



UNIVERSIDAD CENTRAL DEL ECUADOR

FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA, MINAS, PETRÓLEOS Y AMBIENTAL

CARRERA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

“ANÁLISIS TÉCNICO DE LA CEMENTACIÓN DEL REVESTIDOR SUPERFICIAL DE
POZOS PETROLEROS DEL CENTRO ORIENTE, SEPTIEMBRE 2013”.

JACQUELINE ANDREA AZA FREIRE

MIGUEL ARTURO MENDOZA TERÁN

Trabajo de Grado presentado como requisito parcial para optar el Título de Grado en Ingeniería
de Petróleos

TUTOR

ING. PATRICIO IZURIETA GRANJA

Quito, Febrero, 2014

UNIVERSIDAD CENTRAL DEL ECUADOR

FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA, MINAS, PETRÓLEOS Y AMBIENTAL

CARRERA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

“ANÁLISIS TÉCNICO DE LA CEMENTACIÓN DEL REVESTIDOR SUPERFICIAL DE
POZOS PETROLEROS DEL CENTRO ORIENTE, SEPTIEMBRE 2013”

Trabajo de Grado presentado como requisito parcial para optar el Título de Ingenieros de
Petróleos Grado Académico de Tercer Nivel

NOMBRES Y APELLIDOS DEL AUTOR

JACQUELINE ANDREA AZA FREIRE

MIGUEL ARTURO MENDOZA TERÁN

TUTOR

ING. PATRICIO IZURIETA GRANJA

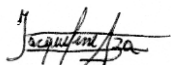
Quito, Febrero, 2014

AUTORIZACIÓN DE LA AUTORÍA INTELECTUAL

Nosotros, JACQUELINE ANDREA AZA FREIRE y MIGUEL ARTURO MENDOZA TERÁN, en calidad de autores de la tesis realizada sobre: “ANÁLISIS TÉCNICO DE LA CEMENTACIÓN DEL REVESTIDOR SUPERFICIAL DE POZOS PETROLEROS DEL CENTRO ORIENTE, SEPTIEMBRE 2013”, por la presente autorizamos a la UNIVERSIDAD CENTRAL DEL ECUADOR, hacer uso de todos los contenidos que nos pertenecen o de parte de los que contienen esta obra, con fines estrictamente académicos o de investigación.

Los derechos que como autores nos corresponden, con excepción de la presente autorización seguirán vigentes a nuestro favor, de conformidad con lo establecido en los artículos 5, 6, 8, 19 y demás pertinentes de la Ley de Propiedad Intelectual y su Reglamento.

Quito, a 28 de Febrero del 2014



Jacqueline Andrea Aza Freire
C.I. 1716420060

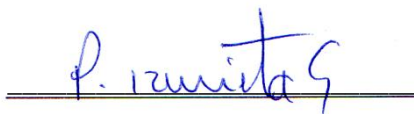


Miguel Arturo Mendoza Terán
C.I. 1003066170

INFORME DE APROBACIÓN DEL TUTOR

En mi carácter de Tutor de Grado, presentado por los señores JACQUELINE ANDREA AZA FREIRE, MIGUEL ARTURO MENDOZA TERÁN para optar el Título o Grado de INGENIEROS DE PETRÓLEOS cuyo título es **“ANÁLISIS TÉCNICO DE LA CEMENTACIÓN DEL REVESTIDOR SUPERFICIAL DE POZOS PETROLEROS DEL CENTRO ORIENTE, SEPTIEMBRE 2013”**, considero que dicho trabajo reúne los requisitos y méritos suficientes para ser sometido a la presentación pública y evaluación por parte del jurado examinador que se designe.

En la Ciudad de Quito a los 05 del mes de Febrero de 2014



Ing. Patricio Izurieta Granja

TUTOR DE TESIS

APROBACIÓN DEL TRIBUNAL

El tribunal constituido por: Ing. Francisco Viteri, Ing. Jorge Erazo, Ing. Carlos Rodríguez. Que la presente tesis denominada: **“ANÁLISIS TÉCNICO DE LA CEMENTACIÓN DEL REVESTIDOR SUPERFICIAL DE POZOS PETROLEROS DEL CENTRO ORIENTE, SEPTIEMBRE 2013”**, ha sido íntegramente elaborada por la señorita Jacqueline Andrea Aza Freire y el señor Miguel Arturo Mendoza Terán, egresados de la Carrera de Petróleos, ha sido revisada y verificada, dando fe de originalidad del presente trabajo. Ha emitido el siguiente veredicto: Se ha aprobado el Proyecto de Tesis para su Defensa Oral.

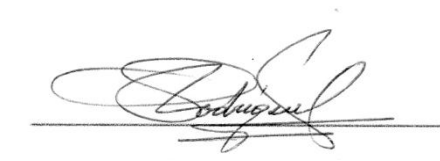
En la ciudad de Quito, a los 28 del mes de Febrero del 2014

Para constancia de lo actuado firman:



Ing. Francisco Viteri

PRESIDENTE DEL TRIBUNAL



Ing. Carlos Rodríguez

MIEMBRO DEL TRIBUNAL



Ing. Jorge Erazo

MIEMBRO DEL TRIBUNAL

DEDICATORIA

Jacqueline Andrea Aza Freire

No existen palabras suficientes para agradecer a mis padres su apoyo, consejos, amor y por ayudarme con los recursos necesarios para estudiar, sobre todo a mi madre por no perder la confianza en mí y por haber fomentado el deseo de superación y el anhelo de triunfo en la vida, sin ustedes no hubiese alcanzado esta meta tan importante.

A mis hermanas por impulsarme en los momentos más difíciles y porque el orgullo que sienten por mí fue lo que me hizo ir hasta el final. A mis sobrinos quienes han sido mi inspiración y felicidad.

A mi tía Carmen quiero darle las gracias por su ayuda incondicional y palabras de aliento a lo largo de todo este tiempo.

A mi compañero de tesis por brindarme su respeto, amistad, haber compartido dificultades y alegrías durante todo el proceso del trabajo de graduación para alcanzar un objetivo en común.

Miguel Arturo Mendoza Terán

A mi madre María Terán por haber luchado siempre por mí y apoyarme en los momentos más duros de mi vida, a mí papá Arturo Mendoza por ayudarme a cumplir mis sueños y a mi querida abuelita Rosita.

A mis hermanos Silvy y Carlis con los cuales hemos compartido momentos buenos y malos.

A mis tíos: Angélica, Vinicio, Eduardo, Teresa, Magdalena, Luis, Cruz por su apoyo infinito.

A Lucía Avilés Ponce por su amor y apoyo incondicional los cuales me ayudaron a seguir adelante siempre.

A mí querido hijo Martín porque con sus locuras me alegraba en cada momento difícil de mi carrera universitaria.

A mi compañera de tesis por ayudarme durante mi vida estudiantil y por ser más que una compañera una amiga con la cual compartimos la responsabilidad de realizar este trabajo.

A mis amigos de la Facultad; Dianita, Gina, Lore, Alex, Roberto y a todos mis compañeros

A la Familia Avilés Ponce por apoyarme y permitirme ser parte de su familia.

AGRADECIMIENTOS

A Dios por habernos permitido culminar nuestra formación académica.

A la prestigiosa Universidad Central del Ecuador, en especial a la Facultad de Ingeniería en Geología, Minas, Petróleos y Ambiental por su valioso aporte en nuestra formación tanto personal como profesional. A nuestros profesores Ing. Iván Bedoya, Ing. Carlos Rodríguez y al Ing. Jorge Erazo.

Un agradecimiento especial a nuestro tutor Ing. Patricio Izurieta por su apoyo incondicional y por su colaboración durante nuestra carrera estudiantil

A la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero que por medio del Departamento de Coordinación de Control Técnico y Fiscalización de Exploración y Explotación de Hidrocarburos y Gas Natural que nos dio la apertura para la realización del presente trabajo de Tesis.

Ing. Marcelo Rosero, Ing. Einstein Barrera.

INDICE GENERAL

RESUMEN	xxi
INTRODUCCIÒN	xxiii
CAPITULO I	1
1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	1
1.1. Enunciado del problema	1
1.2. Enunciado del tema	1
1.3. Descripción del problema.....	1
1.4. Objetivos	2
1.4.1. Objetivo general	2
1.4.2. Objetivos específicos.....	2
1.5. Justificación	3
CAPÍTULO II	4
2. MARCO TEÓRICO	4
2.1. Marco institucional.....	4
2.2. Marco legal	4
2.3. Marco ético	5
2.4. Marco referencial	6
2.4.1. Ubicación del área de estudio	6
2.4.2. Columna estratigráfica	7
2.4.3. Estado Actual	8
2.5. Marco conceptual	8
2.5.1. Tuberías de revestimiento.....	8
2.5.1.1. Tipos de tubería de revestimiento	8
a) Revestimiento conductor	8
b) Revestimiento superficial	9
c) Revestimiento intermedio.....	9
d) Revestimiento de producción	9

e) Liner.....	9
2.5.1.2. Especificaciones de la tubería de revestimiento.....	10
a) Diámetro externo.....	10
b) Espesor de pared.....	11
c) Diámetro interno.....	11
d) Peso.....	12
e) Grado del Acero.....	13
f) Conexiones.....	17
g) Longitud de la junta.....	18
2.5.1.3. Propiedades Mecánicas de la tubería de revestimiento.....	19
a) Resistencia al colapso.....	19
b) Resistencia a la tensión.....	21
c) Resistencia al estallido.....	23
2.5.2. Cementación de pozos.....	23
2.5.2.1. Objetivos de la cementación.....	24
2.5.2.2. Cemento definición.....	24
2.5.2.3. Clasificación de los cementos.....	24
a) Clasificación de los cementos según las normas API.....	25
2.5.2.4. Propiedades físicas de los cementos.....	26
a) Gravedad específica (Ge).....	26
b) Peso volumétrico (PV).....	26
c) Finezas de los granos del cemento.....	26
d) Requerimiento de agua normal.....	27
e) Requerimiento de agua mínima.....	27
f) Densidad de la lechada.....	27
g) Tiempo de fraguado.....	27
2.5.2.5. Equipo de cementación.....	27
a) Equipo de flotación.....	27

b) Equipo de tratamiento	30
c) Equipos para la cementación	31
2.5.2.6. Procedimientos básicos de cementación	32
a) Corriendo tubería de revestimiento	32
b) Circulación de lodo mediante la bomba del equipo de perforación	33
c) Prueba de presión	34
d) Bombeo de lavador y espaciador	34
e) Lanzamiento del tapón inferior	35
f) Mezcla de la lechada	36
g) Bombeo de la lechada inicial	36
h) Bombeo de la lechada de cola	36
i) Lanzamiento del tapón superior	36
j) Desplazamiento de lechadas y tapones con fluidos	37
k) Revisión de los flujos de retorno	39
2.5.2.7. Principios de diseño de cementación de pozos	39
a) Diseño de cementaciones en campo	40
b) Procedimiento de diseño	41
2.5.2.8. Tipos de cementación	47
a) Cementación primaria	47
b) Cementación secundaria o cementación forzada	51
c) Tapones de cemento	52
2.5.2.9. Condiciones óptimas de una cementación	55
2.5.2.10. Fallas de la cementación	56
2.5.2.11. Lechadas de cemento definición	56
2.5.2.12. Propiedades requeridas de una lechada de cemento	57
a) Influencia de la presión y la temperatura del pozo	57
b) Tiempo de bombeabilidad	58
c) Viscosidad y contenido de agua de las lechadas de cemento	58

d) Resistencia del cemento para soportar el casing.	59
e) Agua de mezclado	59
f) Efectos del fluido de perforación y aditivos sobre el cemento.....	60
g) Densidad de la lechada.....	60
h) Pérdidas de circulación.....	61
i) Pérdida por filtrado.....	61
j) Calor de hidratación.	61
2.5.2.13. Aditivos.....	62
a) Aceleradores.....	62
b) Retardadores.....	62
c) Extendedores	62
d) Densificantes	62
e) Dispersantes	62
f) Controlador de filtrado	63
g) Controlador de pérdida de circulación.....	63
h) Aditivos especiales	63
2.5.2.14. Procedimiento para realizar una lechada de cemento.....	63
2.5.2.15. Diseño de una lechada de cemento	64
a) Presión y Temperatura.....	64
b) Cantidad de Cemento	65
c) Caliper.....	65
2.5.2.16. Condiciones a tener en cuenta para el diseño de una lechada de cemento	65
a) Gradiente de fractura de la formación y presión poral	65
b) Temperaturas de fondo de pozo, estáticas y de circulación	66
c) Presiones de fondo de pozo	66
d) Geometría del espacio anular, diámetro de pozo, espacio anular disponible entre Tubería y pozo66	
e) Tipo y propiedades del lodo de perforación	66

f) Caudal de bombeo.....	67
g) Equipos y accesorios para la ejecución del trabajo.....	67
h) Historial de la perforación.....	67
2.5.2.17. Factores que afectan el diseño de una lechada.....	67
a) Rendimiento.....	68
b) Densidad.....	68
c) Tiempo de bombeo.....	68
d) Temperatura.....	69
e) Resistencia a la compresión.....	69
f) Agua para mezcla.....	69
g) Filtrado.....	69
h) Lodo de perforación.....	70
2.5.2.18. Laboratorio de cementaciones.....	70
a) Reología.....	70
b) Tiempo de bombeo.....	71
c) Fuerza compresiva.....	72
d) Agua libre.....	73
e) Pérdida de fluido por filtrado.....	74
2.5.2.19. Problemas más frecuentes en una cementación.....	75
2.5.3. Acuífero.....	75
2.5.3.1. Tipos de acuíferos.....	75
a) Acuíferos libres.....	75
b) Acuíferos confinados, a presión o en carga.....	75
c) Acuíferos semiconfinados.....	76
d) Acuíferos porosos.....	76
e) Acuíferos carstificados y/o fisurados.....	76
2.5.3.2. Nivel Freático.....	77
a) Pozo Sacha 94.....	77

b) PozoSacha 53	79
c) Pozo Sacha 10	81
2.5.3.3. Contaminación de acuíferos	83
2.5.3.4. Leyes	84
a) Ecuador	84
b) Perú	88
c) Nicaragua	92
d) Bolivia.....	94
e) Costa Rica	96
2.6. Hipótesis	98
CAPÍTULO III.....	99
3. NORMAS DE SEGURIDAD INDUSTRIAL Y CONTROL MEDIO AMBIENTAL DE LA CEMENTACIÓN	99
3.1. Normas de seguridad y ambiente.....	99
3.2. Normativa y Procedimientos de seguridad utilizados en la cementación del revestidor superficial.....	100
3.2.1. Procedimientos previos al trabajo de cementación	101
3.2.1.1. Equipos y suministros estándar.....	101
3.2.1.2. Mezcla de material a granel.....	102
3.2.1.3. Carga de vehículos	102
3.2.1.4. Reunión previa al viaje	103
3.2.1.5. Desplazamiento hasta la locación	103
3.2.2. Ejecución del trabajo	104
3.2.2.1. Llegada a la locación	104
3.2.2.2. Armado.....	105
3.2.2.3. Mezcla de fluidos	105
3.2.2.4. Cemento a granel.....	106
3.2.2.5. Preparación de los Equipo	107

a) Accesorios para tubería de revestimiento	107
b) Cabeza de cementación	107
3.3. Planes de contingencia para la contaminación de acuíferos por la perforación de pozos. 108	
CAPÍTULO IV	109
4. DISEÑO METODOLÓGICO	109
4.1. Tipo de estudio	109
4.2. Universo y muestra.....	109
4.3. Técnica.....	110
4.4. Recolección de datos	110
4.5. Procesamiento de datos	111
CAPÍTULO V	112
5. ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE DATOS	112
5.1. Análisis de los resultados de la matriz.....	113
5.2. Cálculos de Cementación	117
5.2.1. Pozo Sacha-363D	117
5.2.1.1. Litología Pozo Sacha-363D.....	117
5.2.1.2. Cálculos de cementación realizada original	123
5.2.1.3. Cálculos de cementación real	126
5.2.2. Pozo Sacha-383H.....	129
5.2.2.1. Litología pozo Sacha-383H.....	129
5.2.2.2. Cálculos de cementación realizada original	132
5.2.2.3. Cálculo de cementación real.....	136
5.2.3. Pozo Sacha-268D	140
5.2.3.1. Litología del Pozo Sacha-268D.....	140
5.2.3.2. Cálculos de cementación realizada original	145
5.2.3.3. Cálculos de cementación real	148
5.2.4. Pozo Sacha-282D	151

5.2.4.1.	Litología Pozo Sacha-282D.....	151
5.2.4.2.	Cálculos de cementación realizada original.....	154
5.2.4.3.	Cálculos de cementación real.....	157
CAPÍTULO VI.....		161
6.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	161
6.1.	Conclusiones.....	161
6.2.	Recomendaciones.....	162
CAPÍTULO VII.....		163
7.	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	163
7.1.	Bibliografía.....	163
7.2.	Webgrafía.....	164
CAPÍTULO VIII.....		168
8.	ANEXOS.....	168
ANEXO A.- GLOSARIO DE TÉRMINOS.....		168
ANEXO B.- MAPA DEL CAMPO SACHA AÑO 2014.....		171
ANEXO C.- MATRIZ DE RECOLECCIÓN DE DATOS.....		173
ANEXO D.- CÁLCULOS DE CEMENTACIÓN.....		175

LISTA DE TABLAS

Tabla 1.- Estado Actual del área de estudio.....	8
Tabla 2.- Tolerancias tuberías de revestimiento no-upset.....	11
Tabla 3.- Tolerancias tuberías de revestimiento no-upset.....	11
Tabla 4.- Tamaño mandriles de prueba	12
Tabla 5.- Grados API para tuberías de revestimiento	13
Tabla 6.- Grados no API para tubería de revestimiento	14
Tabla 7.- Eficiencia de las conexiones	18
Tabla 8.- Rangos de longitud de tubería.....	18
Tabla 9.- Datos de tensión, torsión y resistencia al colapso para tuberías de perforación API ..	22
Tabla 10.- Cálculo de cemento, agua y aditivos	43
Tabla 11.- Información disponible para cálculos fundamentales para cementación de TR´s.....	45
Tabla 12.- Información por calcular la cementación	45
Tabla 13.- Rendimiento según la clase de cemento	68
Tabla 14.- Análisis de muestra de agua. Piscina 1	78
Tabla 15.- Sacha 53 Recurso agua, resultados de laboratorio y correlación con normas ambientales	80
Tabla 16.- Resultados de la muestra de agua, SA 10-S1. 0.25-0.45 m (29-09-04, 16h50).....	82
Tabla 17.- Número de pozos cementados por cada prestadora de servicios.	113
Tabla 18.- Número de pozos cementados o no hasta superficie	114
Tabla 19.- Número de pozos cementados hasta superficie por año	115
Tabla 20.- Pozos no cementados hasta superficie en relación a pozos cementados en el Campo por cada compañía.....	116
Tabla 21.- Litología de Pozo Sacha-363D.....	117
Tabla 22.- Análisis de costos original de la cementación realizada Pozo Sacha-363D.....	125
Tabla 23.- Análisis de costos real de la cementación Pozo Sacha-363D	128
Tabla 24.- Litología de Pozo Sacha-383H.....	129
Tabla 25.- Análisis de costos original de la cementación realizada Pozo Sacha-383H.....	135

Tabla 26.- Análisis de costos real de la cementación Pozo Sacha-383H	139
Tabla 27.- Litología de Pozo Sacha-268D.....	140
Tabla 28.- Análisis de costos original de la cementación realizada Pozo Sacha-268D.....	147
Tabla 29.- Análisis de costos real de la cementación Pozo Sacha-268D	150
Tabla 30.- Litología de Pozo Sacha-383H.....	151
Tabla 31.- Análisis de costos original de la cementación realizada Pozo Sacha-282D.....	156
Tabla 32.- Análisis de costos de la cementación real Pozo Sacha-282D	159

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.- Mapa de Ubicación de la Zona de Estudio.....	6
Figura 2.- Columna Estratigráfica del Oriente Ecuatoriano.....	7
Figura 3.- Marcaje de la tubería	14
Figura 4A.- Código de colores establecidos para grados de acero (API 5CT).....	15
Figura 4B.- Código de colores establecidos para grados de acero (API 5CT).....	16
Figura 5.- Tipos de conexiones	17
Figura 6.- Zapata de revestimiento	28
Figura 7.- Collar Flotador.....	29
Figura 8.- Centralizadores	29
Figura 9.- Raspadores.....	30
Figura 10.- Cabezal de Cementación.....	30
Figura 11.- Tapones	31
Figura 12.- Fluido de perforacion de perforacion circulante	33
Figura 13.- Bombeo del lavador, el espaciador y la lechada de cemento.....	35
Figura 14.- Desplazamiento	38
Figura 15.- Operación concluida	38
Figura 16.- Tubería Macarrón	48
Figura 17.- Programa de entubación habitual	49
Figura 18.- Tapón de desvío.....	53
Figura 19.- Tapón de abandono.....	54
Figura 20.- Tapón por pérdida de circulación.....	54
Figura 21.- Tapón para pruebas de formación.....	55
Figura 22.- Tipos de Acuíferos.....	76
Figura 23.- Ubicación Pozo Sacha 94, piscina 1 y 2.....	77
Figura 24.- Ubicación Pozo Sacha 53, piscina 1 y 2.....	79
Figura 25.- Ubicación Pozo Sacha 10, piscina 1 y 2.....	81

Figura 26.- Porcentaje de pozos cementados vs Compañías prestadoras de servicio.....	113
Figura 27.- Porcentaje de pozos cementados o no hasta superficie.	114
Figura 28.- Número de pozos cementados hasta superficie por año	115
Figura 29.- Pozos no cementados hasta superficie en relación a pozos cementados en el Campo por cada compañía.....	116
Figura 30.- Esquema del pozo Sacha-363D sin cementar hasta superficie.	123
Figura 31.- Diseño programado en pozo Sacha-363D para cementarse hasta superficie.	126
Figura 32.- Esquema del pozo Sacha-383H sin cementar hasta superficie.	132
Figura 33.- Diseño programado en pozo Sacha-383H para cementarse hasta superficie.	136
Figura 34.- Esquema del pozo Sacha-268D sin cementar hasta superficie.	145
Figura 35.- Diseño programado en pozo Sacha-268D para cementarse hasta superficie.	148
Figura 36.- Esquema del pozo Sacha-282D sin cementar hasta superficie.	154
Figura 37.- Diseño programado en pozo Sacha-282D para cementarse hasta superficie.	157
Figura 38.- Comparación de los costos de cuatro pozos Sachas	160

ABREVIATURAS Y SIGLAS

ACI.- American Concrete Institute

API.- American Petroleum Institute

ARCH.- Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

ASTM.- American Society for Testing and Materials

Bls.- Barriles

BC.- Bearden de consistencia

B/D.- Barriles por día

BHA.- Bottom Hole Assembly

BOP.- Blowout Preventer.

CPVEN.- Cementaciones Petroleras Venezolanas

DST.- Drill Stem Test

HAPs.- Hidrocarburos Aromáticos Policíclicos

in.- Pulgada

MD.- Measured Depths

PPM.- Partes Por Millòn

PSI.- Pounds per Square Inch

QHSE.- Quality Health Safety Environment

UC.- Unidades de consistencia

TR.- Tubería de Revestimiento

TVD.- True Vertical Depth

TPH.- Total Petroleum Hydrocarbons (Hidrocarburos Totales de Petróleo)

WOC.- Waiting on cement time

UNIVERSIDAD CENTRAL DEL ECUADOR
FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA, MINAS, PETRÓLEOS Y
AMBIENTAL
CARRERA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

**“Análisis técnico de la cementación del revestidor superficial de pozos petroleros del
Centro Oriente, Septiembre 2013”**

Autores: Jacqueline Aza

Miguel Mendoza

Tutor: Ing. Patricio Izurieta Granja

Septiembre 2013

RESUMEN

Objetivo General: Realizar un análisis técnico de la cementación del revestidor superficial de pozos petroleros del Centro Oriente. **Problema:** Por no tener una cementación hasta superficie del revestidor superficial de pozos petroleros perforados en el Centro Oriente se pueden presentar diversos problemas al pozo como tal y al medio ambiente. **Marco Referencial:** El Centro Oriente se encuentra ubicado al noreste del Ecuador. **Marco Conceptual:** Descripción del proceso de cementación de pozos, equipo de cementación, fallas de la cementación, propiedades requeridas de una lechada de cemento, problemas más frecuentes en una cementación, aguas subterráneas. **Diseño Metodológico:** Criterios de selección de pozos del Centro Oriente que pueden presentar problemas por no tener una cementación hasta superficie del revestidor superficial. **Conclusión General:** Del análisis técnico realizado a los 49 reportes finales de perforación se obtuvo 38 pozos que representan un 69% no tienen cementado completamente hasta superficie su revestidor superficial. **Recomendación General:** Se debe cementar completamente el revestidor superficial hasta superficie para evitar problemas medio ambientales en el futuro.

PALABRAS CLAVES: <Centro Oriente> <Cementación> <Revestidor Superficial>
<Problemas> <Análisis Técnico>.

ABSTRACT

Thesis: "Technical analysis of surface casing cementing in oil wells in Amazon Region Center, September 2013." **General Objective:** Perform a technical analysis of the cementing surface casing in oil wells in Amazon Region Center. **Problematic:** By not having a cementing surface casing to surface in oil wells drilled in Amazon Region Center can present many problems such as the well and the environment. **Context reference:** Amazon Region Center is located in northeastern of Ecuador. **Context:** Description of cementing process in wells, cementing equipment, cementing failures, required properties of cement grout, common problems in groundwater cementing. **Methodology Design** Criteria about selection well in the Amazon Region Center which can present problems by not having a cementing surface casing to surface. **General Conclusion:** Technical analysis to the final 49 reports was obtained drilling 38 wells representing 69% have not fully cemented to surface its surface casing. **General Recommendation:** It must be cementing completely the surface casing to surface, to prevent environmental problems in the future.

KEYWORDS: < Amazon Region Center> <Cementing> <Surface Casing> <Problems> <Technical Analysis>.

INTRODUCCIÓN

El revestidor superficial son tuberías especiales que se introducen en el hoyo perforado y que luego son cementadas para lograr la protección del hoyo y permitir posteriormente el flujo de fluidos desde el yacimiento hasta superficie, las tuberías de revestimiento se fabrican de acero de la más alta calidad y bajo estrictos controles de seguridad en los procesos de fabricación, son del tipo sin costura.

La cementación hasta superficie del revestidor superficial permite la continuación de la perforación del pozo, aislar las zonas de agua superficial y evitar la contaminación de las mismas por el fluido de perforación o por los fluidos del pozo, entre otras funciones. Al no realizar una cementación hasta superficie del revestidor superficial se presentan daños no previstos, los resultados del análisis técnico de la cementación del revestidor superficial de pozos petroleros del Centro Oriente facilitará evidencias a la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero para exigir a las empresas operadoras una práctica más efectiva e inmediata en la cementación del revestidor superficial de los pozos petroleros, logrando con esto mantener la vida productiva estimada de los pozos y proteger las arenas acuíferas debido a que estas proveen de agua dulce a los habitantes del Centro Oriente por medio de pozos de agua.

La elaboración del proyecto se enfoca en:

El capítulo I presenta el problema de investigación, y como el no tener una cementación hasta superficie del revestidor superficial se convierte en la causa de diversos problemas en el Centro Oriente; de esta forma se genera la justificación y objetivos a cumplir.

El desarrollo del marco teórico se realiza en el capítulo II que se fundamenta en el conocimiento empírico, también se enuncia el marco institucional, legal y ético para posteriormente realizar el temario y desglosarlo en subtemas para sustentar y llevar a cabo la investigación.

El capítulo III contiene las normas de seguridad industrial y control medio ambiental para cada procedimiento antes, durante y después de la cementación de pozos petroleros y los planes de contingencia para la contaminación de acuíferos por la perforación de pozos petroleros.

El capítulo IV describe el tipo de estudio a realizarse en el trabajo, conjuntamente con el diseño metodológico que detallan las fuentes, instrumentos y técnicas para la recolección de datos, se usará el programa Excel para ello; se citarán los criterios de inclusión para la selección de los pozos candidatos del Centro Oriente.

El análisis e interpretación de datos se muestra en el capítulo V, en donde se realizará cálculos para determinar la cantidad de sacos que debieron ser utilizados para cementar hasta la superficie el revestidor superficial, para posteriormente determinar la cantidad de sacos faltantes.

En el capítulo VI se procederá a efectuar las conclusiones y recomendaciones en base a los resultados obtenidos, los cuales tienen como finalidad transmitir el conocimiento adquirido y aportar en la toma de decisiones en la cementación del revestidor superficial.

La información bibliográfica citada y consultada, se obtendrá mediante tesis, libros, artículos científicos y revistas que serán expuestas en el capítulo VII.

El capítulo VIII consta de los siguientes anexos: glosario de términos, mapa del Campo Sacha año 2014, matriz para la recolección de datos, cálculos de la cementación.

CAPITULO I

1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1. Enunciado del problema

¿Qué problemas pueden presentarse por la falta de una cementación hasta superficie del revestidor superficial de pozos petroleros perforados en el Centro Oriente?

1.2. Enunciado del tema

“ANÁLISIS TÉCNICO DE LA CEMENTACIÓN DEL REVESTIDOR SUPERFICIAL DE POZOS PETROLEROS DEL CENTRO ORIENTE, SEPTIEMBRE 2013”.

1.3. Descripción del problema

Durante la construcción de un pozo petrolero el proceso de cementación es de vital importancia para el mismo, la cementación hasta superficie del revestidor superficial evita la contaminación de mantos acuíferos que se encuentran a profundidades someras, mantiene el agujero íntegro, evita una probable migración de aceite, agua o gas de alguna arena productora superficial, aísla formaciones no consolidadas, además de permitir la continuación de la segunda etapa de perforación.

El API ha desarrollado especificaciones para la tubería de revestimiento, como las conexiones, características físicas, propiedades de resistencias a los diferentes esfuerzos y procedimientos de pruebas de control de calidad, los diámetros que se usan son de 13 3/8 in y su profundidad de asentamiento 300 ft y 3500 ft dependiendo del área operacional.

Una deficiente operación de cementación ocasionaría consecuencias como incremento de los costos, riesgo de pérdida del pozo, riesgo de impacto ambiental, fuga de gases, grietas que presentan fugas de agua e inseguridad en general.

La Coordinación de Control Técnico y Fiscalización de Exploración y Explotación de Hidrocarburos y Gas Natural de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero ha evidenciado la falta de cementación hasta superficie del revestidor superficial en pozos petroleros del Centro Oriente por lo que no se cumpliría con todos los objetivos de la cementación del revestidor superficial antes expuestos, haciendo necesario un estudio que permita determinar las condiciones no previstas causadas por esta operación, de modo que se pueda tomar medidas para reglamentar las cementaciones del revestidor superficial durante las perforaciones de los pozos petroleros en los siguientes años, ya que existen evidencias de problemas causados al medio ambiente del Centro Oriente por la falta de cementación hasta superficie del revestidor superficial de pozos petroleros.

¿Cómo la cementación hasta superficie del revestidor superficial evitaría problemas al medio ambiente y a los pozos petroleros del Centro Oriente?

1.4. Objetivos

1.4.1. Objetivo general

- Realizar un análisis técnico de la cementación del revestidor superficial de pozos petroleros del Centro Oriente.

1.4.2. Objetivos específicos

- Seleccionar para el estudio a pozos petroleros del Centro Oriente según criterios de inclusión.
- Verificar si el revestidor superficial del Universo, están cementados hasta superficie mediante información de reportes finales de perforación.
- Analizar si la cementación del revestidor superficial se realizó de acuerdo a las normas recomendadas para dicha operación.
- Determinar para la muestra la cantidad de sacos de cemento faltantes para cementar hasta superficie al revestidor superficial.
- Investigar la profundidad a la cual se encuentran los niveles freáticos en el Centro Oriente.
- Averiguar las propiedades mecánicas de la tubería de revestimiento de los pozos que conforman el Universo.

- Estimar el porcentaje de pozos que fueron cementados completamente desde el año 2010 hasta 2013.
- Establecer el porcentaje de trabajos de cementación realizados por cada una de las prestadoras de servicios.
- Detallar las consecuencias de no tener una cementación completa hasta superficie del revestidor superficial.
- Presentar el informe final a los directivos de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.

1.5. Justificación

La Coordinación de Control Técnico y Fiscalización de Exploración y Explotación de Hidrocarburos y Gas Natural de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero es la entidad Pública encargada de supervisar las operaciones de perforación realizadas por empresas operadoras en el Ecuador. En la actualidad existen pozos en los que se ha detectado falencias en el proceso de cementación del revestidor superficial, los cuales no cumplen con las normas de cementación especificadas a nivel mundial.

El presente proyecto de investigación realizó un análisis técnico de la cementación del revestidor superficial el cual ayudará a determinar si fue o no cementado hasta superficie el revestidor superficial de los pozos petroleros del Centro Oriente y si no lo fue buscar la forma de corregir esta mala operación para evitar problemas a los pozos y al medio ambiente. Por consiguiente el proyecto será un aporte práctico para la solución del problema.

CAPÍTULO II

2. MARCO TEÓRICO

2.1. Marco institucional

Misión

Garantizar el aprovechamiento óptimo de los recursos hidrocarburíferos, propiciar el racional uso de los biocombustibles, velar por la eficiencia de la inversión pública y de los activos productivos en el sector de los hidrocarburos con el fin de precautelar los intereses de la sociedad, mediante la efectiva regulación y el oportuno control de las operaciones y actividades relacionadas. (ARCH 2013)

Visión

La ARCH, Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, será reconocida como el garante público de los intereses constitucionales del Estado en el sector hidrocarburífero, gracias a su alto nivel técnico-profesional, a su gestión transparente y a su cultura de servicio y mejoramiento continuo. (ARCH 2013)

2.2. Marco legal

Mediante Registro Oficial No.244 del 27 de Julio de 2010, se publica la Ley de Hidrocarburos, según el Artículo 11 se crea la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, como organismo técnico-administrativo, encargado de regular, controlar y fiscalizar las actividades técnicas y operacionales en las diferentes fases de la industria hidrocarburífera, que realicen las empresas públicas o privadas, nacionales o extranjeras que ejecuten actividades hidrocarburíferas en el Ecuador.

Adscrita al Ministerio Sectorial con personalidad jurídica, autonomía administrativa, técnica, económica, financiera, con patrimonio propio. (ARCH 2013).

2.3. Marco ético

El presente trabajo se realizará en base a la necesidad de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero de tener un instrumento para exigir ciertos procesos en la cementación del revestidor superficial de pozos petroleros. Este trabajo se realizó tomando en cuenta la fragilidad del medio ambiente y no pretende atentar contra el buen vivir de los habitantes del sector. No existe plagio en el presente trabajo y los resultados obtenidos serán para el beneficio del sector de estudio.

2.4. Marco referencial

2.4.1. Ubicación del área de estudio

El área de estudio se encuentra ubicado en la provincia Francisco de Orellana al Nororiente de la Región Amazónica Ecuatoriana, delimitado al Norte por los campos Palo Rojo, Eno, Ron y Vista, al Sur por los campos Culebra-Yulebra, al Este por el campo Mauro Dávalos Cordero y Shushufindi – Aguarico, mientras que al Oeste por los campos Pucuna, Paraíso y Huachito. Tiene una extensión areal de aproximadamente 124 km² (Ver [Anexo B](#)).

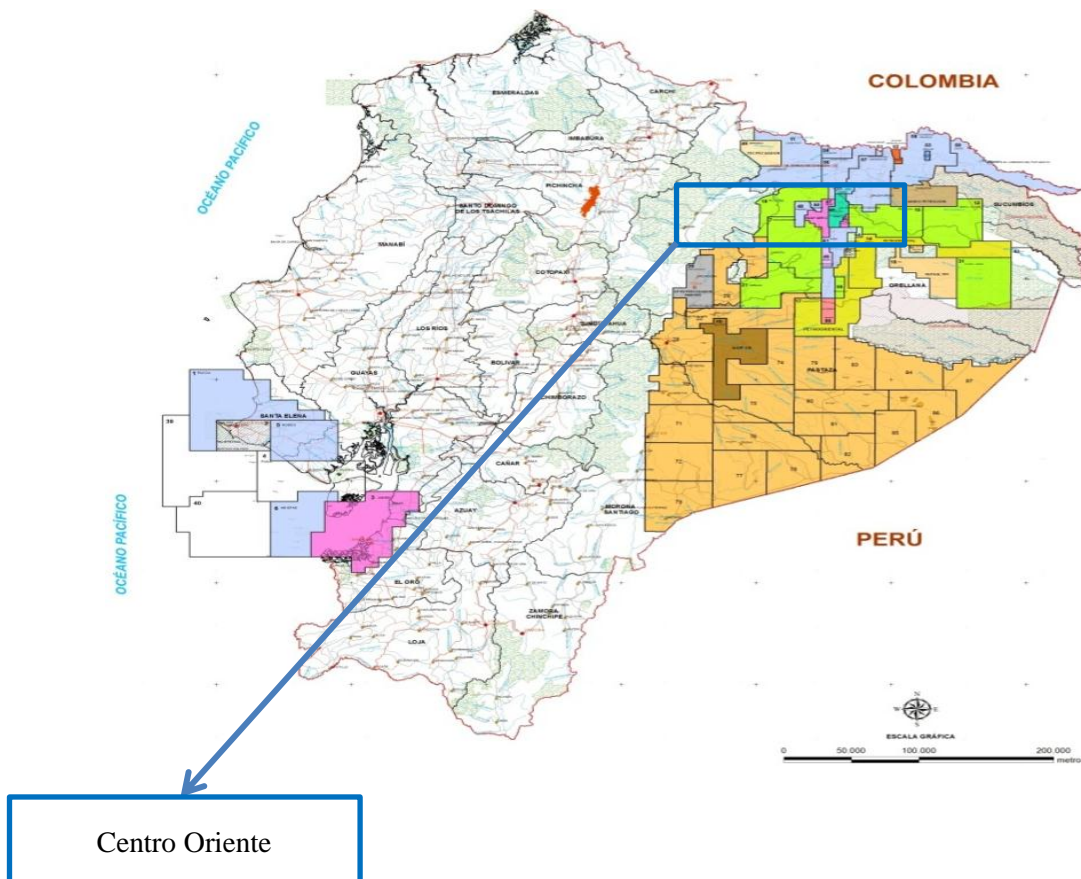


Figura 1.- Mapa de Ubicación de la Zona de Estudio

Fuente.- <http://www.rondasuroriente.gob.ec/ronda-sur-oriente/secretaria-de-hidrocarburos/>

2.4.2. Columna estratigráfica

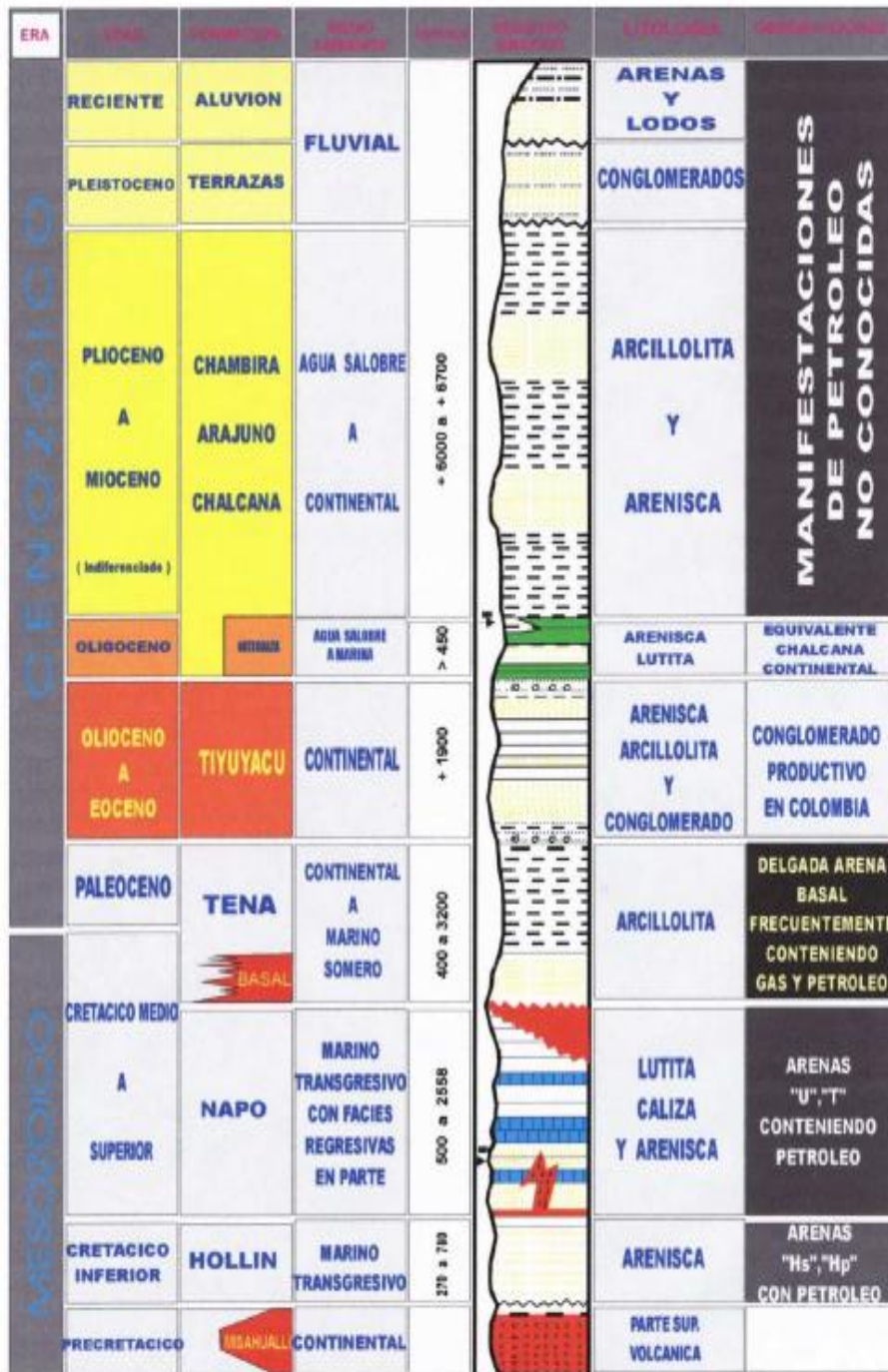


Figura 2.- Columna Estratigráfica del Oriente Ecuatoriano

Elaboración.- Petroproducción

Fuente.- Archivo Campo Sacha, Petroproducción

<http://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/1973/1/CD-2831.pdf>

2.4.3. Estado Actual

El Campo Sacha al 03 de febrero de 2014 tenía una producción diaria de 68 215 barriles por día, crudo de 26.6 grado API promedio y cuenta con:

Tabla 1.- Estado Actual del área de estudio

Pozos	Número
Productores	202
Inyectores y Reinyectores	20
Cerrados	125
Abandonados	10
Total	357

Realizado: Jacqueline Aza y Miguel Mendoza

Fuente: ARCH (03 de febrero de 2014)

En el período Enero - Febrero de 2014 se ha terminado de perforar un nuevo pozo y se estaba perforando tres pozos más, dato obtenido al 03 de febrero de 2014.

