
- Liberaron Tapón Tope.
- Desplazaron cemento Lechadas de cemento.
- Asentaron Tapón.
- Back Flow.

- Tiempo de fraguado 36 horas.

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

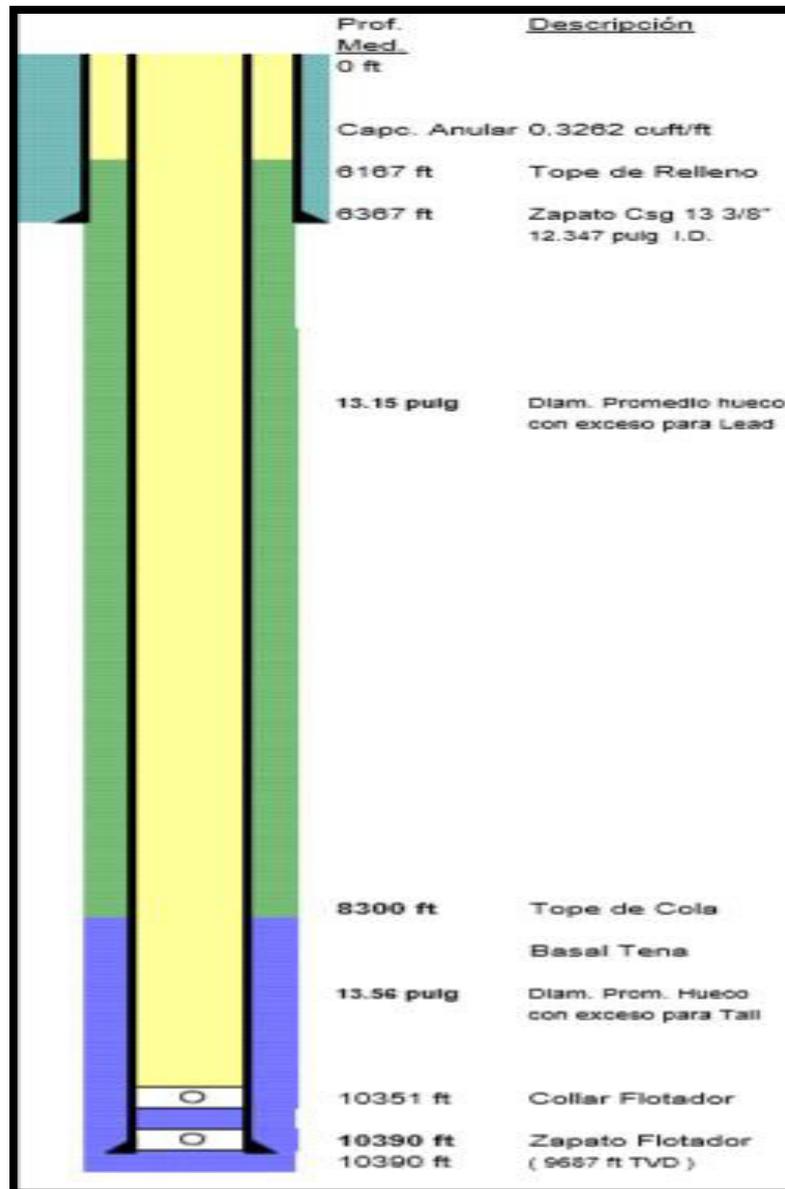


Figura 21 Diagrama de Cementación T.R. 9 5/8" Sección 12 1/4"

Elaborado Por: Darwin J. – Catherine V., 2014

3.2.3 Cementación Liner de Producción 7" Sección 8 ½".

Perforaron hasta alcanzar la profundidad de 1410pies (MD) con una broca de 8 ½", en este punto se procedió a bajar el liner de 7" con un diámetro interno de 6.276.

