



Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

“CEMENTACIÓN PRIMARIA EN EL POZO APOL 62F”

Ubicado en el Campo Apolo del Oriente Ecuatoriano

TESINA DE GRADUACIÓN

Previo a la obtención del Título de:

TECNOLOGO EN PETRÓLEO

Presentado por:

Apolinario Del Pezo Henry Fabricio

Lucas Del Pezo Fabricio Omar

GUAYAQUIL – ECUADOR

2014

AGRADECIMIENTO

Agradecemos a la Escuela Superior Politécnica Del Litoral, a la Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra carrera Tecnología Petrolera por los conocimientos impartidos los mismos que esperamos aplicar en nuestras vidas profesionales.

Agradecemos también al Ing. Alberto Galarza, quien con sus conocimientos nos ha sabido guiar para la realización de la presente tesina.

DEDICATORIA

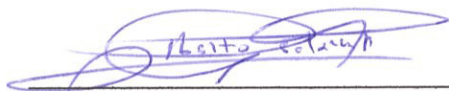
A Dios, que en silencio nos ha acompañado a lo largo de nuestras vidas, hoy nos regala la alegría de vernos realizado uno más de nuestros sueños.

Esta tesina está dedicada a nuestros padres, hermanos, tíos, compañeros, amigos y a todas las personas que confiaron en nosotros y por darnos los sabios consejos para poder culminar nuestros estudios.

TRIBUNAL DE GRADUACIÓN



Ing. Heinz Terán Mite
DECANO 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”.

Henry Apolinario D.

Henry Apolinario Del Pezo

Fabrizio Lucas

Fabrizio Lucas Del Pezo

RESUMEN

Durante la perforación de pozos, una parte fundamental es la cementación de cada una de las secciones programadas y así lograr un aislamiento de las formaciones y evitar posibles derrumbes o pérdida del pozo.

En el pozo Apol 62F de diseño direccional tipo "S" se realizó el programa de cementación en cada una de las secciones que se detallaran en el capítulo 3 y que se realizaron en cuatro etapas; la cementación de la tubería del conductor para proteger zonas acuíferas, en la cual se utilizó un solo tipo de lechada. La tubería de revestimiento superficial e intermedia, en la cual se realizaron dos tipos de lechada, la de cola con un cemento de mayor densidad, y la lechada de relleno donde se utilizó una densidad menor. Por último se cementó la tubería de producción, que por estar colgado requirió que ambas lechadas sean de la misma densidad, colocando un cemento de mayor rendimiento en la zona de producción para dar buen sello a las arenas productoras y no halla invasión de fluidos de una zona a otra.

También describimos las herramientas que son utilizadas para cementar, pruebas de laboratorios, los cálculos de volúmenes para cada una de las secciones, y finalmente las conclusiones y recomendaciones del trabajo realizado.

ÍNDICE GENERAL

AGRADECIMIENTO	XIV
DEDICATORIA.....	XV
TRIBUNAL DE GRADUACIÓN	XVI
DECLARACIÓN EXPRESA.....	XVII
RESUMEN.....	XVIII
ÍNDICE GENERAL	XIX
ABREVIATURAS.....	XII
OBJETIVO GENERAL.....	XV
OBJETIVOS ESPECÍFICOS	XV
INTRODUCCIÓN.....	XVI
CAPÍTULO 1.....	1
1. ASPECTOS GENERALES DE CEMENTACIÓN.....	1
1.1. Cementación primaria.....	2
1.2. TÉCNICAS DE CEMENTACIÓN PRIMARIA.....	3
1.2.1. Circulación de lodo, para acondicionar el pozo.....	3
1.2.2. Lanzamiento de tapón inferior.....	3
1.2.3. Bombeo y lavador de espaciador.....	4
1.2.4. Bombeo de lechada inicial o de relleno.....	4
1.2.5. Bombeo de la lechada de cola.....	4
1.2.6. Lanzamiento de tapón superior.....	5
1.2.7. Desplazamiento de las lechadas y tapones con fluidos para desplazamiento.....	5
1.2.8. Comprobación de retorno de fluido.....	6
1.3. TIPOS DE CEMENTACIÓN.....	7
1.3.1. Cementación en una etapa.....	7
1.3.2. Cementación en dos etapas.....	8
1.3.3. Cementación de Liner.....	9
1.4. TUBERÍA DE REVESTIMIENTO.....	10
1.4.1. Clasificación y descripción de la tubería de revestimiento.....	11
1.4.1.1. Casing conductor.....	11
1.4.1.2. Casing superficial de revestimiento.....	11

1.4.1.3.	Casing intermedio de revestimiento.	11
1.4.1.4.	Casing de revestimiento de producción o explotación	12
1.5.	CEMENTO.....	13
1.5.1.	Tipos de cemento.....	14
1.5.1.1.	De origen arcilloso.....	14
1.5.1.2.	De origen puzolánico.....	14
1.5.2.	Clasificación de los cementos según su grado API.....	14
1.5.3.	Propiedades físicas del cemento.....	16
1.5.3.1.	Rendimiento.....	17
1.5.3.2.	Densidad de la lechada.....	17
1.5.3.3.	Agua de mezcla.....	18
1.5.3.4.	Tiempo de fraguado (capacidad de bombeo).....	18
1.5.3.5.	Fuerza de compresión.....	19
1.5.3.6.	Pérdida de agua.....	19
1.5.3.7.	Permeabilidad.....	20
1.6.	ADITIVOS DEL CEMENTO.....	20
1.6.1.	Aceleradores.....	21
1.6.2.	Retardadores.....	21
1.6.3.	Dispersantes o retardadores de fricción.....	22
1.6.4.	Extendedores.....	22
1.6.5.	Desinfectantes.....	22
1.6.6.	Controladores de filtrado.....	22
1.6.7.	Antiespumantes.....	23
1.6.8.	Aditivos utilizados en el pozo APOL – 62F.....	23
1.7.	USO DE ESPACIADORES Y LAVADORES.....	24
1.7.1.	Espaciadores.....	24
1.7.2.	Lavadores.....	25
1.8.	DISPOSITIVOS DE CEMENTACIÓN.....	25
1.8.1.	Equipos que se utiliza para una cementación superficial.....	25
1.8.1.1.	Unidades de cementación.....	26
1.8.1.2.	Mezclador.....	27
1.8.1.3.	Bombas.....	28
1.8.2.	Equipos Subsuperficiales.....	29
1.8.2.1.	Revestidor.....	29
1.8.2.2.	Zapata de Revestimiento.....	29
1.8.2.3.	Collar Flotador.....	30
1.8.2.4.	Colgadores de Liner.....	31
1.8.2.5.	Centralizadores.....	31

1.8.2.6. Raspadores.	32
1.8.2.7. Dardos de desplazamiento.	33
1.8.2.8. Tapones.	34
1.8.2.9. DiverterTool o DV Tool.	35
1.8.2.10. Cabezal de Cementación.	36
1.9. PRUEBAS DE LABORATORIO PARA EL CEMENTO.	37
1.9.1. Preparación de lechadas en el laboratorio.	37
1.9.1.1. Agua libre.	38
1.9.1.2. Agua normal.	38
1.9.1.3. Agua minina.	38
1.9.2. Determinación de la densidad.	39
1.9.3. Pruebas de resistencia a la compresión.	39
1.9.4. Determinación del tiempo de bombeo.	40
1.9.5. Determinación del filtrado.	40
1.9.6. Pruebas de permeabilidad.	41
1.9.7. Determinación de las propiedades reológicas.	41
CAPÍTULO 2.	43
2. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO LUCAS Y EL POZO APOL 62F.	43
2.1. UBICACIÓN.	44
2.2. GEOLOGÍA.	45
2.2.1. Descripción estructural.	45
2.3. CARACTERÍSTICAS DEL POZO.	46
CAPÍTULO 3.	48
3. CEMENTACIÓN DEL POZO APOL 62F.	48
3.1. RESUMEN DEL POZO.	48
3.2. PROGRAMA DE CEMENTACIÓN.	49
3.3. CÁLCULOS DE CEMENTACIÓN.	50
3.3.1. Cementación de tubería de revestimiento de la sección 20"50	
3.3.2. Cálculos de volumen para cementación.	52
3.3.3. Secuencia operacional.	52
3.3.4. Cementación de tubería de revestimiento de la seccion de 13 3/8"53	

3.3.5.	Calculos de volumen de cementación seccion 13 3/8"	56
3.3.6.	Secuencia operacional.	57
3.3.7.	Cementación tubería de revestimiento seccion 9 5/8"	58
3.3.8.	Calculos de volumen de cementación seccion 9 5/8"	62
3.3.9.	Secuencia operacional.	63
3.3.10.	Cementación del Liner de 7"	64
3.3.11.	Calculos de volúmenes para cementar Liner de 7"	66
3.3.12.	Secuencia operacional.	68
CAPÍTULO 4.....		72
4.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	72
4.1.	CONCLUSIONES.....	72
4.2.	RECOMENDACIONES.....	73
4.3.	BIBLIOGRAFÍA.....	74

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA: 1 - 1	SECUENCIA CEMENTACIÓN EN UNA ETAPA	8
FIGURA: 1 - 2	TIPOS DE CASING	13
FIGURA 1 - 3:	TIPOS, TRANSPORTE DE CEMENTACIÓN.	27
FIGURA 1 - 4:	ESQUEMA COMPLETO DE EQUIPO DE CEMENTACIÓN.....	28
FIGURA 1 - 5:	REVESTIDOR	29
FIGURA 1 - 6:	TIPOS DE ZAPATAS GUÍAS.....	30
FIGURA 1 - 7:	TIPOS DE COLLAR FLOTADOR.....	31
FIGURA 1 - 8:	TIPOS DE CENTRALIZADORES.....	32
FIGURA 1 - 9:	RASPADORES.	33
FIGURA 1 - 10:	DARDOS DE DESPLAZAMIENTO	34
FIGURA 1 - 11:	TAPONES.....	35
FIGURA 1 - 12:	DV TOOL.....	35
FIGURA 1 - 13:	TIPOS DE CABEZALES DE CEMENTACIÓN.	36
FIGURA 2 - 1:	DIAGRAMA PROPUESTO PARA LA CEMENTACIÓN.....	47

FIGURA 3 - 1: DISEÑO DEL POZO APOL 62F-----	51
FIGURA 3 - 2: DISEÑO DEL POZO APOL 62F-----	55
FIGURA 3 - 3: DISEÑO DEL POZO APOL 62F-----	61
FIGURA 3 - 4: DISEÑO DEL POZO APOL 62F-----	66
FIGURA 3 - 5: ESQUEMA DEL POZO APOL 62F-----	71

ÍNDICE DE MAPAS

MAPA I: MAPA DE UBICACIÓN DEL POZO CAMPO LUCAS.-----	44
MAPA II: MAPA DE UBICACIÓN DEL POZO CAMPO LUCAS.-----	45

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA I: CLASIFICACIÓN DEL CEMENTO SEGÚN SU GRADO API-----	15
TABLA II: DATOS PARA LA SECCIÓN DE 20"-----	50
TABLA III: RESULTADO DE LA LECHADA SECCIÓN 20"-----	53
TABLA IV: DATOS PARA LA SECCIÓN DE 13 3/8"-----	54
TABLA V: RESULTADO DE LA LECHADA SECCIÓN 13 3/8"-----	58
TABLA VI: DATOS PARA LA SECCIÓN DE 9 5/8"-----	60
TABLA VII: RESULTADO DE LA LECHADA SECCIÓN 9 5/8"-----	64
TABLA VIII: DATOS PARA LA SECCIÓN LINER DE 7"-----	65
TABLA IX: RESULTADO DE LA LECHADA LINER DE 7"-----	70

ABREVIATURAS.

API	(American Petroleum Instituto) Instituto Americano de Petr6leos.
Bls	Barriles.
Bls/ft	Barriles por pie.
BHA	(BottonHoleAssambly) Ensamblaje de Fondo.
BOP	Blow out preventer.
BPPD	Barriles de Petr6leo por D6a.
BSW	(Basic sediment and water) Porcentaje de Agua y Sedimento.
CSG	(Casing) Tuber6a de revestimiento
CEPE	Corporaci6n Estatal Petrolera Ecuatoriana
Cp	Centipoises.
D	Di6metro del agujero.
DC	(Drill Collar) Porta Barrena 6 Collar de Perforaci6n.
Float collar	Collar flotador
Float shoes	Zapato flotador
Ft (')	Pies, unidad de medida.
Gal	Galones.
GPM	galones por minutos
Ge	Gravedad especifica
H	Profundidad.
ID	(Inside Diameter) Di6metro Interno.
Kg	kilogramos
KOP	(Kick – off Point) Punto de Desv6o. Punto inicial de desviaci6n.
Lb	libras
md	milidarcy

MD	(MeasureDepth) Profundidad Medida.
ml	milímetro
OD	(OutsideDiameter) Diámetro Externo.
PDC	Brocas de Compactos de Diamante Policristalino.
Pf	Presión de formación
Ph	Presión hidrostática
Ppg	(Pound per Gaalon) libras por galon
Ps	Presión de superficie
PSI	Unidad de Medida de Presión.
PV	Viscosidad Plástica
ROP	(Rate of Penetration) Tasa de Penetración ó Velocidad de Perforación.
RPM	(Revolution per Minute) Revoluciones por Mnutos.
STV	Stock Tank Barrel
Sxs	Sacos de Cemento.
TD	(Total Depth) Profundidad Total.
TOC	Tope del Cemento.
TP	Tubería de Perforación.
TR	Tubería de Revestimiento.
TVD	(True Vertical Depth) Profundidad Vertical Verdadera.
UCA	Analizador Ultrasónico de Cemento
V	Volumen
VD	Volumen de Desplazamiento.
WOC	(Water oil contact) Esperando fraguado de cemento
ρ :	Densidad
ρ_{fp} :	Densidad del fluido de perforación

°F	Grados Fahrenheit
°C	Grados Centígrados
m ³	metros cubicos
μ	Viscosidad.