2.5. Marco conceptual

2.5.1. Tuberías de revestimiento

Son tuberías especiales que se introducen en el hoyo perforado y que luego son cementadas para lograr la protección del hoyo y permitir posteriormente el flujo de fluidos desde el yacimiento hasta superficie. También son conocidas como: Revestidores, Tubulares, Casing.

2.5.1.1. Tipos de tubería de revestimiento

a) Revestimiento conductor

Es un tubo guía de diámetro grande (16 in a 30 in) que se coloca a profundidades someras, cementada hasta superficie o lecho marino, permite que el lodo pueda tener un nivel suficiente para que pueda regresar a los tanques y evita el desgaste alrededor de la base del taladro.

Cuando se esperan arenas superficiales con gas, este puede servir de conexión para la BOP. La profundidad de asentamiento varía entre 150 ft y 250 ft.

b) Revestimiento superficial

Tiene como objetivo fundamental proteger las formaciones superficiales de las condiciones de perforación más profundas. La profundidad de asentamiento varía entre 300 ft y 3500 ft dependiendo del área operacional y generalmente se cementa hasta superficie.

c) Revestimiento intermedio

Este tipo de revestidor proporciona integridad de presión durante las operaciones de perforación subsiguientes. También se le llama protectora porque protege las formaciones de altos pesos de lodo, con profundidades de asentamiento entre 11000 ft y 12000 ft.

d) Revestimiento de producción

Es la sarta de revestimiento a través de la cual se completa, produce y controla el pozo durante toda su vida productiva y en la cual se pueden llevar a cabo muchas reparaciones y completaciones. Este revestidor se coloca hasta cubrir la zona productiva y proporciona un refuerzo para la tubería de producción durante las operaciones de producción del pozo. Por lo general, no se extiende hasta la superficie y es colgada en la sarta de revestimiento anterior a ella.

e) Liner

Camisa o “liner” intermedia o protectora

Las camisas protectoras o intermedias son sartas que no se extienden hasta la superficie y se cuelgan de la anterior sarta de revestimiento. El propósito de esta sarta es prevenir problemas de pérdida de circulación cuando se requieren altos pesos de lodo. Proporciona la misma protección que el revestidor intermedio.

Camisa o “liner” de producción

Este tipo de tubería se coloca en la sección interior del revestidor de producción. Su uso principal se realiza en pozos exploratorios debido a que se pueden probar las zonas de interés sin el gasto de una sarta completa. Luego si existe una producción comercial de hidrocarburo, se puede conectar la sarta hasta superficie. En la mayoría de los casos se corre con una herramienta especial en el tope del mismo que permite conectar la tubería y extenderla hasta la superficie si se requiere. Normalmente, va colgado a unos 500' por encima del último revestidor cementado hasta la profundidad final del pozo.

Tie back

Los liners de producción generalmente se conectan hasta superficie usando una sarta de revestimiento “tie back” cuando el pozo es completado. Esta sarta se conecta al tope del liner con un conector especial.

El tie back aísla un revestidor usado que no puede resistir las posibles cargas de presión si continúa la perforación, proporcionando integridad de presión desde el tope del liner al cabezal del pozo. También permite aislar un revestimiento gastado que no puede resistir incrementos de presión o aislar revestimientos intermedios en casos de incrementos de producción.

2.5.1.2. Especificaciones de la tubería de revestimiento

El Instituto Americano del Petróleo (API) en su norma API SPEC 5A, ha establecido parámetros que permitan tener unos estándares para la identificación y clasificación de las diferentes tuberías, los cuales se indican a continuación:

a) Diámetro externo

Las sarts de tubería de revestimiento se especifican comercialmente por el diámetro nominal del cilindro, el cual corresponde al diámetro externo (OD) del cuerpo del tubo. El diámetro externo no hace referencia a las roscas cuya medida es importante, ya que determina el tamaño mínimo del hueco en el que puede ser corrida la tubería de revestimiento. La medida del diámetro externo debe estar dentro de las tolerancias establecidas en la norma API SPEC 5A, como se demuestra en la siguiente tabla.

Tabla 2.- Tolerancias tuberías de revestimiento no-upset

Diámetro externo	Tolerancia (pulg)
≥ 4 pulgadas	± 0,031
≤ 4 ½ pulgadas	± 1,00 %

Fuente. Norma API Spec 5A.

Fuente.- <http://repositorio.uis.edu.co/jspui/bitstream/123456789/908/2/142062.pdf>

Para tubería de revestimiento con upset, las tolerancias aplican para el diámetro externo del cuerpo del tubo, inmediatamente detrás del upset como describe la siguiente tabla.

Tabla 3.- Tolerancias tuberías de revestimiento no-upset.

Diámetro externo (pulg)	Tolerancia (pulg)
4,00 – 5,00	+ $\frac{1}{34}$ - $\frac{1}{32}$
5,50 – 8,625	+ $\frac{1}{8}$ - 0,75% D
≤ 9,625	+ $\frac{3}{32}$ - 0,75% D

Fuente. Norma API Spec 5A.

Fuente.- <http://repositorio.uis.edu.co/jspui/bitstream/123456789/908/2/142062.pdf>

b) Espesor de pared

El espesor de la pared influye directamente en las propiedades de la tubería. Durante las operaciones de perforación, reparación y vida productiva del pozo, se puede presentar desgaste mecánico en las paredes de la tubería o desgaste químico por corrosión por lo cual la capacidad de la tubería se verá reducida. Adicionalmente determina el diámetro interno de la tubería de revestimiento.

c) Diámetro interno

La norma API SPEC 5A, describe dos valores de diámetro interno. El primer valor es igual al diámetro externo (OD) menos dos veces el valor nominal del espesor de pared. El segundo valor es definido como el diámetro drift, señala el tamaño máximo que pueda tener una herramienta

para ser bajada al pozo y pasar libremente por la tubería de revestimiento. El API recomienda las dimensiones para los mandriles de prueba como se indica en la tabla siguiente.

Tabla 4.- Tamaño mandriles de prueba

Tamaño de tuberías y liner (pulg)	Tamaño del mandril			
	Longitud		Diámetro mínimo	
	(pulg)	(mm)	(pulg)	(mm)
$\geq 8 \frac{1}{8}$	6	152	ID - $\frac{1}{8}$	ID - 3,18
$9 \frac{1}{8} - 13 \frac{3}{8}$	12	305	ID - $\frac{5}{32}$	ID - 3,97
≤ 16	12	305	ID - $\frac{3}{16}$	ID - 4,76

Fuente. Norma API Spec 5A

Fuente.- <http://repositorio.uis.edu.co/jspui/bitstream/123456789/908/2/142062.pdf>

d) Peso

El API define tres tipos de peso para las tuberías de revestimiento:

- peso nominal
- peso del cuerpo (plain and weight)
- peso coples y roscas (threaded and coupled weight)

Peso Nominal

El peso nominal de la tubería esta expresado en lb/ft o kg/m. Los pesos nominales no son exactos y están basados en el peso teórico calculado de una tubería con roscas y coples de 20 pies de longitud.

Peso del cuerpo

El peso del cuerpo hace referencia, al peso de la junta de tubería de revestimiento sin la inclusión de roscas y coples.

Peso coples y roscas

El peso de coples y roscas, es el peso promedio de junta incluyendo las roscas o un cople en el caso de tuberías acopladas.

e) Grado del Acero

El grado del acero de la tubería de revestimiento está relacionado con el esfuerzo a la tensión del acero del cual está hecho, el grado del acero se designa de acuerdo al API, utilizando letras arbitrariamente que hacen referencia a la composición química, garantizando una única designación para cada grado de tubería y números que hacen referencia a la mínima resistencia a la cedencia del acero en miles de libras por pulgada cuadrada (psi).

Adicionalmente muchos grados de acero no API se encuentran disponibles comercialmente y son ampliamente usados en la industria de perforación. Estos grados de acero son empleados para aplicaciones especiales que requieren alta resistencia a la tensión, resistencia especial al colapso u otras propiedades que pueden hacer el acero más resistente en ambientes con presencia de H₂S. En la tabla 6, se presentan algunos de los grados no API más comunes.

Tabla 5.- Grados API para tuberías de revestimiento

Grado	Mínimo esfuerzo a la cedencia [psi]		Última resistencia a la tensión[psi]	Mínima Elongación (%)
	Mínimo	Máximo		
H40	40.000	80.000	60.000	29,5
J55	55.000	80.000	75.000	24,0
K55	55.000	80.000	95.000	19,5
L80	80.000	95.000	95.000	19,5
N80	80.000	110.000	100.000	18,5
C90	90.000	105.000	100.000	18,5
C95	95.000	110.000	105.000	18,0
T95	95.000	110.000	105.000	18,0
P110	110.000	140.000	125.000	15,0
Q125	125.000	150.000	135.00	14,0

Fuente. CHILINGARIAN, G.V., RAHMAN, S.S. Casing design theory and practice

Fuente.- <http://repositorio.uis.edu.co/jspui/bitstream/123456789/908/2/142062.pdf>

Tabla 6.- Grados no API para tubería de revestimiento

Grado	Mínimo esfuerzo a la cedencia [psi]		Última resistencia a la tensión[psi]	Mínima Elongación (%)
	Mínimo	Máximo		
S80	55.000-75.000	-	75.000	20,0
Mod. N80	80.000	95.000	100.000	24,0
C90	90.000	105.000	120.000	26,0
SS95	75.000-95.000	-	95.000	18,0
SOO95	95.000	110.000	110.000	20,0
S95	92.000-95.000	-	110.000	16,0
SOO125	125.000	150.000	135.000	18,0
SOO140	140.000	165.000	150.000	17,0
V150	150.000	180.000	160.000	14,0
SOO155	155.000	180.000	165.000	20,0

Fuente. CHILINGARIAN, G.V., RAHMAN, S.S. Casing design theory and practice

Fuente.- <http://repositorio.uis.edu.co/jspui/bitstream/123456789/908/2/142062.pdf>

Marcaje

Los productos fabricados con base en estándares internacionales, deben ser marcados por el fabricante de acuerdo a lo especificado en la norma API SPEC 5CT. Esta norma, establece un código de colores para cada uno de los grados de acero existentes, que ayudan a la identificación de las tuberías.

En la figura 3, se muestra un ejemplo del marcaje de la tubería de revestimiento y en la figura 4, se presentan los colores establecidos para el marcaje de cada uno de los grados de acero API.

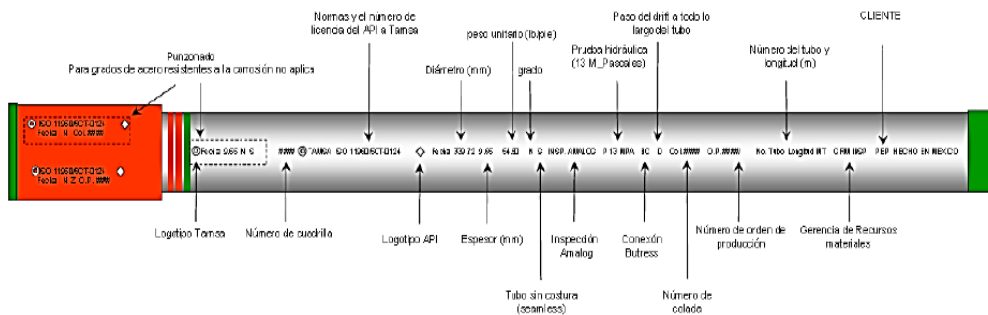


Figura 3.- Marcaje de la tubería

Fuente.- Conceptos sobre las propiedades de las tuberías y normas del API que debe considerar el usuario para su diseño. Tenaris Tamsa


































GRADO DE ACERO	COPLE		TUBO	CODIGO DE COLORES
	COLOR	BANDA	BANDA	
H40	—	—	—	
J55 tubing		—		
J55 casing				
K55		—		
M65 (*)				
N80		—		
L80				
L80 9Cr				
L80 13Cr				
C90 tipo 1		—		

Figura 4A.- Código de colores establecidos para grados de acero (API 5CT)

Fuente.- Manual de uso de casing y tubing TENARIS.

<http://hechoenmexicob2b.com/uploadedimages/15016394/Producto0-espe.pdf>

































GRADO DE ACERO	COPLE		TUBO	CODIGO DE COLORES
	COLOR	BANDA	BANDA	
C90 tipo 2				
T95 tipo 1				
T95 tipo 2				
C95		-		
P110		-		
Q125 tipo 1		-		
Q125 tipo 2				
Q125 tipo 3				
Q125 tipo 4				

Figura 4B.- Código de colores establecidos para grados de acero (API 5CT)

Fuente.- Manual de uso de casing y tubing TENARIS.

<http://hechoenmexicob2b.com/uploadedimages/15016394/Producto0-espe.pdf>

f) Conexiones

La rosca es usada para mantener unidas mecánicamente dos piezas de tubería y deberá mantenerse como un solo elemento. Actualmente en el ámbito de la perforación, se utilizan diferentes tipos de conexiones, por lo que es importante seleccionar de acuerdo a su uso, la conexión más apropiada. La conexión ideal es aquella que es idéntica al cuerpo del tubo, es decir, geoméricamente y en términos de su desempeño mecánico igual. Básicamente una conexión está constituida por dos elementos principales:

- Piñón (pin)
- Caja(box)

El miembro roscado externamente es llamado el pin de tubería o piñón, mientras que el miembro roscado internamente es llamado caja.

El piñón o pin de la tubería puede tener dos tipos de maquinados:

- Non-upset: diámetro externo de la conexión igual al del cuerpo del tubo.
- Upset: el diámetro externo en la conexión es ligeramente mayor al del cuerpo del tubo.

Todas las conexiones API roscadas y acopladas para tubería de revestimiento son no-upset

Tipos de conexiones

Se pueden definir dos tipos de conexiones principales,

- Conexión acoplada
- Conexión integral



Figura 5.- Tipos de conexiones

Fuente.- <http://repositorio.uis.edu.co/jspui/bitstream/123456789/908/2/142062.pdf>

Tabla 7.- Eficiencia de las conexiones

Propiedades	Tipo de conexión			
	Acoplada	Integrales		
		Lisas	Formadas	Recalcadas
Tensión	100 %	60 %	70 %	100 %
Compresión	100 %	60 %	70 %	100 %
Estallido	100 %	100 %	100 %	100 %
Colapso	100 %	100 %	100 %	100 %

Fuente. Conceptos generales de conexiones. Tenaris, Tamsa

Fuente.- <http://repositorio.uis.edu.co/jspui/bitstream/123456789/908/2/142062.pdf>

Clasificación de las conexiones

Las conexiones pueden clasificarse de acuerdo con el tipo de rosca

- API
 - Roscas redondas (Round threads)
 - Roscas buttress (Buttress threads)
 - Roscas extreme line (Extreme line threads)
- Premium

g) Longitud de la junta

Los tramos o juntas de tubería de revestimiento no son fabricados en longitudes exactas. El API en su norma 5CT, especifica tres rangos entre los cuales debe encontrarse la longitud de las tuberías

Tabla 8.- Rangos de longitud de tubería

	Rango	Longitud [pies]		Longitud promedio [pies]		Variación máxima permitida	
		metros	pies	metros	pies	metros	Pies
Tubería de revestimiento y liners	1	4,88 - 7,62	16 - 25	6,25	21	1,83	6
	2	7,62- 10,36	25 - 34	9,01	30	1,52	5
	3	10,36- 14,63	34 - 48	12,55	41	1,83	6
Pup joints	Longitudes: 0,61, 0,91, 1,22, 1,83, 2,44, 3,05 y 3,66 (metros) 2, 3, 4, 6, 8, 10 y 12 (pies) Tolerancia: ± 0,076 (m) ± 3 (pulg)						

Fuente: Norma API SPEC 5CT.

Fuente.- <http://repositorio.uis.edu.co/jspui/bitstream/123456789/908/2/142062.pdf>

2.5.1.3. Propiedades Mecánicas de la tubería de revestimiento

a) Resistencia al colapso

La resistencia al colapso es la condición mecánica de una tubería (aplastada) originada por la aplicación de una carga, superior a su capacidad de resistencia a la deformación.

Definición

Fuerza mecánica capaz de deformar un tubo por el efecto resultante de las presiones externas.

Los colapsos en tuberías de revestimiento y tuberías de producción suelen ser problemas serios, que pueden derivar en la pérdida de un pozo y por lo tanto ocasionar incremento en los costos de operaciones.

Tipos de colapso

- Colapso de cedencia
- Colapso plástico
- Colapso elástico
- Colapso de transición

Factores causales del colapso

Es común atribuir el fenómeno del colapso a una supuesta calidad deficiente de las tuberías. Sin embargo, estudios señalan un conjunto de factores causales, tales como:

- Desgaste de la tubería de revestimiento.
- Desgaste por pandeo helicoidal.
- Incremento de presión exterior por temperatura.
- Depresionamientos inadecuados.
- Cargas geostáticas por formaciones plásticas y actividad tectónica.

Desgaste de la tubería de revestimiento

La magnitud del desgaste en la tubería de revestimiento está relacionada por:

- Mucho tiempo para perforar.
- Altas severidades de la pata de perro.
- Problemas de pegadura.

Al reducir el espesor de la pared de la tubería es posible observar que tienden a reducirse las propiedades mecánicas del tubo.

Desgaste por pandeo helicoidal

Cuando las tuberías de revestimiento no son cementadas hasta la superficie, debe tomarse en cuenta la tensión requerida para asentarla adecuadamente en las cuñas del cabezal. El valor de esta tensión está relacionado con las propiedades mecánicas de la tubería, de los cambios en la densidad y de temperatura de la siguiente etapa de perforación.

En la operación de anclaje deben conocerse el valor de la cima de cemento, determinar la tensión adicional y elongación, en función de los factores que provocan el pandeo helicoidal, los cuales son:

- Cambio en densidad de fluido interno externo.
- Cambio de presiones en la TR interno-externo.
- Cambio de temperatura.

Desgaste por incremento de presión externa por temperatura

Cuando la cementación de la tubería de revestimiento no alcanza la superficie, el fluido de perforación que permanece en la parte exterior, por el paso del tiempo sufre una degradación física de sus fases, separando sólidos de líquidos.

El agua, puede ser sometida a una temperatura que pueda alcanzar valores por arriba de su punto de ebullición, de tal manera que comienza a evaporarse, lo que puede generar un incremento en la presión por el espacio anular, si ésta no es desfogada.

Cuando el pozo está fluyendo, los hidrocarburos ascienden a la temperatura del yacimiento, la cual puede presentar una transferencia de calor a través de la tubería de producción hacia el fluido empacante, el cual, en algunas ocasiones puede alcanzar su punto de ebullición generando vapor. Ahora bien un incremento de presión en el espacio anular, puede alcanzar valores elevados que causan el colapsamiento de la tubería.

Desgaste por depresionamientos inadecuados

Este fenómeno se presenta en las inducciones de pozo, cuando el espacio anular se encuentra con fluido empacante y por el interior de la tubería se maneja un gas a presión. El fenómeno se vuelve crítico especialmente cuando no se manifiestan los hidrocarburos o agua salada, quedando la tubería completamente vacía y sometida a un efecto succión.

Esto se conjuga con los depresionamientos inadecuados, que generan los denominados “golpes de ariete”, incrementando la fuerza exterior y por ende, el colapso.

Un golpe de ariete se genera cuando se abre y se cierra el estrangulador sin tener un control. Se debe de considerar un tiempo de 3 segundos por cada 1000 m de profundidad para esperar la reacción de la presión en el manómetro.

Desgaste por cargas geostáticas por flujo de formaciones plásticas actividad tectónica

Durante la perforación se atraviesan formaciones tales como lutitas, domos arcillosos y domos salinos, etc., cuyos comportamientos químico-mecánicos son francamente plásticos, y ocasionan que la carga geostática se transmita radialmente hacia el pozo, lo cual puede propiciar el colapso de la tubería de revestimiento

b) Resistencia a la tensión

Tensión

La tensión de la tubería es la capacidad que tiene la tubería para resistir su propio peso cuando es introducida. Durante el diseño de las tuberías deberá considerarse un valor adicional de tensión, debido a que durante la introducción pueden presentarse eventos operativos tales como pegaduras, derrumbes, fricciones, etc.

El factor de seguridad comúnmente utilizado en la Industria Petrolera y Geotérmica a la tensión es de 1.8 para conexión API y de 1.6 para conexión Premium.

Resistencia a la tensión

La resistencia a la falla por tensión de una tubería se puede determinar a partir de la cedencia del material y el área de la sección transversal. Se debe considerar la mínima cedencia del material para este efecto. Se define como el esfuerzo axial que se requiere para superar la resistencia del material y causar una deformación permanente.

Tabla 9.- Datos de tensión, torsión y resistencia al colapso para tuberías de perforación API

OD in	Grado	Peso (lb/ft)	Resistencia al colapso (psi)	Resistencia al estallido (psi)	Resistencia a la cedencia *1000 lbs
13 3/8	J-55	54,5	1130	2730	853
		61	1540	3090	962
		68	1950	3450	1069
	C-95	68	2330	5970	4847
		72	2820	6390	1973
	N-80	68	2260	5020	1556
		72	2670	5380	1661
		85	3870	6360	1951
	K-55	54,5	1130	2730	853
		61	1540	3090	962
		68	1950	3450	1069
	L-80	68	2260	5020	1556
		72	2670	5380	1661
	C-90	68	2320	5650	1750
		72	2780	6050	1869
	S-95	72	3470	6390	1973
	T-95	68	2330	5970	1847
		72	2820	6390	1973
P-110	68	2340	6910	2139	
	72	2880	7400	2596	

Fuente.- Manual de cementación Halliburton

Fallas en las juntas y roscas

Las conexiones roscadas o juntas de tuberías son elementos mecánicos con dimensiones geométricas variables que hacen difícil a diferencia de las tuberías establecer una condición de falla en las mismas. Sin embargo, se han detectado diferentes modos de falla en las juntas por efecto de la carga impuesta a continuación se menciona los diferentes tipos de fallas de roscas.

Falla a la tensión

1. Las fallas por tensión ocurren cuando se excede la capacidad de carga del componente más débil de la sarta de perforación. Generalmente es la tubería de perforación en el tope del agujero.
2. Ocasionalmente falla la junta si se le aplica torque por encima de lo recomendado.
3. La carga a la tensión es mayor que la resistencia máxima de tensión.
4. La tubería presenta un cuello junto a la fractura.

Falla por carga axial

Las cargas axiales pueden dividirse en cargas de tensión y cargas compresivas. Las cargas de tensión generalmente son soportadas por la forma de la rosca de la conexión. Mientras que las cargas compresivas, se soportan por la forma de la rosca y por los hombros de paro o por ambos.

Salto de roscas

Es una situación de falla originada por una carga de tensión en la que se presenta una separación de la rosca del piñón o de la caja con poco o sin ningún daño sobre los elementos de la rosca. En caso de una carga compresiva, el piñón se incrusta dentro de la caja.

Fractura

La carga de tensión genera la separación del piñón de la del cuerpo del tubo, que generalmente ocurre en la última rosca enganchada.

Prevención de fallas a la tensión

1. La mayoría de las fallas por tensión se pueden eliminar utilizando un proceso efectivo de diseño y buenas prácticas en las inspecciones.
2. Seleccionar tubería de perforación capaz de soportar las cargas anticipadas más un margen de sobre tensión, más un factor de diseño.
3. Utilizar un sistema de identificación que muestre el peso y el grado.
4. Asegurar que el indicador del peso del equipo de perforación este calibrado correctamente y no excede de la carga a la tensión permitida.

c) Resistencia al estallido

La falla por estallamiento de una tubería es una condición mecánica que se genera por la acción de cargas de presión actuando por el interior de la misma. La resistencia que opone el cuerpo del tubo se denomina resistencia al estallamiento.

2.5.2. Cementación de pozos

Es la operación efectuada en un pozo petrolero donde se mezcla y desplaza una lechada de cemento entre la tubería de revestimiento y la formación expuesta del agujero o revestidores anteriores con el fin de cumplir con los objetivos de la cementación.

Según el manual de Cementación de Pozos CPVEN (1998), define la cementación como un proceso dinámico que consiste en preparar una lechada (mezcla de agua y cemento) con equipos especiales de mezclado para luego bombearla y desplazarla hasta el hoyo abierto o hacia la zona preestablecida.

2.5.2.1. Objetivos de la cementación

- Aislar las aguas de las formaciones productivas.
- Proteger el revestidor de presiones externas (formación).
- Sellar zonas no productivas.
- Proteger la tubería de revestimiento de la corrosión.
- Evitar migración de los fluidos entre diferentes zonas.
- Controlar pérdidas de circulación.
- Sellar zonas de fluidos no deseables.
- Soportar el revestidor.
- Garantizar el aislamiento zonal durante el transcurso de la vida productiva del pozo.

2.5.2.2. Cemento definición

El cemento se conoce como cemento portlan. Es una mezcla de calizas y arcillas pulverizadas a grandes temperaturas, con adición de yeso que al entrar en contacto con el agua, desarrolla la capacidad de unir fragmentos de grava y arena, para formar un sólido único o piedra artificial, conocida con el nombre de concreto hidráulico.

2.5.2.3. Clasificación de los cementos

A nivel internacional existen varios institutos que dictan y estudian especificaciones para la fabricación del cemento, entre ellos están la ACI, ASTM, y el API.

De este grupo el mejor conocido dentro de la industria petrolera es el ASTM, el cual se encarga de los cementos para la construcción, y el API que se encarga de dictar las normas y especificaciones de los cementos, utilizados solamente en pozos petrolíferos y gasíferos.

a) Clasificación de los cementos según las normas API

El API provee las especificaciones que cubre nueve clases de cementos para pozos petrolíferos, designadas como clases A, B, C, D, E, F, G, H y J. Las más utilizadas en el campo petrolero son las clases A y G.

A continuación se describen las clases de cementos comúnmente usados en el proceso de cementación:

Clase A.- usado generalmente para pozos desde superficie hasta 6000 ft, cuando no se requieren propiedades especiales. La relación agua/cemento recomendada es 5.2 gal/sk.

Clase B.- usado generalmente para pozos desde superficie hasta 6000 ft, cuando hay condiciones moderadas a altas resistencia al sulfato. La relación agua/cemento recomendada es 5.2 gal/sk.

Clase C.- usado generalmente para pozos desde superficie hasta 6000 ft, cuando se requieren condiciones de alto esfuerzo. La relación agua/cemento recomendada es 6.3 gal/sk.

Clase D.- usado generalmente para pozos desde 6000 ft hasta 10000 ft, para condiciones moderadas de presión y temperatura. Está disponible para esfuerzos moderados a altos. La relación agua/cemento recomendada es 4.3 gal/sk.

Clase E.- usado generalmente para pozos desde 10000 ft hasta 14000 ft, para condiciones altas de presión y temperatura. La relación agua/cemento recomendada es 4.3 gal/sk.

Clase F.- usado generalmente para pozos desde 10000 ft hasta 16000 ft, para condiciones extremas de presión y temperatura. Está disponible para esfuerzos moderados a altos. La relación agua/cemento recomendada es 4.3 gal/sk.

Clase G y H.- usado generalmente para pozos desde superficie hasta 8000 ft o puedan ser usados con aceleradores o retardadores para cubrir una amplia variedad de rangos de presión y temperatura. La relación agua/cemento recomendada es 5,0 gal/sk.

Clase J.- apropiado para ser usado tal como está elaborado, desde los 12000 pies hasta los 16000 pies de profundidad, bajo condiciones extremadamente altas de presión y temperatura, puede, usarse con aceleradores o retardadores para cubrir un amplio rango de profundidades.

2.5.2.4. Propiedades físicas de los cementos

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

- Ubicación geográfica
- Condiciones del fondo del pozo (Presión y temperatura)
- 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. Algunas de sus propiedades físicas son:

a) Gravedad específica (Ge)

Denota el peso por unidad de volumen, sin tomar en consideración otros materiales, tales como el aire o el agua, es decir el peso en gramos del cemento específicamente; sus unidades g/cm^3 , kg/L , ton/m^3 .

b) Peso volumétrico (PV)

Denota el volumen por unidad de masa. Se toma en consideración el aire contenido entre los granos de cemento; sus unidades g/cm^3 , kg/L , ton/m^3 .

c) Finezas de los granos del cemento

Indica el tamaño de los granos del cemento. Su mayor influencia se da sobre el requerimiento de agua para la preparación de la lechada. Esta característica es un factor determinante, pero no único, para la clasificación de los cementos.

Sus unidades son cm^2/g , m^2/kg . Representa el área expuesta al contacto con el agua y se determina como una función de permeabilidad al aire.

d) Requerimiento de agua normal

Es el agua necesaria para la lechada con cemento solo. Debe dar 11 unidades de consistencia Bearden (Bc) a los 20 minutos de agitarse en el consistómetro de presión atmosférica a temperatura ambiente; se expresa en por ciento por peso de cemento.

e) Requerimiento de agua mínima

Denota el agua necesaria para la lechada de cemento. Debe dar 30 Bc a los 20 minutos de agitarse en el consistómetro de presión atmosférica a temperatura ambiente; se expresa en por ciento por peso de cemento.

f) Densidad de la lechada

Es la relación entre la masa de la lechada de cemento y su volumen, y está en función de la cantidad de agua requerida; sus unidades g/cm^3 , lb/gal , ton/m^3 .

g) Tiempo de fraguado

El tiempo de fraguado es un periodo en el cual mediante reacciones químicas del cemento y el agua conducen a un proceso, que mediante diferentes velocidades de reacción, generan calor y dan origen a nuevos compuestos, estos en la pasta de cemento generan que este endurezca y se ponga fuerte y denso, adquiriendo de este modo una cierta resistencia, este tiempo es de suma importancia debido a que nos permite colocar y acabar el cemento.

2.5.2.5. Equipo de cementación

a) Equipo de flotación

El propósito del equipo de flotación es ser capaz de bombear las lechadas de cemento dentro del pozo. La válvula check, previene el retorno del cemento a la tubería de revestimiento.

Zapata de revestimiento

Se la conoce también como zapato flotador, por lo general son dispositivos cónico, de bola o down jet que son instalados en el fondo de la tubería de revestimiento. La zapata sirve para guiar la tubería en su descenso hasta la profundidad donde se va a cementar. En su parte interna lleva un mecanismo de obturación que actúa como una válvula de un solo paso, la cual no permite que el fluido de perforación en el hoyo entre en la sarta pero sí que el fluido que se ponga en la sarta pueda bombearse hacia el espacio anular.

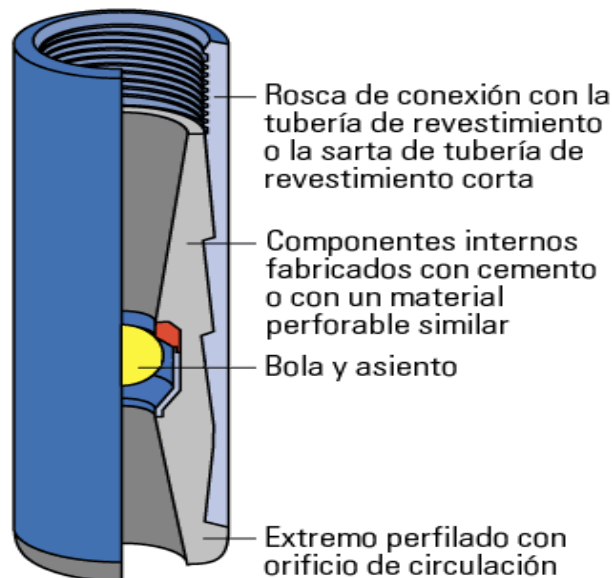


Figura 6.- Zapata de revestimiento

Fuente.- http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/f/float_shoe.aspx

Collar flotador

Usualmente localizado 2 o 3 juntas sobre la zapata y actúa como un alto para los tapones. El collar flotador asegura que habrá cemento, sellando las últimas juntas de la tubería de revestimiento cuando cese el bombeo. Algunos programas de perforación permiten un desplazamiento adicional hasta un máximo de la mitad de la pista de la zapata, en un intento por corregir un error de eficiencia de bombeo y observar un golpe de tapón.

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. Una prueba de flujo es conducida después de bombear, para confirmar el soporte correcto. Cuando se corre la tubería de revestimiento y el flotador prevendrá el flujo de retorno, es usual el tener que llenar periódicamente la tubería de

perforación. En caso de que esto no se haga se podría llegar a colapsar la tubería de revestimiento.

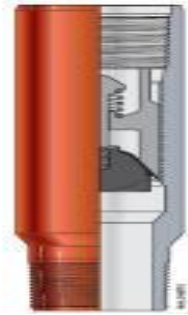


Figura 7.- Collar Flotador

Fuente.- <http://www.halliburton.com/en-US/ps/cementing/casing-equipment/floating-equipment/super-seal-ii-float-collars.page>

Centralizadores

Existen efectos de empuje o desplazamiento del lodo, los centralizadores están sujetos a la tubería de revestimiento utilizando un mecanismo de bisagra o de clavado, mientras que un collar de parada sirve para colocarlos en posición. El espaciado y cantidad de centralizadores depende del ángulo del pozo, de la tubería de revestimiento y del lodo.

Ventajas de la tubería centralizada:

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



Figura 8.- Centralizadores

Fuente.- <http://dc385.4shared.com/doc/vCYS6OOg/preview.html>

Raspadores

Son cepillos de acero que pueden ser sujetos a la tubería de revestimiento y aseguradas con collares de parada. Utilizados para remover físicamente el revoque, lodo gelificado y escombros.



Figura 9.- Raspadores

Fuente.- <http://spanish.alibaba.com/product-gs/casing-scrapers-495492067.html>

b) Equipo de tratamiento

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.

El lanzamiento incluye remover el retén y bombear el tapón adentro del hueco.



Figura 10.- Cabezal de Cementación

Fuente: <http://www.oildrilling.es/5-5-cement-head.html>

Tubería de tratamiento

Esta es una línea de descarga bajo la bomba y el cabezal de cementación, están conectadas por una serie de articulaciones o secciones rectas de tubería de acero de alta presión también conocidas como “Treating Iron”.

Tapones

Son utilizados para separar la lechada de cementación del espaciador o lodo para prevenir la contaminación. En corridas de tuberías de revestimiento largas, los tapones adicionales son bombeados antes y entre el tren de espaciadores para minimizar la contaminación causada por varios regímenes dentro de diferentes espaciadores y para maximizar su efectividad cuando salgan hacia el espacio anular.

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 11.- Tapones

Fuente.- http://www.mego-afek.com/?pageNumber=2&parent_id=2

c) Equipos para la cementación

El equipo usado para la entrega de los materiales de cementación en los pozos varía acorde a la locación. Varios son los tipos de transportes plataformas de tierra, son camiones o semitrailers generalmente usados para operaciones en tierra, y si son locaciones remotas se transporta en camiones, helicópteros, aviones, barcos, etc.

Sobre las bolsas de entrega, el cemento es usualmente combinado, el equipo puede ser usado en la transferencia, incluso botellas de carga neumática, elevador mecánico de tornillo o sistemas

combinados. Esos sistemas de transferencia pueden también ser usado para cargar aditivos secos.

El volumen de cemento es almacenado en silos neumáticos o atmosféricos. El sistema de traslado es disponible para mover cemento de un silo a otro o a la licuadora (blender), o a la unidad de camino o al bote suministro.

Cuando el sistema de transferencia es neumático, varios silos son conectados permanentemente para guardar tiempo y operación.

El cemento y aditivos secos son usualmente combinados en un tanque licuadora (blender) neumática, 10 a 20 Ton de capacidad, en la planta central de material de carga. El material de carga son usualmente aire soplado, y tales materiales son vertidos entre el tanque a través de una tolva localizada en la parte superior.

Tales aditivos también pueden ser vertidos entre las botellas neumáticas de 1 a 2 ton de capacidad y entonces soplada entre el tanque de mezcla. El aire presurizado es suministrado por uno o más compresores.

El volumen de materiales es cargado primero entre el tanque de mezcla por los pesos. Una pila en peso es permanentemente, integrada entre la estructura del tanque, tales aditivos son cargados al final. El aire presurizado está entre los 35 psi y es inyectado a través de boquillas entre la masa de los materiales hasta que una mezcla completa se realice. Entonces la mezcla es transferida neumáticamente a un contenedor de volumen de material para ser entregado en el pozo.

2.5.2.6. Procedimientos básicos de cementación

El proceso incluye los siguientes pasos:

a) Corriendo tubería de revestimiento

La tubería de revestimiento se corre en el pozo tramo por tramo; las conexiones se realizan mediante llaves de potencia.

Durante el proceso de introducción de la tubería de revestimiento, podría ocurrir algo que afectara de forma negativa al trabajo de cementación.

Una vez corrida, la tubería de revestimiento se asienta sobre el fondo o justo encima del fondo.

Cuando el revestimiento alcanza la profundidad deseada, hay que realizar unas conexiones especiales en el cabezal de pozo: este proceso es lo que se llama conexión niplear.

Según la locación y el cliente, la cuadrilla de cementación puede estar presente en el lugar antes de la introducción de la tubería de revestimiento o durante el proceso, o bien puede acudir una vez que se haya completado la inserción de la tubería, cuando se está circulando el lodo de perforación antes de la cementación.

b) Circulación de lodo mediante la bomba del equipo de perforación

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 en el pozo, con el fin de acondicionar el lodo y lavar el pozo. Este proceso recibe el nombre de acondicionamiento de lodo.

Acondicionar el lodo significa conseguir que fluya sin problemas. Si no se lleva a cabo el acondicionamiento del lodo, el paso de fluido por el anular puede verse dificultado por la presencia de sectores con lodo gelificado.

El acondicionamiento consiste en circular el lodo, que baja por la tubería de revestimiento, y retorna por el anular. En el tramo superior de la tubería de revestimiento puede instalarse una reducción de circulación; a veces, también se usa una cabeza de cementación.

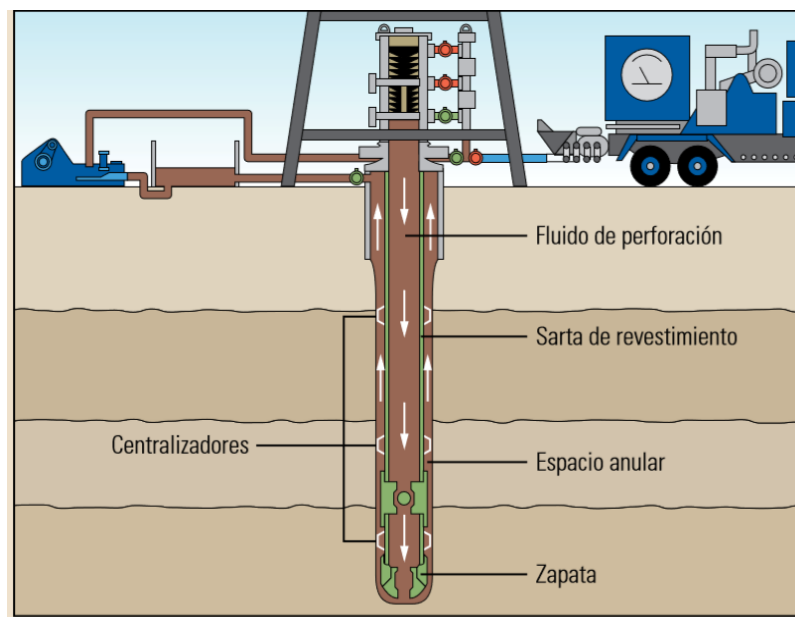


Figura 12.- Fluido de perforación de perforación circulante

Fuente.-

http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish12/sum12/define_cement.pdf

c) Prueba de presión

Antes de iniciar la cementación, se debe hacer una prueba de presión a las líneas de tratamiento de alta presión que van desde la unidad de cementación hasta el pozo. Se debe reparar cualquier fuga que se detecte y repetir la prueba de presión hasta conseguir el resultado adecuado. Los resultados de la prueba de presión deben registrarse y documentarse en un gráfico.

Las pruebas de presión se realizan tal y como se indica a continuación:

Paso 01.- Arme las líneas desde la unidad de cementación a la conexión del pozo.

Paso 02.- Rellene la unidad de cementación y las líneas de cemento con agua para llenar todas las líneas.

Paso 03.- Cierre la válvula del cabezal de pozo y asegúrese de que no haya nadie cerca de las líneas.

Paso 04.- Aumente la presión hasta el nivel predeterminado haciendo que la unidad bombee agua.