3.2.4.1 Cálculos de volúmenes para la Cementación.

Para calcular el volumen en barriles de los diferentes tipos de fluido se utilizó las siguientes fórmulas, considerando la longitud del Liner se decidió cementar con dos tipos lechada:

- **Volumen de lechada de relleno.**

$$Capacidad1 = \frac{ID^2 - OD^2}{1029.4}$$

$$Capacidad1 = \frac{(8.681)^2 - (5)^2}{1029.4}$$

$$Capacidad1 = 0.048921469$$

$$Vol1 = C \times H$$

$$Vol 1 = 0.048921469 \times 157ft$$

$$Vol\ 1 = 7\ bbls$$

$$Capacidad2 = \frac{ID^2 - OD^2}{1029.4}$$

$$Capacidad2 = \frac{(8.681)^2 - (7)^2}{1029.4}$$

$$Capacidad\ 2 = 0.025606917$$

$$Vol2 = C \times H$$

$$Vol\ 2 = 0.025606917 \times 240ft$$

$$Vol2 = 6\ bbls$$

$$Vol_{total} = vol1 + vol2$$

$$Vol = 7\ bbls + 6\ bbls$$

$$Vol = 13\ bbls$$

- **Cantidad de Sacos lechada de relleno.**

$$Sx = \frac{Vol \times 5.615}{R}$$

$$Sx = \frac{13 \times 5.615}{1.39}$$

$$Sx = 52$$

- **Volumen de Lechada de cola**

$$Capacidad = \frac{ID^2 - OD^2}{1029.4}$$

$$Capacidad = \frac{(8.5)^2 - (7)^2}{1029.4}$$

$$Capacidad = 0.02258597241$$

$$Vol1 = C \times H$$

$$Vol 1 = 0.03108606956 \times 1196ft$$

$$Vol 1 = 37 bbls$$

- **Volumen con exceso lechada de cola.**

$$Vol total = V + (V \times Exceso)$$

$$Vol total = 37 bbls + (37bbls \times 10\%)$$

$$Vol total = 41 bls$$

- **Cantidad de Sacos lechada de cola.**

$$Sx = \frac{Vol \times 5.615}{R}$$

$$Sx = \frac{41 \times 5.615}{1.39}$$

$$Sx = 165$$

Según trabajos realizados anteriormente se consideró un exceso del 10 % en la Lechada de Cola.

- **Volumen de desplazamiento.**

$$Vol 1 = \frac{ID^2}{1029.4} \times H$$

$$Vol 1 = \frac{(4.276)^2}{1029.4} \times 9783ft$$

$$Vol 1 = 173 bls$$

$$Vol 2 = \frac{ID^2}{1029.4} \times H$$

$$Vol 2 = \frac{(6.276)^2}{1029.4} \times 1483ft$$

$$Vol 2 = 56 bls$$

$$Vol total = V 1 + V2$$

$$Vol total = 173 + 56$$

$$Vol total = 229 bls$$

Tabla XII Nomenclatura y valores del Liner de Producción.

<u>Producción</u>	Valor	Unidad	Descripción
IDbroca	8.50	Pulgadas	Diámetro de la broca
OD	6.276	Pulgadas	Diámetro interno de la T.R.
ID	8.681	Pulgadas	Diámetro externo del Liner
H	157	Pies	Longitud de la T.R.
H	240	Pies	Longitud de la T.R.
H	1196	Pies	Profundidad total (MD)
H	9783	Pies	Profundidad
R	1.39	pies ³ /Sxs	Rendimiento de lechada de cola.
R	1.39	pies ³ /Sxs	Rendimiento de lechada de relleno.

Elaborado Por: Darwin J. – Catherine V., 2014

3.2.4.2 **Resultados volúmenes para la Cementación.**

Tabla XIII Resultados de Liner de Producción.

	Liner 7''	
	Sin Exceso	Con Exceso
Volumen Lechada de Cola (bls.)	37	41
Sacos de lechada de cola	129sk	
Volumen Lechada de Relleno (bls.)	13	
Sacos de lechada de relleno	52sk	
Volumen de desplazamiento (bls.)	229	

Elaborado Por: Darwin J. – Catherine V., 2014

3.2.4.3. Secuencia Operacional

- Liner en 11041ft + Circularon con las bombas del taladro + reciproca + rota + intentaron bajar.
- Anclaron liner + Circularon +Circularon.
- Realizaron reunión de seguridad y pre – operacional + liberaron bola.
- Realizaron prueba de líneas.
- Desinfectaron lechadas de cemento.
- Bombearon Mud Clean Acid.
- Bombearon agua tratada a 700PSI
- Bombearon MSCW Spacer a 1300PSI
- Bombearon agua tratada a 540 PSI.
- Bombearon Sure Bom a 500PSI.
- Bombearon agua tratada a 420psi.
- Bombearon Lechada Removedora.
- Bombearon Lechada de Relleno.
- Bombearon Lechada de cola.
- Liberaron Tapón Dardo.
- Desplazaron, Engancharon Dardo con 430PSI.
- Tiempo de fraguado 48 horas antes de bajar a limpiar y 72 horas para registros.