OBJETIVO GENERAL

Proteger las tuberías de revestimientos mediante la Cementación primaria para evitar que fluidos de perforación circulen fuera de ellas y que originen algún problema en las paredes del agujero

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Entre los objetivos específicos de cementación tenemos los siguientes puntos:

- Evitar o resolver problemas de pérdida de circulación y pega de tuberías
- Sellar formaciones con alto contenido de sales corrosivas, aguas saladas y sulfurosas que afectan la explotación del pozo.
- Proteger el hoyo de un colapso.
- Soportar el casing y que se adhiera a la formación.
- Evitar la comunicación de fluidos indeseables a otras zonas y formaciones que afectan y reducen la productividad del pozo.

INTRODUCCIÓN

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.

Por tal motivo al momento de diseñar y cementar un pozo petrolero se deben tomar en cuenta ciertas técnicas y disciplinas de ingeniería incluyendo diseño de la lechada, tipos de tuberías de revestimiento, equipos adecuados, pruebas de laboratorio, accesorios a utilizar, entre otros. Para poder analizar mejor los aspectos del pozo Apol 62F, se debe tener la historia de otro pozo vecino, los cuales dan a conocer las características tales como: temperatura, presión, profundidad, tipo de formación, etc.

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 entre el exterior de la tubería de revestimiento y la pared del hoyo. La colocación se hace normalmente por medio de equipos de bombeo, mezclándolo previamente a la superficie.

El volumen a bombear es predeterminado para alcanzar las zonas críticas (alrededor del fondo de la zapata, espacio anular, formación permeable, hoyo desnudo, etc.) luego se deja fraguar y endurecer, formando una barrera permanente e impermeable al movimiento de los fluidos detrás del revestidor.

CAPÍTULO 1

1. ASPECTOS GENERALES DE CEMENTACIÓN.

El primer tipo de cemento usado en un pozo petrolero fue llamado cemento Portland, el cual fue desarrollado por Joseph Aspdin en 1824, esencialmente era un material producto de una mezcla quemada de caliza y arcilla.

La técnica usada en la cementación de un pozo depende de una combinación controlada de cemento seco y agua. Esta combinación, llamada comúnmente “lechada de cemento” o “mezcla”, pasa a través de un proceso de deshidratación y recristalización. El endurecimiento primario ocurre a unas pocas horas después de ser colocada la mezcla en el sitio deseado.

1.1. Cementación primaria.

Es la técnica utilizada para colocar lechadas de cemento en el espacio anular entre el revestidor y las paredes del hoyo. El cemento, se endurece y forma un sello hidráulico con el hoyo, evitando la migración de fluidos de la formación hacia el espacio anular, hacia yacimientos de menor presión o hacia la superficie.

La cementación primaria es por consiguiente, una de las etapas más críticas durante la perforación y completación de un pozo. Este procedimiento debe ser cuidadosamente planificado y ejecutado, debido a que hay una sola oportunidad para realizar el trabajo exitosamente.

La cementación primaria tiene como objetivos principales los siguientes puntos:

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

1.2. Técnicas de cementación primaria.

1.2.1. Circulación de lodo, para acondicionar el pozo.

Antes de bombear la lechada en el pozo, se lleva a cabo otro proceso; utilizando la bomba del equipo de perforación se hace circular lodo de perforación (también conocido como fluido de perforación) en el pozo, con el fin de acondicionar el lodo y lavar el pozo.

Si no se lleva a cabo el acondicionamiento, el paso del fluido (lechada de cemento) por el anular puede verse dificultado por la presencia de sectores con lodo de corte gelificado.

1.2.2. Lanzamiento de tapón inferior.

En los trabajos de cementación primaria, antes y después de la inyección de la lechada de cementación, se lanzan tapones limpiadores. Estos elementos sirven para separar la lechada de los fluidos de perforación, limpiar las paredes interiores de la tubería de revestimiento y obtener una indicación positiva (presión) de que el cemento ya está en posición fuera de la tubería de revestimiento.

1.2.3. Bombeo y lavador de espaciador.

Antes de bombear la lechada de cementación, por lo general, se bombea un lavador químico o un espaciador densificado, o ambos. Los lavadores químicos son fluidos base agua que pueden utilizarse en espacios anulares pequeños con geometría del agujero regular. Estos fluidos pueden utilizarse cuando se puede lograr turbulencias en todas las secciones del espacio anular. Los espaciadores son fluidos densificados que se bombean en flujos turbulentos o laminares. Estos productos sirven para eliminar completamente los flujos de perforación del anular antes de inyectar la lechada de cementación.

1.2.4. Bombeo de lechada inicial o de relleno.

La lechada inicial es un tipo de lechada de baja densidad y alto rendimiento diseñado para llenar y cubrir la sección superior del anular. Este material se bombea después del lavador y el espaciador y antes de la lechada de cola.

1.2.5. Bombeo de la lechada de cola.

La lechada de cola es una lechada de mayor densidad, diseñada para cubrir la sección inferior del anular desde el

fondo del agujero. Normalmente, la lechada de cola presenta unas propiedades superiores a las de la lechada inicial.

1.2.6. Lanzamiento de tapón superior.

El segundo tapón limpiador de cementación se denomina tapón superior. Se bombea al final de los trabajos de cementación con el fin de separar la lechada del fluido de desplazamiento que se bombea en la siguiente etapa del proceso, y evitar así que sea contaminada por dicho fluido. Una vez que la lechada ya se ha bombeado en la tubería de revestimiento, el tapón superior se lanza desde la cabeza de cementación.

1.2.7. Desplazamiento de las lechadas y tapones con fluidos para desplazamiento.

A continuación, las lechadas de cementación y los tapones limpiadores se bombean (son desplazados) hacia el fondo del pozo mediante el fluido de perforación u otro fluido. Este fluido de desplazamiento empuja el tapón superior y la lechada hacia abajo por la tubería de revestimiento. Cuando el tapón limpiador inferior llega al collar de flotación, la membrana situada en su parte superior se rompe y la lechada es

bombeada, saliendo de la parte inferior de la tubería de revestimiento y subiendo por el anular.

Cuando el tapón superior llega al tapón inferior, hay un aumento de presión. El proceso habrá finalizado cuando se indique un aumento de presión en la superficie y el proceso de desplazamiento haya terminado. Luego, retornarán de dos a cinco barriles y parará el flujo.

1.2.8. Comprobación de retorno de fluido.

El collar de flotación está equipado con una válvula de retención que evita que los fluidos regresen por la tubería de revestimiento. Si la válvula está defectuosa, la lechada puede empujar los tapones y el fluido por la tubería de revestimiento, debido al efecto de retorno de los tubos en "U".

Al final de un trabajo de cementación, es necesario comprobar que el collar de flotación o la zapata de flotación no presenten fugas. Para realizar ésta comprobación se espera a que el fluido retorne a los tanques de desplazamiento de la unidad de cementación.

Si el collar de flotación o la zapata de flotación funcionan correctamente, dejaran que vuelvan de dos a cinco barriles y

luego interrumpirán el flujo. Si este flujo de retorno continúa, significa que el collar de flotación tiene algún defecto.

(Manual Introducción a la Cementación, Schulmberger Drilling School, 2006)

(Manual Ingeniería de Cementación, Schulmberger)

1.3. Tipos de cementación.

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

1.3.1. Cementación en una etapa.

Básicamente es la más sencilla de todas, la lechada de cemento es ubicada en su totalidad en el espacio anular desde el fondo hasta la profundidad deseada, para esto se requerirá de presiones de bombeo altas lo que implica que las formaciones más profundas deban tener presiones de

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

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

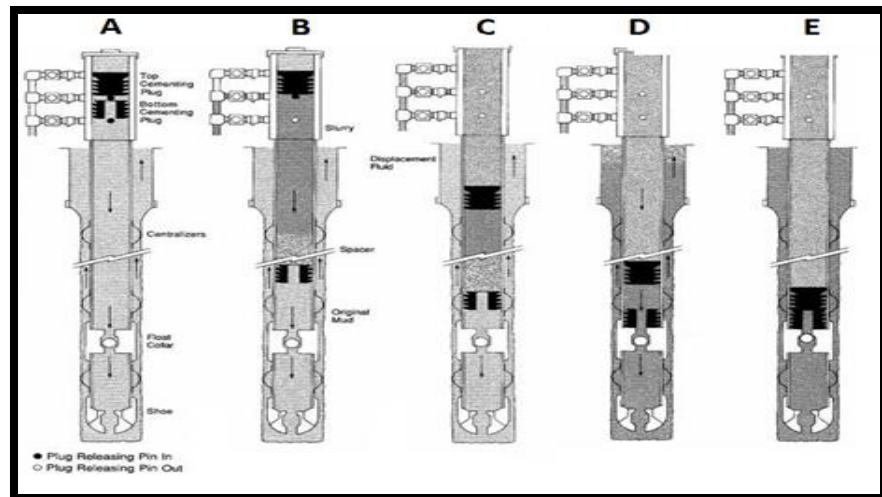


Figura: 1 - 1 Secuencia cementación en una etapa

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

1.3.2. Cementación en dos etapas.

Los trabajos de cementación en dos etapas se utilizan para separar y aislar zonas.

En primer lugar, la lechada de cementación se asienta alrededor de la sección inferior de una sarta de revestimiento con el cemento colocado hasta una profundidad determinada. A

continuación, a través de los puertos del collar o collares de etapa colocados en la sarta de revestimiento, se cementan de forma sucesiva las etapas superiores. Un collar de etapas es básicamente una junta de revestimiento con puertos que se abren y cierran o sellan mediante camisas de acondicionamiento a presión. La cementación de etapas múltiples se utiliza con los siguientes fines:

- Reducir la presión hidrostática en las formaciones que no pueden soportar la presión hidrostática ejercida por una columna larga de cemento.
- Aislar dos zonas con problemas en una misma sección del agujero del pozo, por una zona de alta presión y una zona con una presión de fractura baja.
- Ahorrar cemento en aquellos pozos en los que sólo es necesario cementar la parte inferior y una porción superior de la tubería de revestimiento.

1.3.3. 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.

1.4. Tubería de revestimiento

La tubería de revestimiento (TR), o Casing y sus operaciones constituyen uno de los aspectos más importantes dentro de la operación de perforación, poseen un cierto grado, peso y junta que permita resistir sin fallas a la fuerza que estará sujeta. De esta manera se asegura el éxito de las operaciones llevadas a cabo durante las etapas de perforación y cementación del pozo, ya que durante la perforación se pueden encontrar con diferentes problemas tales como alta presión, formaciones débiles, zonas fracturadas, zonas no consolidadas, etc.

Las funciones de la tubería de revestimiento son las siguientes:

- Evita derrumbes y concavidades.
- Prevenir la contaminación de los acuíferos.
- Confinar la producción de intervalo seleccionado.
- Proveer un sistema de control de presión.

1.4.1. Clasificación y descripción de la tubería de revestimiento.

1.4.1.1. Casing conductor.

Es la primera que se cementa al iniciar la perforación, la profundidad de asentamiento varía entre los 90', 150', y en pocas ocasiones hasta 300'. Este casing es utilizado para apoyar formaciones no consolidadas, proteger arenas de aguas frescas de ser contaminadas y revestir cualquier depósito poco profundo de gas.

1.4.1.2. Casing superficial de revestimiento.

Provee protección contra arremetidas para la perforación más profunda, soporte estructural para el cabezal de pozo y sarta de revestimiento subsecuentes; aislando así flujos de agua y zonas de pérdida de lodo cercanas a la superficie. Estas tuberías se instalan entre los 150' y 3500' los diámetros se seleccionan de acuerdo a la profundidad del pozo.

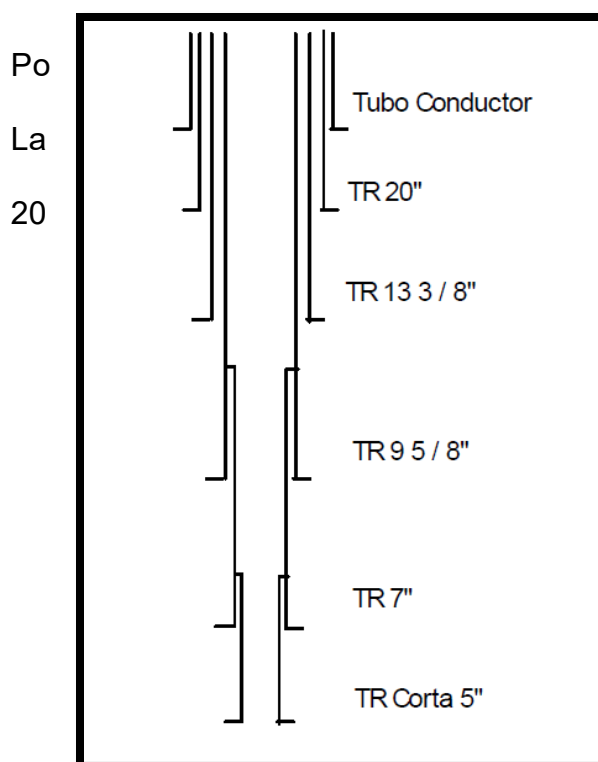
1.4.1.3. Casing intermedio de revestimiento.