Paso 05.- Mantenga la presión durante 5 minutos y compruebe si hay fugas.

Paso 06.- Libere la presión y ajuste las válvulas para llevar a cabo la mezcla y bombee el cemento.

Paso 07.- Inicie el trabajo.

d) Bombeo de lavador y espaciador

Antes de bombear la lechada de cementación, por lo general, se bombea un lavador químico o un espaciador densificado, o ambos, para que actúen como buffer entre el fluido de perforación y el cemento. 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 turbulencia 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 fluidos de perforación del anular antes de inyectar la lechada de cementación.

Los lavadores y espaciadores se preparan antes del trabajo de cementación y se bombean antes de empezar la mezcla del cemento.

e) Lanzamiento del 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 que el cemento ya está en posición fuera de la tubería de revestimiento.

Hay dos tapones. El primero, el tapón inferior, es hueco y tiene una membrana de caucho en la parte superior. Esta membrana estalla cuando el tapón llega a la parte superior del collar de flotación, en la zona inferior de la sarta de revestimiento, y se aplica presión diferencial.

El tapón inferior se lanza desde la cabeza de cementación antes de bombear la lechada de cementación por la tubería de revestimiento, y su misión es mantener separada la lechada del lodo y limpiar el interior de la tubería de revestimiento. El tapón inferior se carga en la cabeza de cementación, que está instalada en la parte superior de la tubería de revestimiento. En algunos casos, el tapón superior se carga en la cabeza de cementación también en esta fase.

Antes de bombear el cemento, se llevan a cabo los siguientes procesos: las válvulas de la cabeza de cementación se colocan en la posición correcta, el mecanismo de lanzamiento del tapón se activa y, por último, se bombea algo de fluido para empujar el tapón limpiador desde la cabeza hacia la tubería de revestimiento. Un testigo colocado en la cabeza de cementación indica el lanzamiento. Las válvulas de la cabeza de cementación se vuelven a colocar en su posición para la cementación, y puede iniciarse la mezcla y el bombeo de la lechada de cementación.

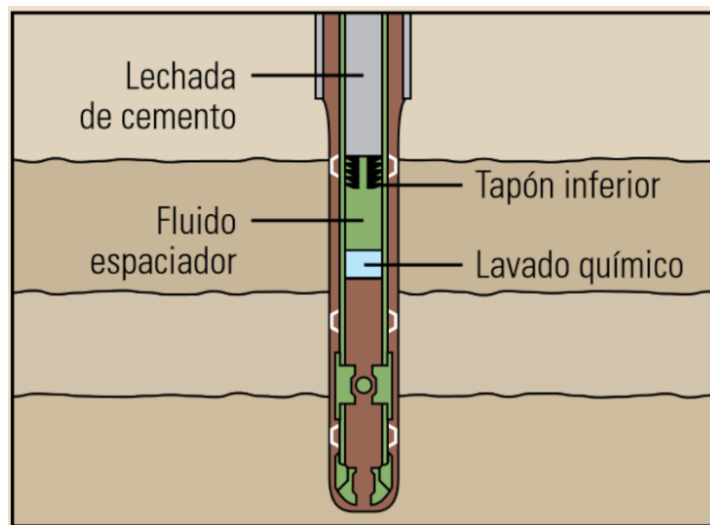


Figura 13.- Bombeo del lavador, el espaciador y la lechada de cemento

Fuente.-

http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish12/sum12/define_cement.pdf

f) Mezcla de la lechada

La lechada de cementación se forma combinando cemento seco, agua y los aditivos necesarios en un mezclador. Este proceso puede realizarse en continuo o por baches. El fluido de mezcla puede prepararse antes o al vuelo mediante un sistema de aditivos líquidos. En algunas locaciones, los aditivos se mezclan en seco con el cemento.

g) Bombeo de la lechada inicial

La lechada inicial es un tipo de lechada de baja densidad y alto rendimiento diseñada 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. Su densidad es superior a la del fluido de perforación y menor que la de la lechada de cola.

h) 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. Es esencial que la lechada de cementación tenga la densidad correcta para que sus propiedades sean las deseadas.

i) Lanzamiento del tapón superior

El segundo tapón limpiador de cementación se denomina tapón superior y es sólido. 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.

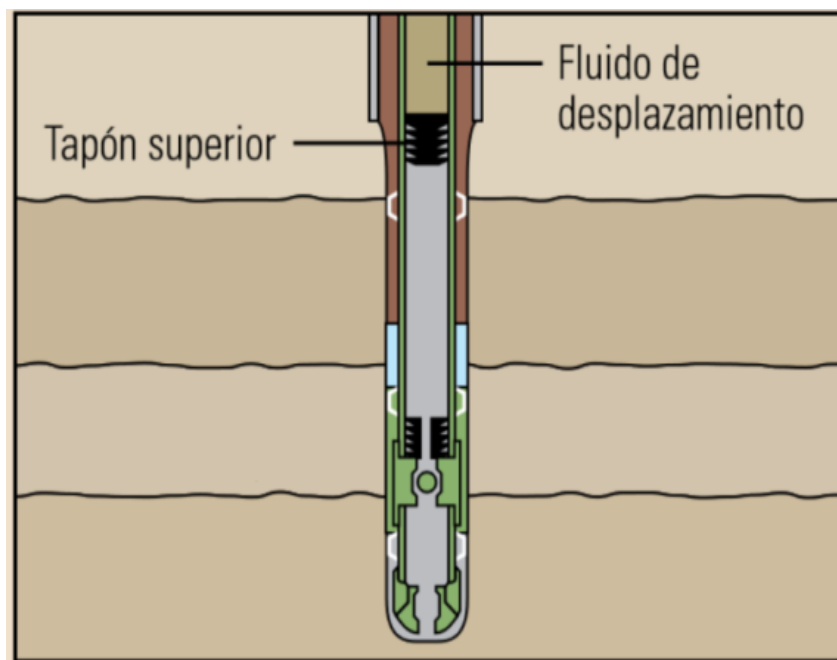
Una vez que la lechada ya se ha bombeado en la tubería de revestimiento, el tapón superior se lanza desde la cabeza de cementación.

Cuando se ha inyectado la lechada de cola, se para el bombeo y, a continuación, las válvulas de la cabeza de cementación se cambian de posición para permitir bombear un fluido que empuje el tapón superior desde la cabeza de cementación.

j) Desplazamiento de lechadas y taponos con fluidos

A continuación, las lechadas de cementación y los taponos limpiadores se bombean 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. Las lechadas de cementación se encuentran en el espacio anular y en el recorrido de la zapata. 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. Si este flujo de retorno continúa, significa que hay fugas en el collar de flotación.



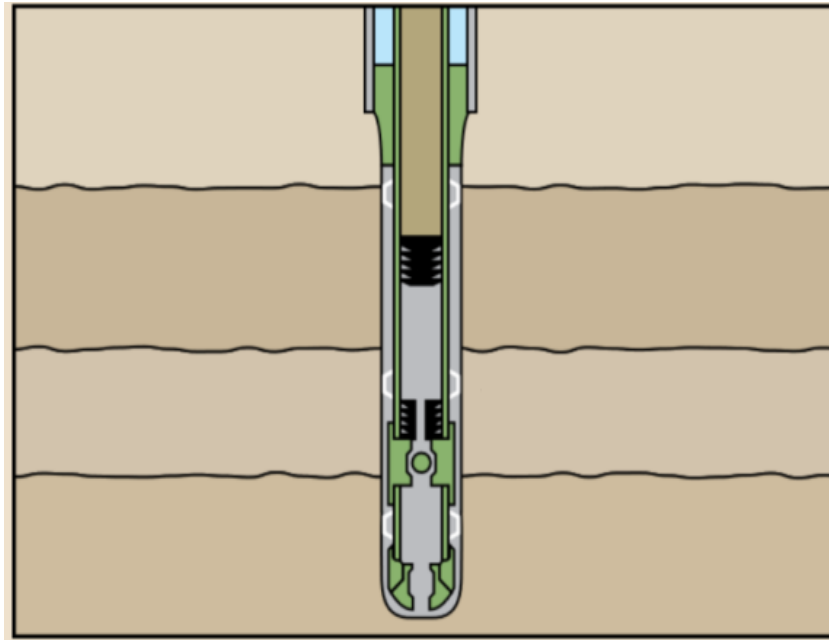


Figura 14.- Desplazamiento

Fuente.-

http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish12/sum12/define_cement.pdf

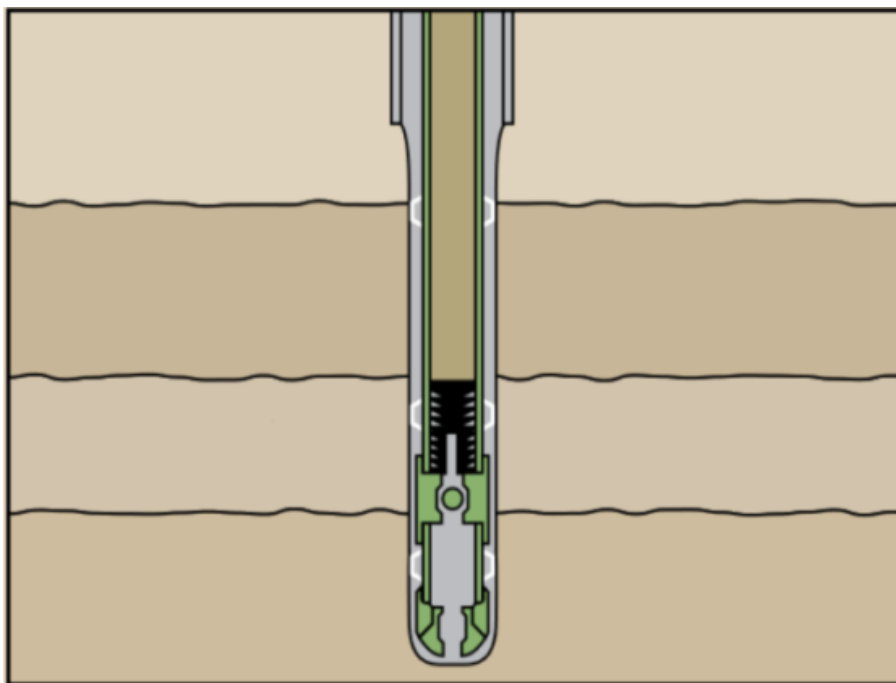


Figura 15.- Operación concluida

Fuente.-

http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish12/sum12/define_cement.pdf

k) Revisión de los flujos de retorno

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 esta 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, dejarán que vuelvan de dos a cinco barriles y luego se interrumpirá el flujo. Si este flujo de retorno continúa, significa que el collar de flotación tiene algún defecto.

2.5.2.7. Principios de diseño de cementación de pozos

Como sabemos, en las operaciones de perforación de pozos, la información es parte esencial para una buena cementación. La planeación de gabinete permite predecir el comportamiento mediante la simulación de la cementación del pozo. La información que se requiere es la siguiente:

- Definir el objetivo particular de la operación.
- Recopilar información del pozo:
 - Estado mecánico.
 - Historia de perforación.
 - Diseño de TR (Memoria de cálculo).
 - Programa de introducción de TR (accesorios, combinaciones, centralizadores).
- Registros:
 - Calibración y desviación con temperatura de fondo del agujero.
 - Información litológica.
- Cálculos correspondientes.

Información de laboratorio.

La información básica de laboratorio se refiere a los diseños de la lechada, en función de la tubería que se va a cementar.

Cemento

Diseño de lechada que va a utilizarse en el pozo. Para hacerlo se deben considerar parámetros reológicos en función del fluido de control de la perforación, valor de filtrado, agua, tiempo de bombeo y resistencia a la compresión, de acuerdo con los diseños de laboratorio.

Frentes de limpieza

Normalmente se bombean dos tipos: un frente lavador y un frente espaciador con la finalidad de lavar y de acarrear los sólidos que genera la barrena. El frente lavador normalmente tiene densidad de $1.0 \text{ [g/cm}^3\text{]}$ y el del frente espaciador dependerá de la densidad que tenga el fluido de control que se tenga en el pozo.

De tal manera que los frentes reúnen requisitos como: tipo, volumen, densidad y compatibilidad con el fluido de control y con la lechada.

Materiales

Los materiales utilizados en la cementación de las tuberías de revestimiento son similares a los empleados en las tuberías superficial, intermedia y de explotación. Éstos dependen de la tubería que se va a cementar.

a) Diseño de cementaciones en campo

Para comenzar el diseño de una cementación en gabinete, es fundamental la obtención de información y aplicar la metodología de forma adecuada; los datos requeridos para el diseño son:

- Características del pozo:
 - Tipo de operación.
 - D = Diámetro promedio de agujero [in].
 - H = Profundidad del agujero [ft].
 - T_e = Temperatura estática de fondo [$^{\circ}\text{F}$].
 - Ángulo de desviación, en grados con respecto a la vertical.
 - Punto de desviación [ft].
 - Manifestación de flujo de agua dulce, salada, sulfurosa, gas, aceite, a la profundidad de [ft].
 - Pérdida de circulación, moderada, parcial, total, a la profundidad de [ft].
 - ρ_{fc} = Densidad de control [lb/ft^3].
 - ρ_r = Densidad equivalente de fractura [lb/ft^3].

- Características de la tubería a cementar:
 - D= Diámetro [in].
 - Gr=Grado.
 - W= Peso [lb/ft].
 - Zapata tipo a la profundidad [ft].
 - Cople tipo a la profundidad [ft].
 - Centrales: cantidad, marca, disposición en las zonas de interés.
 - Cople de cementación múltiple: a la profundidad de [ft].
 - Colgador T.R. corta a la profundidad de [ft].
 - Conector complemento de T.R. corta, tamaño, profundidad [ft].
 - DTP = Diámetro de tubería de perforación [in], peso [lb/ft].
- Tubería anterior:
 - D=Diámetro [in].
 - Gr=Grado.
 - W=Peso [lb/ft].
 - H=Profundidad [ft].
- Características del fluido de perforación:
 - Base del fluido.
 - ρ = Densidad [lb/ft³].
 - Viscosidad [cp].
 - Punto de cedencia [lb/100 ft²].
- Información adicional:
 - Cima del cemento [ft].
 - Zonas de interés localizadas [ft].
 - Características de las bombas para efectuar el desplazamiento (las del equipo de perforación o las del equipo de cementación).
 - Número de etapas, con la profundidad [ft] de la cima de cemento de cada etapa.

b) Procedimiento de diseño

Obtención del diámetro promedio del agujero.

El diámetro promedio del agujero se define por medio de un registro de calibración reciente del pozo que se va a cementar. Se consideran secciones en donde predomine cierto diámetro o dividiendo en secciones cortas de igual longitud, determinando en cada sección un diámetro

promedio o predominante. Otro procedimiento es tomar el diámetro de la barrena y adicionar un porcentaje de exceso que variará en función del tipo de formación del 10 al 50%, para rocas compactas a poco consolidadas, respectivamente.

Cálculo del volumen de lechada para cementación primaria

El volumen de la lechada es una función directa de la geometría del pozo, del diámetro de la tubería que se va a cementar y de la longitud de espacio anular por cubrir. Con el diámetro promedio del pozo, determinado de acuerdo con el punto anterior, y el diámetro externo de la tubería que se va a cementar, se puede calcular la capacidad del espacio anular por unidad de longitud, por medio de la fórmula:

$$\text{Volumen (bls)} = \frac{[D_{\text{agujero}}^2 [\text{in}^2] - D_{\text{Tub.Ext.}}^2 [\text{in}^2]]}{1029,4} * h[\text{ft}]$$

Dónde:

h.- Longitud del espacio anular por cubrir [ft]

En el caso de otra tubería cementada con anterioridad en la sección que se cubrirá con cemento, se debe emplear para el cálculo el diámetro interno de la tubería ya cementada y el diámetro externo de la tubería por cementar y así calcular el volumen correspondiente a esta parte.

También se obtienen estos valores empleando una tabla de volúmenes de las compañías de servicio. Con la capacidad del espacio anular entre tubería de revestimiento y agujero por unidad de longitud (o cualquiera de las capacidades que a continuación se citan) se aplica la siguiente fórmula para determinar el volumen en la longitud que se desea cubrir con cemento:

$$\text{Volumen [bls]} = \text{Capacidad E. A.} \left[\frac{\text{bls}}{\text{ft}} \right] * \text{Long. a cubrir [ft]}$$

En los casos en donde se aplique un porcentaje de exceso de lechada para compensar la falta de uniformidad del diámetro del pozo, el porcentaje se aplica únicamente al volumen de lechada calculado del espacio anular entre tubería a cementar y el agujero descubierto.

Además se calcula el volumen de lechada que queda dentro de la tubería de revestimiento, del cople a la zapata, empleando la siguiente fórmula:

$$\text{Volumen [bls]} = \text{Capacidad Int. T. R.} \left[\frac{\text{bls}}{\text{ft}} \right] * \text{Long. entre cople y zapata [ft]}$$

En muchos casos, el cemento cubre toda la longitud del agujero y un traslape entre la tubería por cementar y la última tubería cementada, como es el caso de la cementación de tuberías de

revestimiento cortas. Algunas tuberías superficiales se cementan hasta la superficie; otras superficiales e intermedias se cementan en parte de la longitud entre tuberías. En estos casos el volumen de lechada entre tuberías, se debe calcular con el diámetro interior de la tubería cementada con anterioridad y el diámetro exterior de la tubería por cementar, con la siguiente fórmula:

$$\text{Volumen [bls]} = \text{Capacidad entre Tub.} \left[\frac{\text{bls}}{\text{ft}} \right] * \text{Long. a cubrir [ft]}$$

El volumen de lechada por emplear es la suma de los volúmenes calculados, según el caso.

Definición de la densidad de la lechada

La densidad de la lechada debe ser, invariablemente, un poco mayor que la densidad del fluido de perforación para mantener el control del pozo.

La densidad del fluido de perforación está directamente ligada a la presión de fractura de la formación y a la existencia de zonas de presión anormal o existencia de zonas débiles, por lo cual, la densidad de la lechada no puede diferir drásticamente de este juego de presiones. La diferencia de densidades entre la lechada de cemento y el fluido de perforación generalmente está en el orden de 0.1 a 0.4 [g/cm³].

Cálculo de cemento, agua y aditivos

La cantidad de cemento idónea para obtener el volumen de lechada necesario, se calcula sobre la base del rendimiento que se obtiene de cada saco de cemento. Se debe considerar el diseño por medio de un balance de materiales, como se presenta en el siguiente ejemplo:

Si la densidad del fluido de perforación es igual a 1.70 [g/cm³] y la temperatura estática del fondo, es mayor de 100 [°C], se emplea una densidad de lechada de 1.93 [g/cm³].

Tabla 10.- Cálculo de cemento, agua y aditivos

Material	Peso [kg]	Agua [L]	Rendimiento [L/sk]
Cemento H	50	38%---19	15.8
Harina de sílice [35%]	17.5	40%---7	6.6
Suma de agua	26	26	26
Total			48.4

Fuente.-

<http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/1790/Tesis.pdf?sequence=1>

Del balance anterior, se desprenden los siguientes parámetros:

$$\text{Densidad} = \frac{\text{Peso}}{\text{Volumen}} = \frac{93.5 \text{ kg}}{48.4 \text{ L}} = 1.93 \left[\frac{\text{g}}{\text{cm}^3} \right]$$

$$\text{Rendimiento} = 48.4 \text{ [L/sk]}; \text{ Agua} = 26 \text{ [L/sk]}$$

Cálculo del requerimiento de materiales

Suponiendo que se deseara tener un volumen de lechada de 90,000 [L] con características apropiadas para obtener un flujo turbulento o poder desplazar al mayor gasto posible.

Empleando los datos de la lechada a usar, determinados en el balance de materiales se tiene:

$$\# \text{sacos de cemento} = \frac{\text{Vol. lechada [L]}}{\text{Rend.} \left(\frac{\text{L}}{\text{sk}} \right)} = \frac{90000 \text{ [L]}}{48.4 \left(\frac{\text{L}}{\text{sk}} \right)} = 1860 \text{ [saco]}$$

$$\text{Peso de cemento} = 1,860 \text{ [saco]} \times 50 \text{ [kg/saco]} = 93,000 \text{ [kg]} = 93 \text{ [ton]}$$

$$\text{Harina sílica} = 1,860 \text{ [saco]} \times 17.5 \text{ [kg/saco]} = 32,550 \text{ [kg]} = 32.55 \text{ [ton]}$$

$$\text{Agua de mezcla} = 1,860 \text{ [saco]} \times 26 \text{ [L/saco]} = 48,360 \text{ [L]} = 48.36 \text{ [m}^3\text{]}$$

Volumen de los frentes lavador y separador

El objetivo principal de emplear un frente lavador es dispersar el lodo de perforación del espacio anular. Para lograrlo se incorpora al flujo el fluido floculado que se encuentra depositado en regiones del anular en donde no exista circulación. Si no se centra la tubería que se va a cementar, o si se desprende gran parte de la película de lodo, generalmente la densidad del frente lavador es igual a la del agua o muy próxima. Otros de los objetivos de emplear un frente separador es levantar el lodo dispersado por el frente lavador eliminándolo del espacio anular por cubrir con cemento, en función a su viscosidad; también separar el fluido de perforación de la lechada de cemento, ya que su incompatibilidad normal puede originar alta viscosidad e, inclusive, un problema de fraguado prematuro o de no fraguado, dependiendo de la base del lodo, de las sales que contenga y del porcentaje de contaminación.

Cálculos fundamentales para cementación de TR's

Partimos de la información con la que se cuenta antes de la realización de la operación.

- Información disponible:

Tabla 11.- Información disponible para cálculos fundamentales para cementación de TR's

Densidad del Fluido de Control	ρ_{fc} [g/cm ³]
Densidad del Acero	$\rho_{ac} = 7.85$ [g/cm ³]
Densidad del Cemento	ρ_c [g/cm ³]
Grado de la Tubería	Gr
Peso de la Tubería	WTR [lb/pie]
Longitud por grado de la tubería	LTR [ft]
Capacidad de la tubería de revestimiento	CTR [L/m]

Fuente.-

<http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/1790/Tesis.pdf?sequence=1>

- Información por calcular:

Tabla 12.- Información por calcular la cementación

Factor de Flotación	FF	
Peso Teórico de la tubería	WT	[lb]
Peso Físico de la tubería	WF	[lb]
Volumen de la lechada	Vlc	[L]
Volumen de agua de mezcla	Va	[L]
Volumen de desplazamiento	Vd	[L]
Tiempo de desplazamiento	T	[min]
Gasto de desplazamiento	Q	[L/emb]
Presión diferencial	Pd	[kg/cm ²]

Fuente.-

<http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/1790/Tesis.pdf?sequence=1>

Volumen de lechada (Vlc).

Se aplica la siguiente ecuación:

$$Vlc[L] = \text{Cemento}[\text{ton}] * 20 * \text{Rendimiento} \left[\frac{L}{\text{saco}} \right]$$

Cálculo del volumen de agua requerida para mezclar el cemento (Va).

Se aplica la siguiente ecuación:

$$Va[L] = \text{Cemento}[\text{ton}] * 20 * \text{Agua necesaria} \left[\frac{L}{\text{saco}} \right]$$

Cálculo del volumen de desplazamiento (Vd).

Se toman en cuenta las diferentes capacidades de la TR y se utiliza la siguiente ecuación:

$$Vd[L] = \text{CTR} \left[\frac{L}{m} \right] * \text{LTR}[m]$$

Dónde:

CTR.- Capacidad de la TR [L/m].

LTR.- Longitud de la TR hasta el cople flotador [m].

Como el volumen que se va a desplazar es muy grande en estas tuberías, es necesario reducir el tiempo de desplazamiento para evitar un problema de fraguado prematuro. Por lo tanto, se debe desplazar con la bomba del equipo y calcular el tiempo de desplazamiento [T].

Tiempo de desplazamiento (T).

Utilizando la siguiente ecuación:

$$T[\text{min}] = \frac{Vd}{Q * \text{epm} * \text{Ef}}$$

Dónde:

Vd.- Volumen de desplazamiento [L].

Q.- Gasto de la bomba [L/emb].

epm.- Número de emboladas por minuto.

Ef.- Eficiencia [%].

2.5.2.8. Tipos de cementación

a) Cementación primaria

La cementación primaria es una técnica que consiste en colocar cemento entre el espacio anular y desplazarlo entre la tubería y la formación, asegurando un sello completo y permanente.

Objetivos de las cementaciones primarias

- Proporcionar aislamiento entre las zonas del pozo que contiene gas, petróleo y agua.
- Soportar el peso de la propia tubería de revestimiento.
- Reducir el proceso corrosivo de la tubería de revestimiento con los fluidos del pozo y con los fluidos inyectados de estimulación.
- Evitar derrumbes de la pared de formaciones no consolidadas.

El reto principal es obtener sellos hidráulicos efectivos en las zonas de interés que tienen fluidos a presión. Para lograrlo es indispensable mejorar el desplazamiento del lodo de perforación del tramo de espacio anular que se va a cementar consiguiendo así una buena adherencia sobre la cara de la formación y de la tubería de revestimiento, sin canalizaciones en la capa de cemento y con un llenado completo.

Cementación por encima

Si el objetivo es cementar hasta la superficie y no se consigue, bien sea por pérdidas o por bombeo de un volumen de cemento insuficiente, será necesario llevar a cabo una “cementación por encima”, con el fin de que el cemento alcance la superficie. Para esta operación se utiliza un tubo de diámetro externo pequeño.

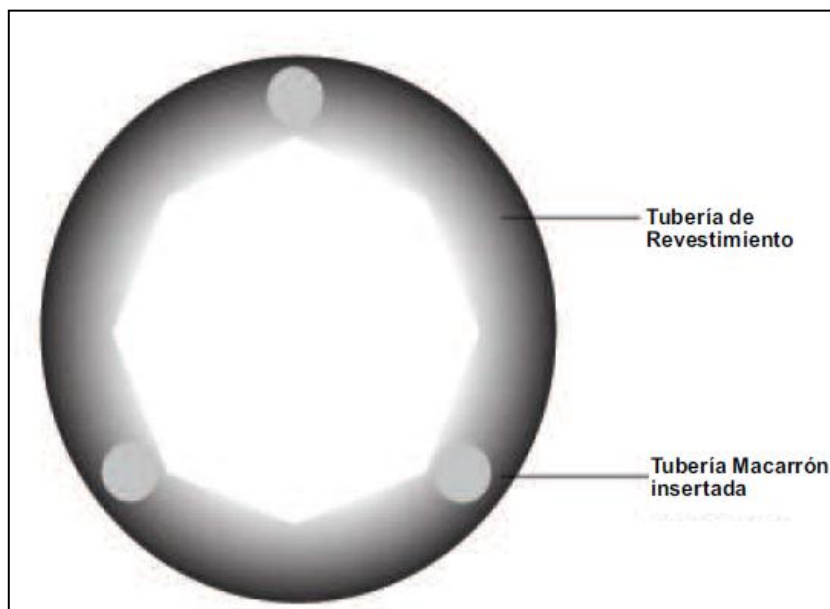


Figura 16.- Tubería Macarrón

Fuente.- https://www.e-seia.cl/archivos/Anexo_2__Procedimiento_de_Cementacion.pdf

En el anular se pueden introducir de dos a cuatro de estas tuberías; de este modo, la lechada de cementación se puede bombear y llenar el espacio anular. Los trabajos de cementación por encima se realizan en profundidades que suelen oscilar entre los 250 y 300 pies.

Cementación de tuberías de revestimiento

La cementación de pozos se realiza de diferente forma para cada tipo de tubería, debido a las condiciones mecánicas que presentan los diferentes tipos, el objetivo principal es presentar la secuencia operativa que se debe seguir en las cementaciones de las tuberías con el fin de mejorar la eficiencia en la operación de campo, disminuir los problemas que se presenten, teniendo siempre en mente los aspectos ambientales y económicos.

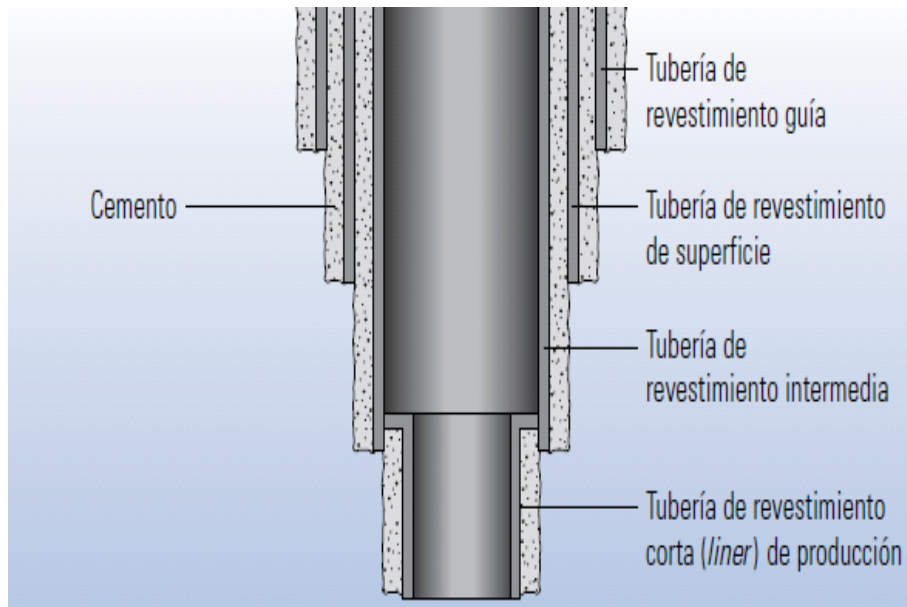


Figura 17.- Programa de entubación habitual

Fuente.-

http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish12/sum12/define_cement.pdf

Cementación de tuberías superficiales

La principal función de la cementación en las tuberías superficiales, es aislar formaciones no consolidadas y evitar la contaminación de mantos acuíferos que se encuentren a profundidades someras, mantener el agujero íntegro y evitar una probable migración de aceite, agua o gas de alguna arena productora superficial, además de permitir la continuación de la segunda etapa de perforación.

En esta etapa se instalan los preventores para el control del pozo y tiene la particularidad de que existe un bajo gradiente de fractura, por lo que se debe tener mucho cuidado en el diseño de la lechada y así evitar pérdidas de circulación y daño a la formación o acuíferos que puedan existir cercanos al pozo.

Las bajas temperaturas de la formación, retardan los tiempos de fraguado del cemento, además por las condiciones deleznable del agujero, se dificulta la obtención de una eficiente remoción de lodo, al cemento se le agrega acelerador, no requiere la utilización de baches lavadores ni espaciadores y no utiliza accesorios para la cementación.

El diámetro externo de estas tuberías suele oscilar entre 9 5/8 pulgadas y 20 pulgadas para profundidades de entre 100 y 5.000 pies.

La tubería de revestimiento de superficie tiene tres objetivos primordiales:

- Llevar el cemento hasta la superficie
- Cementar la zapata y la zona circundante para desarrollar resistencia a la compresión rápidamente y minimizar así el tiempo de perforación.
- Crear un recorrido de zapata eficaz que permita llevar a cabo la prueba de integridad de presión/límite sin necesidad de realizar trabajos de cementación de reparación.

Para compensar la dificultad que implica determinar el diámetro exacto del agujero abierto, se utilizan excesos de lechada de entre el 50% y el 100%.

La cementación a través de tubería de perforación es la técnica más utilizada. El tiempo de perforación se reduce, se ahorra cemento el cemento se mezcla y bombea hasta que aparece en la superficie y se consiguen trabajos de mejor calidad menos riesgo de canalización y contaminación.

El tipo de lechada que se suele emplear es la lechada inicial y la lechada de cola. Las formulaciones de estas lechadas presentan las siguientes características:

- La lechada inicial es una lechada extendida de baja densidad y con alto rendimiento. Ayuda a reducir el costo y las posibilidades de pérdida.
- La lechada de cola es una lechada con cemento puro con un acelerador que contribuye a reducir el tiempo de espera para el fraguado del cemento (WOC) y que sirve como soporte de la tubería de revestimiento en la zapata.

Cementación de tuberías intermedias

Esta tubería es indispensable para mantener la integridad del pozo al continuar con la perforación. Sus rangos de diámetro varían de 6 5/8 in a 13 3/8 in y su profundidad de asentamiento varia de 984 a 15088 [ft]. Generalmente es la sección más larga de las tuberías en el pozo y van corridas hasta la superficie, por lo que los preventores deben instalarse en estas tuberías para continuar perforando las siguientes etapas.

Las tuberías intermedias normalmente son empleadas para cubrir zonas débiles que pueden ser fracturadas con densidades de lodo mayores, que son necesarias al profundizar el pozo y así evitar pérdidas de circulación, también aíslan zonas de presiones anormales y la cementación puede ser realizada con una sola lechada o con dos diseños si el gradiente de fractura y el pozo así lo requieren.

Los tipos de lechada de cementación utilizados dependen de las necesidades del cliente y de las condiciones del agujero en esta sección del pozo. Las más utilizadas son la lechada inicial extendida y la lechada de cola con cemento puro.

- Las lechadas iniciales llevan un agente extensor y/o un aditivo ligero y, muchas veces, también un retardador y un aditivo para la pérdida de fluido.
- Las lechadas de cola pueden estar diseñadas con un retardador y, muchas veces, también con un dispersante y un aditivo para la pérdida de fluido. En algunos casos, cuando el cemento se va a utilizar para controlar ciertas zonas problemáticas (por ejemplo, zonas salinas y zonas de migración de gas) se utilizan aditivos especiales.

Cementación de tuberías de explotación

Se considera que la sarta de explotación es el propio pozo y la profundidad de asentamiento de esta tubería es uno de los principales objetivos. Esta tubería tiene como función aislar los yacimientos de hidrocarburos de fluidos indeseables y ser el revestimiento protector de la sarta de producción y otros equipos utilizados en el pozo.

En la cementación de esta sarta de tubería se deben tener minuciosos cuidados debido a la calidad exigida y a los atributos requeridos para considerarse como una operación exitosa. El aislamiento eficiente de esta tubería nos permite efectuar apropiadamente tratamientos de estimulación necesarios para mejorar la producción del pozo.

Los tipos de lechada de cementación utilizados dependen de las necesidades del cliente y de las condiciones del agujero en esta sección del pozo. Se suele utilizar una sola lechada de cementación o lechada inicial extendida y lechada de cola pura:

- Las lechadas iniciales llevan un agente extensor y/o un aditivo ligero y, muchas veces, también un retardador y un aditivo para la pérdida de fluido.
- Las lechadas de cola pueden llevar un retardador y, muchas veces, también un dispersante y un aditivo para la pérdida de fluido.

b) Cementación secundaria o cementación forzada

La cementación forzada es la operación donde se inyecta cemento a presión hacia el espacio anular a través de los disparos previamente realizados en la tubería de revestimiento, esta acción se usa como medida correctiva de la cementación primaria cuando esta no fue exitosa o en diversas reparaciones.

Para la cementación forzada existen tres tipos a diferentes presiones:

- Cementación a presión con bombeo continuo o intermitente
- Cementación a presión con rompimiento de formación e inyección de la lechada en el interior de la fractura provocada.
- Cementación a presión sin romper la formación, formando depositaciones de cemento con base en la construcción, de baja permeabilidad en las zonas de inyección.

Los dos principales clasificaciones de los diferentes trabajos de cementación forzada son: squeeze de baja presión, cuando el tratamiento de la presión de fondo de pozo se mantiene por debajo de la presión de la formación; squeeze de alta presión, cuando el orificio inferior supera la presión de fracturamiento de la formación.

Objetivos de la cementación secundaria

- Reparar trabajos de cementación primaria deficientes.
- Reducir altas producciones de agua y/o gas.
- Reparar filtraciones causadas por fallas del revestidor.
- Abandonar zonas no productoras o agotadas.
- Sellar zonas de pérdidas de circulación.
- Proteger la migración de fluido hacia zonas productoras.

c) Tapones de cemento

Los tapones de cemento son volúmenes de lechada que se colocan en el agujero o en el interior de la tubería de revestimiento, con una técnica balanceada de volumen relativamente pequeño de cemento a través de una tubería de perforación, de producción, o con auxilio de herramientas especiales, en una zona determinada. Su finalidad es proveer un sello contra el flujo vertical de los fluidos o proporcionar una plataforma o soporte para el desvío de la trayectoria del pozo.

Objetivos de los tapones de cemento

- Sirven para taponar parcial o totalmente un pozo.
- Ayudan a desviar la trayectoria del pozo arriba de un pescado o para inicio de perforación direccional.
- Es una solución a los pozos con alta pérdida de circulación.
- Se usan como protección durante operaciones especiales.
- Abandono de intervalos agotados o invadidos.

Tipos de tapones

Tapón de desvío

Durante las operaciones de perforación direccional puede ser difícil alcanzar el ángulo y dirección correctos cuando se perfora a través de una formación suave. Es común colocar un tapón de desvío en la zona para alcanzar el objetivo y curso deseado. Además cuando una operación de pesca no se puede llevar a cabo por diferentes motivos, la única solución disponible para alcanzar el objetivo del pozo es el desvío por arriba del pez

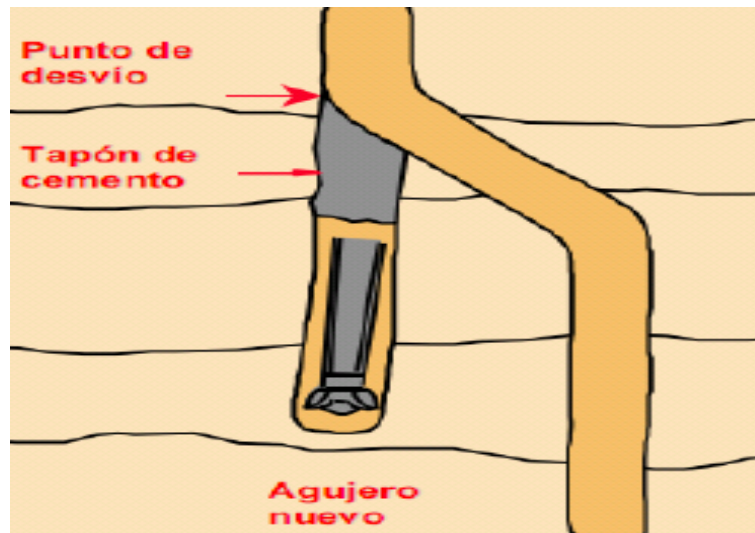


Figura 18.- Tapón de desvío

Fuente.-

<http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/1790/Tesis.pdf?sequence=1>

Tapón de abandono

Cuando se requiere abandonar un pozo y prevenir la comunicación entre zonas y la migración de fluidos que pueden contaminar los mantos acuíferos, se colocan varios tapones de cemento a diferentes profundidades. Los pozos productores de presionados también se abandonan con tapones de cemento.

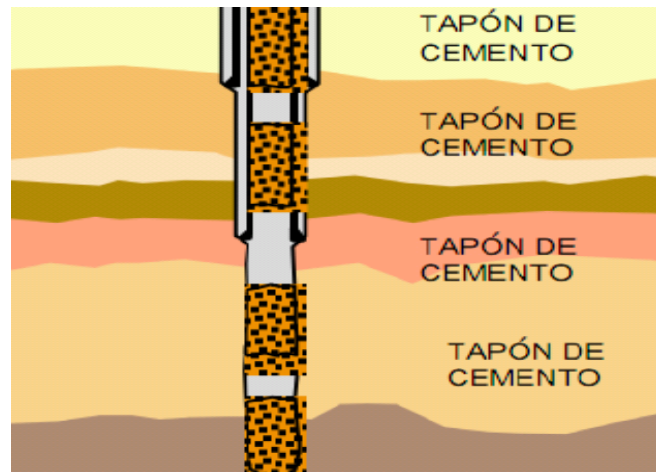


Figura 19.- Tapón de abandono

Fuente.-

<http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/1790/Tesis.pdf?sequence=1>

Tapón por pérdida de circulación

La pérdida de fluido de circulación puede ser detenida si se coloca correctamente un tapón de cemento frente a la zona de pérdida. Aunque la lechada se puede perder, también puede endurecer y consolidar la formación. Un tapón de cemento también se puede colocar encima de una zona para prevenir su fractura debido a presiones hidrostáticas que pueden desarrollarse durante la cementación de una tubería de revestimiento.

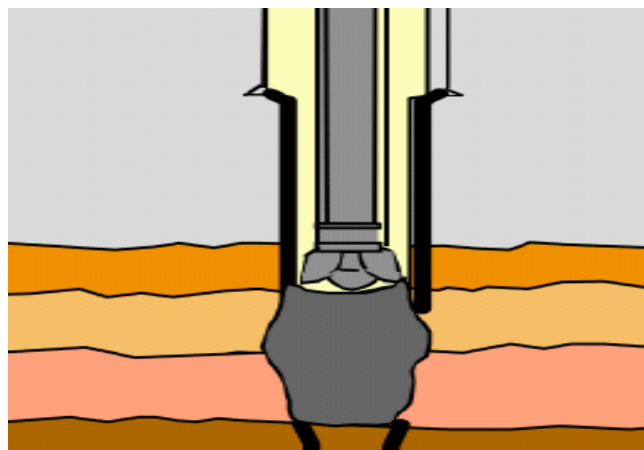


Figura 20.- Tapón por pérdida de circulación

Fuente.-

<http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/1790/Tesis.pdf?sequence=1>

Tapón para pruebas de formación

Cuando se tiene programada una prueba de formación y por debajo del intervalo por probar existe la presencia de una formación suave o débil, o que pueda aportar a la prueba fluidos indeseables, se colocan tapones de cemento para aislar la formación por probar, siempre y cuando sea impráctico o imposible colocar un ancla de pared. Esto permite evitar el fracturamiento de la zona débil.