La figura 22 representa la cementación de Liner luego de la secuencia operacional.

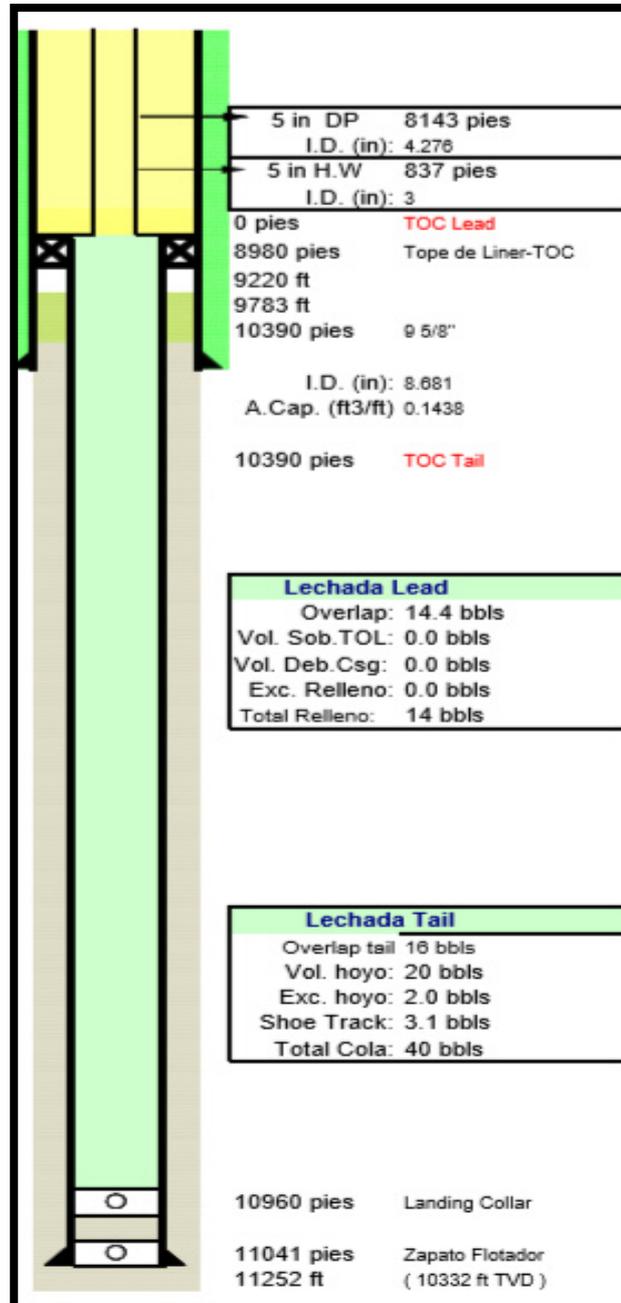


Figura 22 Diagrama de Cementación de Liner de 7"

Elaborado Por: Darwin J. – Catherine V., 2014

CAPÍTULO 4

4. INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS

4.1. Análisis de Resultados.

El análisis de resultados del pozo DARCA, se realizó en base a la comparación con una propuesta de cementación realizada a un pozo de similares características.