Este casing provee contra arremetidas para perforaciones más profundas y aísla formaciones

problemáticas que pudieran dañar la seguridad del pozo y/o impedir operaciones de perforación. Dependiendo de la profundidad del pozo o de los problemas que se encuentran durante la perforación, será necesario colocar una o más tuberías de revestimiento intermedias, que aislen la zona del problema.

1.4.1.4. Casing de revestimiento de producción o explotación

Este es el nombre que se aplica al casing de revestimiento que contiene la tubería de producción y podría estar potencialmente expuesta a fluidos del reservorio. El propósito del casing de revestimiento de producción o explotación es el de aislar el yacimiento de fluidos indeseables en la formación productora y de otras zonas del pozo.



(Manual El
Guaicaipuro
PDVSA.

Figura: 1 - 2 Tipos de Casing
Fuente: Well Cementing Schulmberger.

1.5. Cemento.

El primer tipo de cemento usado en un pozo petrolero fue llamado Cemento Portland, es un producto de calcinación y sus principales constituyentes son: caliza, barro, esquistos, y diversos materiales que contienen hierro. Al entrar en contacto con el agua forman un cuerpo sólido. Esta mezcla de ingredientes se muele, se calcina en hornos que calientan a temperaturas aproximadas de 1430 a 1540 °C.

Los Cementos Portland están diseñados para utilizarse en la cementación de pozos, en muy diversas condiciones: distintas temperaturas y presiones, formaciones y fluidos con distintas

propiedades. Para poder utilizar las lechadas en distintas condiciones, se emplean numerosos aditivos de cemento.

(Manual Well Cementing Schulmberger. Por Nelson B. Erick, 1990)

1.5.1. Tipos de cemento.

Existen diversos tipos de cemento, diferentes por su composición, por sus propiedades de resistencia y durabilidad, y por lo tanto por su destino y usos, pero se pueden establecer dos tipos básicos de cementos:

1.5.1.1. De origen arcilloso.

Obtenidos a partir de arcilla y piedra caliza en proporción 1 a 4 aproximadamente.

1.5.1.2. De origen puzolánico.

La puzolana del cemento puede ser de origen orgánico o volcánico.

1.5.2. Clasificación de los cementos según su grado API.

El Instituto Americano de Hidrocarburos API, define nueve diferentes clases de cemento (de A a H) dependiendo de la

proporción de los cuatro componentes químicos fundamentales (C3, C2O, C3A, C4AF; siendo C=calcio, S=silicato, A=aluminato, y F=fluoruro).

Clases API	Agua de mezcla gal/sx	Densidad de la lechada	Profundidad en 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 Temperatura)	6.3	14.8	0 – 6000	80 - 170
D (Retardada)	4.3	16.4	6000 - 10000	170 – 230
E (Retardada)	4.3	16.4	6000 - 10000	170 – 230
F (Retardada)	4.3	16.4	10000- 16000	230 - 320
G (California Básico)	5.0	15.8	0 – 8000	80 – 200
H (“GulfCoast” Básico)	4.3	16.4	0 – 8000	80 – 200

Tabla I: Clasificación del cemento según su grado API

Elaborado por: Apolinario Henry – Lucas Fabricio.

Otras variantes comunes del cemento, bajo las especificaciones de API, incluyen:

MEZCLA POZOLAN DE CEMENTO: 50% Portland (ceniza volcánica de fondo) y 2% Bentonita.

CAL DE CEMENTO: mezcla de cemento Portland y cal. Utilizado para trabajos remediales.

DIESEL DE CEMENTO: “Forzada Gunk”. Mezcla de cemento básico con base aceite utilizado para sellar zonas de perdida. Se asentara en caso de haber presencia de agua.

POLVO DE SÍLICE: A temperaturas superiores a los 230 °F el cemento primero se reforzara y después se debilitará debido a la subsiguiente formación de silicato de calcio hidratado (C2SH). Al adicionar 30 – 40% de polvo de sílice al cemento, se forma CSH en preferencia al C2SH extendiendo de esta manera la velocidad de temperatura de la mezcla.

(Manual, Pruebas, Completaciones y Reacondicionamientos de Pozos petrolíferos. Por Quiroga S. Klever. Edicion 1991)

(Manual de Fabricación del Cemento, BJ Services, por Kenner kenn 2005)

1.5.3. Propiedades físicas del cemento.

Las propiedades físicas de los cementos usados en diferentes campos de petróleos varían de acuerdo a los siguientes factores:

- Ubicación geográfica.
- Condiciones del fondo del pozo.
- Tipo de trabajo de cementación.
- Tipo de lechada.

Las propiedades del cemento pueden ser modificadas mediante la utilización de aditivos y así cumplir los requerimientos para realizar un trabajo en particular.

Los cementos de clasificación API tienen propiedades físicas específicas para cada clase de cemento, misma que básicamente definen sus características. Algunas de sus propiedades físicas son:

1.5.3.1. Rendimiento.

El rendimiento del cemento en pies cúbicos por saco, es el volumen que será ocupado por el cemento, el agua de mezcla y los aditivos una vez que la lechada este mezclada. Esto variará dependiendo de la clase de cemento.

1.5.3.2. Densidad de la lechada.

Una mezcla estándar que comprenda 5 galones de agua y 94 libras (1 saco) de cemento, creara una lechada con una densidad de 15.8 ppg. La densidad de la lechada es ajustada variando, ya sea la proporción del agua de mezcla o el uso de aditivos. La mayoría de las densidades de lechada se encuentran en un rango de 11 – 18.5 ppg.

1.5.3.3. Agua de mezcla.

Las proporciones de agua de mezcla detalladas anteriormente dependen de:

- La necesidad de una lechada bombeable.
- Un monto mínimo de aguas libres en caso de permitir que se quede/asiente.
- Reducir la proporción de agua de mezcla tiene los siguientes efectos:
 - Causa un incremento en la densidad, fuerza de compresión y viscosidad de la lechada.
 - La lechada se hace más difícil de bombear.
 - Se construye menos volumen de lechada por saco de cemento utilizado, es decir, baja la resistencia.

1.5.3.4. Tiempo de fraguado (capacidad de bombeo).

El tiempo de fraguado es el tiempo disponible para la mezcla de una lechada, bombeada y desplazada dentro del anular antes de que comience a fraguar ya asentarse. Este tiempo va a depender de los aditivos utilizados (retardadores para incrementar el tiempo y aceleradores para reducir el tiempo) y las condiciones dentro del

agujero descubierto. El tiempo de fraguado es determinado durante las pruebas de laboratorio. El tiempo para alcanzar 100 Unidades Bearden (Bc) es registrado como el tiempo de fraguado. La capacidad de bombeo normalmente cesara alrededor de 70 Bc

1.5.3.5. Fuerza de compresión.

Una fuerza de compresión de aproximadamente un mínimo de 500 psi, incluyendo el factor de seguridad, se hace necesaria para poyar la sarta de revestimiento y soportar diferentes presiones antes de continuar perforando. Para tuberías de revestimiento o sargas de "liner" una fuerza de compresión de aproximadamente 2000 psi es muchas veces requerida para perforar.

1.5.3.6. Pérdida de agua.

El proceso de asentamiento del cemento es el resultado de una reacción química que resulta en deshidratación. De modo que es importante que cualquier pérdida de agua sea controlada hasta que el cemento sea colocado para asegurar que se mantenga bombeable. La cantidad

aceptable de pérdida de agua dependerá del tipo de trabajo que se está realizando.

1.5.3.7. Permeabilidad.

Una vez asentado el cemento tiene una permeabilidad menor a 0.1 milidarcy (las piedras areniscas compactas tiene alrededor de 1-10 millidarcies). Disturbios durante el asentamiento, es decir, colado del gas o prueba de presión, puede incrementarse por varias órdenes de magnitud.

(Manual BJ Services Diseño de lechada. Por Ken Kenner. 1991)

1.6. Aditivos del cemento.

La temperatura y presión a la cual está sometido un pozo, son algunos de los parámetros que influyen en el diseño de una lechada que sea capaz de adecuarse a las condiciones de un pozo específico. Para adecuarlas existen compuestos que se agregan a la mezcla y que modifican las propiedades de la misma. A estos compuestos se les llama aditivos, que permiten que la lechada llegue a la zona de interés, y que el cemento cumpla con las funciones para la cual fue diseñada.

A continuación se mencionaran algunos de los aditivos más utilizados en la industria petrolera.

1.6.1. Aceleradores.

Se agregan aceleradores a las mezclas de cemento para reducir el tiempo de fraguado. Cuando se trabaja a profundidades no muy grandes, a temperaturas y presiones bajas, deben usarse los aceleradores para lograr sus ventajas en las inyecciones de cemento. Los aceleradores más comúnmente usados aumentan las resistencias de compresión del cemento y reducen grandemente el tiempo de fraguado.

1.6.2. Retardadores.

Se agregan retardadores a las mezclas de cemento para darles tiempo de bombeo adicional ya que en algunos pozos profundos y de altas temperaturas, el fraguado puede ocurrir antes de llegar a la zona de interés y para evitar esto se agregan retardadores que hacen que la lechada fragüen tiempos más largos.

1.6.3. Dispersantes o retardadores de fricción.

Agregan al cemento para mejorar las propiedades de flujo, y mejorar la lechada de cemento. Reducen la viscosidad de la lechada de cemento, pueden ser bombeados en régimen turbulento a bajas presiones.

1.6.4. Extendedores.

Se añaden para reducir la densidad del cemento o para reducir la cantidad de cemento por unidad de volumen del material fraguado, con el fin de reducir la presión hidrostática y aumentar el rendimiento (pies cubico/saco) de las lechadas.

1.6.5. Desinfectantes.

Aditivos que aumentan la densidad del cemento o que aumentan la cantidad del cemento por unidad de volumen del material fraguado, con el fin de aumentar la presión.

1.6.6. Controladores de filtrado.

Aditivos que controlan la pérdida de la fase acuosa del sistema cementante frente a una formación permeable. Previenen la deshidratación prematura de la lechada.

1.6.7. Antiespumantes.

Ayuda a reducir el entrapamiento de aire durante la preparación de la lechada. Este aditivo es capaz de funcionar a altas temperaturas.

(Manual Cementing SPE. Por L. Henry and Dwinght K. Smith. 1990).

(Manual BJ Services Diseño de lechada. Ken Kenner. 2005)

1.6.8. Aditivos utilizados en el pozo APOL – 62F

Para la cementación de un pozo es indispensable la utilización de aditivos químicos para las lechadas, como ya se mencionó antes esto se debe a las condiciones de presión, temperatura y fluidos que se encuentran en el pozo cuando se perfora.

Por lo que señalaremos en esta sección los aditivos que vamos a utilizar en el pozo APOL – 62F:

- GW – 22: Gelificante.
- MPA3: Aditivo multipropósito.
- BA – 10, BA – 10B: Mejorador de Adherencia.
- FL – 52: Es un controlador de filtrado, para prevenir la deshidratación prematura de la lechada.
- R –8: Retardador
- CD -33: Dispersante

- EC – 1: Expansivo
- R – 21L: Retardador líquido.
- BA – 86L: Antimigratorio.
- FP – 6L: Antiespumante.

1.7. Uso de espaciadores y lavadores

1.7.1. Espaciadores.

Los espaciadores son fluidos que han sido diseñados para densificarse a viscosidades controladas pueden actuar como barreras compatibles entre el lodo y el cemento. Como los sistemas de espaciadores son compatibles, normalmente no perjudican las propiedades del lodo.

Las funciones de los espaciadores son:

- Separar físicamente el lodo del cemento.
- Remover lodo, revoque de la pared del espaciador anular.
- Dejar mojada la tubería de revestimiento y la formación con agua y surfactantes.
- Proveer menos hidrostática de cabeza, es decir reducir las pérdidas de bombeo.

1.7.2. Lavadores.

Los lavadores sirven para dispersar al lodo, provoca una erosión tangencial en las líneas de lodo y deja al casing (tubería de revestimiento) y la formación superficial mojada para una óptima adherencia del cemento.

Los dispersantes son a menudo similares a los usados en las lechadas de cemento, como sulfonato polinaftalina, lignosulfactantes, o más compuestos amigables con el medio ambiente como ácido policarboxílico y sus derivados.

(Manual BJ Services, Por Kenn Kenner. 2005)

1.8. Dispositivos de Cementación.

1.8.1. Equipos que se utiliza para una cementación superficial.

A través de los años, la industria petrolera ha exigido constantes cambios en los equipos de cementación para proveerlos de mayor versatilidad y potencia, pero también han cambiado han alcanzado mayores y gastos. Debido a las condiciones cada vez más difíciles de explotación, el cementar pozos más profundos y con mayores volúmenes de lechada de cemento, surgió la práctica de mezclado continuo y con ello el desarrollo de las unidades cementadoras.

El equipo usado para la entrega de los materiales de cementación en los pozos varía acorde a la locación.

1.8.1.1. Unidades de cementación.

Es el equipo principal con el que se mezcla la lechada y posteriormente lo bombea al pozo, está formada por dos bombas de alta potencia con un tablero de control y dos depósitos en los que se mide el volumen de agua utilizado durante la cementación. De las bombas con las que se cuenta esta unidad, se encarga de succionar el agua de los depósitos y alimentar al mezclador proporcionando agua necesaria para obtener la lechada de cemento. La otra bomba succiona la lechada y la envía al pozo a través de las líneas que unen la unidad de cementación con la cabeza de cementación, por medio de este equipo se manipula la cementación haciendo fluido de forma directa o inversa.