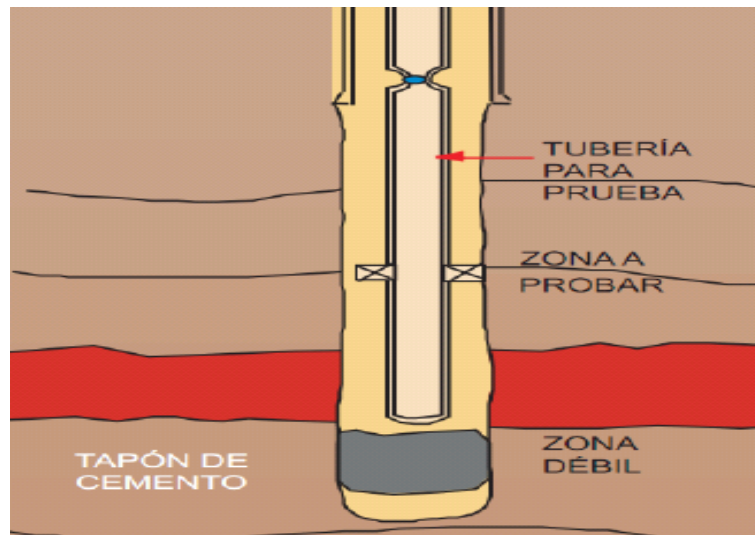


Figura 21.- Tapón para pruebas de formación

Fuente.-

<http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/1790/Tesis.pdf?sequence=1>

2.5.2.9. Condiciones óptimas de una cementación

- Tener la densidad apropiada.
- Ser fácilmente mezclable en superficie.
- Tener propiedades reológicas óptimas para remover el lodo.
- Mantener sus propiedades físicas y químicas mientras se está colocando.
- Debe ser impermeable al gas en el anular, si estuviese presente.
- Desarrollar esfuerzo lo más rápido posible una vez que ha sido bombeado.
- Desarrollar una buena adherencia entre revestidor y formación.
- Tener una permeabilidad lo más baja posible.
- Mantener todas sus propiedades bajo condiciones severas de presión y temperatura.

2.5.2.10. Fallas de la cementación

Las cementaciones de los pozos pueden fallar, por las siguientes razones:

- Contaminación del agua de mezcla con materiales orgánicos o inorgánicos.
- Temperaturas de circulación de fondo de pozo (BHCT) estimadas incorrectamente.
- Falta de homogeneidad de la mezcla entre cementos y aditivos.
- Falta o concentración inadecuada de aditivos para el control de tiempo de bombeabilidad, filtrado, reología, etc.
- Volúmenes de pre flujos, lavadores químicos y espaciadores insuficientes para la limpieza adecuada y eliminación del lodo de perforación.
- Tapones de goma mal ubicados.
- Diseño de la lechada no adecuado para controlar las presiones porales elevadas.
- Fallas de los equipos de mezcla de superficie y bombeo de pozo.
- Deshidratación prematura de la mezcla de cemento.
- Gelificación del cemento por contaminación.
- Densidad equivalente de circulación elevada que fractura la formación y ocasiona pérdidas.

2.5.2.11. Lechadas de cemento definición

Las lechadas de cemento son suspensiones altamente concentradas de partículas sólidas en agua. El contenido de sólidos de una lechada de cemento puede llegar hasta un 70%. Los sólidos en una lechada están en función directa a su densidad.

Las lechadas generalmente están clasificadas de la siguiente manera:

- Lechadas ultraligeras, con densidades que oscilan entre 4 a 12 lb/gal. y generalmente es proporcionada por cementos espumados.
- Lechadas ligeras o alivianadas, con densidades que oscilan entre 12 a 14,8 lb/gal, donde existen una serie de sistemas (Venlite, Blacklite y CC-LITE).
- Lechadas con densidades moderadas o Puro, con densidades que oscilan entre 14,8 y 16,4 lb/gal.
- Lechadas pesadas y ultrapesadas con densidades mayores a 16,4 lb/gal.

2.5.2.12. Propiedades requeridas de una lechada de cemento

Como dice el Ing. L. Jijón en su Manual Weatherford. Pág.56: “Al diseñar la composición de una lechada de cemento deben considerarse varios factores tales como las profundidades de terminación, la temperatura del pozo, las condiciones del mismo y los problemas que se susciten durante la perforación...”.

Por tanto las propiedades de una lechada de cemento son influenciadas por factores tales como:

- Profundidad del pozo.
- Temperatura y presión del pozo.
- Presión hidrostática de la columna de lodo.
- Viscosidad y contenido de agua de la lechada.
- Tiempo de bombeabilidad o espesamiento.
- Resistencia requerida del cemento para soportar cañería.
- Calidad del agua de mezclado disponible.
- Tipo de fluido de perforación y aditivos del fluido.
- Densidad de la lechada.
- Calor de hidratación o de reacción.
- Permeabilidad del cemento fraguado.
- Control de filtración.
- Resistencia al ataque de las sales de fondo de pozo.

Las compañías de servicios petroleros cuentan, con equipos de laboratorios y ensayos, los mismos que simulan las condiciones de fondo de pozo, por lo que facilitan los procedimientos.

a) Influencia de la presión y la temperatura del pozo

El tiempo de bombeabilidad y la resistencia a la compresión de las lechadas de cemento se ven afectadas por la presión y la temperatura del pozo.

La temperatura tiene mayor influencia, ya que, a medida que esta aumenta, la lechada de cemento se deshidrata y fragua más rápidamente ocasionando que el tiempo de bombeabilidad disminuya.

Con las temperaturas de circulación de fondo de pozo obtenemos la relación temperatura estática versus temperatura de circulación del fondo de pozo, de esta manera establecemos el tiempo de bombeabilidad de una lechada de cemento.

La presión que es impuesta a la lechada por el peso hidrostático de los fluidos que están dentro del pozo, también reduce el tiempo de bombeabilidad. En pozos profundos, la presión hidrostática más la presión de superficie, que es la presión de bombeo, durante el desplazamiento, pueden llegar a exceder los 20000 psi.

b) Tiempo de bombeabilidad

El tiempo mínimo de bombeabilidad, es el tiempo que se requiere para mezclar y bombear la lechada dentro del pozo y hacia el espacio anular. En el laboratorio se cuenta con equipos que sirven también para determinar el tiempo de bombeabilidad de cualquier lechada de cemento bajo condiciones de laboratorio, está especificado en los procedimientos de ensayos recomendados por el API.

En los ensayos de tiempo de bombeabilidad se simulan las condiciones del pozo, se establecen, para temperaturas de hasta 500 °F y presiones que exceden los 25000 psi.

Las recomendaciones específicas del tiempo de bombeabilidad dependen del tipo de trabajo, condiciones de pozo y del volumen de cemento que se desea bombear. Cuando la profundidad a cementar sea de 6000 a 8000 pies, el tiempo de bombeabilidad comúnmente previsto en el diseño de la lechada es de 3 a 3 1/2 horas.

Este periodo permite un factor de seguridad adecuado ya que algunas cementaciones de gran volumen requieren más de 90 minutos para ubicar la lechada. El tiempo de bombeabilidad que se necesita para colocar un tapón de cemento no deberá exceder 1 hora, ya que la mayoría de los trabajos son terminados en menos de 1 hora.

c) Viscosidad y contenido de agua de las lechadas de cemento

Cuando se realizan cementaciones primarias, las lechadas de cemento de las mismas deben poseer una viscosidad o consistencia que ofrezcan un desplazamiento eficiente del lodo, permitiendo de esta manera una buena adherencia del cemento con la formación y la cañería.

La norma API 10B especifica las cantidades de agua que admite el cemento. Para lograr estos objetivos, las lechadas de cemento son mezcladas con una cantidad de agua la cual proveerá un volumen de cemento fraguado igual al volumen de la lechada sin que ocurra una separación de agua libre.

El tamaño de la partícula, el área superficial y los aditivos, influyen en la cantidad de agua de mezclado requerida para lograr una viscosidad particular de la lechada.

El incremento de contenido de agua permitirá mayores tiempos de bombeo y retardo en el fragüe, nunca se debe incrementar el agua del cemento, a menos que se agregue bentonita o un material similar, los mismos que tienen la propiedad de retener el agua, ya que si esta existe en mayores proporciones producirá un cemento de poca resistencia al esfuerzo y a la corrosión.

d) Resistencia del cemento para soportar el casing.

Las investigaciones han demostrado que una capa de cemento en un anillo de 10 pies, teniendo solamente 8 psi de resistencia a la tensión, puede soportar más de 200 pies de casing, aún bajo bajas condiciones de adhesividad del cemento.

La resistencia a la compresión de los cementos para soportar cañería está basada en investigaciones y experiencias de campo:

- Las resistencias elevadas del cemento no son siempre requeridas para soportar el casing mientras se está perforando así como también el aumento de la densidad de la lechada, el tiempo requerido para desarrollar la resistencia a la compresión adecuada se ve disminuido.
- La densificación incrementa la resistencia y el calor de hidratación del cemento.
- Las lechadas de cemento con excesiva relación de agua dan como resultado cementos débiles, y por consiguiente deberán evitarse en los extremos de cañería.
- Mediante la selección de cementos apropiados, junto con buenas prácticas de cementación, el tiempo WOC de cementación de cañería de superficie puede reducirse de 3 a 4 horas en condiciones operativas en verano y de 6 a 8 horas bajo condiciones operativas en invierno.

e) Agua de mezclado

El agua para mezclar con el cemento debe ser razonablemente limpia y libre de productos químicos solubles, materia orgánica, álcalis y otros materiales contaminantes.

El agua más utilizada en el proceso de cementaciones es el agua del yacimiento, o en su defecto de una pileta abierta cerca del equipo, la misma que ha sido provista de zonas acuíferas perforadas poco profundas, o de un lago. Esta agua es satisfactoria para ser mezclada con el

cemento para pozos con profundidades menores a 5000 Pies, particularmente cuando es relativamente clara y posee un contenido de sólidos menor a 500 ppm.

Los materiales inorgánicos como los cloruros, sulfatos, hidróxidos, carbonatos y bicarbonatos aceleran el fragüe del cemento, dependiendo de la concentración de cada uno de ellos.

Estos productos cuando se encuentran mezclados en pequeñas proporciones con el agua tienen un efecto dañino en los pozos poco profundos. Esta misma agua si se la utilizara en pozos profundos con alta temperatura causará un fragüe prematuro de la lechada de cemento, especialmente si el agua contiene ciertas cantidades de carbonatos y bicarbonatos.

El agua de mar por su alto contenido de sales (30000 a 40000 ppm), acelera el fragüe.

Estos aceleradores pueden ser neutralizados con un retardador para utilizar el agua en zonas con elevadas temperaturas.

f) Efectos del fluido de perforación y aditivos sobre el cemento.

La remoción efectiva del lodo de perforación durante el desplazamiento de la lechada, es uno de los problemas en la cementación del pozo, el mismo que resulta muy significativo. La contaminación y dilución por el lodo pueden dañar los sistemas de cementación, así también los aditivos del lodo y del revoque.

La mejor forma de combatir las contaminaciones del lodo y los efectos de los aditivos del lodo, es con la utilización de tapones de goma en la cañería y entre los fluidos y pre-flujos lavadores a la cabeza de la lechada, que pueden ser del tipo de lechadas removedoras, colchones químicos y colchones mecánicos.

g) Densidad de la lechada.

La densidad de una lechada en todos los trabajos de cementación, con excepción de los trabajos de cementación a presión, debe ser lo suficientemente elevada para controlar el pozo.

Para bajas densidades, de 10,8 a 15,6 lb/gal (1295 a 1870 kg/L) se utilizan materiales que requieren mucha cantidad de agua; para densidades elevadas, de 15,6 a 22 lb/gal se utilizan dispersantes y aditivos densificantes tales como baritina, hematita, etc.

En las operaciones de campo la densidad es controlada con una balanza de lodo estándar. Se debe recalcar que, para corregir los defectos de medición de densidad, se han fabricado balanzas

presurizadas, las cuales presurizan la lechada a unos 30 psi aproximadamente, reduciendo las burbujas de aire atrapadas en la mezcla a un mínimo espacio.

h) Pérdidas de circulación.

Al seleccionar los materiales para controlar pérdidas de circulación deben tenerse en cuenta dos factores:

- Los materiales deben poderse manipular por el equipo de bombeo, y
- Las aberturas deben ser suficientemente pequeñas para permitir que tal material taponará y sellará.

Si las aberturas son muy grandes, los aditivos para evitar las pérdidas de circulación, pueden resultar ineficaces; si este fuera el caso se utilizarán lechadas a base de cementos semisólidos del tipo de fragüe instantáneo, conocido como flash-set.

i) Pérdida por filtrado.

El control de filtración de las lechadas de cemento es un factor muy importante en cementaciones ya que cuando la lechada de cemento atraviesa zonas de baja presión y permeables ocurren pérdidas de fluidos. Como el volumen de la fase acuosa decrece, la densidad de la lechada aumenta, ocasionando cambios en las propiedades de la lechada con respecto al diseño original. Los factores que influyen en la pérdida por filtrado son: el tiempo, la presión, la temperatura y la permeabilidad.

El API ha especificado un ensayo para medir la filtración en 30 minutos con 100 a 1000 psi de presión en un aparato llamado filtro prensa.

j) Calor de hidratación.

Al ser mezclado el cemento con el agua ocurre una reacción exotérmica acompañada con una considerable liberación de calor. Mientras mayor sea la masa de cemento, mayor será la evolución del calor.

El calor de hidratación; llamado algunas veces calor de la reacción o calor de solución, se ve influenciado por la fineza y por la composición química del cemento, por los aditivos, y por el medio ambiente en el fondo del pozo.

2.5.2.13. Aditivos

Existen ocho clases de aditivos que se ocupan para modificar las propiedades de la lechada del cemento se mencionarán de manera general con algunas de sus funciones:

a) Aceleradores

- Disminuyen el tiempo de bombeo de la lechada.
- Aceleran el proceso de fraguado.
- Compensan el efecto retardador de otros aditivos (Controladores de filtrado, dispersantes, etc.).
- Modifican la estructura del gel C-S-H (Hidrato de Silicato de Calcio) y aumentan la hidratación.

b) Retardadores

- Incrementan el tiempo de fraguado.
- Inhibir la hidratación.

c) Extendedores

- Incrementan el rendimiento del cemento.
- Reducen la densidad.

d) Densificantes

- Aumentan la densidad de la lechada.

e) Dispersantes

- Reducen la viscosidad y el punto de cedencia de la lechada.
- Reducen la presión de fricción.
- Modifican el régimen de flujo.

- Mejoran la eficiencia de los controladores de filtrado.
- Reducen el contenido de agua.

f) Controlador de filtrado

- Controla la pérdida de la fase acuosa hacia la formación.

g) Controlador de pérdida de circulación

- Controla la pérdida de la lechada de cemento hacia formaciones débiles o fracturadas.

h) Aditivos especiales

- Antiespumantes
 - Previenen o eliminan la espuma.
 - Previenen la cavitación.
 - Mantienen la densidad de la lechada bombeada al pozo.
- Anti-sedimentación
 - Aseguran un valor mínimo del punto de cedencia (previenen la sedimentación de los sólidos).

2.5.2.14. Procedimiento para realizar una lechada de cemento

- a. Se pesa la cantidad de agua, cemento y aditivos en una balanza electrónica
- b. Se mezcla el agua, cemento y aditivo en una mezcladora API.

La mezcla se realiza de la siguiente manera:

- Por 15 segundos a 4000 rpm se mezclan los aditivos.
 - Y luego por 35 segundos a 12000 rpm toda la lechada
- c. Se mide la densidad de la lechada en una balanza presurizada
 - d. Después de mezclar la lechada en la mezcladora API se pasa al consistómetro atmosférico para simular las condiciones de mezclado que soportará la lechada antes de ser bombeada al pozo.

e. Se mide la reología de la mezcla en el viscosímetro FANN donde se le determina el punto cedente y la viscosidad plástica de la lechada. Estas características nos permiten conocer qué tipo de flujo va a permitir esa lechada (flujo turbulento o flujo tapón).

Por medio del computador, dice si va a entrar en flujo turbulento con tantos barriles/min.

f. Se mide el agua libre en un equipo para análisis de agua libre que permite evaluar la cantidad de agua libre que puede migrar a través de la lechada.

g. Se mide la cantidad de pérdida de filtrado de la lechada en el filtro prensa bajo condiciones dinámicas de presión y temperatura.

h. Se toma una muestra de la lechada y se coloca dentro del consistómetro presurizado, que es un equipo el cual permite simular las condiciones del fondo del pozo (presión y temperatura) y determinar el tiempo de espesamiento de la lechada.

i. Se mide la resistencia a la compresión de la lechada:

- Cámara de curado: Equipo de alta presión y alta temperatura donde se elaboran bloques de muestra de las diversas lechadas de cemento diseñadas, los cuales serán sometidos a diversos esfuerzos.
- Analizador ultrasónico de cemento (UCA): Equipo diseñado para evaluar la resistencia a la compresión pero a partir del método sónico. Puede utilizarse para probar la resistencia de una lechada durante un tiempo prolongado.

2.5.2.15. Diseño de una lechada de cemento

Para el diseño de la lechada de cemento deberán tomarse en cuenta los siguientes factores los cuales son considerados muy importantes e influyen en el diseño de la lechada de cemento.

a) Presión y Temperatura

En una operación primaria, la presión y la temperatura, influyen en el tiempo de espesamiento de la lechada de cemento; en el caso de las presiones estas afectan a la deshidratación del cemento. Las temperaturas encontradas en operaciones de presión pueden ser mayores que en

los trabajos de cementaciones primarias por cuanto el pozo generalmente no es circulado con algún fluido que disminuya la temperatura de fondo.

Si una cavidad poco profunda debe ser llenada o si, a su vez, hay que abandonar perforaciones, la lechada debe ser diseñada para un tiempo de bombeabilidad más corto. La lechada debe permanecer fluida el tiempo necesario, no sólo considerando el tiempo de operación sino también el de reversado.

b) Cantidad de Cemento

El volumen de lechada puede ser determinado con precisión gracias al registro Caliper, en este se ve el tamaño del hueco, con este dato se realiza los cálculos.

c) Caliper

La geometría del pozo es un parámetro importante en el diseño de la lechada de cemento. Si el volumen del cemento es subestimado, el tope del cemento puede ser menor que el deseado lo cual en el caso del "Liner" puede resultar en una operación de remediación extremadamente cara.

2.5.2.16. Condiciones a tener en cuenta para el diseño de una lechada de cemento

a) Gradiente de fractura de la formación y presión poral

La presión de fractura de la formación, es la presión que provocará la ruptura de determinado estrato o formación en las profundidades. La presión hidrostática provocada por los fluidos dentro del pozo más la presión aplicada por las bombas para inducir el flujo no debe sobrepasar dicha presión de fractura.

b) Temperaturas de fondo de pozo, estáticas y de circulación

La temperatura y presión en el fondo del pozo son tales que provoca cambios en los tiempos de fragüe de las lechadas. Es por eso que para determinar el tiempo de bombeabilidad, resistencias, etc., se deben reproducir las condiciones reales a las que estará sometida la lechada cuando se aloje en el pozo.

c) Presiones de fondo de pozo

La presión provocada por la columna de fluidos en el pozo es tal que, al igual que con la temperatura, las condiciones de fragüe son muy diferentes a las obtenidas en superficie y presión atmosférica. Por ello también se deben reproducir las condiciones de presión reales para los ensayos, y diseños.

d) Geometría del espacio anular, diámetro de pozo, espacio anular disponible entre Tubería y pozo

La geometría y tamaño del espacio anular, además de definir el volumen de lechada por unidad de profundidad, define el régimen al cual será bombeado un fluido, es decir que:

> Espacio implica ($a = Q$ y presión) < velocidad de flujo que implica flujos laminares, o tapón.

< Espacio implica ($a = Q$ y presión) > velocidad de flujo que implica flujos turbulentos.

e) Tipo y propiedades del lodo de perforación

Hay que tener en cuenta que el lodo debe ser removido del pozo previo a la cementación. Si el lodo se llega a mezclar con la lechada, esta no adquiriría las propiedades adecuadas. Las propiedades del lodo definirán las propiedades y tipos de colchones.

f) Caudal de bombeo

El caudal de bombeo, el espacio y geometría anular, y las propiedades reológicas del fluido definirán la velocidad de circulación y el régimen del escurrimiento. Esta velocidad definirá el tiempo necesario de bombeo. Es decir que define el tiempo de espesamiento de la lechada.

$$T \text{ bombeabilidad} = (T \text{ bombeo} + T \text{ mezcla}) * \text{Factor seg.}$$

g) Equipos y accesorios para la ejecución del trabajo

Solo se puede trabajar con las herramientas y productos que se tenga y/o sean posibles conseguir.

h) Historial de la perforación

De un registro obtenido del pozo cuando lo perforaron, se sabe su perfil litológico, si este ha tenido pérdidas, manifestaciones de gas, así como también densidades, caudales, y presiones finales de lodo. Que orientaran en el diseño de la lechada.

2.5.2.17. Factores que afectan el diseño de una lechada

Características de la lechada:

- Rendimiento.
- Densidad.
- Tiempo de bombeo.
- Control de filtrado.
- Agua libre.
- Aditivos.
- Propiedades mecánicas.

a) Rendimiento

Es el volumen total que rinde un saco de cemento al mezclarlo con el agua y sus aditivos y es función directa de la clase de cemento, la densidad y cantidad de aditivos que se le agreguen.

Tabla 13.- Rendimiento según la clase de cemento

Clase	Agua para Mezcla [L/saco]	Densidad de Lechada [g/cm ³]	Rendimiento [L/saco]
A	23.03	1.88	39
B	23.03	1.88	39
C	27.09	1.8	43
D	19.04	1.98	34.86
E	19.04	1.98	34.86
F	19.04	1.98	34.86
G-H	22.14	1.9	38

NOTA: Para sacos de 50 Kilos

Fuente.-

<http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/1790/Tesis.pdf?sequence=1>

b) Densidad

Para determinar la densidad en una lechada se deben tomar en cuenta dos propiedades importantes de las formaciones perforadas: La presión de poro y la presión de fractura. Siempre se deberá diseñar con la máxima densidad permisible por la presión de fractura, ya que nos proporcionara una mayor resistencia compresiva en el cemento.

c) Tiempo de bombeo

Es el tiempo en que la lechada puede ser bombeada utilizando presiones razonables y es el factor más importante que interviene en el desplazamiento del cemento y su colocación en el espacio anular. Para obtener el tiempo de bombeo se considera:

d) Temperatura

La temperatura juega un papel muy importante y decisivo en el diseño de una cementación, ya que una diferencia de 2 o 3 grados pueden ser suficientes para que el tiempo de bombeo se reduzca en forma considerable o que el cemento no fragüe.

- Temperatura estática.- Es la temperatura debida al gradiente geotérmico.
- Temperatura circulante.- Esta temperatura depende de la velocidad de circulación.

e) Resistencia a la compresión

El cemento fraguado deberá desarrollar una resistencia a la compresión para sostener la T.R. y soportar las presiones diferenciales que se desarrollan. Generalmente se recomienda una resistencia a la compresión de 105 a 175 [kg/cm²] en 24 h. En la actualidad se han desarrollado cementos con alta resistencia compresiva. Esta característica mucho depende de la densidad.

f) Agua para mezcla

Las características del agua usada para preparar la mezcla ó lechada de cemento, contiene sales minerales cuya influencia sobre el tiempo de bombeo y la resistencia a la compresión del cemento es directa, razón por la cual se recomienda que las pruebas de tiempo de bombeo se realicen con el agua que se utilizará para mezclar el cemento evitando con esto fraguados prematuros.

g) Filtrado

El filtrado es la pérdida de agua de la lechada hacia la formación, a medida que la lechada pierde agua la densidad y la viscosidad se incrementan disminuyendo el tiempo de bombeo. El cemento sin aditivos pierde agua en exceso razón por la cual es indispensable el uso de controladores de filtrado para asegurar una buena cementación.

- El cemento sin aditivos pierde 1000 [cm³/30 min].
- En TR's superficiales e intermedias se recomienda filtrados de 200 [cm³/30 min].

h) Lodo de perforación

El conocimiento de las propiedades del fluido de control utilizado para la cementación es importante para evitar la contaminación del cemento, determinar el régimen de flujo para el desplazamiento y determinar la densidad óptima del cemento.

- Tipo de lodo (base agua o base aceite).
- Densidad.
- Viscosidad y punto de cedencia (V_p / Y_p).
- Filtrado.

2.5.2.18. Laboratorio de cementaciones

El laboratorio de cementaciones es un lugar donde se diseñan y evalúan las lechadas de cemento y mediante diferentes pruebas verificar los requerimientos de un pozo en particular.

Las pruebas realizadas en el laboratorio, simulan las condiciones que se tendrán en el pozo con el fin de obtener resultados más cercanos a los reales. Para realizar dichas pruebas se debe recopilar la información necesaria para diseñar la lechada de cemento.

Pruebas para lechadas de cemento

Las pruebas que se realizan a lechadas convencionales para determinar sus propiedades son desarrolladas de acuerdo con la norma API 10B, estas son:

a) Reología

Las propiedades mecánicas estudiadas por la reología se pueden medir mediante reómetros, aparatos que permiten someter al material a diferentes tipos de deformaciones controladas y medir los esfuerzos o viceversa. Algunas de las propiedades reológicas más importantes son:

- Viscosidad aparente (relación entre esfuerzo de corte y velocidad de corte).
- Coeficientes de esfuerzos normales
- Viscosidad compleja (respuesta ante esfuerzos de corte oscilatorio)
- Módulo de almacenamiento y módulo de pérdidas (comportamiento viscoelástico lineal)
- Funciones complejas de viscoelasticidad no lineal

Un viscosímetro de Fann, es usado para determinar las propiedades reológicas como la viscosidad plástica (PV) y el punto de cedencia (YP) de las lechadas de cemento

Procedimiento para realizar la prueba

- Obtener una lechada homogénea.
- Colocar la lechada en el vaso del viscosímetro hasta el nivel indicado en éste
- Leer los valores de la siguiente forma: 600 y 300 rpm después de 1 minuto y a 200, 100, 6 y 3 rpm cada 10 segundos.
- Por último leer el valor a 3 rpm después de 10 minutos de dejar la lechada en estado estático para así obtener el gel 10.
- Repetir este procedimiento a la temperatura intermedia y a la temperatura circulante de fondo.

b) Tiempo de bombeo

Es el tiempo requerido para que un cemento llegue a ser imbombeable. Estos tiempos son establecidos en respuesta a:

- Resultados de pruebas de laboratorio
- Condiciones actuales del pozo

El tiempo de bombeabilidad es también afectado por condiciones que no siempre son controladas durante las pruebas de laboratorio tales como:

- Invasión de agua
- Pérdida de agua a la formación
- Contaminación

Procedimiento para realizar la prueba

- Obtener una lechada homogénea y bien pasada.
- Colocar la lechada en el recipiente diseñado exclusivamente para este equipo y para esta prueba.
- Colocar el recipiente en el consistómetro asegurando de que no existan fallas al momento de cerrar el mismo.
- Verificar que el potenciómetro este trabajando de manera correcta.

Ingresar los siguientes datos en el software del equipo:

- Tiempo de mezclado en superficie.
- Temperatura en superficie.
- Tiempo para que la lechada alcance el fondo.
- Presión en fondo.
- Presión inicial
- Gradiente de presión hasta la profundidad final:
- Temperatura de circulación en fondo.

Correr la prueba

La prueba finaliza una vez que la lechada alcanza los 70 Bc de consistencia ya que en la práctica, esta consistencia es imposible seguir bombeando puesto que el cemento está prácticamente fraguado.

c) Fuerza compresiva

La fuerza compresiva es la cantidad de fuerza requerida para soportar el peso de la tubería de revestimiento. La fuerza compresiva provee la base regular del tiempo de espera del cemento (WOC). El API recomienda que esta fuerza después de 24 horas de fraguado no debe ser menor de 500 psi.

La fuerza compresiva puede ser medida mediante dos métodos:

- Método destructivo
- Método no destructivo

Procedimiento para realizar la prueba mediante el método destructivo

- Obtener una lechada homogénea y bien pasada.
- Colocar la lechada en los moldes diseñados para esta prueba (cubos de 2 pulgadas por lado).
- La lechada deberá ser agitada convenientemente en los moldes, previo a introducirla en el autoclave, para eliminar el aire atrapado y homogeneizarla adecuadamente.
- Los moldes deben estar totalmente inmersos en el autoclave.
- Presurizar y programar la temperatura de acuerdo a los requerimientos de la solicitud de trabajo.

- Dejar durante 24 horas que es el tiempo de ensayo. Cuarenta y cinco minutos antes de finalizado el tiempo de ensayo, el cubo fraguado deberá ser enfriado a 27°C (+/- 3°C), para luego determinar la resistencia.
- Colocar los cubos de cemento fraguado en la prensa hidráulica y medir la fuerza compresiva.

Procedimiento para realizar la prueba mediante el método no destructivo

- Obtener una lechada homogénea y bien pasada.
- Colocar la lechada en el recipiente del UCA.
- Programar los datos de presión, temperatura y tiempos de alcance en el equipo.
- Iniciar la prueba.
- Programar en el software los datos del cliente, del pozo, composición de la lechada, su densidad y la correlación adecuada para los cálculos.
- Verificar que la gráfica de resultados emitida por el software este corriendo sin problemas.

La prueba se corre durante 24 horas, posteriormente se analiza los resultados y en función de esto se toma las decisiones correspondientes de si el cemento es el adecuado o hay que repetir la prueba con una nueva formulación.

d) Agua libre

La prueba de agua libre determina si un cemento puede tener problemas con la separación de agua de la lechada después de ser desplazado en el interior del pozo. Si la lechada libera agua, podemos tener áreas canalizadas en el cemento fraguado, agua o cemento blando en la parte superior de la columna de cemento, o asentamiento de sólidos en la columna de cemento.

Procedimiento para realizar la prueba

- Obtener una lechada homogénea y bien pasada.
- Colocar la lechada en el envase del consistómetro hasta el nivel indicado por éste.
- Programar la temperatura circulante de fondo para simular las condiciones del pozo.
- Acondicionar durante 20 minutos a esta temperatura.
- Después de este tiempo colocar le lechada en la probeta de 250 mL
- Colocar una envoltura de aluminio sobre la probeta
- Medir el agua libre después de 2 horas.

De la misma manera que en las pruebas anteriores, una vez que se tiene el resultado se verifica si este es el adecuado según las necesidades requeridas caso contrario se tiene que repetir la prueba con una nueva concentración de aditivos que permita obtener el resultado deseado.

e) Pérdida de fluido por filtrado

Una prueba de pérdida de fluido por filtrado determina la relativa efectividad de una lechada de cemento para retener su fase acuosa, o para perder una porción de esta fase como filtrado hacia la formación. Un control insuficiente de pérdida de filtrado da como resultado una lechada deshidratada y puenteada, evitando que esta pueda ser bombeada hasta su posición final; y dejando un exceso de cemento dentro del casing que deberá ser molido durante operaciones de cementación forzada.

Controlar la pérdida de fluido es muy importante ya que puede producir diferentes efectos como:

- Variación en las propiedades de la lechada de cemento predeterminadas (Incremento de la densidad con posibilidades de fracturar la formación y/o modificación del Tiempo de bombeabilidad y la reología).
- Bloqueo en el espacio anular.
- Daño de la formación.

Procedimiento para realizar la prueba

- Obtener una lechada homogénea y bien pasada.
- Si utilizamos el equipo atmosférico, acondicionar la lechada en el consistómetro atmosférico hasta alcanzar la temperatura circulante y
- Programar la temperatura circulante en el termostato de la celda.
- Una vez realizado, se coloca la lechada en la celda que ya debe estar a la temperatura circulante.
- Presurizar la celda con 1000 psi.
- Ubicar una probeta debajo de la celda para recoger el fluido que se filtra.
- Correr la prueba.
- Si utilizamos el equipo con agitador, colocar la lechada directamente en la celda y acondicionarla a la temperatura circulante.
- Una vez realizado esto, correr la prueba en estado estático.
- Los resultados de la prueba se muestran en cc/30min.

2.5.2.19. Problemas más frecuentes en una cementación

- Falta de agua
- Falla de la unidad cementadora
- Pérdida parcial y pérdida total de circulación
- Fuga en la cabeza de cementación
- Falla en la unidad almacenadora de cemento (trompo)
- Al desplazar la lechada, que el exceso de cemento caiga en la presa de asentamiento
- Al desplazar la lechada, fallen las bombas del equipo:
- Fuga en las uniones del stand pipe
- Descontrol del pozo

2.5.3. Acuífero

Definición: Capa subterránea de roca permeable, arena o gravilla que contiene o a través de la cual fluye agua.

2.5.3.1. Tipos de acuíferos

a) Acuíferos libres

Consiste en una estructura geológica saturada de agua hasta cierto nivel, por encima de éste existe una franja de terreno permeable vacía, a través de la cual, pasa el agua de recarga. Si abrimos una captación el agua se sitúa en el nivel que tiene en el acuífero encontrándose a presión atmosférica. El agua extraída del sistema proviene del vaciado de los poros. Son los acuíferos más sensibles a la contaminación.

b) Acuíferos confinados, a presión o en carga

La roca permeable que forma el acuífero se encuentra encajada o aislada por encima y por debajo por terrenos impermeables. Todo el espesor del acuífero se encuentra saturado de agua a presión mayor que la atmosférica, de forma que cuando es perforado el agua asciende a través de la captación, quedando el nivel por encima del punto en que la captación alcanzó el acuífero.

La presión del agua en su interior y la baja permeabilidad de las formaciones encajantes suponen una protección frente a la contaminación.

c) **Acuíferos semiconfinados**

La roca techo de la formación no es totalmente impermeable, permitiendo el paso de cierta cantidad de agua a través. La formación semipermeable se denomina acuitardo. La permeabilidad del acuitardo no permite su aprovechamiento mediante captaciones, pero la cantidad de agua que atravesándolo llega al acuífero puede suponer un importante porcentaje de la recarga total de éste. Desde el punto de vista de la vulnerabilidad constituye un caso intermedio de los dos anteriores.

d) **Acuíferos porosos**

Cuando están constituidos por materiales sueltos como arenas o gravas, encontrándose el agua en el espacio que queda entre partículas. Su vulnerabilidad estará determinada principalmente por el tipo, tamaño y distribución de las partículas.

e) **Acuíferos carstificados y/o fisurados**

El material que los forma muchas veces es muy poco permeable o impermeable pero presenta numerosas grietas, fracturas u oquedades, ya sea debido a procesos de disolución o a la aparición de fracturas de muy variada génesis, a través de las cuales circula el agua. Suelen presentarse una protección frente a la contaminación.

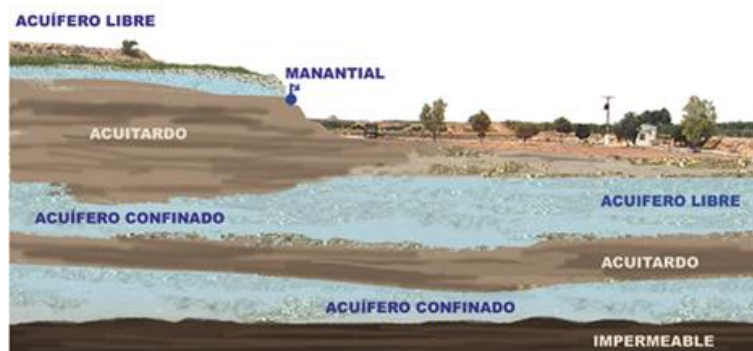


Figura 22.- Tipos de Acuíferos

Fuente: http://servicios2.marm.es/sia/visualizacion/lda/fisico/hidrogeologia_acuiferos.jsp

2.5.3.2. Nivel Freático

Definición: Altura que alcanza la capa acuífera subterránea más superficial.

El nivel freático depende de la estación climática en la que se encuentre la ciudad de Sacha, es decir en verano baja hasta capas poco profundas y en invierno sube cerca de la superficie.

a) Pozo Sacha 94

Coordenadas: Longitud: 76°51'40``W (aprox)

Latitud: 00°15'40``S (aprox)

PISCINA 1: HOYO SA94-NW4

Coordenadas: Longitud: 76°51'49.11751``W

Latitud: 00°1'54.769065``S

PISCINA 2: HOYO SA94-SW5

Coordenadas: Longitud: 76°51'48.894``W

Latitud: 00°1'57.092``S

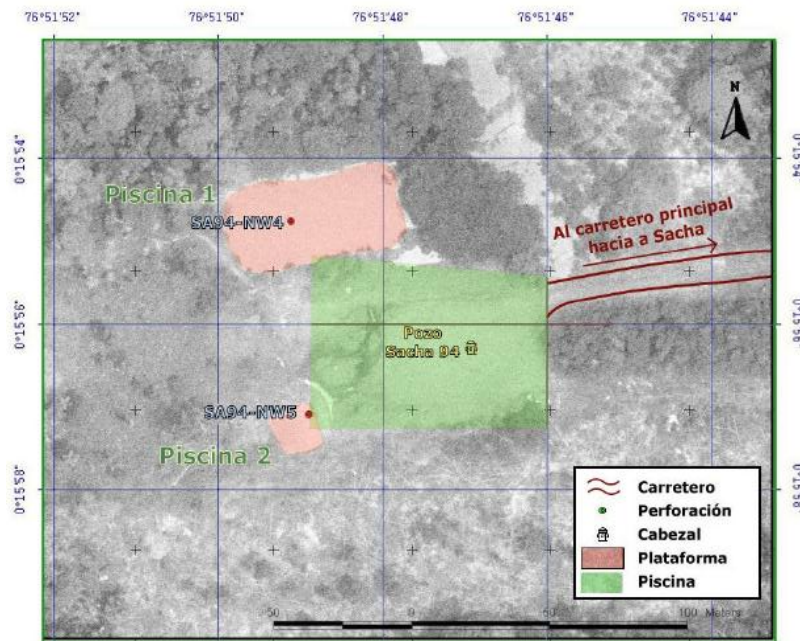


Figura 23.- Ubicación Pozo Sacha 94, piscina 1 y 2

Fuente.- <http://chevrontoxico.com/assets/docs/sa-94-informe-a-corte.pdf>

NIVEL FREÁTICO

En la piscina 1 el nivel freático se encuentra a 1.7 m de profundidad.

En la piscina 2 no se encontró el nivel freático hasta 5.1 m y no se siguió perforando.

Tabla 14.- Análisis de muestra de agua. Piscina 1

SACHA 94						
COORDENADAS GEOGRÁFICAS:		LATITUD: 0° 15' 54.769065" S		LONGITUD: 76° 51' 49.11751" W		
Unidad Concentración:	METODO	PISCINA 1	ESTANDARES ECUATORIANOS		EXCESO	
mg/l		AGUA				
		SA 94 NW4				
Profundidad: metros		1,7	DECRETO	DECRETO	DECRETO	DECRETO
Fecha de Inspección:		08/09/2004	No. 1215	No. 3516	No. 1215	No. 3516
ANÁLISIS:			Inmisión		Inmisión	
CLORUROS	SM 4500 Cl B	3		250		
CONDUCTIVIDAD uS/cm	SM 2510 B	76,3	< 170			
METALES						
BARIO	SM 3500 Ba	<0,01		1		
CADMIO	USEPA 7000	<0,1		0,001		
COBRE	USEPA 7000	4		1		3
NÍQUEL	USEPA 7000	3,6		0,025		143
ZINC	USEPA 7000	4,7		5		
FLOMO	USEPA 7000	1,5		0,05		29
CROMO VI	SM 3500 Cr	0,38		0,05		7
HIDROCARBUROS DE PETROLEO TOTALES (TPH ₂)						
TPH ₂			<0,5	0,5		
DRO	EPA 8015	<0,1				
GRO	EPA 8015	<0,1				
BTEX						
BENCENO	EPA 8260 B	<0,002		0,01		
TOLUENO	EPA 8260 B	<0,002				
ETILBENCENO	EPA 8260 B	<0,002				
XYLENO	EPA 8260 B	<0,002				
HIDROCARBUROS AROMÁTICOS POLICÍCLICOS (HAP ₂)						
HAP ₂						
BENZO(a)PIRENO	EPA 8270	<0,0002		0,00001		
BENZO(b)FLUORANTENO	EPA 8270	<0,0002				
BENZO(k)FLUORANTENO	EPA 8270	<0,0002				
BENZO(g,h,i)PERILENO	EPA 8270	<0,0002				
FLUORANTENO	EPA 8270	<0,0002				
INDENO(1,2,3-c,d)PIRENO	EPA 8270	<0,0002				

Fuente: Resultados de Laboratorio CESAQ - PUCE. Anexo 5.

Fuente.- <http://chevrontoxico.com/assets/docs/sa-94-informe-a-corte.pdf>

b) PozoSacha 53

PISCINA 1: HOYO SA53-NW4

Ubicada al Noroeste del pozo Sacha-53, está en la propiedad del Sr. Aníbal Baños, cerca de la plantación de palmito, aproximadamente 90m al noroeste de cabezal Sacha -53

PISCINA 1: HOYO SA53-NW6

Ubicada está en la propiedad del Sr. Aníbal Baño, en la plantación de palmito, aproximadamente 100 m al Noroeste del cabezal Sacha-53.

PISCINA 2: HOYO SA53-NW5

Ubicada en la propiedad del Sr. Aníbal Baños, cerca de la plantación de palmito, aproximadamente 79 m del cabezal Sacha-53.