El programa original utilizó los siguientes parámetros:

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

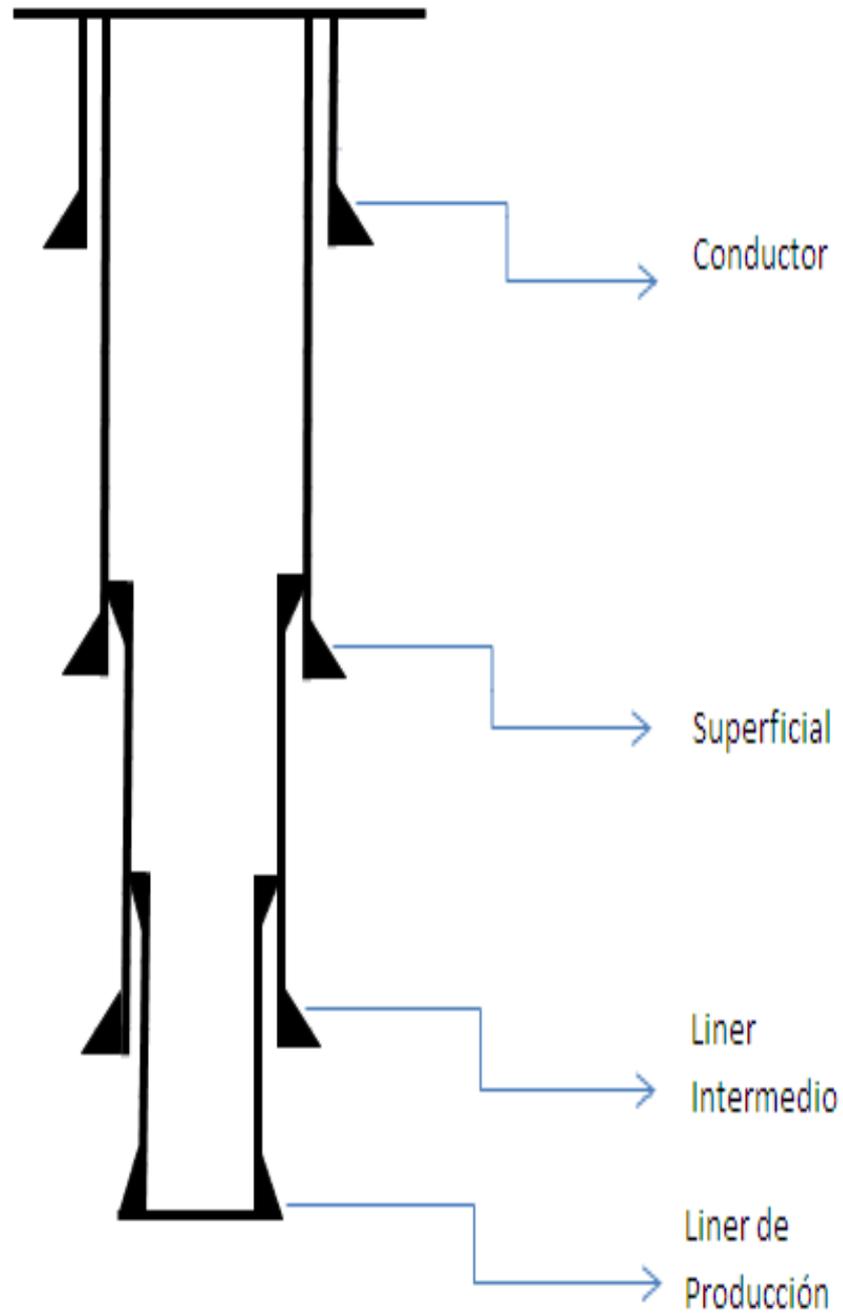


Figura 23 Diagrama de la cementación del programa original.

Elaborado Por: Darwin J. – Catherine V., 2014

4.1.1 Resultados de la Cementación.

		Tubería de Revestimiento				
Volúmenes		Casing	T.R. 13	T.R. 9	Liner	
		Conductor 20"	3/8"	5/8"	Productor 7"	
Volúmenes	Lechada de Cola	Sin exceso(bls)	49	90	178	34
		Con Exceso (bls)	54	99	213	37
		Sacos (sxs)	209	382	724	137
	Lechada de Relleno	Sin exceso(bls)	----	508	185	13
		Con Exceso (bls)	----	558	194	----
		Sacos (sxs)	----	1970	519	52
	Desplazamiento	(bls)	65	941	755	229

Tabla XIV Resultado de Volúmenes
Elaborado Por: Darwin J. – Catherine V., 2014

4.1.1.1 Análisis de resultados de Sección 26".

En la sección de 26" se realizó la cementación con 53 barriles de lechada usando 249 Sacos de cemento "A".