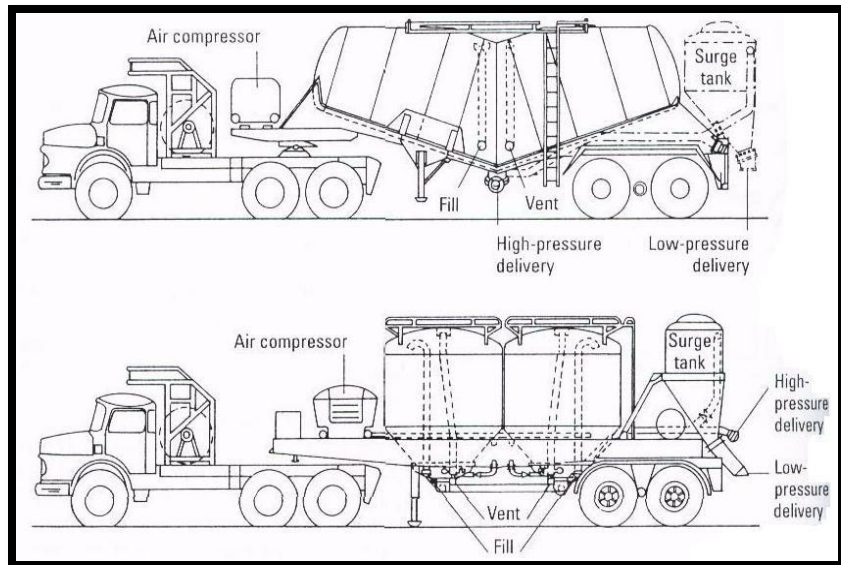


Figura 1 - 1: Tipos, transporte de Cementación.

Fuente: well Services.

1.8.1.2. Mezclador.

Este dispositivo tiene como función mezclar el cemento seco con agua y aditivos que se requieran, proporcionando un continuo suministro de lechada con las propiedades que se deseen.

El mezclador funciona para lograr una corriente de agua fría a través de un Jet y cruzando una cámara de mezclado dentro de la línea de descarga. La línea de alimentación del agua se une una a una de las bombas de la unidad de cementación y la segunda línea de descarga a la línea de mezcla de cemento, y estas a un

depósito del que se succionara por la bomba y posteriormente al pozo.

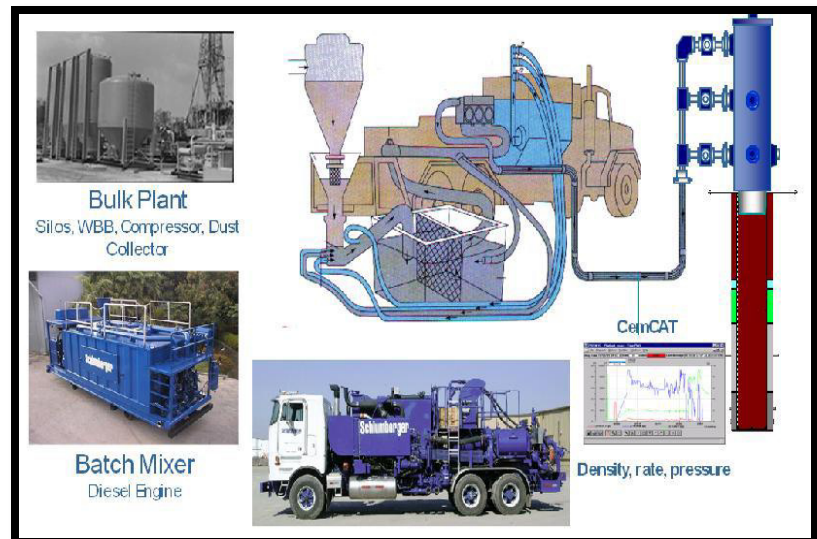


Figura 1 - 2: Esquema completo de equipo de Cementación.
Fuente: Well Cementing Schulmberger.

1.8.1.3. Bombas.

Las bombas empleadas en operaciones de cementación son las mismas en operaciones de perforación y ayudan a llevar el fluido a una presión adecuada para realizar el trabajo de cementación, en este tipo se puede manipular la presión y el gasto a los requerimientos de la operación.

1.8.2. Equipos Subsuperficiales.

1.8.2.1. Revestidor.

Es una tubería de acero diseñado y clasificado en función de su peso, diámetro y longitud con la finalidad de asegurar una sección perforada en un pozo.



Figura 1 - 3: Revestidor
Fuente: Well Cementing Schulmberger.

1.8.2.2. Zapata de Revestimiento.

Se la conoce también como zapato flotador (float Shoes) por lo general son dispositivos cónicos, de bola o downjet. Al primer tubo que va en el hoyo se le enrosca y se le fija por soldadura en su extremo inferior una zapata de cementación.

La zapata sirve para guiar la tubería en su descenso hasta la profundidad donde se va a cementar.

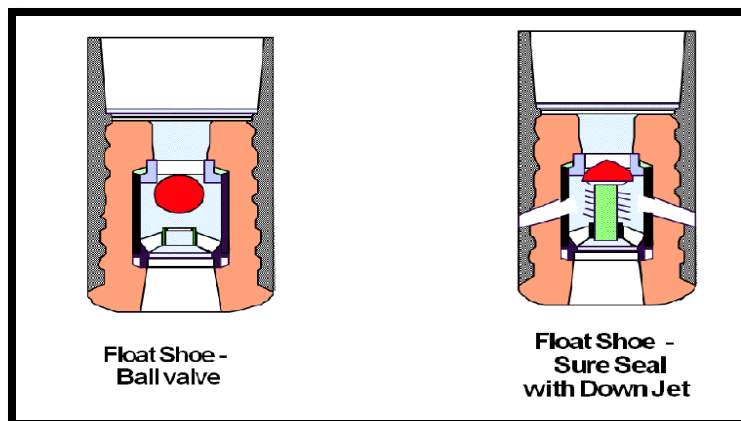


Figura 1 - 4: Tipos de zapatas guías
Fuente: Well Cementing Schulmberger.

1.8.2.3. Collar Flotador.

Usualmente localizado 2 a 3 juntas sobre la zapata y actúa como un alto para los tapones de cemento.

El collar flotador también contiene una válvula de bola, la cual previene que el cemento que se encuentra en el espacio anular fluya de regreso a la tubería de revestimiento, cuando el desplazamiento haya terminado.

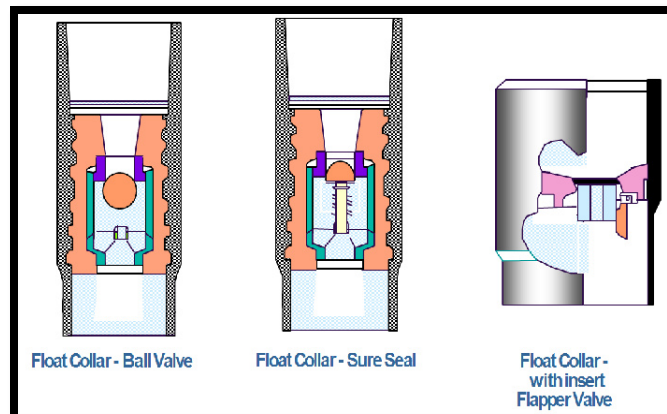


Figura 1 - 5: Tipos de collar flotador
Fuente: Well Cementing, Schulmberger.

1.8.2.4. Colgadores de Liner.

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

1.8.2.5. Centralizadores.

Para que la tubería quede bien centrada en el hoyo, y a objeto de evitar que se recueste contra la pared del hoyo, ocasionando luego defectos de la continuidad del cemento en el espacio anular, se le instala a la tubería unos centralizadores en aquellos puntos que se consideren necesarios.



Figura 1 - 6: Tipos de centralizadores

Fuente: Well Cementing, Schulmberger.

1.8.2.6. Raspadores.

En ciertas oportunidades, para lograr mejor adhesión entre el cemento y la pared del hoyo, se les añaden raspadores a la tubería de revestimiento. Estos raspadores, que pueden consistir de láminas en forma de tiras largas donde van incrustados los alambres o de anillos cuyos alambres sobresalen circunferencialmente, raspan la pared del hoyo con el fin de desprender el exceso de revoque que la cubre para facilitar que el cemento cubra directamente las formaciones.

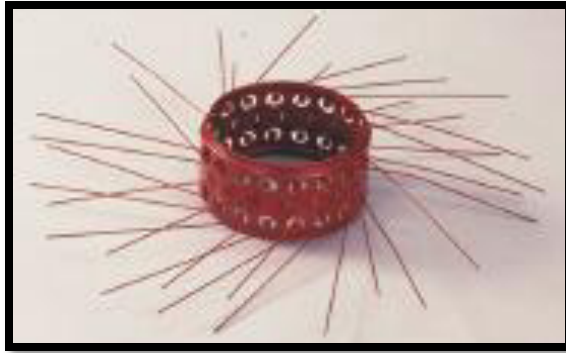


Figura 1 - 7: Raspadores.

Fuente: Well Cementing- Schulmberger.

1.8.2.7. Dardos 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.

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 cañería de perforación, hasta llegar al tapón de desplazamiento que se encuentra en la herramienta fijadora.

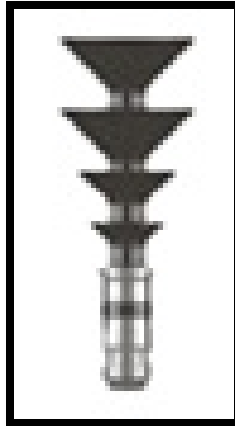


Figura 1 - 8: Dardos de desplazamiento

Fuente: Well Cementing Schulmberger.

1.8.2.8. Tapones.

Son utilizados para separar la lechada de cementación del espaciador o lodo para prevenir la contaminación. Los tapones son normalmente fabricados de goma. Varios aparatos propios son utilizados para enganchar los tapones unos a los otros para permitir una perforación más fácil (muchas veces denominado perforable PDC).

El tapón de fondo tiene un delgado diafragma en su centro. Después de que aterriza el collar flotador. El diafragma tiene su ruptura cuando una presión diferencial predeterminada es alcanzada. Normalmente se lanza antes del espaciador o del cemento.



Figura 1 - 9: Tapones

Fuente: WellCementing, Schulmberger.

1.8.2.9. DiverterTool o DV Tool.

Es una herramienta utilizada en cementaciones multi etapas 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.



Figura 1 - 10: Dv Tool

Fuente: Well Cementing Schulmberger

1.8.2.10. Cabezal de Cementación.

El cabezal de cementación conecta a la línea de descarga, de la unidad de cementación en la parte superior de la tubería de revestimiento. Para una aplicación completa al agujero, la tubería de revestimiento es corrida de regreso al piso del equipo de perforación y los tapones son cargados a la superficie del cabezal de cementación.

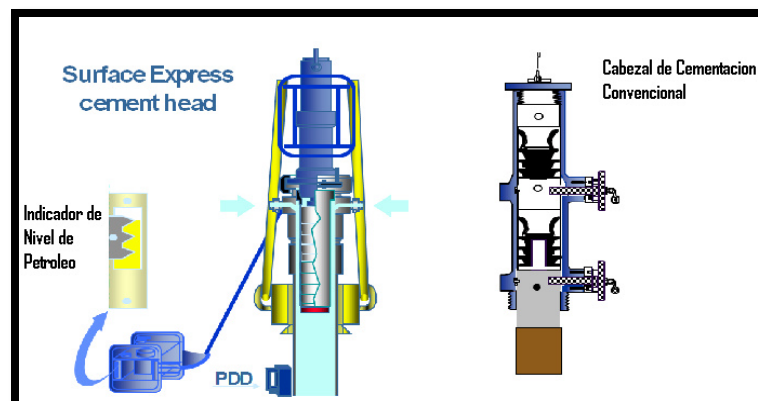


Figura 1 - 11: Tipos de cabezales de cementación.

Fuente: WellCementing, Schulmberger.

(Manual Well Cementing Schulmberger. Por Nelson B. Erick, 1990).

(BJ Services. APPLIED CEMENTING – EDC LAR, Neuquén Argentina.

2000)

1.9. Pruebas de laboratorio para el cemento.

La API PR 10B, es la norma que perfila las prácticas recomendadas para las pruebas de laboratorio que se lleva a cabo con las lechadas de cemento para los pozos de petróleo, así como los aditivos; estas pruebas se describen a continuación.

- Determinación del contenido de agua en la lechada.
- Determinación de la densidad.
- Pruebas de la resistencia a la compresión.
- Determinación de filtrado.
- Determinación del tiempo de bombeabilidad.
- Pruebas de permeabilidad.
- Determinación de las propiedades reológicas.

1.9.1. Preparación de lechadas en el laboratorio.

Equipos empleados.

- Balanza de precisión para medir las cantidades exactas del cemento y aditivos sólidos.
- Recipientes de vidrio graduados para medir los volúmenes exactos de agua y aditivos líquidos.
- Mezclador similar a una batidora de cocina.
- Determinación del contenido de agua en la lechada.

1.9.1.1. Agua libre.

Las pruebas de agua libre sirven para medir la tendencia del agua a separarse de la lechada de cementación. Esta diferencia se mide en un cilindro graduado de 250 ml, ese volumen expresado en milímetros, es contenido de agua libre de la lechada.

1.9.1.2. Agua normal.

El contenido de agua normal de una lechada de cemento es lo que cede a una lechada, luego de haber sido agitado durante 20 minutos a 80°F de temperatura en un consistometro a presión atmosférica.

1.9.1.3. Agua minina.

El mínimo contenido de agua en una lechada, es aquel que logra una consistencia de 30 unidades luego de haber sido agitado durante 20 minutos en un consistometro a presión atmosférica y a 80°F de temperatura.