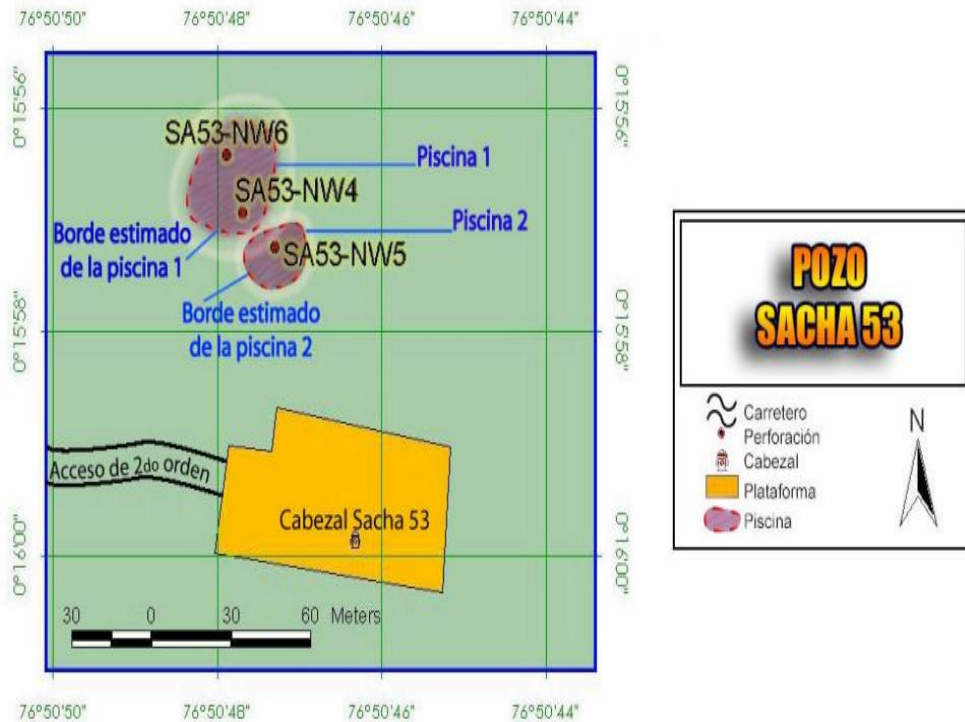


Figura 24.- Ubicación Pozo Sacha 53, piscina 1 y 2

Fuente.- Informe del perito de la Inspección Judicial en Sacha 53. Juicio 002-2003 de La Corte Superior de Nueva Loja.

<https://chevrontoxico.com/assets/docs/sa-53-entregado-corte.pdf>

NIVEL FREÁTICO

En la piscina 1 (SA53-NW4) el nivel freático se encuentra a 3.5 m

En la piscina 1 (SA53-NW6) el nivel freático se encuentra a 4 m

En la Piscina 2 (SA53-NW5) el nivel freático no se encontró se perforó hasta 3.4 m.

Tabla 15.- Sacha 53 Recurso agua, resultados de laboratorio y correlación con normas ambientales

COORDENADAS GEOGRÁFICA DE SA53-NW4: LONGITUD: 76° 50' 47.688419" W LATITUD: 0° 15' 56.934626" S										
COORDENADAS GEOGRÁFICA DE SA53-NW6: LONGITUD: 76° 50' 47.891326" W LATITUD: 0° 15' 56.419002" S										
Unidad Concentración: mg/l	PISCINA 1		LEGISLACIÓN PARA AGUA				EXCESO			
	Agua**		1215 l/m.	RLPCCA	3516	EPA	1215 l/m.	RLPCCA	3516	EPA
Profundidad: metros	NW4	NW6								
Fecha:	01/09/2004	02/09/2004								
ANÁLISIS:										
Cloruros	<3	<3		250	250					
Conductividad uS/cm	163,9	191,3	<170				12			
METALES										
BARIO	3	1		1	1	2		2	2	0,5
CADMIO	<0,1	<0,1		0,01	0,001	0,005		10	100	20
COBRE	0,6	<0,5		1	1	1,3				
NIQUEL	<0,1	<0,1		s/n	0,025				4	
ZINC	0,3	<0,1		5	5					
PLOMO	<0,5	<0,5		0,05	0,05			10	10	
CROMO VI	0,09	0,01		0,05 ***	0,05			0,8	0,8	
HIDROCARBUROS DE PETROLEO TOTALES (TPHs)										
TPHs	503	47,7	<0,5		0,5		1005		1005	
DRO	418	42								
GRO	85	5,7								
BTEX										
Benceno	<0,002	<0,002			0,01	0,005				
Tolueno	<0,002	<0,002				1				
Etilbenceno	<0,002	<0,002				0,7				
Xyleno	<0,002	<0,002				10				
AROMÁTICOS POLICÍCLICOS										
BENZO(a)PIRENO	<0,0002	<0,0002			0,00001	0,0002				
BENZO(b)FLUORANTENO	<0,0002	<0,0002								
BENZO(k)FLUORANTENO	<0,0002	<0,0002								
BENZO(g,h,i)PERILENO	<0,0002	<0,0002								
FLUORANTENO	<0,0002	<0,0002								
INDENO(1,2,3-cd)PIRENO	<0,0002	<0,0002								

** : Informe CESAQ-PUCE No.0431-04 Fecha:07-21/09/04

*** : Se refiere al Cromo sin especificación

Inm. = Inmisión : se refiere a tomar muestras en el cuerpo receptor de la descarga de contaminantes

RLPCCA Reglamento de la Ley para la Prevención y Control de la Contaminación Ambiental y del Código de la Salud

DECRETO No. 2144 REGISTRO OFICIAL No 204 Junio 5 - 1989

3516: DECRETO 3516, contiene el TEXTO UNIFICADO DE LEGISLACIÓN SECUNDARIA DEL

Misterio del Ambiente, Tomo I

LABORATORIO RESPONSABLE DEL ANALISIS:

CENTRO DE SERVICIOS AMBIENTALES Y QUIMICOS CESAQ-PUCE

Fuente.- Informe del perito de la Inspección Judicial en Sacha 53. Juicio 002-2003 de la Corte Superior de Nueva Loja

<https://chevrontoxico.com/assets/docs/sa-53-entregado-corte.pdf>

c) Pozo Sacha 10

Coordenadas: Longitud: 76°50'51.624344``W (aprox)

Latitud: 00°17'40.288330``S (aprox)

PISCINA 1: HOYO SA10-S1

Coordenadas: Longitud: 76°50' 51.569523`` W.

Latitud: 00°17' 42.304787`` S.

Ubicado en la propiedad del Sr. Eugenio Hugo, en los potreros localizados al Sur del cabezal, aproximadamente a 50 metros del mismo.

PISCINA 2: HOYO SA10-SE 2

Coordenadas: Longitud: 76°50'50.671497``W

Latitud: 00°17'40.556403`` S

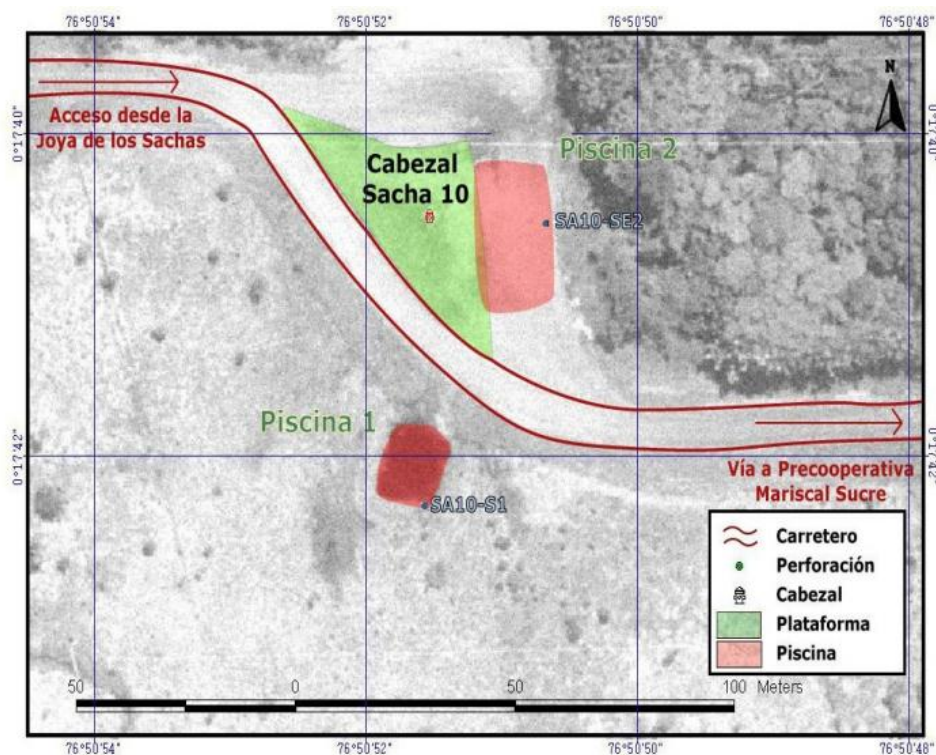


Figura 25.- Ubicación Pozo Sacha 10, piscina 1 y 2

Fuente.- Informe del Perito de la Inspección Judicial en el Pozo Sacha 10. Juicio 002-2003

<http://chevrontoxico.com/assets/docs/sa-10-informe-a-corte.pdf>

NIVEL FREÁTICO

En la piscina 1 (SA10-S1) el nivel freático se encuentra a 0.25 metros de profundidad (agua va de 0.25-0.45 m).

En la piscina 2 (SA10-SE2) el nivel freático no se encontró se perforó hasta 2.2 m.

El nivel freático en el Sector del Centro Oriente se encuentra desde una profundidad somera de 0.82 pies hasta una profundidad máxima de 200 pies esta información ha sido obtenida de los informes realizados por los peritos a los pozos Sachas y de la experiencia laboral de diferentes departamentos de Geología.

Tabla 16.- Resultados de la muestra de agua, SA 10-S1. 0.25-0.45 m (29-09-04, 16h50)

PARÁMETROS	MÉTODO	UNIDAD	RESULTADO CESAQ-PUCE	LEGISLACION VIGENTE	EXCESO
				3516	3516
				mg/kg	
Cloruros	SM 4500 Cl B	mg/L	3.0	-	
Conductividad	SM 2510 B	µS/cm	229	-	
METALES					
Cadmio	USEPA 7000	mg/L	<0.001	0.001	-
Níquel	USEPA 7000	mg/L	<0.025	0.025	-
Plomo	USEPA 7000	mg/L	13.3	0.05	265 veces más
Cromo total	SM 3500 Cr	mg/L	0.05	0.05	-
Bario	SM 3500 Br	mg/L	6.5	1.0	6 veces más
Cobre	USEPA 7000	mg/L	<0.5	1.0	-
Zinc	USEPA 7000	mg/L	0.13	5.0	-
HIDROCARBUROS TOTALES					
TPH – GRO	EPA 8015	mg/L	<0.1	(GRO + DRO) <0.5	30 veces más
TPH – DRO	EPA 8015	mg/L	15.3		
BTEX					
Benceno	EPA 8260 B	mg/L	<0.011		
Tolueno	EPA 8260 B	mg/L	<0.012		
Etilbenceno	EPA 8260 B	mg/L	<0.012		
Xylenos	EPA 8260 B	mg/L	<0.041		
PAH's					
Fluoranteno	EPA 8270	mg/L	<0.0002		
Benzo(b)fluoranteno	EPA 8270	mg/L	<0.0002		
Benzo(k)fluoranteno	EPA 8270	mg/L	<0.0002		
Benzo(a)pireno	EPA 8270	mg/L	<0.0002		
Indeno(1,2,3,c,d)pireno	EPA 8270	mg/L	<0.0002		
Benzo(g,h,i)perileno	EPA 8270	mg/L	<0.0002		

Fuente: Informe de Análisis No. 0499-04-498-04, página 2 de 2, CESAQ-PUCE. Anexo 2.

Fuente.- Informe del Perito de la Inspección Judicial en el Pozo Sacha 10. Juicio 002-2003

<http://chevrontoxico.com/assets/docs/sa-10-informe-a-corte.pdf>

2.5.3.3. Contaminación de acuíferos

La contaminación de aguas subterráneas podría suceder debido al fracturamiento hidráulico, a la mezcla cruzada de acuíferos o pozos abandonados sellados inadecuadamente.

Los derivados de petróleo llegan a la superficie freática por infiltración desde vertidos accidentales o por roturas de depósitos o conducciones y por ser inmiscibles y menos densos que el agua se mantiene en la superficie del acuífero libre superficial.

La mayor o menor probabilidad de que los contaminantes puedan llegar a incorporarse al ciclo del agua dependerá de su solubilidad y de las características físico-químicas del suelo tales como capacidad de intercambio iónico, pH, Predox, temperatura del agua, etc.

Las aguas subterráneas suele ser más difíciles de contaminar que las superficiales, pero cuando ésta contaminación se produce, es más difícil de eliminar. Sucede esto porque las aguas del subsuelo tienen un ritmo de renovación muy lento. Se calcula que el tiempo de permanencia medio del agua en un acuífero es de cientos de años, lo que hace muy difícil su purificación.

Problemas en el uso de las aguas subterráneas.

La explotación incorrecta de las aguas subterráneas origina varios problemas. En muchas ocasiones la situación se agrava por el reconocimiento tardío de que se está deteriorando el acuífero, porque como el agua subterránea no se ve, el problema puede tardar en hacerse evidente. Los principales problemas son:

Por agotamiento del acuífero.

Un buen uso de las aguas subterráneas exige tener en cuenta que, en los lugares en que las precipitaciones son escasas, los acuíferos se van cargando de agua muy lentamente y si se consumen a un ritmo excesivamente rápido, se agotan.

Por contaminación de las aguas subterráneas.

Se suelen distinguir dos tipos de procesos contaminantes de las aguas subterráneas: los "puntuales" que afectan a zonas muy localizadas, y los "difusos" que provocan contaminación dispersa en zonas amplias, en las que no es fácil identificar un foco principal.

Depuración

Los acuíferos tienen una cierta capacidad de autodepuración, mayor o menor según el tipo de roca y otras características. Las sustancias contaminantes, al ir el agua avanzando entre las partículas del subsuelo se filtran y dispersan y también son neutralizadas, oxidadas, reducidas o

sufren otros procesos químicos o biológicos que las degradan. De esta manera el agua va limpiándose.

Cuando la estructura geológica del terreno facilita una zona amplia de aireación, los procesos de depuración son más eficaces. También es muy favorable la abundancia de arcillas y de materia orgánica. En cambio en los depósitos aluviales o las zonas kársticas la purificación del agua es mucho más difícil y este tipo de acuíferos son mucho más sensibles a la contaminación.

Cuando un acuífero está contaminado y hay que limpiarlo el proceso es muy difícil y muy caro. Se han usado procedimientos que extraen el agua, la depuran y la vuelven a inyectar en el terreno, pero no siempre son eficaces y consumen una gran cantidad de energía y dinero.

2.5.3.4. Leyes

a) Ecuador

REGLAMENTO AMBIENTAL DE ACTIVIDADES HIDROCARBURIFERAS

Registro Oficial No. 265 de 13 de Febrero de 2001

Art. 16.- Monitoreo de programas de remediación.- La Subsecretaría de Protección Ambiental coordinará con las Unidades Ambientales de las compañías los aspectos técnicos del monitoreo y control de programas y proyectos de remediación ambiental que, previo a su ejecución, tienen que presentarse a la Subsecretaría de Protección Ambiental para su respectiva aprobación, sin perjuicio de las acciones a tomarse inmediatamente después de cualquier incidente.

Los programas o proyectos de remediación sujetos a aprobación y seguimiento por parte de la Subsecretaría de Protección Ambiental a través de la Dirección Nacional de Protección Ambiental serán la remediación de piscinas y/o suelos contaminados, así como la remediación después de accidentes mayores en los que se hayan derramado más de cinco barriles de crudo, combustible y otro producto. En los programas y proyectos de remediación deberán constar las siguientes informaciones:

- Número del bloque y/o denominación del área; ubicación cartográfica.
- Razón social de la compañía operadora, dirección o domicilio, teléfono, fax, correo electrónico; representante legal.
- Diagnóstico y caracterización de la contaminación en base de análisis físico-químicos y biológicos del suelo, aguas superficiales y subterráneas, inclusive

determinación exacta de la superficie del área afectada, evaluación de impactos y volúmenes de suelo a tratarse.

- Descripción de la(s) tecnología(s) de remediación a aplicarse.
- Análisis de alternativas tecnológicas.
- Uso posterior del sitio remediado y técnicas de rehabilitación.
- Cronograma de los trabajos de remediación.
- Monitoreo físico-químico y biológico de la remediación inclusive cronograma.
- Plazo de ejecución del proyecto.

Una vez finalizada la remediación, la empresa operadora responsable presentará dentro de 15 días a través de la Dirección Nacional de Protección Ambiental un informe inclusive una evaluación técnica del proyecto a la Subsecretaría de Protección Ambiental.

Art. 29.- Manejo y tratamiento de descargas líquidas.- Toda instalación, incluyendo centros de distribución, sean nuevos o remodelados, así como las plataformas off-shore, deberán contar con un sistema convenientemente segregado de drenaje, de forma que se realice un tratamiento específico por separado de aguas lluvias y de escorrentías, aguas grises y negras y efluentes residuales para garantizar su adecuada disposición. Deberán disponer de separadores agua-aceite o separadores API ubicados estratégicamente y piscinas de recolección, para contener y tratar cualquier derrame así como para tratar las aguas contaminadas que salen de los servicios de lavado, lubricación y cambio de aceites, y evitar la contaminación del ambiente. En las plataformas off-shore, el sistema de drenaje de cubierta contará en cada piso con válvulas que permitirán controlar eventuales derrames en la cubierta y evitar que estos se descarguen al ambiente. Se deberá dar mantenimiento permanente a los canales de drenaje y separadores.

- a) Desechos líquidos industriales, aguas de producción descargas líquidas y aguas de formación.- Toda estación de producción y demás instalaciones industriales dispondrán de un sistema de tratamiento de fluidos resultantes de los procesos.

No se descargará el agua de formación a cuerpos de agua mientras no cumpla con los límites permisibles constantes en la Tabla No- 4 del Anexo 2 de este Reglamento;

- b) Disposición.- Todo afluente líquido, proveniente de las diferentes fases de operación, que deba ser descargado al entorno, deberá cumplir antes de la descarga con los límites permisibles establecidos en la Tabla No. 4 del Anexo 2 de este Reglamento.

Los desechos líquidos, las aguas de producción y las aguas de formación deberán ser tratadas y podrán ser inyectadas y dispuestas, conforme lo establecido en el literal c) de este mismo artículo, siempre que se cuente con el estudio de la formación receptora aprobado por la Dirección Nacional de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas en coordinación con la Subsecretaría de Protección Ambiental del mismo Ministerio.

Si estos fluidos se dispusieren en otra forma que no sea a cuerpos de agua ni mediante inyección, en el Plan de Manejo Ambiental se establecerán los métodos, alternativas y técnicas que se utilizarán para su disposición con indicación de su justificación técnica y ambiental; los parámetros a cumplir serán los aprobados en el Plan de Manejo Ambiental;

c) Reinyección de aguas y desechos líquidos.- Cualquier empresa para disponer de desechos líquidos por medio de inyección en una formación porosa tradicionalmente no productora de petróleo, gas o recursos geotérmicos, deberá contar con el estudio aprobado por la Subsecretaría de Protección Ambiental del Ministerio de Energía y Minas que identifique la formación receptora y demuestre técnicamente:

c.1) que la formación receptora está separada de formaciones de agua dulce por estratos impermeables que brindarán adecuada protección a estas formaciones;

c.2) que el uso de tal formación no pondrá en peligro capas de agua dulce en el área;

c.3) que las formaciones a ser usadas para la disposición no contienen agua dulce; y,

c.4) que la formación seleccionada no es fuente de agua dulce para consumo humano ni riego, esto es que contenga sólidos totales disueltos mayor a 5,000 (cinco mil) ppm.

El indicado estudio deberá incorporarse al respectivo Plan de Manejo Ambiental;

d) Manejo de desechos líquidos costa afuera o en áreas de transición.- Toda plataforma costa afuera y en áreas de transición, dispondrá de una capacidad adecuada de tanquería, en la que se receptorán los fluidos provenientes de la perforación y/o producción, para que sean eliminados sus componentes tóxicos y contaminantes previa su descarga, para la cual tiene que cumplir con los límites dispuestos en la Tabla No. 4 del Anexo 2 de este Reglamento.

En operaciones costa afuera, se prohíbe la descarga de lodos de perforación en base de aceite, los mismos que deberán ser tratados y dispuestos en tierra. En las plataformas off-shore se instalarán circuitos cerrados para el tratamiento de todos los desechos líquidos; y,

- e) Aguas negras y grises.- Todas las aguas servidas (negras) y grises producidas en las instalaciones y durante todas las fases de las operaciones hidrocarburíferas, deberán ser tratadas antes de su descarga a cuerpos de agua, de acuerdo a los parámetros y límites constantes en la Tabla No. 5 del Anexo 2 de este Reglamento.

En los casos en que dichas descargas de aguas negras sean consideradas como útiles para complementar los procesos de tratamiento de aguas industriales residuales, se especificará técnicamente su aplicación en el Plan de Manejo Ambiental. Los parámetros y límites permisibles a cumplirse en estos casos para las descargas serán los que se establecen en la Tabla No. 4 del Anexo 2 de este Reglamento.

Los parámetros y límites permisibles establecidos en la Tabla No. 10 del Anexo 2 de este Reglamento se aplicarán en los casos que el monitoreo rutinario especificado en el presente Reglamento indique anomalías en las descargas para profundizar la información previo a la toma de acciones correctivas, o cuando la Subsecretaría de Protección Ambiental lo requiera, así como cada seis meses para una caracterización completa de los efluentes.

Para la caracterización de las aguas superficiales en Estudios de Línea Base - Diagnóstico Ambiental, se aplicarán los parámetros establecidos en la Tabla No. 9. Los resultados de dichos análisis se reportarán en el respectivo Estudio Ambiental con las coordenadas UTM y geográficas de cada punto de muestreo, incluyendo una interpretación de los datos.

b) Perú

REGLAMENTO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLORACION Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS

TUBERIA DE REVESTIMIENTO DE SUPERFICIE

Artículo 153o.- La Tubería de Revestimiento ("Casing"), de Superficie debe ser instalada para proveer el soporte seguro a los BOP's y al equipo que colgará del Cabezal y debe ser cementada en toda su longitud.

CASO EN QUE EL POZO ATRAVIESE UN ACUIFERO DULCE

Artículo 154o.- En caso que el Pozo atraviese algún acuífero dulce que sea o pueda ser utilizado en el futuro como fuente de agua, la Tubería de Revestimiento de Superficie debe instalarse cubriendo por lo menos 25 metros bajo el acuífero.

PRUEBA DE LAS TUBERIAS DE REVESTIMIENTO

Artículo 155o.- Después que las Tuberías de Revestimiento han sido cementadas deben ser probadas con presión igual a la presión interna que según los cálculos van a ser expuestas. La presión no debe exceder el 85% de la máxima presión interna de la Tubería de Revestimiento y debe ser mantenida por lo menos por 10 minutos.

FACTORES DE SEGURIDAD

Artículo 156o.- Los mínimos factores de seguridad que se usen en el cálculo de las Tuberías de Revestimiento serán:

- Al colapso 1.125
- A la tensión (conexión) 2.00
- A la tensión (cuerpo) 1.25
- A la presión interna 1.00

PROHIBICION DE UTILIZAR TUBERIA USADA. EXCEPCION

Artículo 157o.- No se permitirá el uso de Tubería de Revestimiento usada, a no ser que esté certificada por la inspección y prueba de una Compañía independiente especializada.

DISEÑO, CUIDADO E INSPECCION DE LA TUBERIA

Artículo 158o.- El diseño, características, uso y cuidado en el manipuleo y transporte e inspección de la Tubería de Revestimiento, de Producción ("Tubing") y para línea de flujo están claramente especificados y sus prácticas recomendadas por el API. Para otros tipos de tubería deben sujetarse a las especificaciones mínimas de los fabricantes.

Se deben emplear las prácticas recomendadas por el API y especificaciones siguientes que sean aplicables, o que las superen:

RP 5A5 Prácticas recomendadas para inspeccionar Tuberías de Revestimiento, Producción y línea de flujo, nuevas.

SPEC 5B Especificaciones para enroscado, medición e inspección de roscas de Tuberías de Revestimiento, Producción y líneas de flujo.

RP 5B1 Prácticas recomendadas para medición e inspección de roscas de Tuberías de Revestimiento, Producción y líneas de flujo.

RP 5C1 Prácticas recomendadas para cuidado de Tuberías de Revestimiento y Producción.

BULL 5C2 Boletín sobre comportamiento de Tuberías de Revestimiento, Producción y de perforar.

BULL 5C3 Boletín sobre cálculos para propiedades de Tuberías de Revestimiento, Producción, de perforar y líneas de flujo.

BULL 5C4 Boletín sobre esfuerzo combinado de las uniones de Tuberías de Revestimiento con presión interna y pandeo.

RP 5C5 Prácticas recomendadas para evaluar conexiones de Tuberías de Revestimiento y Producción.

SPEC 5CT Especificaciones para Tuberías de Revestimiento

SPEC 5CTM y Producción.

SPEC 7J Especificaciones para protectores de Tuberías de Revestimiento y de perforar.

RP 15A4 Prácticas recomendadas para el uso y cuidado de Tuberías de Revestimiento y Producción de resina reforzada.

SPEC 15AR Especificaciones para Tuberías de Revestimiento y Producción de fibra de vidrio.

DISEÑO DE LA CEMENTACION

Artículo 159o.- Toda Cementación debe estar diseñada para permitir un tiempo adecuado de bombeo y de fraguado durante la operación y para proporcionar la necesaria resistencia a la tracción y compresión en el Pozo.

DISEÑO DE LA CEMENTACION PRIMARIA

Artículo 160o.- La Cementación Primaria debe estar diseñada para satisfacer alguna o varias de las siguientes necesidades:

- (a) Obtener una separación zonal efectiva y proteger la Tubería de Revestimiento.
- (b) Aislar el revestimiento de la formación.
- (c) Proteger la formación productiva.
- (d) Minimizar el peligro de reventones en zonas de alta presión.
- (e) Sellar zonas de pérdida de circulación y zonas profundas en previsión a una perforación más profunda.

DISEÑO DE LA CEMENTACION SECUNDARIA

Artículo 161o.- La Cementación Secundaria ("squeeze cementing"), debe estar diseñada para satisfacer alguna o varias de las siguientes necesidades:

- (a) Reparar la Cementación Primaria.
- (b) Reducir las altas relaciones Gas-Petróleo o Agua-Petróleo.
- (c) Reparar el revestimiento.
- (d) Abandonar o aislar zonas.

PLAN DE CEMENTACION

Artículo 162o.- La Cementación debe ser planeada. Debe efectuarse pruebas previas de compatibilidad con el agua a usarse y realizarse a las condiciones operativas del Pozo.

EVALUACION DE LA CEMENTACION

Artículo 163o.- La Cementación debe ser evaluada en superficie mediante el monitoreo durante la operación y por medio del registro correspondiente después de finalizado el trabajo.

UBICACION DEL TOPE DE CEMENTO

Artículo 164o.- El tope de cemento de la Tubería de Revestimiento Intermedio o de Producción debe quedar a no menos de 200 metros sobre la zona más superficial aislable o sobre el Zapato de la Tubería de Revestimiento anterior.

PRUEBA DE CALIDAD DE LA CEMENTACION

Artículo 166o.- Después de cementar la Tubería de Revestimiento de Superficie o Intermedio debe efectuarse una prueba de calidad de la cementación, si no han sido cementados en su longitud total. Después de cementar la Tubería de Revestimiento de Producción o Liner, debe tomarse un registro de cementación o equivalente.

PRACTICAS RECOMENDADAS POR EL INSTITUTO AMERICANO DEL PETROLEO (API)

Artículo 167o.- Se debe emplear las prácticas recomendadas por el API y las especificaciones siguientes que sean aplicables o que las superen:

SPEC 10 Especificaciones para materiales y pruebas de Cementación.

SPEC 10A Especificaciones de cementos.

SPEC 10D Especificaciones de centralizadores.

RP 10E Prácticas recomendadas para la aplicación de recubrimiento interno de cemento y tuberías.

RP 10F Prácticas recomendadas para probar equipo flotador de Cementación.

RP 57 Prácticas recomendadas para operaciones de Completación, Servicio, Reacondicionamiento, Taponeo y Abandono en Pozos costafuera.

POZO QUE ATRAVIESA UN ACUIFERO DULCE

Artículo 183o.- Si en el Pozo por abandonarse se hubiera encontrado la situación descrita en el artículo 154o. de este Reglamento, el Pozo se dejará habilitado para producir agua, taponado hasta el acuífero y éste, punzonado.

POZAS Y SUMIDEROS

Artículo 185o.- Las Pozas y sumideros deberán taparse al término de la perforación para asegurar la protección del suelo y del agua freática y superficial. Las técnicas a utilizar se seleccionarán en función a las condiciones geográficas de la ubicación y a la calidad de los fluidos y desechos que contengan.

La técnica o técnicas seleccionadas para cada tipo de poza deberán estar indicadas en el PMA del EIA y deberán garantizar la no degradación del suelo y del agua freática y superficial.

c) Nicaragua

NORMA TÉCNICA Y DE SEGURIDAD PARA LAS ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS

NORMA TÉCNICA OBLIGATORIA NICARAGÜENSE

06 de Marzo de 2003

6.5.2 Instalación y equipo de perforación

6.5.2.1 El contratista debe tener toda la información relacionada con la ubicación del futuro pozo, condiciones y habitantes de la zona, clima y topografía cercana y resistencia de suelos que le permita la correcta instalación del equipo de perforación así como también la planificación de sus operaciones.

6.5.2.3 A solicitud del contratista, el INE debe proporcionar toda la información posible sobre los pozos previamente perforados en el Área de Contrato. Los gastos en que se incurra deben estar a cargo del contratista

6.5.4.8 La tubería de revestimiento de superficie debe ser instalada para proveer el soporte seguro a los BOP y al equipo que colgara del cabezal y debe ser cementada en toda su longitud

6.5.4.9 En caso que el pozo atraviese algún acuífero dulce que pudiese ser utilizado en el futuro como fuente de agua, la tubería de revestimiento de superficie debe instalarse cubriendo por lo menos 25 metros bajo el acuífero.

6.5.4.10 Después que las tuberías de revestimiento han sido cementadas, deben ser probadas con una presión igual a la presión interna que según los cálculos van a ser expuestas. La presión no debe exceder el 85% de la máxima presión interna de la tubería de revestimiento y debe ser mantenida por lo menos por 10 minutos.

6.5.4.11 Los factores mínimos de seguridad que se usen en el cálculo de las tuberías de revestimiento, serán los siguientes:

- a) al colapso 1.125
- b) a la tensión (conexión) 2.00
- c) a la tensión (cuerpo) 1.25
- d) a la presión interna 1.00

6.5.4.22 Después de cementar la tubería de revestimiento de superficie o intermedia, debe efectuarse una prueba de calidad de la cementación si no han sido cementados en su longitud total. Después de cementar la tubería de revestimiento de producción o línea, debe tomarse un registro de cementación o equivalente

6.5.4.23 En la cementación de tuberías de revestimiento se deben emplear las practicas API recomendadas (RP) y las especificaciones (SPEC) siguientes que sean aplicables o que las superen.

API SPEC 10 Specification for Material and Testing for Well Cements. (Especificaciones para materiales y pruebas de Cementación para pozos)

API SPEC 10A Well Cements. (Especificaciones de cementación de pozos)

API SPEC 10D Specification for Bow-Spring Casing Centralizers. (Especificaciones de centralizadores)

API RP 10E Application Cement Lining Steel Tubular Goods, HDL. (Practicas recomendadas para la aplicación de recubrimiento interno de cemento y tuberías)

API RP 10F Recommended Practice for Performance testing of Cementing Float Equipment. (Prácticas recomendadas para probar equipo flotador de cementación)

API RP 57 Recommended Practice for Offshore Well Completion, Servicing Workover, and Plug and Abandonment Operations. (Prácticas recomendadas para operaciones de Completación, Servicio, Reacondicionamiento, Taponeo y Abandono en Pozos costafuera)

6.5.5.12 Las pozas y sumideros, deben taparse al término de la perforación para asegurar la protección del suelo y del agua freática y superficial. Las técnicas a utilizar, se deben seleccionar en función a las condiciones geográficas de la ubicación y a la calidad de los fluidos y desechos que contengan.

La técnica o técnicas seleccionadas para cada tipo de poza, deberán garantizar la no degradación del suelo y del agua freática y superficial.

d) Bolivia

REGLAMENTO DE NORMAS TÉCNICAS Y DE SEGURIDAD PARA LAS ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS

2 de Julio de 1997

Capítulo III

De la seguridad de la organización

Artículo 39°.- El Titular será responsable de la ejecución del trabajo en concordancia con las normas de seguridad internacionalmente aceptadas en la industria petrolera y siguiendo las buenas prácticas de trabajo.

Artículo 41°.- El Titular debe organizar reuniones de seguridad previas al inicio del trabajo, prestando especial atención, pero sin limitarse, a los siguientes puntos:

- a. Primeros auxilios, prácticas contra incendio y técnicas de supervivencia.
- b. Ropa de seguridad.
- c. Servicios de primeros auxilios y provisión de servicios médicos calificados.
- d. Control de vías de acceso (carreteras, puentes, etc.)
- e. Planes de contingencia.
- f. Distancias seguras para el uso de fuentes de energía.
- g. Seguridad en el transporte.
- h. Salud, Alcohol y narcóticos.

- i. Salud ocupacional.
- j. Almacenamiento y transporte de explosivos, combustibles y químicos.
- k. Consideraciones ambientales.
- l. Consideraciones climatológicas.
- m. Operaciones acuáticas (si es aplicable).

Artículo 115°.- La cañería de Revestimiento de Superficie debe ser instalada para proveer el soporte seguro a los BOP y al equipo que colgará del Cabezal. Debe ser cementada en toda su longitud.

Capítulo III

De la terminación e intervención del pozo

Artículo 116°.- En caso que el Pozo atraviese algún acuífero dulce que sea o pueda ser utilizado en el futuro como Fuente de agua, la cañería de Revestimiento de Superficie debe instalarse cubriendo el acuífero.

Artículo 117°.- Después de que las cañerías de Revestimiento hayan sido cementadas, deben ser probadas con presión igual a la presión interna la cual, según los cálculos, van a ser expuestas. La presión no debe exceder el 85% de la máxima presión interna de la cañería de Revestimiento y debe ser mantenida por lo menos por 10 minutos.

Artículo 118°.- Los factores mínimos de seguridad que se usen el cálculo de las cañerías de Revestimiento serán:

- al colapso 1.125
- a la tensión (conexión) 2.00
- a la tensión (cuerpo) 1.25
- a la presión interna 1.00

Artículo 126°.- El tope de cemento de la cañería de Revestimiento Intermedia o de Producción debe quedar a no menos de 200 metros sobre la Zona más superficial aislable o sobre el zapato de la cañería de Revestimiento anterior.

e) **Costa Rica**

REGLAMENTO A LA LEY DE HIDROCARBUROS

04 de Diciembre de 1995

CAPITULO I

De la instalación y del equipo de perforación

Artículo 42. —El contratista obtendrá toda la información relacionada con la ubicación del futuro pozo, condiciones y habitantes de la zona, clima y topografía cercana y resistencia del suelo, que le permita la correcta instalación del equipo de perforación y planificación de sus operaciones.

Artículo 80. —Los productos químicos, materiales para el lodo y cemento, deben estar almacenados en lugares cercanos al pozo y protegidos de los elementos de la naturaleza para evitar su deterioro.

CAPITULO III

De la completación del pozo

Artículo 94. —La tubería de revestimiento, "casing", de superficie, debe ser instalada para proveer el soporte seguro a los BOP y al equipo que colgará del cabezal, y debe ser cementada en toda su longitud.

Artículo 95.—En caso que el pozo atravesase algún acuífero dulce que sea o pueda ser utilizado en el futuro como fuente de agua, la tubería de revestimiento de superficie deberá instalarse cubriendo por lo menos 25 m bajo el acuífero.

Artículo 96. —Posteriormente que las tuberías de revestimiento han sido cementadas, deben ser probadas con presión igual a la presión interna que según los cálculos van a ser expuestas. La presión no debe exceder el 85% de la máxima presión interna de la tubería de revestimiento y debe ser mantenida por lo menos por 10 minutos.

Artículo 97. —Los factores mínimos de seguridad que se usen en el cálculo de las tuberías de revestimiento, serán los siguientes:

- a) al colapso 1.125
- b) a la tensión (conexión) 2.00
- c) a la tensión (cuerpo) 1.25
- d) a la presión interna 1.00

Artículo 98. —No se permitirá el uso de tubería de revestimiento usada, a no ser que esté certificada por la inspección y probada por una compañía especializada independiente.

Artículo 100. —Toda cementación debe estar diseñada para permitir un tiempo adecuado de bombeo y de fraguado durante la operación y para proporcionar la necesaria resistencia a la tracción y compresión en el pozo.

Artículo 101. —La cementación primaria, debe estar diseñada para satisfacer algunas o varias de las siguientes necesidades:

- a) obtener una separación zonal efectiva y proteger la tubería de revestimiento.
- b) aislar el revestimiento de la formación.
- c) proteger la formación productiva.
- d) minimizar el peligro de reventones en zonas de alta presión.
- e) sellar zonas de pérdida de circulación y zonas profundas en previsión a una perforación más profunda.

Artículo 102. —La cementación secundaria, "squeeze cementing", debe estar diseñada para satisfacer alguna o varias de las siguientes necesidades:

- a) reparar la cementación primaria.
- b) reducir las altas relaciones gas-petróleo o agua-petróleo.
- c) reparar el revestimiento.
- d) abandonar o aislar zonas.

Artículo 103. —La cementación, debe ser evaluada en superficie mediante el monitoreo durante la operación y por medio del registro correspondiente después de finalizado el trabajo.

Artículo 104. —El tope de cemento de tubería de revestimiento intermedio o de producción, debe situarse a no menos de 200 m sobre la zona más superficial aislable o sobre el zapato de la tubería de revestimiento anterior.

Artículo 106. —Después de cementar la tubería de revestimiento de superficie o intermedia, debe efectuarse una prueba de calidad de la cementación si no han sido cementados en su longitud total. Después de cementar la tubería de revestimiento de producción o liner, debe tomarse un registro de cementación o equivalente.

Artículo 107. —Se deberán aplicar la última versión de las prácticas recomendadas por el API y en particular las especificaciones siguientes que sean aplicables:

SPEC 10 Especificaciones para materiales y pruebas de cementación.

SPEC 10A Especificaciones de cementos.

SPEC 10D Especificaciones de centralizadores.

RP 10E Prácticas recomendadas para la aplicación de recubrimiento interno de cemento y tuberías.

RP 10F Prácticas recomendadas para probar equipo flotador de cementación.

RP 57 Prácticas recomendadas para operaciones de completación, servicio, reacondicionamiento, taponeo y abandono en pozos costa afuera.

CAPITULO IV

Del abandono de un pozo

Artículo 125. —Las pozas y sumideros, deberán taparse al término de la perforación para asegurar la protección del suelo y del agua freática y superficial. Las técnicas a utilizar, se seleccionarán en función de las condiciones geográficas de la ubicación y a la calidad de los fluidos y desechos que contengan.

La técnica o técnicas seleccionadas para cada tipo de poza, deberán estar indicadas en el EIA y deberán garantizar la no degradación del suelo y del agua freática y superficial.

2.6. Hipótesis

El no tener una cementación hasta superficie del revestidor superficial de pozos petroleros del Centro Oriente provoca problemas al pozo como un posible colapso y al medio ambiente como puede ser la contaminación de los acuíferos superficiales de agua dulce.

CAPÍTULO III

3. NORMAS DE SEGURIDAD INDUSTRIAL Y CONTROL MEDIO AMBIENTAL DE LA CEMENTACIÓN

3.1. Normas de seguridad y ambiente

- La cuadrilla tiene y usa equipo de protección personal apropiado y funcional
- Conducir junta pre-operacional con representante de la operadora, cuadrilla y terceros involucrados para llegar a acuerdos en procedimientos de trabajo, diseño, cálculos y planes de contingencia de calidad de servicio.
- Instalación de equipo con estándares QHSE
- Seguir procedimientos apropiados de operación de cabeza de cementación
- Grabar parámetros críticos del trabajo como la densidad, la presión y temperatura
- Tomar muestras.
- Verificar que haya en presas el suficiente lodo para desplazar la lechada.
- Verificar el suministro de agua que sea lo suficiente para preparar la lechada.
- Si se trata de una cementación donde se va a manejar grandes volúmenes de lechada, debe contar con los dos laboratorios, rendimientos de lodo y dos necesarios para prepararla y tiempos bombeables.
- Si se instala un tanque estacionario para bombear agua, verificar su llevado con anticipación y verificar que no tenga fugas.
- Verificar que las líneas para suministro de lodo para desplazar la lechada no estén tapadas por asentamientos de material químico (barita)
- Verificar la existencia de otros fluidos en caso de que se requiera.
- Verificar que la unión de enlace entra la cabeza de cementar sea de la misma medida de la TR que la rosca se compatible y en buen estado.
- Revisar que las bombas del lodo del equipo estén en óptimas condiciones de operación.
- Contar con tablas de información técnica de las bombas a utilizar.
- Revisado de manómetros, localizador de peso y consola de control.