4.1.1.2 Análisis de resultados de Sección 16”.

- En la sección 16” no retornó cemento a superficie.
- Al momento de retirar el tubo conductor se observó lodo contaminado.
- Al introducir un macarrón se topó cemento 6 pies bajo la superficie.

4.1.1.3 Análisis de resultados 9 5/8”.

- Los parámetros propuestos en cuanto a volumen y densidad se cumplieron según lo programado.
- Durante toda la operación se observaron retornos normales en zarandas.
- Barriles totales desplazados 755bbl, Rig = 7150stk . Presión final de desplazamiento 1000 psi. Asentamiento del tapón con 1450 psi.
- Toda la operación fue monitoreada en la unidad de adquisición de datos de BHI Pumping.

- Tiempo de fraguado 15 horas pero por encontrarse en zona de interes se recomienda 36 horas.

4.1.1.4 Análisis de resultados de Liner Productor de 7”.

- Se desplazó con 229bbl totales acorde a lo programado.
- El dardo engancha con 430psi y 148bbl. Presión final de bombeo 1200psi y asentamiento de tapones a 1600psi. Back flow 2 barriles.
- En zarandas se apreció retorno de colchones unicamente.
- Se utilizó 20 sacos de cemento y aditivos utilizados para preparar 5 bls de lechada de cola como volúmen muerto.

4.2 Conclusiones Y Recomendaciones.

Conclusiones

- 1) Analizamos los resultados y constatamos que el programa propuesto es aplicable.
- 2) Observamos una excelente circulación que nos ayudó a evaluar la tubería y las condiciones de la paredes del pozo DARCA SUR 12D.
- 3) Examinamos los diferentes volúmenes de lechadas de relleno, de cola, de lavadores y espaciadores para el pozo DARCA SUR 12D.
- 4) Finalmente los parámetros propuestos en cuanto a volúmenes se cumplieron según lo programado en el pozo DARCA SUR 12D.

Recomendaciones

- 1) Verificar la correcta ejecución de cada uno de los pasos de la secuencia operacional.
- 2) Tener siempre un plan de contingencia en los diferentes operativos a realizarse en el pozo.
- 3) Tener siempre presente las normas de seguridad y medio ambiente.
- 4) Proponer con base al estudio anterior el sistema de lechada de cemento más apropiado para la cementación.

BIBLIOGRAFÍA

- O. Suman George Jr., & C. Ellis. Richard., (World Oil's Cementing Handbook Shlumberger); 2009.(Tipos de Cementación, Cementación Primaria, Cementación Secundaria.)
- Erik B. Nelson, (Libro Well Cementing); 1990, (Aditivos de Cemento, Cemento, Zapato Guía, Equipo Flotante, Tapón de Cementación.)
- Ing. Nuñez Del Arco, (Geología del Ecuador), 1974, (Historia, Ubicación, Datos Generales).
- Rivadeneira Marco & Barragan Roberto, (La Cuenca Oriente:Geologia y Petroleo); 1994 www.petroproduccion.com.ec.
- Gonzalez Pedro Angel, (Manual de Cementación); 2008 (Cementación en una etapa.)
- Rabia Hussain, (Libro Oilwell Drilling Engineering Principles and Practice Capítulo 11 - Pag 257); 1985 (Imágenes sobre Equipos que se utilizan para la cementación.)
- BJ Services, (Applied Cementing EDC-LR Manual);1986 (Cementación de Pozos Petroleros, Procesos de una Cementación, Funciones del Proceso de Cementación de Pozos, Cementación de Liner, Cementación en dos Etapas.)

BIBLIOGRAFÍA

- Beach, H. J., (Oil Well Cement Manual); 1990 (Espaciadores y Lavadores, Diverter Tool DV Tool.)
- Arrieta Mario, (Revestimiento y Cementación de Pozos Manual); 2010 (Revestidor, Colgador de Liner, Tapón de Desplazamiento del Liner, Centralizadores, Raspadores.)
- Erik B. Nelson, (Well Cementing); 1990 (Cemento, Aditivos de Cemento, Zapato Guía, Equipo Fotante, Tapón de cementación.)