Por lo general, las pruebas de contenido de agua se hacen con cementos puros, porque agregar aditivos

puede hacer variar la consistencia de la lechada, sin cambiar el porcentaje de agua.

1.9.2. Determinación de la densidad.

Se utiliza una balanza para lodos que puede ser presurizada o no. En el laboratorio se pondrá especial cuidado en eliminar todo el aire contenido en la muestra de cemento.

Las lechadas utilizadas en la cementación de pozos de petróleo y gas tienen una densidad entre 1.380 kg/m³ y 2.280 kg/m³.

1.9.3. Pruebas de resistencia a la compresión.

La resistencia a la compresión del cemento fraguado indica la capacidad del cemento para no fallar en la compresión. El cemento debe ser lo suficientemente resistente para sostener la tubería de revestimiento en el agujero, soportar los choques generados por las operaciones de perforación y disparo, y resistir una presión hidráulica alta sin fracturarse.

La prueba de resistencia a la compresión sirve para determinar la resistencia del cemento fraguado en las condiciones del pozo. Esta propiedad se expresa en libras pulgadas cuadradas (PSI).

1.9.4. Determinación del tiempo de bombeo.

Tal vez sea esta la prueba de laboratorio más usada en el campo: determina durante cuánto tiempo la lechada permanece en estado fluido, (y por consiguiente bombeable).

El equipo que se usa para determinar el tiempo de bombeabilidad es el consistometro que puede ser atmosférico o presurizable.

La presión y temperatura aplicada, son aquellas que indica la norma API RT 10B que especifica la norma la norma en que se debe desarrollar la prueba y que corresponderán a las condiciones aproximadas que se necesitaran en el campo cuando se cimente a una determinada profundidad.

1.9.5. Determinación del filtrado.

Las pruebas de filtrado sirven para medir la deshidratación que sufre la lechada durante los trabajos de cementación e inmediatamente después de terminarlos. La prueba consiste en someter la lechada a las condiciones simuladas del pozo en un consistometro. Luego, la lechada se coloca en una prensa – filtro caliente. Si la lechada se deshidrata por completo en menos de 30 minutos, se nota el tiempo de deshidratación y, mediante un factor de conversión, se determina el valor de la

pérdida de fluido. Los resultados se expresan en mililitros de fluido para 30 minutos.

1.9.6. Pruebas de permeabilidad.

Se utiliza un viscosímetro o también el equipo llamado UCA'S que mide la permeabilidad de las muestras de cemento fraguado de acuerdo a la ley de darcy.

1.9.7. Determinación de las propiedades reológicas.

La reología define las propiedades de flujo de la lechada. Estas características se controlan con el fin de facilitar la mezcla y bombeabilidad y obtener características deseadas del caudal del flujo.

El equipo estándar para medir la reología de las lechadas de cemento es el viscosímetro cilíndrico coaxial, descrita por Savins y Roper en 1954, es un equipo de tipo rotacional, movido por un motor sincronizado a dos velocidades diferentes que permiten obtener velocidades rotacionales de 600 a 300 RPM, 600 – 300 – 100 – 6 – 3 PRM, o más.

Las propiedades de fluido que definen la reología son:

- Viscosidad plástica (PV), expresada en cP (centipoise), pendiente de la línea de esfuerzo de

corte/velocidad de corte por encima del punto de cedencia.

- Punto de cedencia (T_y), mide la resistencia de fluido a fluir.

(Manual denominado ABC DE CEMENTACIÓN Y ESTIUMILACIONES. MC. AGMM & GEMR. 2002).

(Manual BJ Services. APPLIED CEMENTING – EDC LAR, Neuquén Argentina. 2005.)

CAPÍTULO 2

2. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO LUCAS Y EL POZO APOL 62F

El campo LUCAS revertido al Estado ecuatoriano por la empresa Suelpetrol, tiene una producción de alrededor de 2.000 BPPD.

Fue descubierto por la compañía Texaco en el año de 1970 mediante la perforación del pozo Apol – 01, con una producción inicial de 740 BPPD de la arenisca Hollín y 230 BPPD de la arenisca “T”, considerado en ese entonces no rentable. Una vez que esta área fue revertida a CEPE, esta corporación a base de campaña de investigación sísmica y de reinterpretación sísmica del campo, perfora el pozo de desarrollo Apol - 02 del cual se obtuvo 2.500 BPPD de 26°API de la arenisca Hollín, 1.583 BPPD de 34°API de la arenisca “T” y 120 BPPD de 29° API de la arenisca “U” considerándose rentable.

2.1. Ubicación.

El campo LUCAS está ubicado en la Provincia Francisco de Orellana, en el centro oeste de la cuenca oriente; al este el Campo Sacha, al suroeste de los Campos Paraíso, Biguno, Huachito, y al norte el Campo Palo Azul.

La ubicación geográfica del campo se suscribe a:

LONGITUD: 76°58'00" OESTE

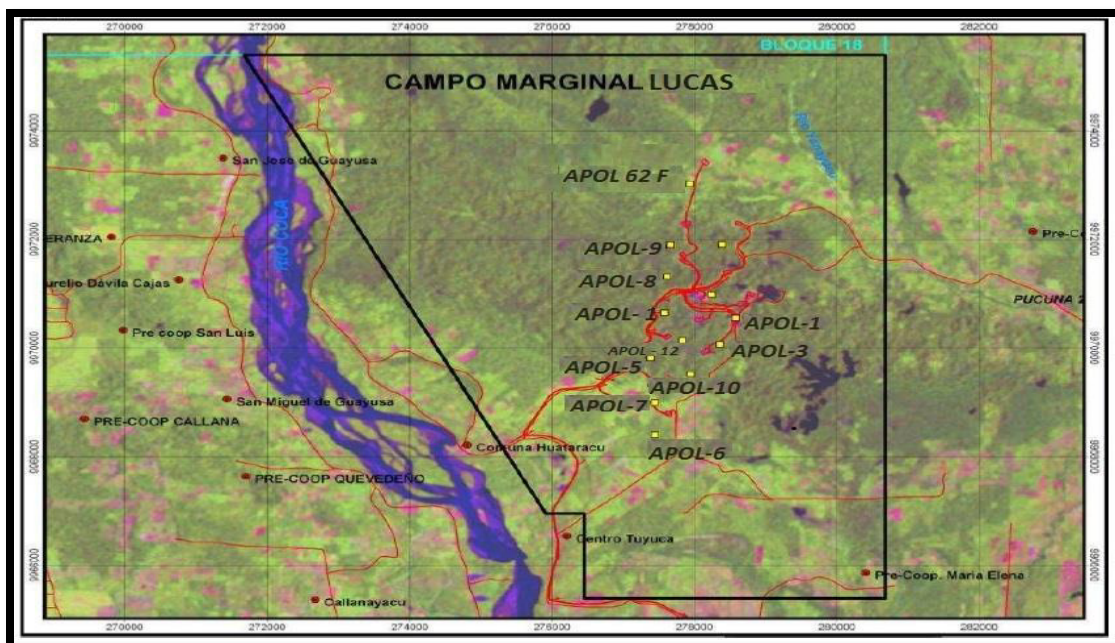
77°04'00" OESTE

LATITUD: 00°13'00" SUR

00°18'00" SUR

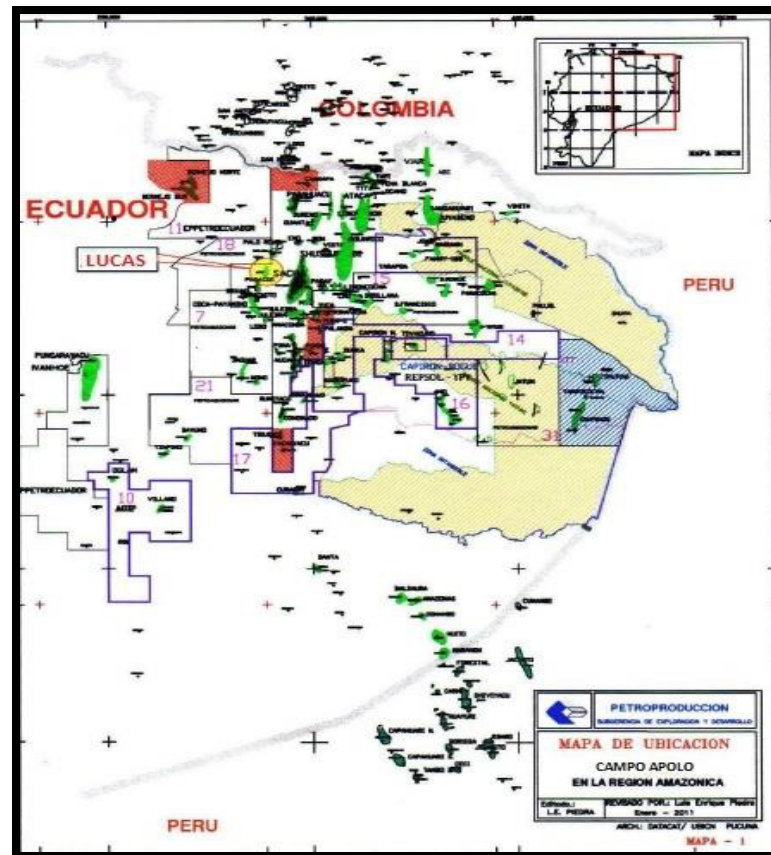
El mapa de ubicación del campo LUCAS se presenta en la figura

Mapa I: Mapa de ubicación del pozo Campo LUCAS.



Fuente: Ingeniería de Petróleo – Petroproducción.

Mapa II: Mapa de ubicación del pozo Campo LUCAS.



Fuente: ingeniería de Petróleo – Petroproducción.

2.2. Geología.

2.2.1. Descripción estructural.

La estructura del Campo LUCAS, la conforma un anticlinal asimétrico muy suave cuyo eje mayor se orienta en dirección NE – SO, con un buzamiento suave alrededor de 8°. Tiene una longitud aproximado de 4.5 Km a lo largo del eje mayor. El

Campo LUCAS está acotado tanto al este como al oeste por fallas inversas o normales invertidas en el paleógeno, estas son de muy bajo desplazamiento, y pudieran ser o no barreras al flujo de fluidos.

Hacia el límite sur, muy cerca del Río Coca, se identifica un cierre estructural no perforado a la fecha. Este alto estructural se ve reflejado en todos los horizontales productores del campo como son: Basal Tena, U, T y Hollín.

2.3. Características del pozo.

Se va a realizar una perforación direccional tipo “S” (APOL 62F), con el propósito de alcanzar las areniscas “U inferior”, “T inferior”, Hollín inferior.

En este pozo se realizará la cementación en cuatro etapas:

- 1º. Etapa. Previamente realizada T.R conductor, piloteado.
- 2º. Etapa. T.R. superficial.
- 3º. Etapa. T.R. Intermedio.
- 4º. Etapa. Liner de producción.

(Archivos, Reportes EP. Petroecuador 2012)

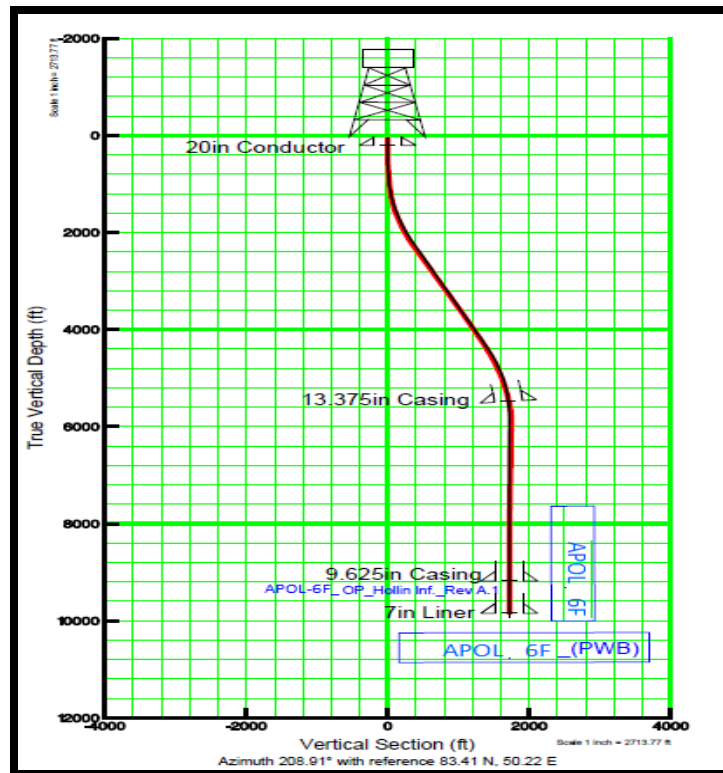


Figura 2 - 1: Diagrama propuesto para la cementación
Elaborado por: Apolinario Henry, Lucas Fabricio.

CAPÍTULO 3

3. CEMENTACIÓN DEL POZO APOL 62F.

3.1. Resumen del pozo.

El perfil del Pozo APOL 62F es un pozo direccional tipo “S” de desarrollo, perforado para evaluar reservas del reservorio “Hollín Inferior”, con máximo desplazamiento vertical de 1720.07 ft. Atravesando la arenisca productora “U” inferior.

Su diseño es direccional a perforarse en tres secciones, a partir del tubo conductor perforado en 26” y colocado a 230 ft. MD.

Primero se perforó el hoyo de 16”, donde se realizó el primer trabajo direccional. El pozo se mantuvo vertical hasta 320ft MD, utilizando una broca ticónica, para después cambiar a broca PDC, en donde se comenzará a construir la curva a una tasa de 1.80°/100ft hasta alcanzar una inclinación de 9.0° a 820ft MD. Aquí se realizará un nudge con una severidad de 1.80°/100ft, a 203° para alcanzar 26° de inclinación a 2269ft.