- Revisión del sistema de comunicación y voceo del equipo.
- Asegurar buena iluminación en áreas de presas principalmente la del retorno de fluidos en temblorina.
- Tener la bitácora en orden donde se haya registrado las medidas, grados y pesos de las tuberías de revestimiento al introducir.
- Verificar que estas tuberías estén bien estibadas y ordenadas en las rampas, de acuerdo a sus libradores de pesos y medidas para su introducción en el pozo.
- Verificar que la nomenclatura de las franjas pintadas en la TR coincidan con el orden de la introducción de las mismas, medir en forma selectiva la tubería que está colocada en la parte superior de la rampa.
- Verificar que las roscas de las cuerdas de los piñones y cajas de la TR estén previamente engrasados con sus protectores de vinil (no metálicos) colocados en forma correcta.
- Contar con una presa para recibir fluidos excedentes de la lechada y evitar la contaminación del lodo en presas.
- Contar con el servicio de transporte de los desechos de estos fluidos para desechar en locaciones autorizadas.
- Contar con los accesorios requeridos para estar pesando la densidad de la lechada, en buen estado.
- Evitar el deterioro de fluidos de desecho que contengan sustancias radioactivas o dañinas para la salud.
- Realizar el trabajo de acuerdo a su diseño. Cualquier desviación del procedimiento original del trabajo requiere aprobación del representante del cliente.

3.2. Normativa y Procedimientos de seguridad utilizados en la cementación del revestidor superficial.

La efectividad de cualquier trabajo de cementación depende de llevar a cabo una preparación meticulosa y precisa de los equipos, materiales y personal, así como del diseño y las pruebas del trabajo.

3.2.1. Procedimientos previos al trabajo de cementación

El gerente de servicios de campo o el responsable del servicio debe asignar el personal, los equipos y los materiales destinados al trabajo.

La asignación de los equipos, materiales y personal depende del diseño del trabajo. En cualquier caso, se debe contar con el equipo, material y personal suficiente para garantizar que el trabajo se complete con éxito.

El responsable del servicio debe revisar con la cuadrilla de cementación la orden de servicio del trabajo y los requisitos básicos de calidad de servicio. En la orden de servicio se detalla el trabajo que se va a realizar, así como los materiales y equipos necesarios. Cualquier requisito especial debe estar indicado en la orden de servicio. Cada uno de los miembros de la cuadrilla tendrá asignadas unas tareas y responsabilidades específicas. En los requerimientos claves de calidad de servicio, se indican las exigencias básicas para realizar el trabajo de forma adecuada y se señalan todos los aspectos que pueden poner en peligro el éxito del trabajo. Estos requisitos cubren los siguientes factores: diseño del trabajo, mantenimiento de los equipos, competencia del personal, toma de muestras, normas y políticas aplicables, evaluaciones de riesgo, y evaluación y reportes de trabajo. Una vez informado del trabajo que debe realizarse, cada operador de equipo el especialista de campo o ingeniero de campo debe realizar el programa de mantenimiento estandar de los equipos. Antes de utilizarlos, todos los equipos deben inspeccionarse y repararse en la medida en que sea necesario. Todos los equipos deben llevar la etiqueta verde, y han de estar limpios y pintados conforme a las normas de Schlumberger.

3.2.1.1. Equipos y suministros estándar

Todas las locaciones deben tener una lista estándar de los equipos auxiliares que debe tener cada unidad. Por ejemplo, todas las unidades de material a granel asignadas a un trabajo deben estar equipadas con una manguera de descarga de doble aleta de 15 pies. Otro ejemplo es la línea de tratamiento y sus accesorios que debe llevar toda unidad de bombeo. Una parte de la inspección previa al trabajo consiste en comprobar si todas las unidades de la locación disponen de sus equipos auxiliares estándar y si estos están actualizados conforme a la Normas, Pruebas e Inspección de Equipos de Tratamiento. Algunos trabajos pueden requerir equipo adicional. El responsable o despachador debe indicar esto en la orden de servicio. Si el trabajo requiere alguna línea de tratamiento extra, en la orden deberá señalarse el tipo y cantidad de líneas de tratamiento adicionales que se necesitan.

3.2.1.2. Mezcla de material a granel

El principal material de los trabajos de cementación es el cemento. La mezcla del cemento y los aditivos es un proceso muy importante. Si se utilizan aditivos en polvo, la cantidad suele ser pequeña en comparación con el volumen de cemento. El exceso o falta de cualquier aditivo puede provocar que el cemento fragüe demasiado rápido o que no fragüe. Y lo que es más, puede modificar las propiedades de la lechada y arruinar el trabajo. Por eso, es esencial que todas las personas encargadas de la mezcla del cemento respeten las normas y procedimientos de Schlumberger. Para mezclar de forma adecuada el cemento, es necesario disponer de una planta de material a granel limpia y en perfecto estado de funcionamiento y mantenimiento. Antes realizar ninguna mezcla, es necesario realizar el programa de mantenimiento estandar de la planta. El operador de equipo encargado de la mezcla debe conocer las normas de seguridad. En el caso del personal sin experiencia, antes de manejar cualquier equipo, manipular el cemento o los aditivos o realizar cualquier trabajo deberá recibir el entrenamiento pertinente.

Después de inspeccionar la planta de material a granel y calcular las cantidades, debe comprobarse si se dispone de las cantidades necesarias de cemento y aditivos químicos. Asimismo, es necesario revisar las hojas de datos de seguridad de materiales y de todos los productos químicos. Todas las hojas de datos de seguridad de materiales contienen información importante sobre las propiedades del producto químico, los peligros para la salud que presenta y los procedimientos de seguridad que deben seguirse durante su manipulación.

3.2.1.3. Carga de vehículos

Se debe elaborar una hoja de carga de material para todos los vehículos que vayan a transportar productos químicos. En la hoja de carga se deben indicar de forma clara los tipos de materiales y las cantidades respectivas. La hoja de carga sirve para asegurarse de transportar a la locación los productos correctos. Cuando conduzca un vehículo cargado de productos químicos, revise la hoja de carga para verificar si lleva todo lo indicado y si tiene las hojas de datos de seguridad de todos los materiales.

Cuando cargue un vehículo, procure que el centro de gravedad esté tan bajo y adelantado como sea posible. Esto ayudará a evitar los problemas relacionados con la dirección del vehículo. La carga debe estar asegurada con cadenas, amarres o cuerdas que garanticen su estabilidad y eviten que pueda volcar o caerse. Cuando se transporten productos químicos y equipos costa fuera, en el trayecto desde la base hasta los muelles, hasta el barco de suministro y de ahí al

equipo de perforación, asegúrese de que los materiales estén bien sujetos y protegidos. Los materiales deben estar adecuadamente identificados y toda la documentación debe estar en regla. Si se utilizan canastas de Schlumberger para transportar equipos y materiales, deberá comprobarse que estén en buen estado y con las certificaciones actualizadas.

3.2.1.4. Reunión previa al viaje

Antes del viaje, el ingeniero de campo responsable del trabajo debe celebrar una reunión con los miembros de la cuadrilla. La reunión previa al viaje es el último momento para que el ingeniero de campo responsable del trabajo compruebe que todos los equipos, piezas de repuesto y productos necesarios para el trabajo se han cargado. La orden de servicio se utiliza como lista de verificación en la reunión. Durante la reunión previa al viaje también se revisa la ruta programada. Se deberán analizar las condiciones climatológicas y el estado de las carreteras. En esta reunión también se acuerdan los lugares para realizar las paradas de descanso y se establece la hora esperada de llegada a la locación. El ingeniero de campo responsable del trabajo revisará cómo se va a posicionar el equipo al llegar a la locación; no obstante, esta información se trata en profundidad durante la reunión previa al armado en la locación.

3.2.1.5. Desplazamiento hasta la locación

El responsable del trabajo u otro conductor designado por ellos liderará la caravana. El líder de la caravana debe controlar la velocidad para que se circule a la velocidad del vehículo más lento. Es conveniente que el vehículo más lento vaya delante. Por otra parte, todos los vehículos de la caravana deben respetar la distancia de seguridad. Nunca sobrepase los límites de velocidad indicados por la normativa local. Se deben conducir en todo momento con la máxima precaución. El número de ocupantes de un vehículo de está limitado al número de cinturones de seguridad disponibles en el vehículo. Está terminantemente prohibido recoger a gente que haga autoestop. Se deja a discreción del conductor el ayudar a otros viajeros cuyo vehículo se haya averiado. Simplemente tenga cuidado.

3.2.2. Ejecución del trabajo

Esta fase incluye las siguientes actividades: instalación del equipo, celebración de la reunión previa al trabajo, realización del trabajo de forma segura y profesional, desarmado y lavado de los equipos. El trabajo se lleva a cabo en las instalaciones del cliente: al abandonar la locación, asegúrese de dejar una buena imagen de sí mismo. Si respeta las indicaciones que se aportan en esta sección, la imagen que deje será buena.

3.2.2.1. Llegada a la locación

Cuando llegue a la locación, compruebe que todos los equipos y productos han llegado en buenas condiciones. El responsable del trabajo debe informarse sobre las normas de seguridad del cliente. En la mayoría de los equipos de perforación costa fuera y en algunos terrestres, al llegar, los visitantes reciben una orientación en seguridad. En todo caso, aunque el equipo de perforación o el personal del cliente no dispongan de un programa formal de seguridad, el responsable del trabajo debe asegurarse de que todo el personal de WS reciba la información pertinente sobre las normas de seguridad y los riesgos potenciales en el equipo de perforación. El responsable del trabajo hablará con el cliente sobre el diseño del trabajo y se asegurará de que el diseño esté adaptado a las condiciones del pozo. El responsable del trabajo deberá recibir toda la información necesaria para verificar el diseño; si no, deberá informarse de dónde conseguirla.

El responsable del trabajo decidirá cómo deben posicionarse los equipos en la locación. Además, se celebrará una reunión previa al armado para informar a todo el mundo de dónde y cómo se van a posicionar los equipos en la locación. Se discutirá cómo se van a colocar las líneas de tratamiento y dónde se va a conectar el suministro de agua y lodo de perforación. El operador de equipo posicionará y armará los equipos con ayuda del responsable del trabajo. Al colocar el equipo, tenga cuidado de evitar los cables de anclaje y las líneas eléctricas y deje espacio suficiente para que las demás empresas de servicios puedan hacer su trabajo. Utilice siempre una persona en tierra como guía para posicionar los equipos. En el armado de cualquier equipo deben respetarse las normas de seguridad y prevención de pérdidas.

3.2.2.2. Armado

Sólo hay un método aceptable para armar el equipo de tratamiento en la locación. Este método se describe en la Norma de Seguridad, Bombeo a Presión y Seguridad en la Locación. No es aceptable utilizar otro método, salvo que el cliente aplique unas normas más exigentes. También es necesario respetar la Norma de Seguridad, Comunicación de Riesgos de Productos Químicos y Manipulación de Materiales; y Norma de Seguridad QHSE, equipo de Protección Personal. Puede que el equipo de perforación no esté listo para el bombeo de forma inmediata. Arme todos los equipos que pueda lo antes posible. Con esto, conseguirá minimizar el tiempo necesario para iniciar el bombeo una vez que el equipo de perforación esté listo. El operador de equipo debe llevar a cabo todos los programa de mantenimiento estandar del equipo pertinentes antes del trabajo, así como poner en marcha los equipos y cebar las unidades tan pronto como sea posible. Deben revisarse la cantidad de agua de mezcla y de fluido de desplazamiento Los materiales deben colocarse cerca de los tanques de mezcla, en áreas donde puedan mezclarse de forma efectiva y con seguridad. El cliente suele exigir que el personal de Schlumberger llegue a la locación antes de la hora programada para iniciar el bombeo. Esto permite disponer del tiempo suficiente para armar los equipos, y el cliente no pierde tiempo de perforación esperando a que llegue el personal. A veces, suele haber un tiempo de espera adicional antes de iniciar el trabajo. Aproveche este tiempo para asegurarse de que los equipos estén totalmente preparados.

3.2.2.3. Mezcla de fluidos

Antes de mezclar cualquier producto químico, compruebe si hay agua y lodo de perforación suficientes; tenga en cuenta también el volumen muerto de los tanques y líneas que se vayan a usar. Se considera un error operativo empezar el mezclado y luego descubrir que no hay agua suficiente para completar el trabajo. Si los fluidos se van a mezclar en locación, siga los procedimientos establecidos en el manual de operaciones de cementación y los reportes de laboratorio. El responsable del trabajo debe proporcionar al operador de equipo instrucciones claras y por escrito sobre la secuencia que debe seguir para mezclar los aditivos. La mezcla de cantidades incorrectas o en un orden erróneo puede afectar gravemente las propiedades del cemento. El operador de equipo debe confirmar que comprende todas las instrucciones. Cuando prepare los fluidos de mezcla, calcule con la mayor exactitud posible el volumen de los productos. Si va a utilizar los tanques del equipo de perforación, pregunte al encargado del lodo de perforación qué tanque puede utilizar para la mezcla, su capacidad y el volumen muerto. No

se fíe de los datos de volumen y verifíquelo para garantizar que mezcla la cantidad suficiente de fluido.

Cuando utilice los tanques del equipo de perforación para mezclar productos químicos, asegúrese siempre de que estén totalmente limpios y de que las líneas se laven por completo.

Los restos de lodo pueden reaccionar con los productos químicos y provocar una falla en el trabajo. Al mezclar los aditivos, el tanque debe agitarse de forma continua para asegurar un buen mezclado; utilice agentes antiespumantes salvo que el procedimiento indique lo contrario. Lleve siempre el PPE correspondiente para cada producto químico, según las indicaciones. Tome siempre muestras de los materiales que utilice:

- agua de mezcla sin aditivos
- agua de mezcla con aditivos
- aditivos cemento seco

Todas las muestras se etiquetarán con la siguiente información:

- Fecha
- Cliente
- Tipo de muestra:
- Equipo de perforación: nombre del pozo: número de pozo
- Tipo de trabajo
- Número de lote
- Número de silo
- Persona que ha tomado la muestra

3.2.2.4. Cemento a granel

Asegúrese de saber qué silo de cemento contiene cada mezcla de cemento. La hoja de carga del vehículo debe indicar el contenido de cada uno de los tanques; además, todos los tanques deben estar claramente etiquetados. Si debe transferir cemento en la locación, asegúrese de hacerlo a un silo limpio y que haya pasado el programa de mantenimiento estandar de los equipos, o a un silo que contenga la misma mezcla y esté claramente etiquetado. Las normas operativas de WS exigen disponer de un control de polvo cuando se transfiere cemento. Es norma habitual disponer de un sistema de control de polvo para cada trabajo. Este sistema puede ser una simple unidad tipo media o una unidad prefabricada permanentemente unida a la planta bulk. El dispositivo de control de polvo debe instalarse antes de transferir cemento. Si en la locación hay

dos compresores, los dos deben conectarse de modo que puedan actuar como equipo auxiliar del otro.

3.2.2.5. Preparación de los Equipo

a) Accesorios para tubería de revestimiento

Si suministra la zapata y el collar para el trabajo, ambos elementos deberán inspeccionarse para comprobar que estén limpios y que las roscas coincidan con la tubería de revestimiento. Los accesorios para tubería de revestimiento se inspeccionan en el Distrito; no obstante, una vez en la locación, se deben volver a revisar para verificar que el equipo sea el adecuado y que no se haya dañado durante el viaje a la locación. Aplique un compuesto para roscas sólo en el extremo macho. La aplicación de un compuesto para roscas sólo en el extremo macho garantiza que cualquier exceso de compuesto salga expulsado hacia el exterior de la tubería de revestimiento. El exceso de compuesto en el extremo hembra podría salir hacia el equipo de flotación y provocar una falla. El responsable del trabajo debe estar presente durante la instalación de los accesorios para tubería de revestimiento y asegurarse de que se aplique el torque correcto. Utilice las normas API como referencia básica para los valores del torque para apretar las roscas.

b) Cabeza de cementación

La cabeza cementación se somete al programa de mantenimiento estandar de los equipos en el Distrito; no obstante, debe volverse a revisar en la locación para comprobar si ha sufrido algún daño durante el viaje. Compruebe que la reducción y la conexión rápida tengan el tipo de rosca correcta.

Durante la carga de los tapones de cementación, el representante del cliente deberá estar presente, salvo que haya dado su autorización para hacerlo sin él. La instalación de los tapones en un orden incorrecto puede tener consecuencias desastrosas: asegúrese de saber cuál es el tapón superior y cuál el inferior. No confíe en el código de color de los tapones. El centro del tapón superior es macizo, mientras que el centro del tapón inferior es hueco y presenta un diafragma fino que cubre la parte superior. No perforo el diafragma. Verifique el funcionamiento y ajuste del testigo situado en la cabeza de cementación. Cuando haya cargado el tapón o los tapones, compruebe el O-ring de la tapa, engrásela y apriétela en la cabeza. El

sello de la tapa depende del O-ring, de modo que no es necesario apretarla demasiado con martillazos.

En cuanto se identifique el último tramo de revestimiento, debe apretarse el acoplamiento rápido. Con el fin de evitar cualquier retraso en el piso del equipo de perforación, el acoplamiento rápido debe apretarse, si es posible, mientras el tramo está todavía en la tarima para tubería. Lave el collar de la tubería de revestimiento e inspeccione las roscas. Si el collar está desgastado, sustitúyalo. Limpie e inspeccione el acoplamiento rápido. Aplique grasa para roscas en el collar de la tubería de revestimiento. Apriete el acoplamiento rápido según el torque API para el tamaño y peso de la tubería de revestimiento.

3.3. Planes de contingencia para la contaminación de acuíferos por la perforación de pozos.

Cuando se ha llegado a una situación de contaminación de un acuífero, la protección de captaciones y el intento de eliminación del contaminante suele basarse en procesos de alteración del flujo subterráneo. Los métodos más usuales son:

- Modificación de bombeos. especialmente en zonas con problemas de intrusión marina o de acuíferos conectados con ríos contaminados.
- Barreras de presión o conjunto de pozos de recarga. modificando los gradientes de modo que se detenga el flujo de agua contaminada hacia los puntos de extracción.
- Barreras de depresión o conjunto de pozos de bombeo situados entre el foco contaminante y las captaciones a proteger.
- Intercepción y extracción. por bombeo, del contaminante. De dudosa eficacia. este método ha sido empleado en casos de fugas de hidrocarburos.
- Barreras subterráneas impermeables. Método técnica y económicamente viable en ocasiones muy favorables.

CAPÍTULO IV

4. DISEÑO METODOLÓGICO

4.1. Tipo de estudio

El presente trabajo de investigación es de tipo descriptivo porque analizó las variables: El proceso de cementación del revestidor superficial de pozos del Centro Oriente. Según el tiempo es un estudio transversal porque se desarrolló en seis meses, además es un trabajo prospectivo porque servirá a futuro para la toma de decisiones en el problema identificado.

La información obtenida permitió el desarrollo del presente estudio, mediante la recopilación de información teórica y bibliográfica de fuentes como tesis de grado, folletos y revistas especializadas, publicaciones relacionadas con el tema análisis.

Por el lugar de estudio y muestreo, la investigación es de campo; debido a que se tomaron los datos de los sitios donde la información fue limitada, se elaboró los cálculos de la cementación.

4.2. Universo y muestra

El Universo constituye 129 pozos perforados en el Centro Oriente del Ecuador desde los años 2010 hasta 2013, se hizo uso de la fórmula para establecer la muestra, resultando 49 pozos de los que se revisó los reportes finales de perforación para determinar los pozos que no tenían cementado hasta superficie el revestidor superficial, para ellos se determinó la cantidad de cemento que faltó para cementar hasta superficie al revestidor superficial.

$$n = \frac{PQ * N}{(N - 1) * (E/K)^2 + PQ}$$

Dónde:

n = Tamaño de la muestra

PQ = Varianza media de la población (0.115)

N = Población o universo

E = Error admisible (0.12)

K = Coeficiente de corrección del error (2)

4.3. Técnica

La técnica utilizada en el presente trabajo de investigación comenzó en la recopilación de los reportes finales de perforación entregados por las empresas operadoras del Centro Oriente a la Coordinación de Control Técnico y Fiscalización de Exploración y Explotación de Hidrocarburos y Gas Natural de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.

La metodología fue la siguiente:

- Identificar los pozos perforados en el Centro Oriente desde el año 2010 hasta 2013.
- Revisión de los reportes finales de perforación de los pozos antes mencionados para identificar cuáles son los que no tienen cementado hasta superficie su revestidor superficial.
- Análisis de los Informes de los peritos de las Inspecciones Judiciales en las piscinas de los pozos petroleros del Centro Oriente para la identificación del nivel freático.

4.4. Recolección de datos

Instrumentos de recolección de datos

La recopilación de datos para el desarrollo del presente proyecto se utilizó la técnica de recolección primaria de información usando una matriz (Ver [anexo C](#)).

Fuentes primarias

- Datos de cementación obtenidos de reportes finales de perforación proporcionados por la Coordinación de Control Técnico y Fiscalización de Exploración y Explotación de Hidrocarburos y Gas Natural de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.
- Numero de pozos perforados desde el año 2010 hasta 2013 en el Centro Oriente.

En cuanto a las fuentes secundarias fue toda la información bibliográfica disponible, así como también información de la red.

Arch

- Reportes de cementación.
- Reportes de fluidos de perforación
- Reportes diarios de perforación

4.5. Procesamiento de datos

Por medio de los datos proporcionados por la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero del Centro Oriente se realizó:

- Análisis de los reportes finales de perforación de los pozos del Centro Oriente para definir el tope de cemento del revestidor superficial.
- Una hoja de cálculo del programa Excel ([Anexo C](#)) para la clasificación de los pozos perforados del Centro Oriente en los cuales la cementación del revestidor superficial fue realizada hasta superficie o no.
- Cálculos de los volúmenes de cemento ([Anexo D](#)) necesario para cementar hasta superficie al revestidor superficial para establecer la cantidad de sacos que se debían utilizar.

CAPÍTULO V

5. ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE DATOS

En este capítulo se analizó e interpretó los datos de la hoja de cálculo del programa Excel (ver [anexo C](#)) obtenidos de la muestra de pozos petroleros perforados en el Centro Oriente. Se realizó una serie de cálculos de volúmenes de lechadas de cemento para cementar hasta superficie al revestidor superficial de cada pozo y se comparó con los que informan los reportes finales de perforación facilitados por las empresas operadoras del Centro Oriente a la Coordinación de Control Técnico y Fiscalización de Exploración y Explotación de Hidrocarburos y Gas Natural de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ver [anexo D](#)), además se identificó los acuíferos de agua dulce presentes en el Centro Oriente.

5.1. Análisis de los resultados de la matriz

El análisis de la matriz de recolección de datos ([Anexo C](#)) y de cálculos de cementación ([Anexo D](#)) arroja los siguientes resultados:

Tabla 17.- Número de pozos cementados por cada prestadora de servicios.

Muestra pozos perforados		
Compañías cementadoras	Número de pozos (muestra)	Porcentaje (%)
Baker Hughes	29	59
Halliburton	6	12
Schlumberger	14	29
Total	49	100

Realizado por.- Jacqueline Aza y Miguel Mendoza

Fuente: Reportes Finales de Perforación

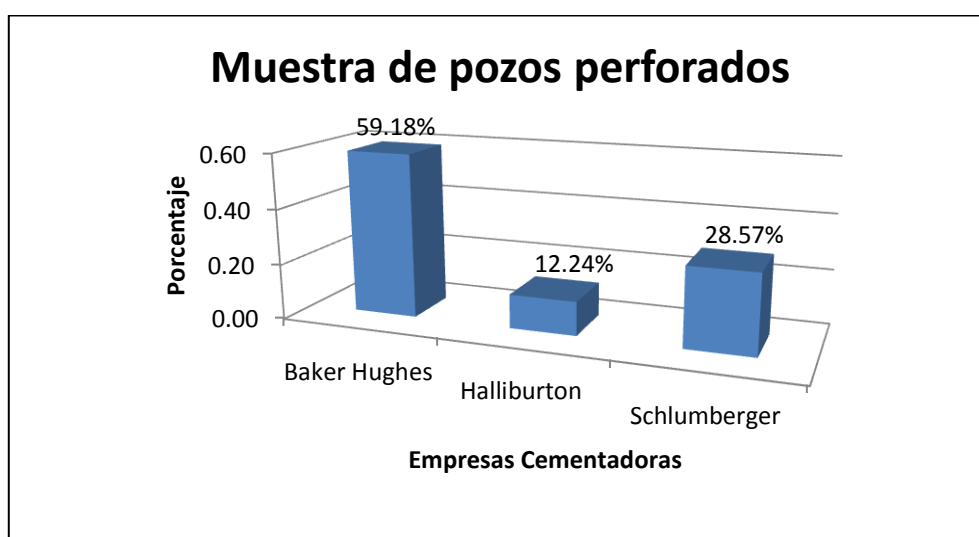


Figura 26.- Porcentaje de pozos cementados vs Compañías prestadoras de servicio.

Realizado por.- Jacqueline Aza y Miguel Mendoza

Fuente: Reportes Finales de Perforación

Baker Hughes es la compañía cementadora que más trabajos de cementación realizó en los pozos perforados desde el año 2010 al 2013 en el Centro Oriente teniendo un 59,18 % de los trabajos.

Tabla 18.- Número de pozos cementados o no hasta superficie

Pozos	Número de pozos (muestra)	Porcentaje (%)
Cementados completamente hasta superficie	15	31
No cementados completamente hasta superficie	34	69
Total	49	100

Realizado por.- Jacqueline Aza y Miguel Mendoza

Fuente: Reportes Finales de Perforación

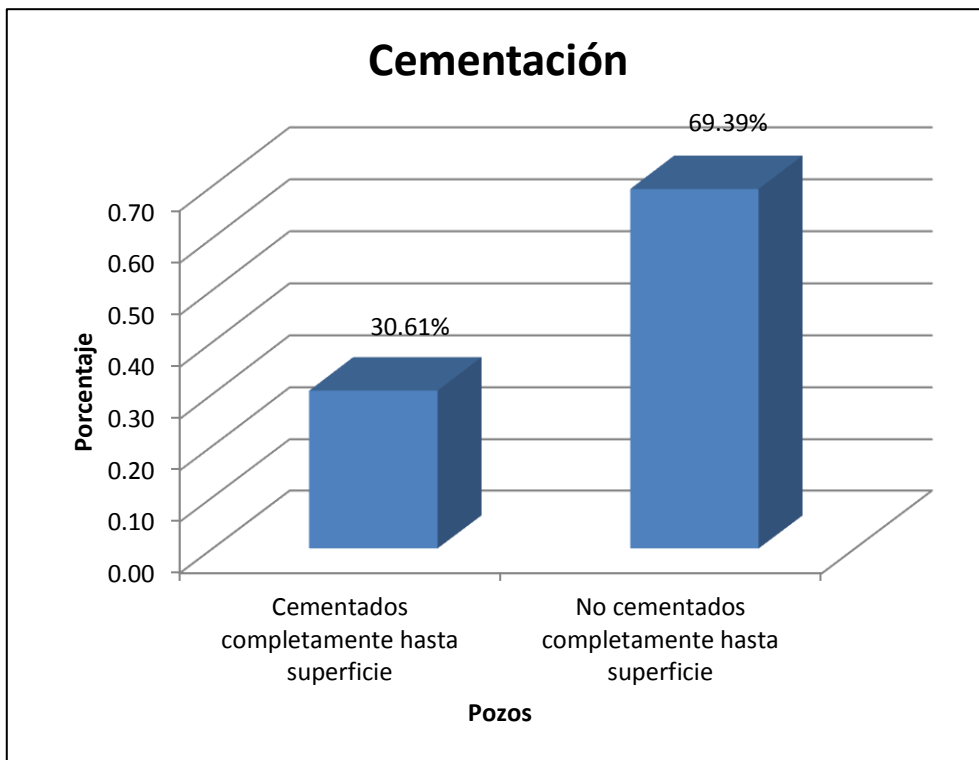


Figura 27.- Porcentaje de pozos cementados o no hasta superficie.

Realizado por.- Jacqueline Aza y Miguel Mendoza

Fuente: Reportes Finales de Perforación

El 69,39 % de los revestidores superficiales de los pozos perforados en el período 2010 al 2013 en el Centro Oriente no fueron cementados hasta superficie sin un soporte técnico que justifique dicha operación.

Tabla 19.- Número de pozos cementados hasta superficie por año

Año	Pozos perforados (muestra)	Completamente cementados hasta superficie	
		Número de pozos	Porcentaje (%)
2010	1	1	100
2011	5	3	60
2012	26	8	31
2013	17	3	18
Total	49	15	31

Realizado por.- Jacqueline Aza y Miguel Mendoza

Fuente: Reportes Finales de Perforación

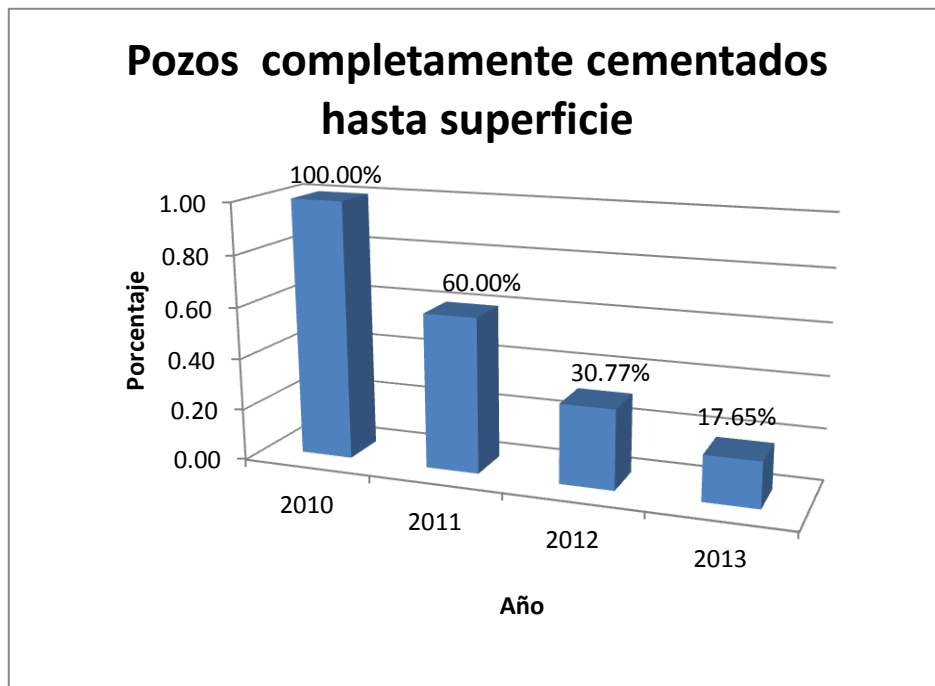


Figura 28.- Número de pozos cementados hasta superficie por año

Realizado por.- Jacqueline Aza y Miguel Mendoza

Fuente: Reportes Finales de Perforación

En la figura se puede observar que hasta el año 2010 se llevaba acabo una operación normal dentro de la cementación de los revestidores superficiales es a partir del año 2011 que se empieza a dejar sin cementar una parte del revestidor superficial.

Tabla 20.- Pozos no cementados hasta superficie en relación a pozos cementados en el Campo por cada compañía.

Empresas cementadoras	Total de pozos cementados (muestra)	Pozos no cementados hasta superficie	Porcentaje (%)
Baker Hughes	29	21	72
Halliburton	6	4	67
Schlumberger	14	9	64
Total	49	34	

Realizado por: Jacqueline Aza y Miguel Mendoza

Fuente: Reportes Finales de Perforación

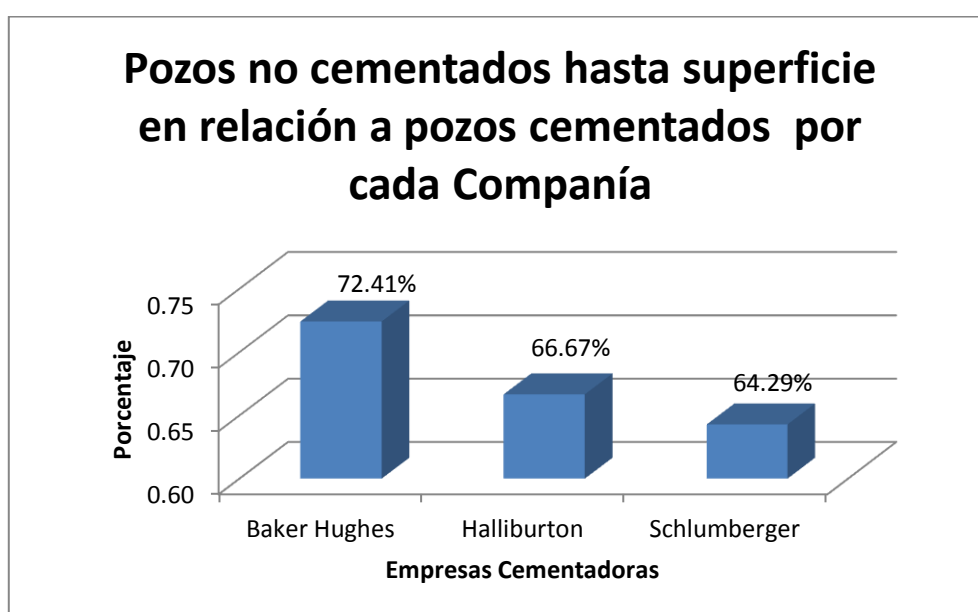


Figura 29.- Pozos no cementados hasta superficie en relación a pozos cementados en el Campo por cada compañía.

Realizado por: Jacqueline Aza y Miguel Mendoza

Fuente: Reportes Finales de Perforación

Los porcentajes mostrados en la figura fueron obtenidos de una relación entre los pozos en los cuales no se cemento hasta superficie su revestidor superficial con respecto al total de pozos cementados por cada compañía prestadora de servicios.

El cálculo de la cantidad de cemento que se necesitaba para realizar una cementación completa se lo realizó de la siguiente manera:

5.2. Cálculos de Cementación

5.2.1. Pozo Sacha-363D

5.2.1.1. Litología Pozo Sacha-363D

Tabla 21.- Litología de Pozo Sacha-363D

Intervalo ft	Litología %	Descripción
50 – 100*	80	Conglomerado: Cuarzoso - lítico, negro, gris verdoso, amarillento, lechoso, opaco a translúcido, suelto, muy duro, fragmentos angulares, fractura concoidea.
	10	Arenisca: Cuarzosa - lítica, gris clara, amarillenta, negra, translúcida, suelta, grano medio, subredondeada a subangular, buena clasificación, matriz no visible, cemento no visible, regular porosidad inferida.
	10	Arcillolita: Café rojiza, suave a moderadamente firme, subbloque a bloque, textura terrosa, no calcárea.
100 – 150	40	Conglomerado: Cuarzoso - lítico, negro, gris verdoso, gris oscuro, verde oscuro, amarillo, translúcido a opaco, suelto, muy duro, fragmentos angulares, fractura concoidea.
	60	Arenisca: Cuarzosa - lítica, blanca, gris clara, amarillenta, negra, gris verdosa, gris clara, translúcida a opaca, suelta, grano medio a grueso, subredondeada a subangular, regular clasificación, matriz no visible, cemento no visible, regular porosidad inferida.
150 – 200*	40	Conglomerado: Cuarzoso - lítico, amarillo, negro, gris oscuro, gris verdoso, lechoso, opaco a translúcido, suelto, muy duro, fragmentos angulares, fractura concoidea.
	60	Arenisca: Cuarzosa - lítica, blanca, amarillenta, gris clara, negra, translúcida a opaca, suelta, grano medio a grueso, subredondeada a subangular, moderada clasificación, matriz no visible, cemento no visible, regular porosidad inferida.
200 – 250	30	Conglomerado: Cuarzoso - lítico, negro, gris verdoso, gris, amarillento, lechoso, translúcido, suelto, muy duro, fragmentos angulares, fractura concoidea.
	70	Arenisca: Cuarzosa - lítica, blanca, amarillenta, negra, gris clara, gris verdosa, translúcida a opaca, suelta, grano medio a grueso, subredondeada a subangular, buena clasificación, matriz no visible, cemento no visible, regular porosidad inferida.
250 – 300*	80	Conglomerado: Cuarzoso - lítico, negro, gris verdoso, gris, blanco lechoso, amarillento, translúcido, suelto, muy duro, fragmentos angulares, fractura concoidea.
	10	Arenisca: Cuarzosa - lítica, amarillenta, blanca, gris clara, negra, translúcida a opaca, suelta, grano grueso, subangular, buena clasificación,

	10	matriz no visible, cemento no visible, regular porosidad inferida Arcillolita: café amarillenta, café rojiza, moderadamente firme a firme, subbloque a bloque, textura cerosa a terrosa, no calcárea
300 – 350	50	Conglomerado: cuarzoso - lítico, negro, gris verdoso, gris, blanco lechoso, amarillento, translúcido, suelto, muy duro, fragmentos angulares, fractura concoidea.
	40	Arenisca: Cuarzosa - lítica, amarillenta, gris clara, blanca, negra, translúcida a opaca, suelta, grano medio, subredondeada a subangular, buena clasificación, matriz no visible, cemento no visible, regular porosidad inferida.
	10	Arcillolita: Café amarillenta, café rojiza, moderadamente firme a firme, subbloque a bloque, textura cerosa a terrosa, no calcárea
350 – 400	30	Conglomerado: Cuarzoso - lítico, gris, negro, gris verdoso, blanco lechoso, amarillento, translúcido, suelto, muy duro, fragmentos angulares, fractura concoidea.
	50	Arenisca: Cuarzosa - lítica, gris clara, amarillenta, blanca, negra, translúcida a opaca, suelta, grano medio, subredondeada a subangular, buena clasificación, matriz no visible, cemento no visible, regular porosidad inferida.
	20	Arcillolita: Café rojiza, café amarillenta, moderadamente firme a firme, subbloque a bloque, textura cerosa a terrosa, no calcárea
400 – 450*	20	Conglomerado: Cuarzoso - lítico, negro, gris verdoso, gris, blanco lechoso, amarillento, translúcido, suelto, muy duro, fragmentos angulares, fractura concoidea.
	60	Arenisca: Cuarzosa - lítica, gris clara, negra, blanca, amarillenta, translúcida a opaca suelta, grano medio, subredondeada a subangular, moderada clasificación, matriz no visible, cemento no visible, regular porosidad inferida.
	20	Arcillolita: Café rojiza, café amarillenta, amarillenta, moderadamente firme a firme, subbloque a bloque, textura cerosa a terrosa, no calcárea
450 – 500	20	Conglomerado: Cuarzoso - lítico, negro, amarillento, gris verdoso, gris, translúcido, suelto, muy duro, fragmentos angulares, fractura concoidea.
	60	Arenisca: Cuarzosa - lítica, amarillenta, gris clara, negra, blanca, translúcida a opaca, suelta, grano medio a grueso, subredondeada a subangular, buena clasificación, matriz no visible, cemento no visible, regular porosidad inferida.
	20	Arcillolita: Café rojiza, café amarillenta, moderadamente firme a firme, subbloque a bloque, textura cerosa a terrosa, no calcárea
500 – 550*	40	Arenisca: Cuarzosa - lítica, gris clara, amarillenta, negra, blanca, translúcida a opaca, suelta, grano medio a grueso, subredondeada a subangular, buena clasificación, matriz no visible, cemento no visible, regular porosidad inferida.
	60	Arcillolita: Café rojiza, café amarillenta, moderadamente firme a firme, subbloque a bloque, textura cerosa a terrosa, no calcárea.
550 – 600	80	Arenisca: Cuarzosa - lítica, amarillenta, gris clara, blanca, negra, translúcida a opaca, suelta, grano medio a grueso, subredondeada a subangular, buena clasificación, matriz no visible, cemento no visible, regular porosidad inferida.
	20	Arcillolita: Café rojiza, café amarillenta, amarillenta, moderadamente firme a firme, subbloque a bloque, textura cerosa a terrosa, no calcárea

600 – 650*	90	Arenisca: Cuarzosa - lítica, gris clara, amarillenta, blanca, negra, opaca, suelta, grano medio a grueso, subredondeada a subangular, buena clasificación, matriz no visible, cemento no visible, regular porosidad inferida.
	10	Arcillolita: Café amarillenta, café rojiza, amarillenta, moderadamente firme, subbloque a bloque, textura cerosa a terrosa, no calcárea
650 – 700	70	Arenisca: Cuarzosa - lítica, gris clara, amarillenta, negra, blanca, verdosa, translúcida a opaca, suelta, grano medio a grueso, subangular a angular, moderada clasificación, matriz no visible, cemento no visible, regular porosidad inferida.
	30	Arcillolita: Café rojiza, café amarillenta, púrpura, moderadamente firme a firme, subbloque a bloque, textura cerosa a terrosa, no calcárea.
700 – 750*	40	Arenisca: Cuarzosa - lítica, amarillenta, gris clara, blanca, verdosa, translúcida a opaca, suelta, grano medio a grueso, subangular a angular, moderada clasificación, matriz no visible, cemento no visible, regular porosidad inferida.
	60	Arcillolita: Café amarillenta, café rojiza, crema, gris clara, púrpura, amarillenta, moderadamente firme a firme, subbloque a bloque, textura cerosa a terrosa, no calcárea. Asociada con pirita.
750 – 800	30	Arenisca: Cuarzosa - lítica, gris clara, negra, amarillenta, translúcida a opaca, suelta, grano medio a grueso, subangular a angular, moderada clasificación, matriz no visible, cemento no visible, regular porosidad inferida.
	70	Arcillolita: Café rojiza, café amarillenta, púrpura, gris clara, crema, amarillenta, moderadamente firme a firme, subbloque a bloque, textura cerosa a terrosa, no calcárea
800 – 850*	20	Arenisca: Cuarzosa - lítica, blanca, lechosa, gris clara, amarillenta, subtransparente a translúcida, suelta, grano medio a grueso, subredondeada a subangular, pobre clasificación, matriz no visible, cemento no visible, pobre porosidad inferida.
	80	Arcillolita: Crema, café rojiza, gris clara, café amarillenta, moderadamente firme a firme, subbloque a bloque, textura cerosa a terrosa, no calcárea
850 – 900	60	Arenisca: Cuarzosa - lítica, amarillenta, gris clara, blanca, transparente a translúcida, suelta, grano medio a grueso, subredondeada a subangular, moderada clasificación, matriz no visible, cemento no visible, pobre porosidad inferida.
	40	Arcillolita: Café amarillenta, café rojiza, crema, gris clara, suave a moderadamente firme, subbloque a bloque, textura cerosa, no calcárea.
900 – 950*	70	Arenisca: Cuarzosa - lítica, blanca, amarillenta, lechosa, gris clara, verde amarillenta, subtransparente a translúcida, suelta, grano medio ocasionalmente grueso, subredondeada a subangular, pobre clasificación, matriz no visible, cemento no visible, pobre porosidad inferida.
	30	Arcillolita: Café rojiza, crema, café amarillenta, gris clara, suave a moderadamente firme, subbloque a bloque, textura cerosa, no calcárea.
950 – 1000	60	Arenisca: Cuarzosa - lítica, amarillenta, blanca, lechosa, gris clara, subtranslúcida, suelta, grano medio ocasionalmente grueso, subredondeada, regular clasificación, matriz no visible, cemento no visible, pobre porosidad inferida.
	40	Arcillolita: Gris clara, crema, café rojiza, café amarillento, suave a moderadamente firme, subbloque a bloque, textura cerosa, no calcárea.
1000 – 1050*	30	Arenisca: Cuarzosa - lítica, blanca, café amarillenta, gris clara, negra, subtranslúcida a subtransparente, suelta, grano fino a medio, subredondeada

	70	a subangular, regular clasificación, matriz no visible, cemento no visible, pobre porosidad inferida. Arcillolita: Púrpura, café amarillenta, gris verdosa, crema, suave a moderadamente firme, subbloque a bloque, textura cerosa, no calcárea.
1050 – 1100	20	Arenisca: Cuarzosa - lítica, blanca, amarillenta, gris oscura, gris, subtransparente a subtranslúcida, suelta, grano fino a medio, subredondeada a redondeada, moderada clasificación, matriz no visible, cemento no visible, regular porosidad inferida
	80	Arcillolita: Gris verdosa, púrpura, café amarillento, crema, suave a moderadamente firme, subbloque a bloque, textura cerosa, no calcárea.
1100 – 1150*	70	Arenisca: Cuarzosa - lítica, amarillenta, gris, blanca, gris oscura, crema, subtransparente a subtranslúcida, suelta, grano medio a grueso, subredondeada a subangular, regular clasificación, matriz no visible, cemento no visible, regular porosidad inferida.
	30	Arcillolita: Café amarillenta, crema, púrpura, café amarillenta con crema, suave a moderadamente firme, subbloque a bloque, textura cerosa, no calcárea.
1150 – 1200	70	Arenisca: Cuarzosa - lítica, blanca, amarillenta, gris clara, subtransparente a translúcida, suelta, grano fino a medio, subangular a subredondeada, moderada clasificación, matriz no visible, cemento no visible, regular porosidad inferida
	30	Arcillolita: Gris verdosa, gris clara, púrpura, amarillenta, crema, suave a moderadamente firme, subbloque a bloque, textura terrosa a cerosa, no calcárea.
1200 – 1250*	40	Arenisca: Cuarzosa - lítica, blanca, gris clara, amarilla clara, subtransparente a translúcida, friable a suelta, grano fino a medio, subangular a subredondeada, moderada clasificación, matriz no visible, cemento no visible, regular porosidad inferida
	60	Arcillolita: Púrpura, café amarillenta, café rojiza, gris clara, crema, suave a moderadamente firme, irregular a subbloque, textura cerosa, no calcárea.
1250 – 1300	40	Arenisca: Cuarzosa - lítica, blanca, amarillenta, gris clara, subtransparente a translúcida, suelta, grano fino a medio, subangular a subredondeada, moderada clasificación, matriz no visible, cemento no visible, regular porosidad inferida
	60	Arcillolita: Púrpura, café amarillenta, gris clara, crema, suave a moderadamente firme, subbloque a bloque, textura cerosa, no calcárea.
1300 – 1350	20	Arenisca: Cuarzosa - lítica, blanca, gris clara, amarillenta, translúcida, suelta, grano fino a medio, subangular a subredondeada, moderada clasificación, matriz no visible, cemento no visible, regular porosidad inferida
	80	Arcillolita: Gris clara, púrpura, café amarillenta, crema, suave a moderadamente firme, subbloque, textura cerosa, no calcárea.
1350 – 1400*	20	Arenisca: Cuarzosa - lítica, blanca, amarillenta, gris clara, subtransparente a translúcida, suelta, grano fino a medio, subangular a subredondeada, moderada clasificación, matriz no visible, cemento no visible, regular porosidad inferida
	80	Arcillolita: Gris verdosa, café rojiza, café amarillenta, gris clara, crema, púrpura, suave a moderadamente firme, irregular a subbloque textura cerosa, no calcárea.
1400 – 1450	100	Arcillolita: Café amarillenta, púrpura, gris clara, gris verdosa, café rojiza, crema, suave a moderadamente firme, irregular a subbloque textura cerosa a terrosa, no calcárea. Asociada con anhidrita.