Siguiendo con el programa se continuó de forma tangente hasta 4652ft. Posteriormente se inicia el tumbado de ángulo a una tasa de 1.80°/100 hasta alcanzar 0° (vertical) @ 5830ft hasta llegar al punto de Casing de 13 3/8ft dentro de la formación Orteguaza, se corrió y cementó la tubería de revestimiento.

En la sección de 12 1/4" se continuó perforando vertical con broca PDC; atravesando las formaciones Orteguaza, Tiyuyacu, Tena y hasta la parte superior de Napo dentro de la caliza "A" donde se colocó el punto de Casing 9553ft MD.

En la sección 8 1/2" se mantuvo la posición vertical del pozo donde se atravesaron los objetivos planeados tales como, parte inferior de Napo, Caliza "A", Arenisca "u", Arenisca "T" y Hollín, hasta llegar a una profundidad de 10195ft MD, que es el TD programado.

3.2. Programa de cementación.

El programa de cementación es de vital importancia, dado que una deficiente selección y fallas en los cálculos traerían drásticas consecuencias.

El Pozo APOL 62F estará diseñado en cuatro secciones que se explicaran a continuación en las diferentes profundidades diseñadas para el mismo.

3.3. Cálculos de cementación.

3.3.1. Cementación de tubería de revestimiento de la sección 20''

En esta primera sección se llegará hasta 230' de profundidad, se perforará con broca tricónica de 26'', se armará equipo para bajar revestidor de 20''.

Información del pozo		
Diámetro de la broca (pulg)	26	
Diámetro externo del casing (pulg):	20	
Diámetro interno del casing (pulg):	19.124	
Peso del casing (lb/pie):	94	
Grado del casing:	H – 40	
Tipo de rosca del casing:	BTC	
Capacidad del casing (cu ft/ft):		
Diámetro del hoyo (pulg):	16.9	
Hueco comprendido con exceso (pulg):		
Capacidad anular (cu ft/ft):	1.0190	
Equipos de flotación y accesorios.		
Davis Lock	2	
Stop collar	1	
Centralizadores	1	
Zapato flotador	1	
Profundidad estimada		
	Relleno	Cola
MD tope (ft)	0	0
MD fondo (ft)	0	90
TVD fondo (ft)	228	230
Datos para la lechada		
Rendimiento (cu ft/sk)	1.33	
Requerimiento total de fluido (gal/sk)	5.54	
Agua requerida (gal/sk)	5.36	

Tabla II: Datos para la sección de 20''
Elaborado por: Apolinario Henry, Lucas Fabricio

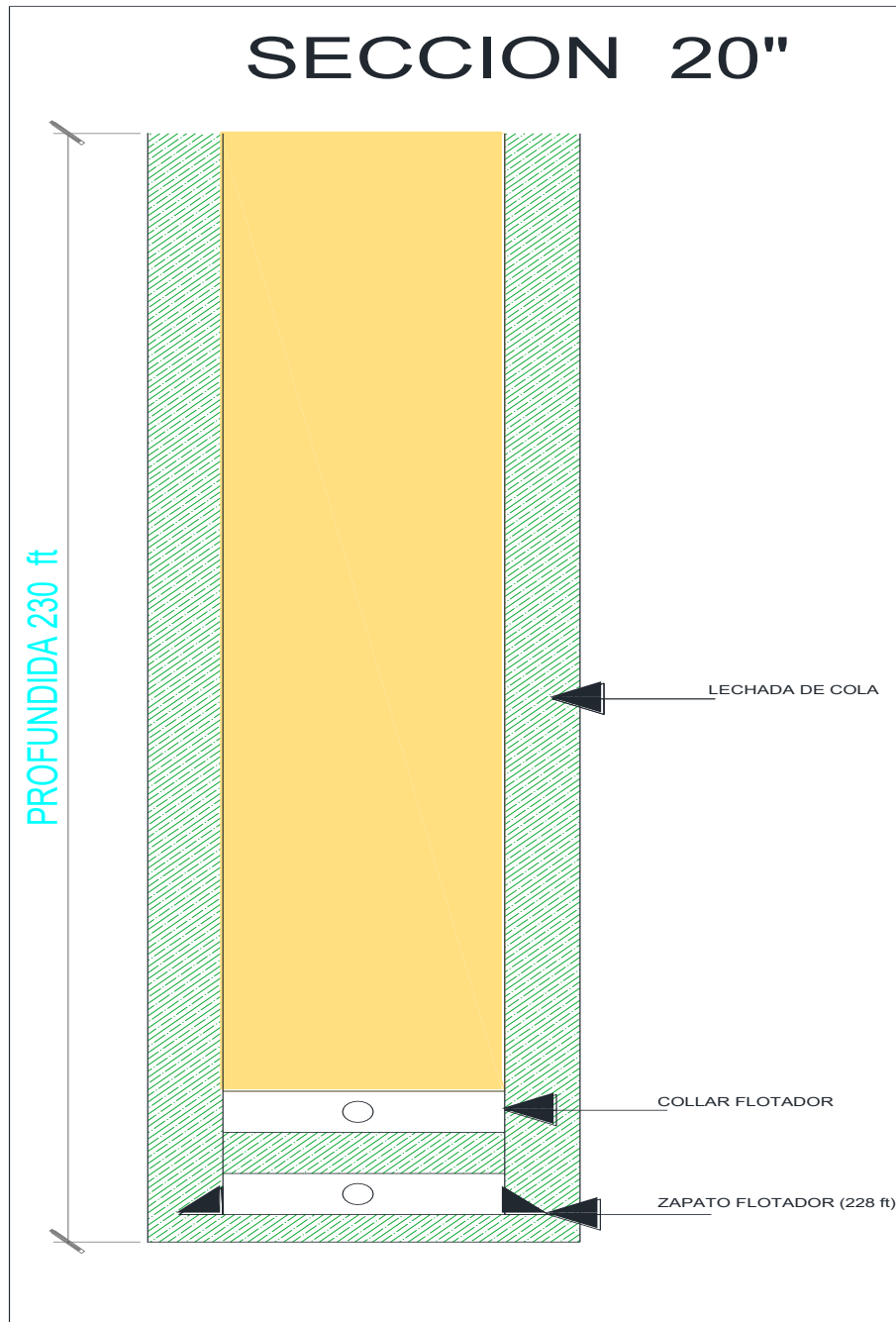


Figura 3 - 1: Diseño del Pozo APOL 62F
Elaborado por: Apolinario Henry, Lucas Fabricio.

3.3.2. Cálculos de volumen para cementación.

Para realizar los cálculos de cementación se utilizan los datos de la tabla (II).

Los cálculos respectivos para esta sección se presentan a continuación.

$$C_1 = \left[\frac{D_1^2 - D_2^2}{1029.4} \right] = \left[\frac{(26)^2 - (20)^2}{1029.4} \right] = 0,2681173499 \text{ bls/ft}$$

$$V_1 = C_1 \times H_1 = 0,2681173499 \times 230 = 62 \text{ bls}$$

$$D_1 = \frac{D_{csg}^2}{1029.4} \times H = \left[\frac{(19,124)^2}{1029,4} \right] \times 230 = 82 \text{ bls}$$

$$Sxs = \frac{V_1 \times 5,615}{1,94} = \frac{62 \times 5,615}{1,94} = 261 \text{ sacosdecemento}$$

3.3.3. Secuencia operacional.

- Armó y probó líneas de cementación con 1000 PSI.
- Bombeó 10 bls de agua tratada.
- Mezcló y bombeó 62 bls de lechada principal de 15.8 lpg.
- Desplazó con 2 bls de agua.

Cálculos de cementación sección 26" – 20"	
Capacidad	0, 2681173499 bls/pies

Volumen	62 bls
Sacos	261 sacos de cemento
Desplazamiento	82 bls

Tabla III: Resultado de la lechada sección 20”

Elaborado por: Apolinario Henry, Lucas Fabricio

3.3.4. Cementación de tubería de revestimiento de la sección de 13 3/8”.

En esta sección empieza el trabajo direccional, se mantuvo la verticalidad hasta una profundidad de 320’, se perforó desde la superficie hasta 5836’ con broca PDC de 16”.

Información del pozo		
Diámetro de la broca (pulg)	16	
Diámetro del pozo (pulg)	16.5	
Diámetro externo del casing (pulg):	13.375	
Diámetro interno del casing (pulg):	12.347	
Peso del casing (lb/pie):	72.0	
Grado del casing:	C – 95	
Tipo de rosca del casing:	BTC	
Capacidad del casing (cu ft/ft):	0.8315	
Diámetro del hoyo (pulg):	16.5	
Hueco comprendido con exceso (pulg):	16.5	
Capacidad anular (cu ft/ft):	0.5056	
Inclinación máxima (°):	27.30	
Gradiente de temperatura (°F/100 pie)	1.30	
Equipos de flotación y accesorios.		
Zapato flotador 13 3/8"	1	
Collar flotador 13 3/8"	1	
Centralizadores (semi rigidos) 13 3/8"x16	13	
Anillo de retención 13 3/8"	13	
Kid de soldadura	2	
Top plug 13 3/8"	1	
Botton plug 13 3/8"	1	
Profundidad estimada		
	Relleno	Cola
MD tope (ft)	0	4836
MD fondo (ft)	4836	5836
TVD fondo (ft)	4032	5480
Profundidad lechada (ft)	4600	1000
Profundidad del collar flotador (ft)	5794	
Datos para la lechada		
	Relleno	Cola
Rendimiento (cu ft/sk)	1.94	1.32
Requerimiento total de fluido (gal/sk)	10.16	5.50
Agua requerida (gal/sk)	9.62	5.43
Densidad (lb/gal)	13.5	15.8

Tabla IV: Datos para la sección de 13 3/8"
Elaborado por: Apolinario Henry, Lucas Fabricio.

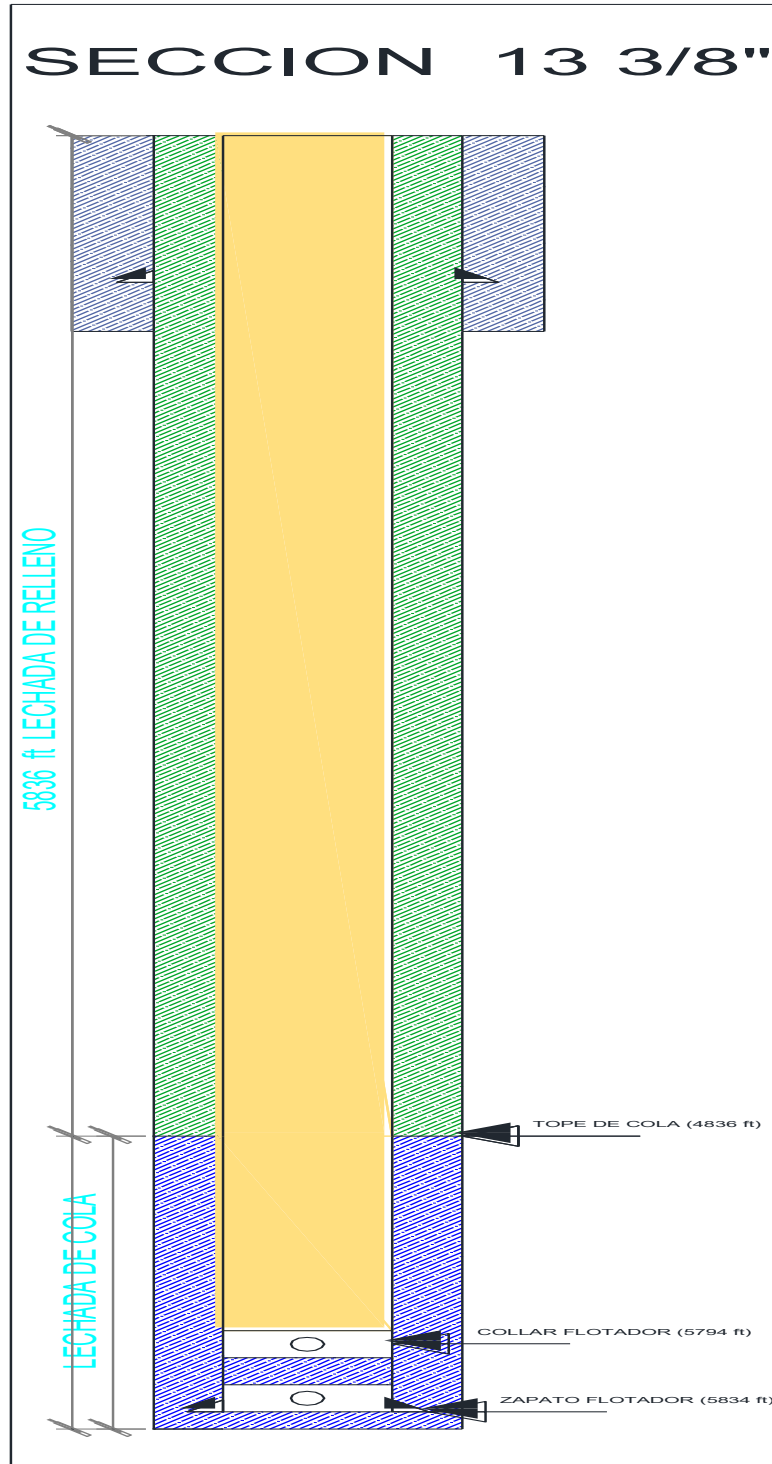


Figura 3 - 2: Diseño del Pozo APOL 62F

Elaborado por: Apolinario Henry, Lucas Fabricio

3.3.5. Cálculos de volumen de cementación sección 13 3/8".

Se tomarán los datos de la tabla (IV).

Los cálculos principales requeridos para un trabajo de cemento son:

- Volumen de lechada relleno.

$$C_2 = \frac{D_3^2 - D_4^2}{1029.4} = \left[\frac{(16,5)^2 - (13,375)^2}{1029.4} \right] = 0,0906930007 \text{ bls/ft}$$

$$V_2 = C_2 \times H_2 = 0,0906930007 \text{ bls} \times 4606 = 418 \text{ bls}$$

$$C_3 = \frac{D_5^2 - D_6^2}{1029.4} = \left[\frac{(19,124)^2 - (13,375)^2}{1029,4} \right] = 0,1815006324 \text{ bls/ft}$$

$$V_3 = C_3 \times H_3 = 0,1815006324 \times 230 = 42 \text{ bls}$$

$$V_{total} = V_2 + V_3 = 418 + 42 = 460 \text{ bls}$$

- Sacos requeridos para la lechada de relleno.

$$SxS = \frac{V_{(2+3)} \times 5,615}{1,94} = \frac{460 \times 5,615}{1,94} = 1334 \text{ sacosdecemento}$$

- Volumen de lechada de cola.

$$V_4 = C_2 \times H_4 = 0,0906930007 \times 1000 = 91 \text{ bls}$$

- Sacos requeridos para la lechada de cola.

$$Sxs = \frac{V_4 \times 5,615}{1,32} = \frac{91 \times 5,615}{1,32} = 387 \text{ sacosdecemento}$$

- Volumen de desplazamiento.

$$D_1 = \frac{D_{csg}^2}{1029.4} \times H = \left[\frac{(12,347)^2}{1029,4} \right] \times 5794 = 858 \text{ bls}$$

3.3.6. Secuencia operacional.

- Con casing en fondo y fill – up Packer circular con bombas del Rig a 500 GPM hasta obtener retornos limpios.
- Instalar cabezal de cementación. circular con bombas del Rig a 420 GPM.
- Llenar y probar lineas a 3000 PSI por 5 minutos.
- Bombear 10 bls de agua tratada.
- Soltar tapón inferior flexible.
- Mezclar y bombear 460 bls de lechada de relleno a 13.5 lb/gal.
- Mezclar y bombear 91 bls de lechada de cola a 15.8 lb/gal.
- Soltar tapón de tope.
- Bombear 10 bls de agua atrás del tapón de tope.

- Desplazar con bombas de lodo del taladro 847 bls de lodo.
- Asentar tapón con 500 PSI sobre la presión final.

Calculos de cementación sección 16" – 13 3/8"	
Lechada de cemento de relleno	
Capacidad 1	0,09069300078 bls/pies
Volumen 1	418 bls
Capacidad 2	0,1815006324 bls/pies
Volumen 2	42 bls
Volumen total	460 bls
Sacos	1334 sacos de cemento
Lechada de cemento de cola	
Capacidad	91 bls
Sacos	387 sacos de cemento
Desplazamiento	858 bls

Tabla V: Resultado de la lechada sección 13 3/8"

Elaborado por: Apolinario Henry, Lucas Fabricio.

3.3.7. Cementación tubería de revestimiento sección 9 5/8" .

Se siguió perforando con broca PDC de 12 1/4" se probó herramientas direccionales con 550 GPM y 1000 PSI se bajó a 5795ft donde se perforó tapones, collar flotador y cemento hasta 5826ft, se continuo perforando cemento, zapato de 13 3/8" y 10ft de nueva formación hasta 5846ft, luego se perforó

Información del pozo

de

hasta 6790ft, de 6790ft hasta 7345ft, siguiendo de 7345ft hasta 8265ft, se continuó perforando direccionalmente de 8265ft hasta 9327ft, se continua perforando desde 9327ft hasta 9543ft, se armó herramientas de corrida de revestidor de 9 5/8" y se llegó a una profundidad de 7600ft.

Diámetro de la broca (pulg)	12.5	
Diámetro del pozo (pulg)	12.86	
Diámetro externo del casing (pulg):	9.625	
Diámetro interno del casing (pulg):	8.681	
Peso del casing (lb/pie):	47	
Grado del casing:	C – 95	
Tipo de rosca del casing:	BTC	
Capacidad del casing (cu ft/ft):	0.4110	
Diámetro del hoyo (pulg):	13.50	
Capacidad anular (cu ft/ft):	0.5425	
Inclinación máxima (°):	0.36	
Gradiente de temperatura (°F/100 pie)	1.30	
Equipos de flotación y accesorios.		
Zapato flotador 9 5/8"	1	
Collar flotador 9 5/8"	1	
Centralizadores 9 5/8"	12	
Hinged hammer- Lock stop ring 9 5/8"	12	
Kid de soldadura	2	
Top plug 9 5/8"	1	
Bottom plug 9 5/8"	1	
Profundidad estimada		
	Relleno	Cola
MD tope (ft)	5636	8450
MD fondo (ft)	8450	9550
TVD fondo (ft)		9203
Profundidad lechada (ft)	2656	158
Profundidad del collar flotador (ft)	9510	
Datos para la lechada		
	Relleno	Cola
Rendimiento (cu ft/sk)	1.68	1.39
Requerimiento total de fluido (gal/sk)	8.86	5.95
Agua requerida (gal/sk)	8.83	5.87
Densidad (lb/gal)	13.5	15.8

Tabla VI: Datos para la sección de 9 5/8"
Elaborado por: Apolinario Henry, Lucas Fabricio.

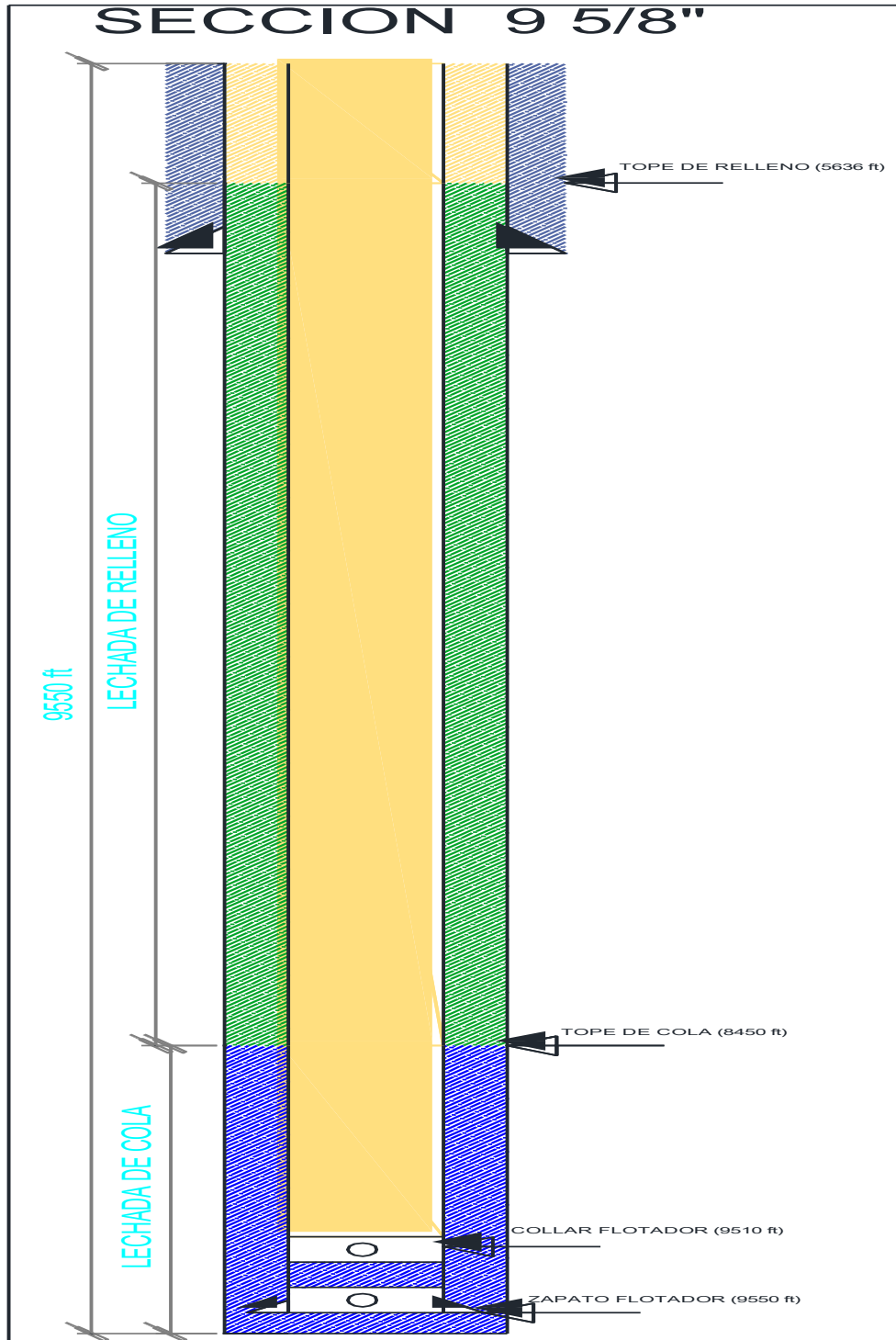


Figura 3 - 3: Diseño del Pozo APOL 62F
Elaborado por: Apolinario Henry, Lucas Fabricio.

3.3.8. Cálculos de volumen de cementación sección 9 5/8"

Para realizar los cálculos de cementación se toman los datos de la tabla (VI)

Los cálculos respectivos para esta sección se presentan a continuación.

- Volumen de lechada de relleno.

$$C_4 = \frac{D_7^2 - D_8^2}{1029.4} = \left[\frac{(12.347)^2 - (9.625)^2}{1029.4} \right] = 0.05809965417 \text{ bls/ft}$$

$$V_5 = C_4 \times H_5 = 0.05809965417 \times 158 = 10 \text{ bls}$$

$$C_5 = \frac{D_9^2 - D_{10}^2}{1029.4} = \left[\frac{(13.5)^2 - (9.625)^2}{1029.4} \right] = 0.087050102 \text{ bls/ft}$$

$$V_6 = C_5 \times H_6 = 0.087050102 \times 2656 = 232 \text{ bls}$$

$$V_{total} = v_5 + v_6 = 10 + 232 = 242 \text{ bls}$$

- Volumen de lechada de cola.

$$V_7 = C_5 \times H_7 = 0.087050102 \times 1100 = 96 \text{ bls}$$

- Volumen con exceso para la lechada de cola.

$$V_{ct} = V_7 + (V_7 \times \%) = 96 + (96 \times 11\%) = 107 \text{ bls}$$

- Sacos requeridos para la lechada de relleno.

$$S_{xs} = \frac{V_{(5+6)} \times 5,615}{R} = \frac{242 \times 5,615}{1,68} = 809 \text{ sacos de cemento.}$$

- Sacos requeridos para la lechada de cola.

$$S_{xs} = \frac{V_{ct} \times 5,615}{R} = \frac{107 \times 5,615}{1,39} = 431 \text{ sacos de cemento}$$

- Volumen de desplazamiento.

$$D_2 = \frac{D_{csg}^2}{1029.4} \times H_2 = \left[\frac{(8.681)^2}{1029.4} \right] \times 9510 = 696'$$

3.3.9. Secuencia operacional.

Se realizó trabajo de cementación según programa de la siguiente forma:

- Se bombeó 5 BLS de agua tratada.
- Se bombeó 50 BLS de Mud Clean Acid.
- Se bombeó 10 BLS de agua tratada.
- Se bombeó 50 BLS de MCS Spacer.
- Se bombeó 10 BLS de agua tratada.
- Soltó tapón inferior.
- Mezcló y bombeó 232 BLS de lechada de relleno de 13.5

lpg.

- Se bombeó 107 BLS de lehada de cola a 15.8 lpg.
- Soltó tapón superior.
- Desplazi con bombas del taladro con 6192 strokes y

Información del pozo

presión final de 1200 PSI.

- Back Flow 2 BLS.

Calculos cementación seccion 12 1/2" – 9 5/8"	
Lehada de cemento de relleno	
Capacidad 1	0,05809965417 bls/pies
Volumen 1	10 bls
Capacidad 2	0,087050102 bls/pies
Volumen 2	232 bls
Volumen total	242 bls
Sacos	809 sacos de cemento
Lehada de cemento de cola	
Volumen	96 bls
Volumen con exceso	107 bls
Sacos	431 sacos de cemento
Volumen de desplazamiento	696 bls

Tabla VII: Resultado de la lehada sección 9 5/8"

Elaborado por: Apolinario Henry, Lucas Fabricio.

3.3.10. Cementación del Liner de 7".

Los cálculos principales requeridos para un trabajo de cemento son:

Diámetro de la broca (pulg)	8.50		
Diámetro del pozo (pulg)	8.63		
Diámetro externo del liner (pulg):	7.000		
Diámetro interno del liner (pulg):	6.276		
Peso del liner (lb/pie):	26.0		
Grado del liner:	C – 95		
Tipo de rosca del liner:	BTC		
Capacidad del liner (cu ft/ft):	0.2148		
Diámetro del hoyo caliper (pulg):	8.625		
Capacidad anular (cu ft/ft):	0.1385		
Inclinación máxima (°):	0.47		
Gradiente de temperatura (°F/100 pie)	1.30		
Equipos de flotación y accesorios.			
Centralizadores 7"	12		
Kid de suelda líquida	2		
Stpo ring"	24		
Profundidad estimada			
	Relleno		Cola
MD tope (ft)	9262		9600
MD fondo (ft)	9600		10221
TVD fondo (ft)	9194		9845
Profundidad lechada (ft)	9262	9362	10222 10140
Profundidad del collar flotador (ft)	9362 – 778		
Datos para la lechada			
	Relleno		Cola
Rendimiento (cu ft/sk)	1.68		1.39
Requerimiento total de fluido (gal/sk)	8.86		5.95
Agua requerida (gal/sk)	8.83		5.87
Densidad (lb/gal)	13.5		15.8

Elaborado por: Apolinario Henry, Lucas Fabricio.