	Trazas	Arenisca
1450 – 1500*	100	Arcillolita: Púrpura, café amarillenta, café rojiza, gris clara, crema, suave a moderadamente firme, irregular a subbloque textura cerosa a terrosa, no calcárea. Asociada con anhidrita.
	Trazas	Arenisca
1500 – 1550	100	Arcillolita: Púrpura, gris clara, café amarillenta, crema, café rojiza, moderadamente firme, irregular a subbloque, textura terrosa a cerosa, no calcárea, asociada con anhidrita.
	Trazas	Arenisca
1550 – 1600*	100	Arcillolita: Café amarillenta, gris clara, café rojiza, púrpura, crema, suave a moderadamente firme, subbloque a bloque, textura terrosa, no calcárea, asociada con anhidrita.
	Trazas	Arenisca
1600 – 1650	100	Arcillolita: Café amarillenta, café rojiza, gris clara, púrpura, suave a moderadamente firme, subbloque a bloque, textura terrosa, no calcárea, asociada con anhidrita y mica.
	Trazas	Arenisca
1650 – 1700*	100	Arcillolita: Púrpura, gris clara, café amarillenta, gris verdosa, crema, café rojiza, moderadamente firme, subbloque, textura terrosa, no calcárea.
	Trazas	Arenisca
1700 – 1750	80	Arenisca: Cuarzosa, gris clara, blanca, café amarillenta, subtransparente, suelta, grano fino, subredondeada a subangular, moderada clasificación, matriz no visible, cemento no visible, regular porosidad inferida.
	20	Arcillolita: Café amarillenta, gris clara, púrpura, crema, café rojiza, moderadamente firme, irregular a subbloque, textura terrosa, no calcárea.
	Trazas	Carbón
1750 – 1800*	20	Arenisca: Cuarzosa, gris clara, blanca, café amarillenta, subtransparente, suelta, grano fino, subredondeada a subangular, moderada clasificación, matriz no visible, cemento no visible, regular porosidad inferida.
	80	Arcillolita: Gris clara, café amarillenta, púrpura, crema, café rojiza, moderadamente firme, irregular a subbloque, textura terrosa, no calcárea.
	Trazas	
1800 – 1850	20	Arenisca: Cuarzosa, blanca, gris clara, transparente a subtranslúcida, suelta, grano fino a medio, subredondeada a subangular, regular clasificación, matriz arcillosa, cemento no visible, pobre porosidad inferida. Asociada con Pirita.
	80	Arcillolita: Púrpura, café amarillenta, gris clara, café rojiza, moderadamente firme, irregular, textura terrosa, no calcárea. Asociada con Mica.
	Trazas	
1850 – 1900*	20	Arenisca: Cuarzosa, blanca, gris clara, amarillenta, transparente a subtranslúcida, suelta, grano fino, subredondeada a subangular, regular clasificación, matriz no visible, cemento no visible, pobre porosidad inferida. Asociada con Pirita.
	80	Arcillolita: Café amarillenta, gris clara, púrpura, crema, moderadamente firme, subbloque a bloque, textura terrosa, no calcárea. Asociada con Anhidrita
	Trazas	
1900 – 1950	80	Arenisca: Cuarzosa, blanca, gris clara, amarillenta, transparente a translúcida, suelta, grano fino, subredondeada a subangular, regular clasificación, matriz no visible, cemento no visible, pobre porosidad inferida. asociada con Pirita
	20	Arcillolita: Café amarillenta, gris clara, café rojiza, púrpura, gris verdosa, moderadamente firme, irregular a subbloque, textura terrosa, no calcárea.
	Trazas	

	Trazas	Asociada con Anhidrita Carbón
1950 – 2000*	20	Arenisca: Cuarzosa, blanca, gris clara, transparente a translúcida, suelta, grano fino a medio, subredondeada a subangular, regular clasificación, matriz no visible, cemento no visible, pobre porosidad inferida. Asociada con Pirita.
2000 – 2050	20	Arenisca: Cuarzosa, blanca, gris clara, transparente a translúcida, suelta, grano fino a medio, subredondeada a subangular, regular clasificación, matriz no visible, cemento no visible, pobre porosidad inferida. Asociada con Mica y Pirita.
	80 Trazas	Arcillolita: Café amarillenta, gris verdosa, gris claro, café rojiza, púrpura, crema, gris verdosa, moderadamente firme, subbloque, textura cerosa y terrosa, no calcárea. Asociada con Anhidrita. Carbón
2050 – 2100*	100 Trazas	Arcillolita: Café amarillenta, café rojiza, púrpura, gris clara, café clara, moderadamente firme, subbloque a bloque, textura terrosa, no calcárea. Asociada con Anhidrita. Arenisca y Carbón
2100 – 2150	100 Trazas	Arcillolita: Café amarillenta, café rojizo, gris clara, púrpura, moderadamente firme, irregular a subbloque, textura terrosa, no calcárea. Asociada con Anhidrita y Pirita. Carbón
2150 – 2200*	100 Trazas	Arcillolita: Gris verdosa, café rojiza, café amarillenta, púrpura, crema, suave moderadamente firme, irregular a subbloque, textura terrosa, calcárea. Asociada con Anhidrita y Mica. Carbón
2200 – 2250	100	Arcillolita: Café rojizo, gris clara, púrpura, café amarillenta, gris verdosa, crema, suave moderadamente firme, irregular a subbloque, textura terrosa, no calcárea. Asociada con Anhidrita y Pirita.
2250 – 2300*	100	Arcillolita: Gris clara, gris verdosa, café rojiza, café amarillenta, crema, moderadamente firme, irregular a subbloque, textura terrosa, calcárea. Asociada con Anhidrita.
2300 – 2350	100	Arcillolita: Púrpura, gris verdosa, café amarillenta, café rojiza, púrpura, moderadamente firme, irregular a subbloque, textura terrosa, calcárea. Asociada con Anhidrita, Pirita.
2350 – 2400*	100	Arcillolita: Gris verdosa, café amarillenta, café rojiza, púrpura, crema, moderadamente firme, bloque a subbloque, textura terrosa, calcárea. Asociada con Anhidrita.
2400 – 2450	100	Arcillolita: Gris, crema, café rojizo, púrpura, café amarillenta, moderadamente firme, bloque a subbloque, textura cerosa, calcárea. Asociada con Anhidrita.
2450 – 2500*	100	Arcillolita: Gris, gris clara, crema, café rojizo, púrpura, café amarillenta, moderadamente firme, bloque a subbloque, textura cerosa, calcárea. Asociada con Anhidrita.
2500 – 2550	100	Arcillolita: Gris verdosa, café rojiza, café amarillenta, púrpura, crema, moderadamente firme, irregular a subbloque, textura cerosa y terrosa, calcárea. Asociada con Anhidrita.

Fuente: Reportes de Litología de las empresas prestadoras de Servicios

5.2.1.2. Cálculos de cementación realizada original

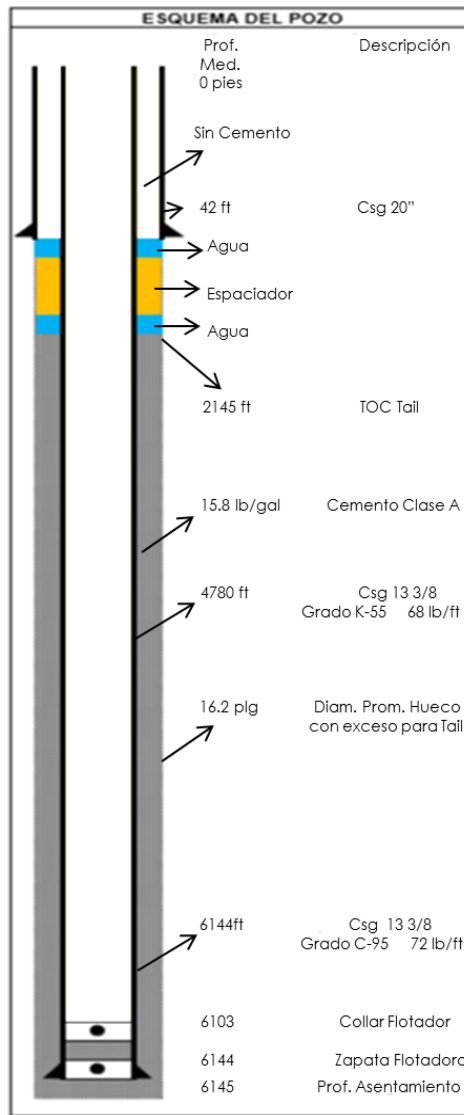


Figura 30.- Esquema del pozo Sacha-363D sin cementar hasta superficie.

Fuente.- Reporte final de perforación Pozo Sacha-363D

$$Capacidad\ anular = \frac{Diámetro\ hueco^2 - Diámetro\ nominal\ casing^2}{1029,4}$$

Diámetro hueco = 16 in

Diámetro nominal casing = 13 3/8 in = 13.375 in

$$Capacidad\ anular = \frac{(16\ in)^2 - (13.375\ in)^2}{1029,4} = 0.07491\ \frac{bls}{ft}$$

Lechada Tail o de Cola

Volumen lechada = Capacidad anular * Longitud lechada

$$\text{Longitud lechada} = 4000 \text{ ft}$$

$$\text{Volumen lechada} = 0.07491 \frac{\text{bls}}{\text{ft}} * 4000 \text{ ft} = 299.63 \text{ bls}$$

Exceso = 10 %

$$\text{Exceso} = 299.63 \text{ bls} * 0.1 = 29.96 \text{ bls}$$

$$\text{Volumen lechada con exceso} = 299.62 \text{ bls} + 29.96 \text{ bls} = 329.59 \text{ bls}$$

$$\text{Capacidad shoe track} = \frac{\text{Diámetro interior casing}^2}{1029,4}$$

Diámetro interior casing = 12.347 in

$$\text{Capacidad shoe track} = \frac{(12.347 \text{ in})^2}{1029,4} = 0.14809 \frac{\text{bls}}{\text{ft}}$$

$$\text{Volumen shoe track} = \text{Capacidad shoe track} * \text{Longitud shoe track}$$

Longitud shoe track = 40 ft

$$\text{Volumen shoe track} = 0.14809 \frac{\text{bls}}{\text{ft}} * 40 \text{ ft} = 5.92 \text{ bls}$$

$$\text{Volumen total lechada} = 329.59 \text{ bls} + 5.92 \text{ bls} = 335.91 \text{ bls}$$

$$\text{Volumen total lechada} = 335.91 \text{ bls} * \frac{5.614583 \text{ ft}^3}{\text{bl}} = 1883.74 \text{ ft}^3$$

$$\text{Cantidad sacos} = \frac{\text{Volumen total lechada}}{\text{Rendimiento lechada}}$$

Rendimiento lechada = 1.34 ft³/sk

$$\text{Cantidad sacos} = \frac{1883.45 \text{ ft}^3}{1.34 \frac{\text{ft}^3}{\text{sk}}} = 1407 \text{ sk}$$

Total de Sacos = Sacos de lechada + Sacos de top job

$$\text{Total de Sacos} = 1407 \text{ sk} + 63 \text{ sk} = 1470 \text{ sk}$$

Tabla 22.- Análisis de costos original de la cementación realizada Pozo Sacha-363D

Costos por productos				
Cantidad	Unidad	Descripción	Precio por Unidad (USD)	Precio Total (USD)
1470	SX	CEMENTO A, Nacional, saco de 110 lbs	13,22	19433,40
362	LB	CD-33	13,52	4899,04
582	LB	R-8	3,29	1915,66
142	LB	GW-22	31,16	4433,94
71	GL	MCS-AG	45,57	3242,21
6	GL	AG-12	55,61	359,69
8	GL	A-7L	15,57	121,31
0	GL	A-3L	9,07	0,00
3	GL	CLAYMASTER 5C	64,21	169,90
39	GL	FP-6L	45,96	1783,62
1	EA	Float shoe 13 3/8 in	1209,19	1209,19
1	EA	Collar flotador 13 3/8 in	1627,94	1627,94
12	EA	Centralizadores 13 3/8 in	177,22	2126,64
12	EA	Hinged Hammer-lok stop ring 13 3/8 in	79,26	951,12
1	EA	Top plug 13 3/8 in	700,57	700,57
1	EA	Bottom plug 13 3/8 in	760,2	760,20
2	EA	Formula thread-lockin compound 8 oz. Kit	39,21	78,42
Subtotal (USD)				43812,84
Costos por servicios (USD)				15317,75
Total (USD)				59130,59

Realizado por: Jacqueline Aza y Miguel Mendoza

Fuente: Reportes Finales de Perforación

Nota: Los costos de los productos y servicios fueron tomados de datos obtenidos de los reportes de perforación del año 2012.

El cálculo del total no incluye el costo del taladro de perforación

5.2.1.3. Cálculos de cementación real

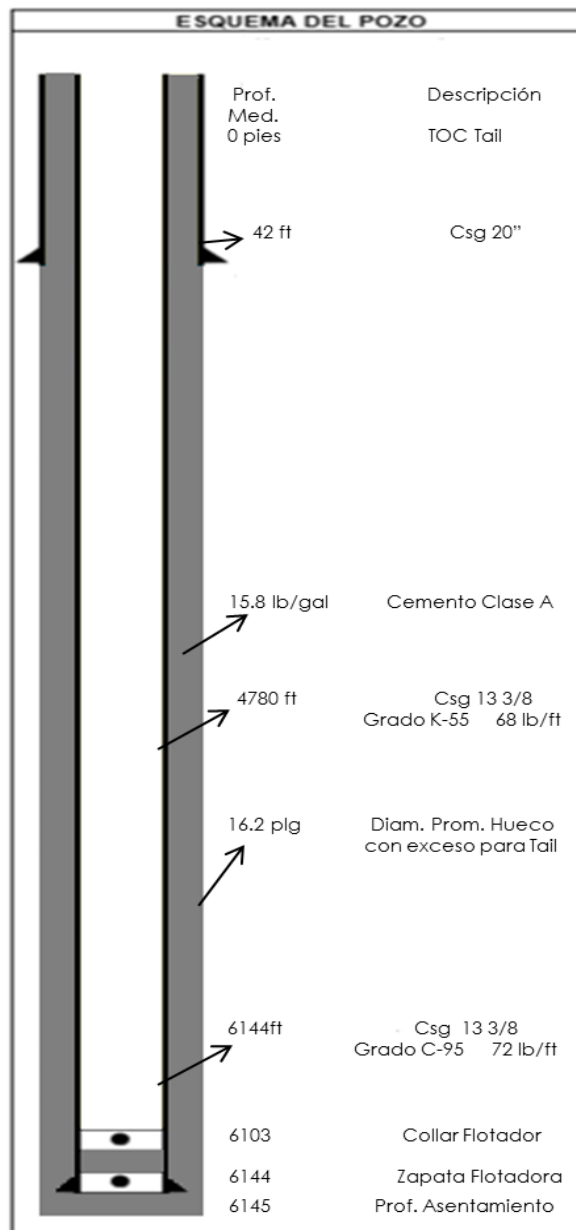


Figura 31.- Diseño programado en pozo Sacha-363D para cementarse hasta superficie.

Realizado por: Jacqueline Aza y Miguel Mendoza

$$\text{Capacidad anular} = \frac{\text{Diámetro hueco}^2 - \text{Diámetro nominal casing}^2}{1029,4}$$

Diámetro hueco = 16 in

Diámetro nominal casing = 13 3/8 in = 13.375 in

$$\text{Capacidad anular} = \frac{(16 \text{ in})^2 - (13.375 \text{ in})^2}{1029,4} = 0.07491 \frac{\text{bls}}{\text{ft}}$$

Lechada Tail o de Cola

$$\text{Volumen lechada} = \text{Capacidad anular} * \text{Longitud lechada}$$

$$\text{Longitud lechada} = 6144 \text{ ft}$$

$$\text{Volumen lechada} = 0.07491 \frac{\text{bls}}{\text{ft}} * 6144 \text{ ft} = 460.25 \text{ bls}$$

Exceso = 10 %

$$\text{Exceso} = 460.25 \text{ bls} * 0.1 = 46.02 \text{ bls}$$

$$\text{Volumen lechada con exceso} = 460.25 \text{ bls} + 46.02 \text{ bls} = 506.27 \text{ bls}$$

$$\text{Capacidad shoe track} = \frac{\text{Diámetro interior casing}^2}{1029,4}$$

Diámetro interior casing = 12.347 in

$$\text{Capacidad shoe track} = \frac{(12.347 \text{ in})^2}{1029,4} = 0.14809 \frac{\text{bls}}{\text{ft}}$$

$$\text{Volumen shoe track} = \text{Capacidad shoe track} * \text{Longitud shoe track}$$

Longitud shoe track = 40 ft

$$\text{Volumen shoe track} = 0.14809 \frac{\text{bls}}{\text{ft}} * 40 \text{ ft} = 5.92 \text{ bls}$$

$$\text{Volumen total lechada} = 506.27 \text{ bls} + 5.92 \text{ bls} = 512.19 \text{ bls}$$

$$\text{Volumen total lechada} = 512.19 \text{ bls} * \frac{5.614583 \text{ ft}^3}{\text{bl}} = 2875.75 \text{ ft}^3$$

$$\text{Cantidad sacos} = \frac{\text{Volumen total lechada}}{\text{Rendimiento lechada}}$$

Rendimiento lechada = 1.34 ft³/sk

$$\text{Cantidad sacos} = \frac{2875.75 \text{ ft}^3}{1.34 \frac{\text{ft}^3}{\text{sk}}} = 2147 \text{ sk}$$

Tabla 23.- Análisis de costos real de la cementación Pozo Sacha-363D

Costos por productos				
Cantidad	Unidad	Descripción	Precio por Unidad (USD)	Precio Total (USD)
2147	SX	CEMENTO A, Nacional, saco de 110 lbs	13,22	28383,34
529	LB	CD-33	13,52	7155,26
850	LB	R-8	3,29	2797,90
208	LB	GW-22	31,16	6475,97
104	GL	MCS-AG	45,57	4735,40
9	GL	AG-12	55,61	525,34
11	GL	A-7L	15,57	177,17
0	GL	A-3L	9,07	0,00
4	GL	CLAYMASTER 5C	64,21	248,15
57	GL	FP-6L	45,96	2605,05
1	EA	Float shoe 13 3/8 in	1209,19	1209,19
1	EA	Collar flotador 13 3/8 in	1627,94	1627,94
12	EA	Centralizadores 13 3/8 in	177,22	2126,64
12	EA	Hinged Hammer-lok stop ring 13 3/8 in	79,26	951,12
1	EA	Top plug 13 3/8 in	700,57	700,57
1	EA	Bottom plug 13 3/8 in	760,2	760,20
2	EA	Formula thread-lockin compound 8 oz. Kit	39,21	78,42
Subtotal (USD)				60557,66
Costos por servicios (USD)				20317,75
Total (USD)				80875,41

Realizado por: Jacqueline Aza y Miguel Mendoza

Nota: Los costos de los productos fueron tomados del año 2012 de los reportes finales de perforación

El costo de servicio tiene un aumento estimado de 5000 dólares más que la cementación realizada estimando un día más de operaciones.

El cálculo del total no incluye el costo del taladro de perforación

5.2.2. Pozo Sacha-383H

5.2.2.1. Litología pozo Sacha-383H

Tabla 24.- Litología de Pozo Sacha-383H

Intervalo (ft)	Porcentaje (%)	Descripción
47' – 100'	100	Arenisca: Cuarzosa, blanca, clara, hialina, subtransparente a translúcida, suelta, gruesa a media, subangular a subredondeada, regular selección, matriz y cemento no visible, regular porosidad inferida.
100' – 200'	20	Conglomerado de Chert: Negro, mostaza, gris claro, fragmentos angulares rotos, fractura concoidal, suelto, asociado con matriz arenosa.
	80	Arenisca: Cuarzosa, blanca, clara, hialina, subtransparente a translúcida, suelta, gruesa a media, subangular a subredondeada, regular selección, matriz y cemento no visible, regular porosidad inferida.
200' – 300'	70	Arenisca: Cuarzosa, clara, hialina, blanca, subtransparente a translúcida, suelta, gruesa a media, subangular a subredondeada, regular selección, matriz y cemento no visible, regular porosidad inferida.
	30	Arcillolita: Café amarillenta, café rojiza, gris clara, blanca, suave a moderadamente dura, subbloque a bloque, terrosa, soluble, no calcárea.
300' – 400'	50	Arenisca: Cuarzosa, blanca, clara, hialina, subtransparente a translúcida, suelta, gruesa a media, subangular a subredondeada, regular selección, matriz y cemento no visible, regular porosidad inferida.
	50	Arcillolita: Café amarillenta, café rojiza, blanca, gris clara, suave a moderadamente dura, subbloque a bloque, terrosa, soluble, no calcárea.
400' – 500'	70	Arenisca: Cuarzosa, amarillenta blanca, hialina, subtransparente a translúcida, suelta, media, subangular a subredondeada, buena selección, matriz y cemento no visible, buena porosidad inferida.
	30	Arcillolita: Café amarillenta, café rojiza, blanca, gris clara, suave a moderadamente dura, subbloque a bloque, terrosa, soluble, no calcárea.
500' – 600'	40	Arenisca: Cuarzosa, amarillenta blanca, hialina, subtransparente a translúcida, suelta, media, subangular a subredondeada, buena selección, matriz y cemento no visible, buena porosidad inferida.
	60	Arcillolita: Café amarillenta, café rojiza, blanca, gris clara, suave a moderadamente dura, subbloque a bloque, terrosa, soluble, no calcárea.
600' – 700'	80	Arenisca: Cuarzosa, blanca, clara, amarillenta, subtransparente a translúcida, suelta, media, subangular a subredondeada, buena selección, matriz y cemento no visible, buena porosidad inferida.

	20	Arcillolita: Café amarillenta, café rojiza, blanca, gris clara, suave a moderadamente dura, subbloque a bloque, terrosa, soluble, no calcárea.
700' – 800'	80	Arenisca: Cuarzosa, blanca, clara, hialina, subtransparente a translúcida, suelta, media a gruesa, subangular a subredondeada, regular selección, matriz y cemento no visible, regular porosidad inferida.
	20	Arcillolita: Café amarillenta, café rojiza, blanca, gris clara, suave a moderadamente dura, subbloque a bloque, terrosa, soluble, no calcárea.
800' – 900'	50	Arenisca: Cuarzosa, blanca, clara, hialina, subtransparente a translúcida, suelta, media, subangular a subredondeada, regular selección, matriz y cemento no visible, regular porosidad inferida.
	20	Limolita: Gris verdosa, gris clara, suave a moderadamente dura, subbloque a bloque, terrosa, gradando a una arenisca de grano muy fino, no calcárea.
	30	Arcillolita: Café amarillenta, café rojiza, blanca, gris clara, suave a moderadamente dura, subbloque a bloque, terrosa, soluble, no calcárea.
900' – 1000'	30	Arenisca: Cuarzosa, blanca, clara, hialina, subtransparente a translúcida, suelta, media, subangular a subredondeada, regular selección, matriz y cemento no visible, regular porosidad inferida.
	10	Limolita: Gris verdosa, gris clara, suave a moderadamente dura, subbloque a bloque, terrosa, gradando a una arenisca de grano muy fino, no calcárea.
	60	Arcillolita: Café amarillenta, café rojiza, púrpura, blanca, suave a moderadamente dura, subbloque a bloque, terrosa, soluble, no calcárea.
1000' – 1100'	30	Arenisca: Cuarzosa, blanca, clara, hialina, subtransparente a translúcida, suelta, media, subangular a subredondeada, buena selección, matriz y cemento no visible, buena porosidad inferida.
	70	Arcillolita: Café amarillenta, café rojiza, púrpura, blanca, suave a moderadamente dura, subbloque a bloque, terrosa, soluble, no calcárea.
1100' – 1200'	60	Arenisca: Cuarzosa, blanca, clara, hialina, subtransparente a translúcida, suelta, media, subangular a subredondeada, regular selección, matriz y cemento no visible, regular porosidad inferida.
	40	Arcillolita: Café amarillenta, café rojiza, púrpura, blanca, suave a moderadamente dura, subbloque a bloque, terrosa, soluble, no calcárea.
1200' – 1300'	50	Arenisca: Cuarzosa, blanca, clara, hialina, subtransparente a translúcida, suelta, media a gruesa, subangular a subredondeada, regular selección, matriz y cemento no visible, regular porosidad inferida.
	50	Arcillolita: Café amarillenta, café rojiza, púrpura, blanca, suave a moderadamente dura, subbloque a bloque, terrosa, soluble, no calcárea.

1300' – 1400'	100	Arcillolita: Café amarillenta, café rojiza, púrpura, blanca, suave a moderadamente dura, subbloque a bloque, terrosa, soluble, no calcárea.
1400' – 1500'	100	Arcillolita: Café amarillenta, café rojiza, púrpura, blanca, suave a moderadamente dura, subbloque a bloque, terrosa, soluble, no calcárea.
1500' – 1600'	100	Arcillolita: Café amarillenta, café rojiza, púrpura, suave a moderadamente dura, subbloque a bloque, terrosa, soluble, no calcárea.
1600' – 1700'	40	Arenisca: Cuarzosa, amarillenta, clara, blanca, subtransparente a translúcida, suelta, media, subangular a subredondeada, buena selección, matriz y cemento no visible, buena porosidad inferida.
	60	Arcillolita: Café amarillenta, café rojiza, púrpura, suave a moderadamente dura, subbloque a bloque, terrosa, soluble, no calcárea.
1700' – 1800'	60	Arenisca: Cuarzosa, amarillenta, clara, blanca, subtransparente a translúcida, suelta, media, subangular a subredondeada, buena selección, matriz y cemento no visible, buena porosidad inferida.
	40	Arcillolita: Café amarillenta, café rojiza, púrpura, suave a moderadamente dura, subbloque a bloque, terrosa, soluble, no calcárea.
1800' – 1900'	100	Arenisca: Cuarzosa, amarillenta, clara, blanca, subtransparente a translúcida, suelta, media, subangular a subredondeada, buena selección, matriz y cemento no visible, buena porosidad inferida.
1900' – 2000'	80	Arenisca: Cuarzosa, amarillenta, clara, blanca, subtransparente a translúcida, suelta, media, subangular a subredondeada, buena selección, matriz y cemento no visible, buena porosidad inferida.
	20	Arcillolita: Café amarillenta, púrpura, gris verdosa, café rojiza, suave a moderadamente dura, subbloque a bloque, terrosa, soluble, no calcárea.
2000' – 2100'	100	Arcillolita: Café amarillenta, púrpura, gris verdosa, café rojiza, suave a moderadamente dura, subbloque a bloque, terrosa, soluble, no calcárea
2100' – 2200'	100	Arcillolita: Café amarillenta, púrpura, gris verdosa, café rojiza, suave a moderadamente dura, subbloque a bloque, terrosa, soluble, no calcárea
	TR	Carbón.
2200' – 2300'	90	Arcillolita: Café amarillenta, púrpura, gris verdosa, café rojiza, suave a moderadamente dura, subbloque a bloque, terrosa, soluble, no calcárea.
	10	Carbón: Negro, moderadamente duro, quebradizo, subbloque a irregular, leñoso.
2300' – 2400'	100	Arcillolita: Café amarillenta, púrpura, gris verdosa, café rojiza, suave a moderadamente dura, subbloque a bloque, terrosa, soluble, no calcárea.
2400' – 2500'	100	Arcillolita: Gris verdosa, púrpura, café amarillenta, café rojiza, suave a moderadamente dura, subbloque a bloque, terrosa, soluble, no calcárea.

Fuente: Informes de Geología empresas prestadoras de servicio

5.2.2.2. Cálculos de cementación realizada original

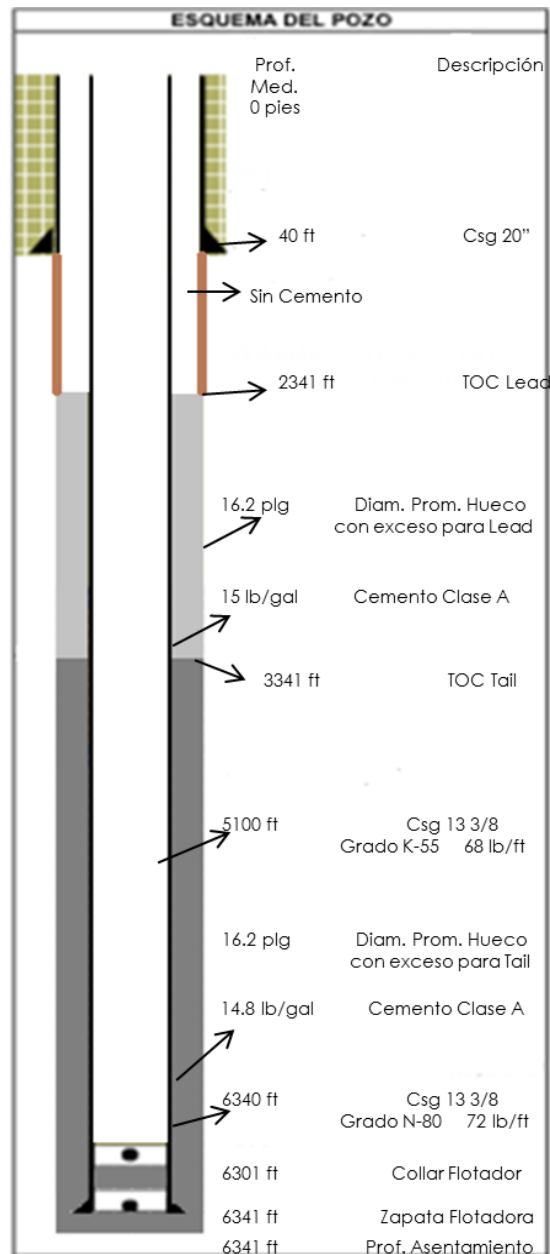


Figura 32.- Esquema del pozo Sacha-383H sin cementar hasta superficie.

Fuente.- Reporte final de perforación Pozo Sacha-383H

$$Capacidad\ anular = \frac{Diámetro\ hueco^2 - Diámetro\ nominal\ casing^2}{1029,4}$$

Diámetro hueco = 16 in

Diámetro nominal casing = 13 3/8 in = 13.375 in

$$\text{Capacidad anular} = \frac{(16 \text{ in})^2 - (13.375 \text{ in})^2}{1029,4} = 0.07491 \frac{\text{bls}}{\text{ft}}$$

Lechada Lead

$$\text{Volumen lechada} = \text{Capacidad anular} * \text{Longitud lechada}$$

$$\text{Longitud lechada} = 1000 \text{ ft}$$

$$\text{Volumen lechada} = 0.07491 \frac{\text{bls}}{\text{ft}} * 1000 \text{ ft} = 74.91 \text{ bls}$$

$$\text{Exceso} = 10 \%$$

$$\text{Exceso} = 74.91 \text{ bls} * 0.1 = 7.49 \text{ bls}$$

$$\text{Volumen lechada con exceso} = 74.91 \text{ bls} + 7.49 \text{ bls} = 82.4 \text{ bls}$$

$$\text{Volumen lechada con exceso} = 208.97 \text{ bls} * \frac{5.614583 \text{ ft}^3}{\text{bl}} = 462.64 \text{ ft}^3$$

$$\text{Cantidad sacos} = \frac{\text{Volumen lechada con exceso}}{\text{Rendimiento lechada}}$$

$$\text{Rendimiento lechada} = 1.27 \text{ ft}^3/\text{sk}$$

$$\text{Cantidad sacos} = \frac{462.64 \text{ ft}^3}{1.27 \frac{\text{ft}^3}{\text{sk}}} = 365 \text{ sk}$$

Lechada Tail o de Cola

$$\text{Longitud lechada} = 3000 \text{ ft}$$

$$\text{Volumen lechada} = 0.07491 \frac{\text{bls}}{\text{ft}} * 3000 \text{ ft} = 224.73 \text{ bls}$$

$$\text{Exceso} = 10 \%$$

$$\text{Exceso} = 224.73 \text{ bls} * 0.1 = 22.47 \text{ bls}$$

$$\text{Volumen lechada con exceso} = 224.73 \text{ bls} + 22.47 \text{ bls} = 247.2 \text{ bls}$$

$$\text{Capacidad shoe track} = \frac{\text{Diámetro interior casing}^2}{1029,4}$$

Diámetro interior casing = 12.347 in

$$\text{Capacidad shoe track} = \frac{(12.347 \text{ in})^2}{1029,4} = 0.14809 \frac{\text{bls}}{\text{ft}}$$

$$\text{Volumen shoe track} = \text{Capacidad shoe track} * \text{Longitud shoe track}$$

Longitud shoe track = 40 ft

$$\text{Volumen shoe track} = 0.14809 \frac{\text{bls}}{\text{ft}} * 40 \text{ft} = 5.92 \text{ bls}$$

$$\text{Volumen lechada} = 5.92 \text{ bls} + 247.2 \text{ bls} = 253.12 \text{ bls}$$

$$\text{Volumen lechada con exceso} = 253.12 \text{ bls} * \frac{5.614583 \text{ ft}^3}{\text{bl}} = 1421.16 \text{ ft}^3$$

$$\text{Cantidad sacos} = \frac{\text{Volumen lechada con exceso}}{\text{Rendimiento lechada}}$$

Rendimiento lechada = 1.31 ft³/sk

$$\text{Cantidad sacos} = \frac{1421.16 \text{ ft}^3}{1.31 \frac{\text{ft}^3}{\text{sk}}} = 1084 \text{ sk}$$

$$\text{Volumen total lechada} = 82.4 \text{ bls} + 253.12 \text{ bls} = 335.52 \text{ bls}$$

$$\text{Cantidad total sacos} = 367 \text{ sk} + 1084 \text{ sk} = 1451 \text{ sk}$$

Tabla 25.- Análisis de costos original de la cementación realizada Pozo Sacha-383H

Costos por productos				
Cantidad	Unidad	Descripción	Precio por Unidad (USD)	Precio Total (USD)
1451	SX	CEMENTO A, Nacional, saco de 110 lbs	13,22	19182,22
358	LB	CD-33	13,52	4835,72
575	LB	R-8	3,29	1890,90
140	LB	GW-22	31,16	4376,63
70	GL	MCS-AG	45,57	3200,31
6	GL	AG-12	55,61	355,04
8	GL	A-7L	15,57	119,74
0	GL	A-3L	9,07	0,00
3	GL	CLAYMASTER 5C	64,21	167,70
38	GL	FP-6L	45,96	1760,56
1	EA	Float shoe 13 3/8 in	1209,19	1209,19
1	EA	Collar flotador 13 3/8 in	1627,94	1627,94
12	EA	Centralizadores 13 3/8 in	177,22	2126,64
12	EA	Hinged Hammer-lok stop ring 13 3/8 in	79,26	951,12
1	EA	Top plug 13 3/8 in	700,57	700,57
1	EA	Bottom plug 13 3/8 in	760,2	760,20
2	EA	Formula thread-lockin compound 8 oz. Kit	39,21	78,42
Subtotal (USD)				43342,90
Costos por servicios (USD)				20225,11
Total (USD)				63568,01

Realizado por: Jacqueline Aza y Miguel Mendoza

Fuente: Reportes Finales de Perforación

Nota: Los costos de los productos y servicios fueron tomados de datos obtenidos de los reportes de perforación del año 2012.

El cálculo del total no incluye el costo del taladro de perforación

5.2.2.3. Cálculo de cementación real

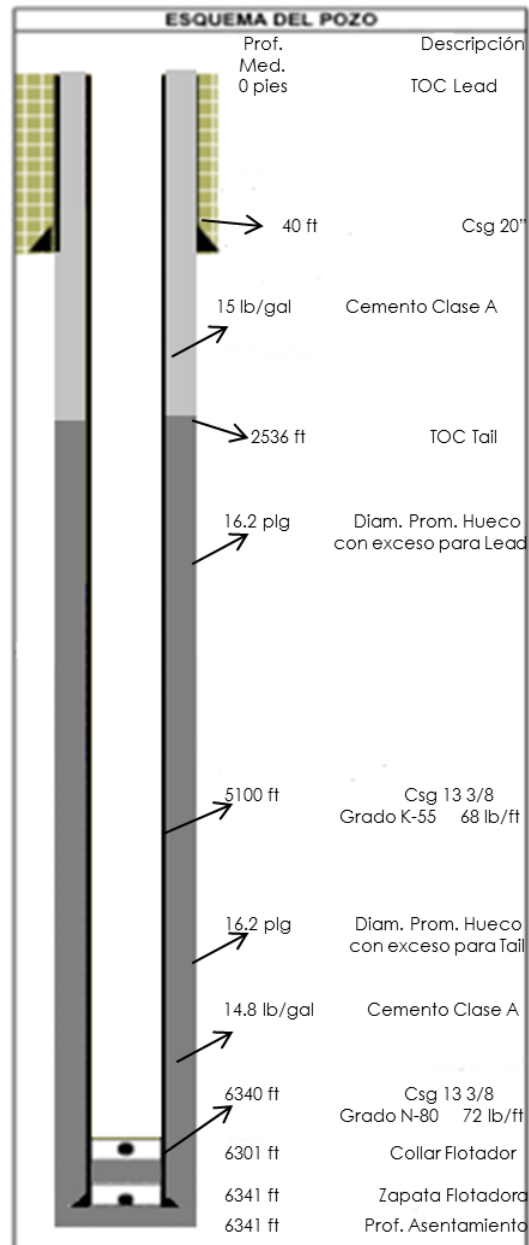


Figura 33.- Diseño programado en pozo Sacha-383H para cementarse hasta superficie.