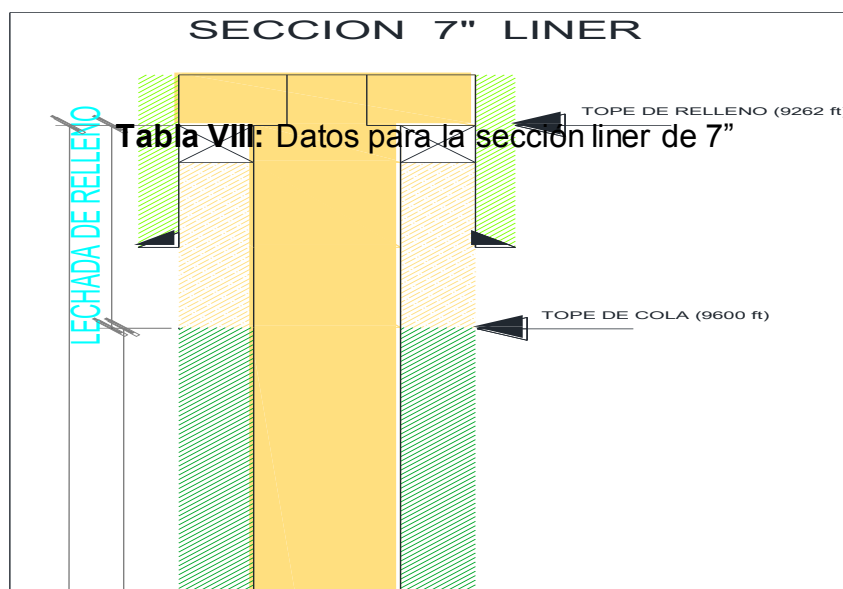


Figura 3 - 4: Diseño del Pozo APOL 62F
Elaborado por: Apolinario Henry, Lucas Fabricio.

3.3.11. Cálculos de volúmenes para cementar Liner de 7".

- Volumen de lechada de relleno.

$$C_6 = \frac{D_{11}^2 - D_{12}^2}{1029.4} = \left[\frac{(8,681)^2 - (5)^2}{1029,4} \right] = 0,05198884884 \text{ bls/ft}$$

$$V_8 = C_6 \times H_8 = 0,05198884884 \times 100 = 5 \text{ bls}$$

$$C_7 = \frac{D_{13}^2 - D_{14}^2}{1029,4} = \left[\frac{(8,681)^2 - (7)^2}{1029,4} \right] = 0,02560691762 \text{ bls/ft}$$

$$V_9 = C_7 \times H_9 = 0,02560691762 \times 188 = 5 \text{ bls}$$

$$C_8 = \frac{D_{15}^2 - D_{16}^2}{1029,4} = \left[\frac{(8,625)^2 - (7)^2}{1029,4} \right] = 0,02466546046 \text{ bls/ft}$$

$$V_{10} = C_8 \times H_{10} = 0,02466546046 \times 56 = 2 \text{ bls}$$

$$V_{total} = V_8 + V_9 + V_{10} = 5 + 5 + 2 = 12 \text{ bls}$$

- Volumen de lechada con exceso

$$V_{ct} = V_{total} + (V_{total} \times \%) = 12 + (12 \times 10\%) = 13 \text{ bls}$$

- Sacos requerido para lechada de relleno

$$S_{xs} = \frac{V_{total} \times 5,615}{R} = \frac{13 \times 5,615}{1029,4} = 53 \text{ sacos de cemento}$$

- Volumen de lechada de cola.

$$C_9 = \frac{D_{17}^2 - D_{18}^2}{1029,4} = \left[\frac{(8,625)^2 - (7)^2}{1029,4} \right] = 0,02466546046 \text{ bls/ft}$$

$$V_{11} = C_9 \times H_{11} = 0,02466546046 \times 622 = 15 \text{ bls}$$

$$C_{10} = \frac{D_{19}^2}{1029,4} = \left[\frac{(6,276)^2}{1029,4} \right] = 0,03826323684 \text{ bls/ft}$$

$$V_{12} = C_{10} \times H_{12} = 0,03826323684 \times 82 = 3 \text{ bls}$$

$$V_{total} = V_{11} + V_{12} = 15 + 3 = 18 \text{ bls}$$

- Volumen con exceso.

$$V_{ct} = V_{total} + (V_{total} \times \%) = 18 + (18 \times 10\%) = 20 \text{ bls}$$

- Sacos requeridos para la lechada de cola.

$$S_{XS} = \frac{V_{total} \times 5,615}{R} = \frac{20 \times 5,615}{1029,4} = 81 \text{ sacos de cemento}$$

- desplazamiento.

$$D_3 = \frac{D_{csg}^2}{1029,4} \times H_2 = \left[\frac{(4,276)^2}{1029,4} \right] \times 9362 = 166 \text{ bls}$$

$$D_4 = \frac{D_{csg}^2}{1029,4} \times H_2 = \left[\frac{(6,276)^2}{1029,4} \right] \times 778 = 30 \text{ bls}$$

$$D_{total} = D_3 + D_4 = 166 + 30 = 196 \text{ bls.}$$

3.3.12. Secuencia operacional.

Se realizó trabajo de cementación según programa de la siguiente forma:

- Probó líneas con 6000 PSI por 10 minutos.
- Bombeó 40 bls de Mud Clean Acid de 9,6 lpg.
- Bombeó 10 bls de agua tratada de 9.6 ppg.
- Bombeó 40 bls de MCS –W Spacer de 11 ppg.
- Bombeó 5 bls de agua tratada de 9.5 ppg.
- Bombeó 20 bls de Sure Bond de 9ppg.
- Bombeó 10 bls de agua tratada de 9.6 ppg.
- Mezcló y bombeó 51 bls de lechada removedora de 13 ppg.
- Mezcló y bombeó 13 bls de lechada de retardadora de 15.8 ppg.
- Mezcló y bombeó 20 bls de lechada de cola de 15.8 ppg.
- Soltó tapón dardo.
- Desplazó con 196 bls de lodo.

Calculos cementación seccion 7”	
Lechada de cemento de relleno	
Capacidad 1	0,05198884884 bls/pies
Volumen 1	5bls
Capacidad 2	0,02560691762 bls/pies
Volumen 2	5 bls
Capacidad 3	0,02466546046 bls/pies

Volumen 3	2 bls
Volumen total	12 bls
Volumen con exceso	13 bls
Sacos	53 sacos de cemento
Lechada de cemento de cola	
Capacidad 4	0,02466546046 bls/pies
Volumen 4	15 bls
Capacidad 5	0,03826323684 bls/pies
Volumen 5	3 bls
Volumen total	18 bls
Volumen con exceso	20 bls
Volumen de desplazamiento 1	166 bls
Volumen de desplazamiento 2	30 bls
Volumen total de desplazamiento	196 bls

Tabla IX: Resultado de la lechada liner de 7"

Elaborado por: Apolinario Henry, Lucas Fabricio.

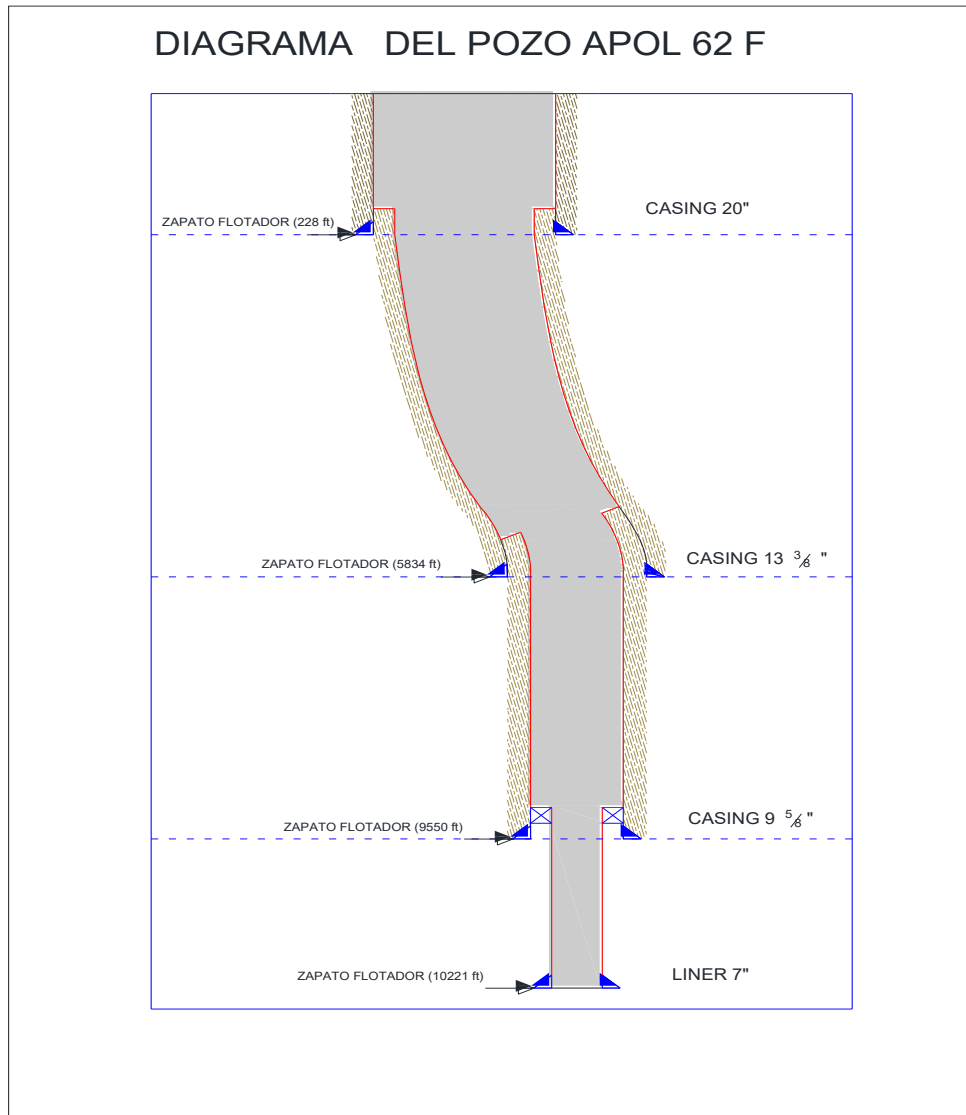


Figura 3 - 5: Esquema del pozo Apol 62F

Elaborado por: Apolinario Henry, Lucas Fabricio.

CAPÍTULO 4

4. Conclusiones y recomendaciones.

4.1. Conclusiones.

1. Para la cementación de un pozo se debe tomar en cuenta los diferentes factores de la ingeniería, la misma que nos prueba la buena completación y la importancia en la vida útil del pozo Apol 62F.
2. La buena circulación nos ayudó a evaluar la tubería y las condiciones de las paredes en el pozo Apol 62F.
3. A mayor valor de exceso, mayor es la cantidad de cemento en el pozo.
4. Las diferentes lechadas de cola, de relleno, de lavado y espaciadores determinaron los volúmenes que se necesitaron para este esquema de cementación en el pozo Apol 62F.

5. Depende mucho el arreglo de las tuberías de revestimiento en las diferentes secciones para la circulación de la cementación hasta la superficie.
6. Analizar el tipo de cementación para obtener los resultados que el cliente requiere en el pozo Apol 62F.

4.2. Recomendaciones.

1. Contar siempre con un plan de contingencia para los diferentes operativos a realizar en el pozo.
2. Optimizar los preflujos y espaciadores que minimicen la aplicación la mezcla de fluido desplazado con el cemento fraguado.
3. Mantener presente las normas seguridad al personal y ambientales a la empresa
4. La buena aplicación de los diferentes preflujos y espaciadores ayudarían que la remoción del lodo sea satisfactoria y mejore la adherencia del cemento.
5. Emplear el buen uso de los materiales en la cementación, la misma que nos garantizó la operación correcta en el pozo.

4.3. Bibliografía.

1. Nelson B. Erick 1991. Manual Well Cementing. Schulmberger Educational Services.
2. Energy Halliburton Cementing Manual.
3. Manual BJ Services. APPLIED CEMENTING – EDC LAR, Nequél Argentina. 2005.
4. Manual APPLIED DRILLING ENGINEERING. Segunda edición – 1991. Adam T. Bourgoyne Jr. Anda Martin E. Chenevert.
5. Manual, Pruebas, Completaciones y Reacondicionamientos de Pozos petrolíferos. Ing. Klever H. Quiroga S. Edición 1991.
6. Manual Cementing SPE. Halliburton Services. Dwight K. Smitn. 1990.
7. Manual Worlds Oil's, Cementing Handbook, By Suman George O. and Ellis Richard C. 1977.
8. Manual El Pozo Ilustrado, Por Guaicaipuro Lameda Montero PDVSA. 2001.
9. Manual denominado ABC DE CEMENTACIÓN Y ESTIUMILACIONES. M.C Armando Gilberto Montiel Merino, y Gil Erwin Montiel Rodríguez 2002
10. Manual BJ Services Diseño de lechada. Por Ken Kenner. 2005