Realizado por: Jacqueline Aza y Miguel Mendoza

$$\text{Capacidad anular} = \frac{\text{Diámetro hueco}^2 - \text{Diámetro nominal casing}^2}{1029,4}$$

Diámetro hueco = 16 in

Diámetro nominal casing = 13 3/8 in = 13.375 in

$$\text{Capacidad anular} = \frac{(16 \text{ in})^2 - (13.375 \text{ in})^2}{1029,4} = 0.07491 \frac{\text{bls}}{\text{ft}}$$

Lechada Lead

Volumen lechada = Capacidad anular * Longitud lechada

Longitud lechada = 2536 ft

$$\text{Volumen lechada} = 0.07491 \frac{\text{bls}}{\text{ft}} * 2536 \text{ ft} = 189.97 \text{ bls}$$

Exceso = 10 %

$$\text{Exceso} = 189.97 \text{ bls} * 0.1 = 19 \text{ bls}$$

Volumen lechada con exceso = 189.97 bls + 19 bls = 208.97 bls

$$\text{Volumen lechada con exceso} = 208.97 \text{ bls} * \frac{5.614583 \text{ ft}^3}{\text{bl}} = 1173.29 \text{ ft}^3$$

$$\text{Cantidad sacos} = \frac{\text{Volumen lechada con exceso}}{\text{Rendimiento lechada}}$$

Rendimiento lechada = 1.27 ft³/sk

$$\text{Cantidad sacos} = \frac{1173.29 \text{ ft}^3}{1.27 \frac{\text{ft}^3}{\text{sk}}} = 924 \text{ sk}$$

Lechada Tail o de Cola

Longitud lechada = 3805 ft

$$\text{Volumen lechada} = 0.07491 \frac{\text{bls}}{\text{ft}} * 3805 \text{ ft} = 285.03 \text{ bls}$$

Exceso = 10 %

$$\text{Exceso} = 285.03 \text{ bls} * 0.1 = 28.5 \text{ bls}$$

Volumen lechada con exceso = 285.03 bls + 28.5 bls = 313.53 bls

$$\text{Capacidad shoe track} = \frac{\text{Diámetro interior casing}^2}{1029,4}$$

Diámetro interior casing = 12.347 in

$$\text{Capacidad shoe track} = \frac{(12.347 \text{ in})^2}{1029,4} = 0.14809 \frac{\text{bls}}{\text{ft}}$$

$$\text{Volumen shoe track} = \text{Capacidad shoe track} * \text{Longitud shoe track}$$

Longitud shoe track = 40 ft

$$\text{Volumen shoe track} = 0.14809 \frac{\text{bls}}{\text{ft}} * 40 \text{ ft} = 5.92 \text{ bls}$$

$$\text{Volumen lechada} = 5.92 \text{ bls} + 313.53 \text{ bls} = 319.45 \text{ bls}$$

$$\text{Volumen lechada con exceso} = 319.45 \text{ bls} * \frac{5.614583 \text{ ft}^3}{\text{bl}} = 1793.60 \text{ ft}^3$$

$$\text{Cantidad sacos} = \frac{\text{Volumen lechada con exceso}}{\text{Rendimiento lechada}}$$

Rendimiento lechada = 1.31 ft³/sk

$$\text{Cantidad sacos} = \frac{1793.60 \text{ ft}^3}{1.31 \frac{\text{ft}^3}{\text{sk}}} = 1369 \text{ sk}$$

$$\text{Volumen total lechada} = 208.97 \text{ bls} + 319.45 \text{ bls} = 528 \text{ bls}$$

$$\text{Cantidad total sacos} = 924 \text{ sk} + 1369 \text{ sk} = 2293 \text{ sk}$$

Tabla 26.- Análisis de costos real de la cementación Pozo Sacha-383H

Costos por productos				
Cantidad	Unidad	Descripción	Precio por Unidad (USD)	Precio Total (USD)
2293	SX	CEMENTO A, Nacional, saco de 110 lbs	13,22	30313,46
565	LB	CD-33	13,52	7641,84
908	LB	R-8	3,29	2988,17
222	LB	GW-22	31,16	6916,35
111	GL	MCS-AG	45,57	5057,41
10	GL	AG-12	55,61	561,06
12	GL	A-7L	15,57	189,22
0	GL	A-3L	9,07	0,00
4	GL	CLAYMASTER 5C	64,21	265,02
61	GL	FP-6L	45,96	2782,20
1	EA	Float shoe 13 3/8 in	1209,19	1209,19
1	EA	Collar flotador 13 3/8 in	1627,94	1627,94
12	EA	Centralizadores 13 3/8 in	177,22	2126,64
12	EA	Hinged Hammer-lok stop ring 13 3/8 in	79,26	951,12
1	EA	Top plug 13 3/8 in	700,57	700,57
1	EA	Bottom plug 13 3/8 in	760,2	760,20
2	EA	Formula thread-lockin compound 8 oz. Kit	39,21	78,42
Subtotal (USD)				64168,80
Costos por servicios (USD)				25225,11
Total (USD)				89393,91

Realizado por: Jacqueline Aza y Miguel Mendoza

Nota: Los costos de los productos fueron tomados del año 2012 de los reportes finales de perforación

El costo de servicio tiene un aumento estimado de 5000 dólares más que la cementación realizada estimando un día más de operaciones.

El cálculo del total no incluye el costo del taladro de perforación

5.2.3. Pozo Sacha-268D

5.2.3.1. Litología del Pozo Sacha-268D

Tabla 27.- Litología de Pozo Sacha-268D

Intervalo ft	Litología %	Descripción
43 – 100*	90	Conglomerado: Cuarzoso - lítico, gris oscuro, negro, gris verdoso, lechoso, subtranslúcido a translúcido, suelto, muy duro, fragmentos subangulares a angulares, fractura concoidea.
	10	Arcillolita: Café rojiza, café amarillenta, suave a moderadamente firme, subbloque a bloque, textura terrosa, no calcárea.
100 – 150*	90	Conglomerado: Cuarzoso - lítico, gris oscuro, negro, gris verdoso, gris claro, lechoso, translúcido, suelto, muy duro, fragmentos angulares, fractura concoidea.
	10	Arcillolita: Café rojiza, café amarillenta, moderadamente dura, bloque, textura terrosa, no calcárea.
150 – 200*	100	Conglomerado: Cuarzoso - lítico, gris oscuro, gris claro, negro, gris verdoso, lechoso, translúcido, suelto, muy duro, fragmentos subangulares a angulares, fractura concoidea. Translúcido.
200 – 250	90	Conglomerado: Cuarzoso - lítico, gris oscuro, negro, gris verdoso, café amarillento, lechoso, translúcido, suelto, muy duro, fragmentos angulares, fractura concoidea.
	10	Arcillolita: Café rojiza, café amarillenta, suave a moderadamente dura, subbloque a bloque, textura terrosa, no calcárea.
250 – 300	70	Conglomerado: Cuarzoso - lítico, gris oscuro, negro, gris verdoso, lechoso, café amarillento, translúcido, suelto, muy duro, fragmentos subangulares a angulares, fractura concoidea.
	30	Arcillolita: Café rojiza, café amarillenta, moderadamente dura, subbloque a bloque, textura terrosa, no calcárea.
300 – 350*	40	Conglomerado: Cuarzoso - lítico, amarillo, negro, gris verdoso, café amarillento, lechoso, translúcido, suelto, muy duro, fragmentos angulares, fractura concoidea.
	40	Arenisca: Cuarzosa - lítica, amarillenta, blanca, negra, translúcida a opaca, suelta, grano medio a fino, subredondeada, regular clasificación, matriz no visible, cemento no visible, pobre porosidad inferida.
	20	Arcillolita: Café amarillenta, rosada, crema moteada con café rojizo, suave a moderadamente dura, subbloque, textura cerosa, no calcárea.
350 – 400	20	Arenisca: Cuarzosa - lítica, amarillenta, blanca, gris clara, negra, translúcida a opaca, suelta, grano fino a medio, subangular a subredondeada, regular clasificación, matriz no visible, cemento no visible, regular porosidad inferida.
	80	Arcillolita: Café amarillenta, rojiza, suave a moderadamente dura, subbloque, textura cerosa, no calcárea.
400 – 450	100	Arenisca: Cuarzosa - lítica, amarillenta, blanca, gris clara, translúcida a opaca, suelta, grano medio a fino, subangular a subredondeada, regular clasificación, matriz no visible, cemento no visible, regular porosidad inferida.
450 – 500	Trazas	Arcillolita
	100	Arenisca: Cuarzosa - lítica, amarillenta, blanca, blanca lechosa, translúcida, suelta, grano grueso, subangular a subredondeada, buena clasificación, matriz no visible, cemento no visible, regular porosidad inferida.
	Trazas	Arcillolita.

500 – 550*	60	Arenisca: Cuarzosa - lítica, amarillenta, blanca, translúcida a opaca, suelta, grano medio a grueso, subredondeada, buena clasificación, matriz no visible, cemento no visible, regular porosidad inferida.
	40	Arcillolita: Café rojiza, café amarillenta, crema, café rojiza moteada con crema, suave a moderadamente firme, bloque, textura cerosa, no calcárea.
550 – 600*	70	Arenisca: Cuarzosa - lítica, amarillenta, blanca, opaca, suelta, grano medio a grueso, subredondeada a redondeada, buena clasificación, matriz no visible, cemento no visible, regular porosidad inferida.
	30	Arcillolita: Café rojiza, café amarillenta, café rojiza moteada con crema, suave a moderadamente firme, subbloque a bloque, textura cerosa, no calcárea.
600 – 650	60	Arenisca: Cuarzosa - lítica, amarillenta, blanca, translúcida, suelta, grano medio a grueso, subredondeada, buena clasificación, matriz no visible, cemento no visible, regular porosidad inferida.
	40	Arcillolita: Café rojiza, café amarillenta, café rojiza moteada con crema, suave a moderadamente firme, bloque, textura cerosa, no calcárea.
650 – 700	60	Arenisca: Cuarzosa - lítica, amarillenta, blanca, gris clara, translúcida, suelta, grano fino, subangular a subredondeada, regular clasificación, matriz no visible, cemento no visible, regular porosidad inferida.
	40	Arcillolita: Café amarillenta, rojiza, moderadamente dura, subbloque, textura cerosa, no calcárea.
700 – 750*	100	Arcillolita: Café rojiza, café amarillenta, crema, café rojiza moteada con crema, púrpura, suave a moderadamente firme, bloque, textura cerosa, no calcárea.
750 – 800	100	Arcillolita: Café amarillenta, rojiza, café rojiza, moderadamente dura, subbloque a bloque, textura cerosa, no calcárea
800 – 850*	100	Arcillolita: Café rojiza, café amarillenta, crema, gris verdosa, café rojiza moteada con crema, suave a moderadamente firme, subbloque a bloque, textura cerosa, no calcárea.
850 – 900*	90	Arenisca: Cuarzosa - lítica, amarillenta, gris clara, lechosa, blanca, translúcida a opaca, suelta, grano fino, subredondeado a redondeado, regular clasificación, matriz no visible, cemento no visible, regular porosidad inferida.
	10	Arcillolita: Café rojiza, gris clara, café amarillenta, café rojiza moteada con crema, suave a moderadamente firme, bloque, textura cerosa, no calcárea.
900 – 950	70	Arenisca: Cuarzosa - lítica, amarillenta, lechosa, blanca, translúcida a opaca, suelta, grano medio a fino, subangular a subredondeado, regular clasificación, matriz no visible, cemento no visible, regular porosidad inferida.
	30	Arcillolita: Café rojiza, gris verdosa, café amarillenta, café rojiza, suave a moderadamente firme, subbloque a bloque, textura cerosa, no calcárea.
950 – 1000	100	Arcillolita: Café rojiza, café amarillenta, gris clara, moderadamente firme a firme, subbloque a bloque, no calcárea.
1000 – 1050*	20	Arenisca: Cuarzosa, blanca, amarillenta, subtransparente, suelta, grano fino a medio, subredondeada a subangular, regular clasificación, matriz no visible, cemento no visible, regular porosidad inferida.
	80	Arcillolita: Gris oscura, negra, moderadamente firme a firme, subbloque a bloque, no calcárea.
1050 – 1100	100	Arenisca: Cuarzosa, blanca, amarillenta, café clara, translúcida a subtransparente, suelta, grano fino, subredondeada a redondeada, regular clasificación, matriz no visible, cemento no visible, regular porosidad inferida.
1100 – 1150*	100	Arenisca: Cuarzosa, blanca, amarillenta, translúcida a subtransparente, suelta, grano muy fino, subredondeada a redondeada, regular clasificación, matriz no visible, cemento no visible, regular porosidad inferida.
1150 – 1200	40	Arenisca: Cuarzosa, blanca, lechosa, subtransparente, suelta, grano medio a fino, subredondeada a subangular, regular clasificación, matriz no visible, cemento no visible, regular porosidad inferida.
	60	Arcillolita: Gris clara, café amarillenta, moderadamente firme, subbloque a irregular, textura cerosa, no calcárea.

1200 – 1250*	60	Arenisca: Cuarzosa, blanca, lechosa, amarillenta, translúcida, suelta, grano fino, subredondeada a subangular, regular clasificación, matriz no visible, cemento no visible, regular porosidad inferida.
	40	Arcillolita: Gris clara, café amarillenta, suave a moderadamente firme, subbloque a bloque, textura cerosa, no calcárea.
1250 – 1300*	10	Arenisca: Cuarzosa, blanca, amarillenta, café clara, subtransparente a translúcida, suelta, grano fino, subredondeada, regular clasificación, matriz no visible, cemento no visible, regular porosidad inferida.
	90	Arcillolita: Gris clara, púrpura, café amarillenta, café clara, moderadamente firme, subbloque a bloque, textura cerosa, no calcárea.
1300 – 1350	10	Arenisca: Cuarzosa, blanca, amarillenta, café clara, subtransparente a translúcida, suelta, grano fino, redondeada, regular clasificación, matriz no visible, cemento no visible, regular porosidad inferida.
	90	Arcillolita: Gris clara, púrpura, café amarillenta, café clara, suave a moderadamente firme, subbloque, textura cerosa, no calcárea.
1350 – 1400*	100	Arcillolita: Gris clara, púrpura, café amarillenta, café clara, moderadamente firme, bloque, textura cerosa, no calcárea. Asociada con anhidrita.
1400 – 1450	100	Arcillolita: Gris clara, púrpura, café amarillenta, café clara, moderadamente firme, subbloque a bloque, textura cerosa, no calcárea. Asociada con anhidrita.
	Trazas	Arenisca
1450 – 1500*	100	Arcillolita: Gris clara, púrpura, café amarillenta, café clara, gris clara, suave a moderadamente firme, subbloque a bloque, textura cerosa, no calcárea. Asociada con anhidrita.
	Trazas	Arenisca
1500 – 1550	100	Arcillolita: Gris clara, púrpura, café amarillenta, café clara, gris clara, moderadamente firme, subbloque a bloque, textura cerosa, no calcárea. Asociada con anhidrita.
	Trazas	Arenisca
1550 – 1600	10	Arenisca: Cuarzosa, gris clara, lechosa, amarillenta, translúcida, suelta, menos friable, grano fino a medio, subredondeada, regular clasificación, matriz arcillosa, cemento no visible, pobre porosidad inferida.
	90	Arcillolita: Gris clara, púrpura, café amarillenta, café clara, suave a moderadamente firme, bloque, textura cerosa, no calcárea. Asociada con anhidrita.
1600 – 1650*	10	Arenisca: Cuarzosa, blanca, amarillenta, translúcida, friable, suelta, de grano fino, redondeada, buena clasificación, matriz y cemento no visible, buena porosidad inferida.
	10	Limolita: Gris verdosa, gris clara, moderadamente dura a suave, subbloque, terrosa, gradando a una arenisca de grano fino, no calcárea.
	80	Arcillolita: Café rojiza, púrpura, café amarillenta, crema, gris clara, gris verdosa, moderadamente dura, bloque a subbloque, textura terrosa, no calcárea. Asociada con anhidrita.
1650 – 1700	10	Arenisca: Cuarzosa, blanca, amarillenta, subtranslúcida, friable, suelta, de grano fino, subredondeada a redondeada, buena clasificación, matriz y cemento no visible, buena porosidad inferida.
	10	Limolita: Gris verdosa, gris clara, suave, subbloque a bloque, terrosa, gradando a una arenisca de grano fino, no calcárea.
	80	Arcillolita: Café rojiza, púrpura, café amarillenta, crema, gris clara, moderadamente dura, bloque a subbloque, textura terrosa, no calcárea. Asociada con anhidrita
1700 – 1750*	20	Arenisca: Cuarzosa, blanca, amarillenta, translúcida, friable a suelta, de grano fino a medio, subredondeada, regular clasificación, matriz arcillosa, cemento no visible, pobre porosidad inferida.
	10	Limolita: Café amarillenta, gris verdosa, gris clara, café rojiza, suave, subbloque, terrosa, ocasionalmente gradando a una arenisca de grano fino, no calcárea.

	70	Arcillolita: Púrpura, café amarillenta, café rojiza, gris clara, suave a moderadamente dura, subbloque, textura terrosa, calcárea. Asociada con anhidrita y pirita.
1750 – 1800	20	Arenisca: Cuarzosa, blanca, amarillenta, subtranslúcida, friable a suelta, de grano fino a medio, subredondeada a subangular, regular clasificación, matriz arcillosa, cemento no visible, pobre porosidad inferida.
	10	Limolita: Café amarillenta, gris verdosa, gris clara, café rojiza, subbloque, terrosa, ocasionalmente gradando a una arenisca de grano fino, no calcárea.
	70	Arcillolita: Púrpura, café amarillenta, café rojiza, gris clara, crema, suave a moderadamente dura, subbloque, textura terrosa, calcárea. Asociada con anhidrita y pirita.
1800 – 1850*	10	Arenisca: Cuarzosa, amarillenta, subtranslúcida, friable a suelta, de grano fino a medio, subredondeada a subangular, regular clasificación, matriz arcillosa, cemento no visible, pobre porosidad inferida.
	10	Limolita: Café amarillenta, gris verdosa, gris clara, subbloque, terrosa, ocasionalmente gradando a una arenisca de grano fino, no calcárea.
	80	Arcillolita: Púrpura, café amarillenta, café rojiza, gris clara, crema, gris verdosa, suave a moderadamente dura, subbloque, textura terrosa, calcárea. Asociada con anhidrita y pirita.
1850 – 1900*	20	Arenisca: Cuarzosa, amarillenta, blanca, subtranslúcida a subtransparente, friable a suelta, de grano fino, subredondeada a subangular, regular clasificación, matriz arcillosa, cemento no visible, pobre porosidad inferida.
	10	Limolita: Gris verdosa, café amarillenta, gris clara, púrpura, subbloque, terrosa, no calcárea.
	70	Arcillolita: Púrpura, café amarillenta, café rojiza, gris clara, gris verdosa, suave a moderadamente dura, subbloque, textura terrosa, no calcárea. Asociada con anhidrita y pirita.
1900 – 1950	10	Arenisca: Cuarzosa, amarillenta, blanca, translúcida, friable a suelta, de grano fino, subredondeada a subangular, regular clasificación, matriz arcillosa, cemento no visible, pobre porosidad inferida.
	10	Limolita: Gris verdosa, café amarillenta, gris clara, púrpura, subbloque, terrosa, no calcárea.
	80	Arcillolita: Café rojiza, púrpura, café amarillenta, gris verdosa, suave a moderadamente dura, subbloque, textura terrosa, no calcárea. Asociada con anhidrita.
1950 – 2000	10	Limolita: Gris verdosa, café amarillenta, gris clara, subbloque, terrosa, no calcárea.
	90	Arcillolita: Café rojiza, púrpura, café amarillenta, gris verdosa, suave a moderadamente dura, subbloque, textura terrosa, no calcárea. Asociada con anhidrita y pirita.
2000 – 2050*	10	Limolita: Gris verdosa, púrpura, café amarillenta, amarillenta, subbloque, terrosa, no calcárea.
	90	Arcillolita: Café rojiza, púrpura, amarillenta, gris verdosa, crema, suave a moderadamente dura, subbloque, textura terrosa, no calcárea. Asociada con anhidrita y mica.
2050 – 2100	10	Limolita: Gris verdosa, púrpura, amarillenta, subbloque, terrosa, no calcárea.
	90	Arcillolita: Café rojiza, púrpura, amarillenta, gris verdosa, gris, crema, suave a moderadamente dura, subbloque, textura terrosa, no calcárea. Asociada con anhidrita y mica.
2100 – 2150*	10	Limolita: Gris verdosa, púrpura, amarillenta, café rojiza, subbloque, terrosa, no calcárea.
	90	Arcillolita: Púrpura, amarillenta, café rojiza, gris verdosa, gris clara, crema, suave a moderadamente dura, subbloque, textura terrosa, no calcárea. Asociada con anhidrita y mica.
2150 – 2200	20	Limolita: Gris verdosa, púrpura, crema, amarillenta, café rojiza, subbloque a bloque, terrosa, calcárea.
	80	Arcillolita: Púrpura, amarillenta, café rojiza, gris verdosa, suave a moderadamente dura, subbloque a bloque, textura terrosa, no calcárea. Asociada con anhidrita.

	Trazas	Arenisca
2200 – 2250*	10	Limolita: Gris verdosa, púrpura, crema, amarillenta, café rojiza, bloque, terrosa, calcárea.
	90	Arcillolita: Púrpura, amarillenta, café rojiza, gris verdosa, suave a moderadamente dura, subbloque, textura terrosa, no calcárea. Asociada con anhidrita y mica.
	Trazas	Arenisca
2250 – 2300	10	Arenisca: Cuarzosa, amarillenta, subtransparente, friable, de grano fino, subredondeada, regular clasificación, matriz arcillosa, cemento no visible, pobre porosidad inferida.
	10	Limolita: Gris verdosa, amarillenta, café rojiza, subbloque, terrosa, no calcárea.
	80	Arcillolita: Púrpura, café rojiza, amarillenta, gris verdosa, suave a moderadamente dura, subbloque, textura terrosa, no calcárea. Asociada con anhidrita y piritita.
2300 – 2350*	10	Arenisca: Cuarzosa, amarillenta, subtransparente, friable, de grano fino, subredondeada, regular clasificación, matriz arcillosa, cemento no visible, pobre porosidad inferida.
	10	Limolita: Gris verdosa, amarillenta, café rojiza, subbloque, terrosa, no calcárea.
	80	Arcillolita: Púrpura, gris verdosa, café rojiza, amarillenta, suave a moderadamente dura, subbloque a bloque, textura terrosa, no calcárea. Asociada con anhidrita.
2350 – 2400	10	Limolita: Gris verdosa, amarillenta, café rojiza, subbloque a bloque, terrosa, no calcárea.
	90	Arcillolita: Púrpura, gris verdosa, café rojiza, amarillenta, moderadamente dura, subbloque, textura terrosa, no calcárea. Asociada con anhidrita.
2400 – 2450	100	Arcillolita: Gris verdosa, púrpura, amarillenta, gris clara, suave a moderadamente dura, subbloque, cerosa, calcárea. Asociada con anhidrita.
2450 – 2500*	100	Arcillolita: Gris verdosa, púrpura, gris clara, moderadamente dura, subbloque, cerosa, calcárea. Asociada con anhidrita.
2500 – 2550	100	Arcillolita: Púrpura, amarillenta, gris clara, gris verdosa, moderadamente dura, subbloque, cerosa, calcárea. Asociada con anhidrita.
2550 – 2600	100	Arcillolita: Púrpura, gris verdosa, gris clara, moderadamente dura a dura, subbloque, cerosa, calcárea. Asociada con anhidrita.
	Trazas	Anhidrita.

Fuente: Informes de Geología empresas prestadoras de servicio

5.2.3.2. Cálculos de cementación realizada original

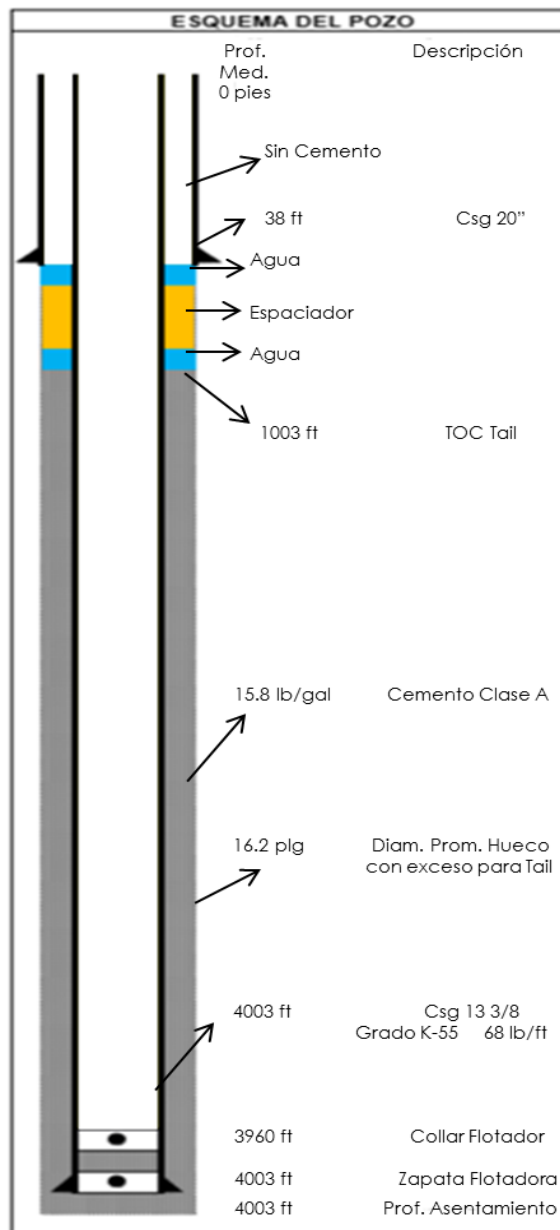


Figura 34.- Esquema del pozo Sacha-268D sin cementar hasta superficie.

Fuente.- Reporte final de perforación Pozo Sacha-268D

$$\text{Capacidad anular} = \frac{\text{Diámetro hueco}^2 - \text{Diámetro nominal casing}^2}{1029,4}$$

Diámetro hueco = 16 in

Diámetro nominal casing = 13 3/8 in = 13.375 in

$$\text{Capacidad anular} = \frac{(16 \text{ in})^2 - (13.375 \text{ in})^2}{1029,4} = 0.07491 \frac{\text{bls}}{\text{ft}}$$

Lechada Tail o de Cola

$$\text{Volumen lechada} = \text{Capacidad anular} * \text{Longitud lechada}$$

$$\text{Longitud lechada} = 3000 \text{ ft}$$

$$\text{Volumen lechada} = 0.07491 \frac{\text{bls}}{\text{ft}} * 3000 \text{ ft} = 224.73 \text{ bls}$$

Exceso = 10 %

$$\text{Exceso} = 224.73 \text{ bls} * 0.1 = 22.47 \text{ bls}$$

$$\text{Volumen lechada con exceso} = 224.73 \text{ bls} + 22.47 \text{ bls} = 247.2 \text{ bls}$$

$$\text{Capacidad shoe track} = \frac{\text{Diámetro interior casing}^2}{1029,4}$$

$$\text{Diámetro interior casing} = 12.415 \text{ in}$$

$$\text{Capacidad shoe track} = \frac{(12.415 \text{ in})^2}{1029,4} = 0.14973 \frac{\text{bls}}{\text{ft}}$$

$$\text{Volumen shoe track} = \text{Capacidad shoe track} * \text{Longitud shoe track}$$

$$\text{Longitud shoe track} = 43 \text{ ft}$$

$$\text{Volumen shoe track} = 0.14973 \frac{\text{bls}}{\text{ft}} * 43 \text{ ft} = 6.44 \text{ bls}$$

$$\text{Volumen total lechada} = 247.2 \text{ bls} + 6.44 \text{ bls} = 253.64 \text{ bls}$$

$$\text{Volumen total lechada} = 253.64 \text{ bls} * \frac{5.614583 \text{ ft}^3}{\text{bl}} = 1424.08 \text{ ft}^3$$

$$\text{Cantidad sacos} = \frac{\text{Volumen total lechada}}{\text{Rendimiento lechada}}$$

$$\text{Rendimiento lechada} = 1.32 \text{ ft}^3/\text{sk}$$

$$\text{Cantidad sacos} = \frac{1424.08 \text{ ft}^3}{1.32 \frac{\text{ft}^3}{\text{sk}}} = 1109 \text{ sk}$$

Tabla 28.- Análisis de costos original de la cementación realizada Pozo Sacha-268D

Costos por productos				
Cantidad	Unidad	Descripción	Precio por Unidad (USD)	Precio Total (USD)
1109	SX	CEMENTO A, Nacional, saco de 110 lbs	13,22	14660,98
273	LB	CD-33	13,52	3695,94
439	LB	R-8	3,29	1445,21
107	LB	GW-22	31,16	3345,06
54	GL	MCS-AG	45,57	2446,00
5	GL	AG-12	55,61	271,35
6	GL	A-7L	15,57	91,52
0	GL	A-3L	9,07	0,00
2	GL	CLAYMASTER 5C	64,21	128,18
29	GL	FP-6L	45,96	1345,60
1	EA	Float shoe 13 3/8 in	1209,19	1209,19
1	EA	Collar flotador 13 3/8 in	1627,94	1627,94
12	EA	Centralizadores 13 3/8 in	177,22	2126,64
12	EA	Hinged Hammer-lok stop ring 13 3/8 in	79,26	951,12
1	EA	Top plug 13 3/8 in	700,57	700,57
1	EA	Bottom plug 13 3/8 in	760,2	760,20
2	EA	Formula thread-lockin compound 8 oz. Kit	39,21	78,42
Subtotal (USD)				34883,92
Costos por servicios (USD)				10177,98
Total (USD)				45061,90

Realizado por: Jacqueline Aza y Miguel Mendoza

Fuente: Reportes Finales de Perforación

Nota: Los costos de los productos y servicios fueron tomados de datos obtenidos de los reportes de perforación del año 2012.

El cálculo del total no incluye el costo del taladro de perforación

5.2.3.3. Cálculos de cementación real

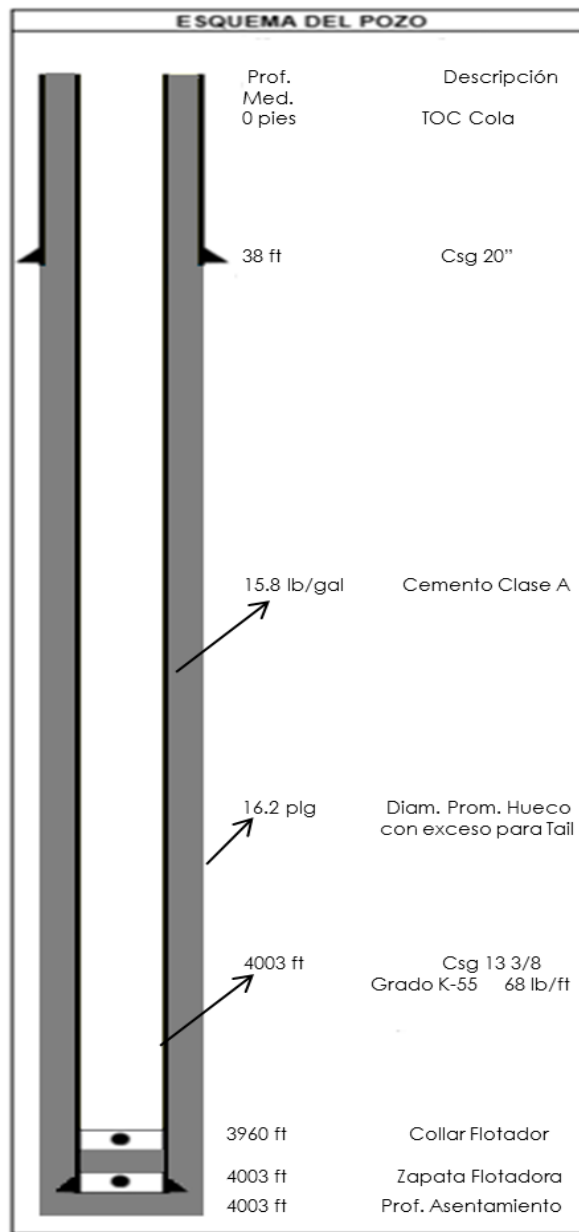


Figura 35.- Diseño programado en pozo Sacha-268D para cementarse hasta superficie.

Realizado por: Jacqueline Aza y Miguel Mendoza

$$\text{Capacidad anular} = \frac{\text{Diámetro hueco}^2 - \text{Diámetro nominal casing}^2}{1029,4}$$

Diámetro hueco = 16 in

Diámetro nominal casing = 13 3/8 in = 13.375 in

$$\text{Capacidad anular} = \frac{(16 \text{ in})^2 - (13.375 \text{ in})^2}{1029,4} = 0.07491 \frac{\text{bls}}{\text{ft}}$$

Lechada Tail o de Cola

Volumen lechada = Capacidad anular * Longitud lechada

Longitud lechada = 4003 ft

$$\text{Volumen lechada} = 0.07491 \frac{\text{bls}}{\text{ft}} * 4003 \text{ ft} = 299.86 \text{ bls}$$

Exceso = 10 %

$$\text{Exceso} = 299.86 \text{ bls} * 0.1 = 29.99 \text{ bls}$$

Volumen lechada con exceso = 299.86 bls + 29.99 bls = 329.85 bls

$$\text{Capacidad shoe track} = \frac{\text{Diámetro interior casing}^2}{1029,4}$$

Diámetro interior casing = 12.415 in

$$\text{Capacidad shoe track} = \frac{(12.415 \text{ in})^2}{1029,4} = 0.14973 \frac{\text{bls}}{\text{ft}}$$

Volumen shoe track = Capacidad shoe track * Longitud shoe track

Longitud shoe track = 43 ft

$$\text{Volumen shoe track} = 0.14973 \frac{\text{bls}}{\text{ft}} * 43 \text{ ft} = 6.44 \text{ bls}$$

Volumen total lechada = 329.85 bls + 6.44 bls = 336.29 bls

$$\text{Volumen total lechada} = 336.29 \text{ bls} * \frac{5.614583 \text{ ft}^3}{\text{bl}} = 1888.128 \text{ ft}^3$$

$$\text{Cantidad sacos} = \frac{\text{Volumen total lechada}}{\text{Rendimiento lechada}}$$

Rendimiento lechada = 1.32 ft³/sk

$$\text{Cantidad sacos} = \frac{1888.128 \text{ ft}^3}{1.32 \frac{\text{ft}^3}{\text{sk}}} = 1430 \text{ sk}$$

Tabla 29.- Análisis de costos real de la cementación Pozo Sacha-268D

Costos por productos				
Cantidad	Unidad	Descripción	Precio por Unidad (USD)	Precio Total (USD)
1430	SX	CEMENTO A, Nacional, saco de 110 lbs	13,22	18904,60
352	LB	CD-33	13,52	4765,73
566	LB	R-8	3,29	1863,53
138	LB	GW-22	31,16	4313,29
69	GL	MCS-AG	45,57	3153,99
6	GL	AG-12	55,61	349,90
8	GL	A-7L	15,57	118,01
0	GL	A-3L	9,07	0,00
3	GL	CLAYMASTER 5C	64,21	165,28
38	GL	FP-6L	45,96	1735,08
1	EA	Float shoe 13 3/8 in	1209,19	1209,19
1	EA	Collar flotador 13 3/8 in	1627,94	1627,94
12	EA	Centralizadores 13 3/8 in	177,22	2126,64
12	EA	Hinged Hammer-lok stop ring 13 3/8 in	79,26	951,12
1	EA	Top plug 13 3/8 in	700,57	700,57
1	EA	Bottom plug 13 3/8 in	760,2	760,20
2	EA	Formula thread-lockin compound 8 oz. Kit	39,21	78,42
Subtotal (USD)				42823,49
Costos por servicios (USD)				15177,98
Total (USD)				58001,47

Realizado por: Jacqueline Aza y Miguel Mendoza

Nota: Los costos de los productos fueron tomados del año 2012 de los reportes finales de perforación

El costo de servicio tiene un aumento estimado de 5000 dólares más que la cementación realizada estimando un día más de operaciones.

El cálculo del total no incluye el costo del taladro de perforación

5.2.4. Pozo Sacha-282D

5.2.4.1. Litología Pozo Sacha-282D

Tabla 30.- Litología de Pozo Sacha-383H

47' – 100'	70	Arenisca: Cuarzosa, blanca, clara, hialina, subtransparente a translúcida, suelta, gruesa a media, subangular a subredondeada, regular selección, matriz y cemento no visible, regular porosidad inferida.
	30	Arcillolita: Café amarillenta, café rojiza, gris clara, blanca, suave a moderadamente dura, subbloque a irregular, terrosa, soluble, no calcárea.
100' – 200'	20	Conglomerado de Chert: Negro, mostaza, gris claro, fragmentos angulares rotos, fractura concoidal, suelto, asociado con matriz arenosa.
	80	Arenisca: Cuarzosa, blanca, clara, hialina, subtransparente a translúcida, suelta, gruesa a media, subangular a subredondeada, regular selección, matriz y cemento no visible, regular porosidad inferida.
200' – 300'	70	Arenisca: Cuarzosa, clara, hialina, blanca, subtransparente a translúcida, suelta, gruesa a media, subangular a subredondeada, regular selección, matriz y cemento no visible, regular porosidad inferida.
	30	Arcillolita: Café amarillenta, café rojiza, gris clara, blanca, suave a moderadamente dura, subbloque a bloque, terrosa, soluble, no calcárea.
300' - 400'	50	Arenisca: Cuarzosa, blanca, clara, hialina, subtransparente a translúcida, suelta, gruesa a media, subangular a subredondeada, regular selección, matriz y cemento no visible, regular porosidad inferida.
	50	Arcillolita: Café amarillenta, café rojiza, blanca, gris clara, suave a moderadamente dura, subbloque a bloque, terrosa, soluble, no calcárea.
400' - 500'	60	Arenisca: Cuarzosa, amarillenta blanca, hialina, subtransparente a translúcida, suelta, media, subangular a subredondeada, buena selección, matriz y cemento no visible, buena porosidad inferida.
	40	Arcillolita: Café amarillenta, café rojiza, blanca, gris clara, suave a moderadamente dura, subbloque a bloque, terrosa, soluble, no calcárea.
500' – 600'	30	Arenisca: Cuarzosa, amarillenta blanca, hialina, subtransparente a translúcida, suelta, media, subangular a subredondeada, buena selección, matriz y cemento no visible, buena porosidad inferida.
	70	Arcillolita: Café rojiza, café amarillenta, blanca, gris clara, púrpura, suave a moderadamente dura, subbloque a bloque, terrosa, soluble, no calcárea.
600' – 700'	80	Arenisca: Cuarzosa, blanca, clara, amarillenta, subtransparente a translúcida, suelta, gruesa, subangular a subredondeada, buena selección, matriz y cemento no visible, buena porosidad inferida.
	20	Arcillolita: Café amarillenta, café rojiza, blanca, gris clara, suave a moderadamente dura, subbloque a bloque, terrosa, soluble, no calcárea.

700' – 800'	80	Arenisca: Cuarzosa, blanca, clara, hialina, subtransparente a translúcida, suelta, gruesa a media, subangular a subredondeada, regular selección, matriz y cemento no visible, regular porosidad inferida.
	20	Arcillolita: Café amarillenta, café rojiza, blanca, gris clara, suave a moderadamente dura, subbloque a bloque, terrosa, soluble, no calcárea.
800' - 900'	40	Arenisca: Cuarzosa, blanca, clara, hialina, subtransparente a translúcida, suelta, media, subangular a subredondeada, regular selección, matriz y cemento no visible, regular porosidad inferida.
	30	Limolita: Gris verdosa, gris clara, suave a moderadamente dura, subbloque a bloque, terrosa, gradando a una arenisca de grano muy fino, no calcárea.
	30	Arcillolita: Café amarillenta, café rojiza, blanca, gris clara, suave a moderadamente dura, subbloque a bloque, terrosa, soluble, no calcárea.
900' - 1000'	30	Arenisca: Cuarzosa, blanca, clara, hialina, subtransparente a translúcida, suelta, media, subangular a subredondeada, regular selección, matriz y cemento no visible, regular porosidad inferida.
	10	Limolita: Gris verdosa, gris clara, suave a moderadamente dura, subbloque a bloque, terrosa, gradando a una arenisca de grano muy fino, no calcárea.
	60	Arcillolita: Café amarillenta, café rojiza, púrpura, blanca, suave a moderadamente dura, subbloque a bloque, terrosa, soluble, no calcárea.
1000' - 1100'	30	Arenisca: Cuarzosa, blanca, clara, hialina, subtransparente a translúcida, suelta, media, subangular a subredondeada, regular selección, matriz y cemento no visible, regular porosidad inferida.
	70	Arcillolita: Café amarillenta, café rojiza, púrpura, blanca, suave a moderadamente dura, subbloque a bloque, terrosa, soluble, no calcárea.
1100' – 1200'	60	Arenisca: Cuarzosa, blanca, clara, hialina, subtransparente a translúcida, suelta, media a gruesa, subangular a subredondeada, regular selección, matriz y cemento no visible, regular porosidad inferida.
	40	Arcillolita: Café amarillenta, café rojiza, púrpura, blanca, suave a moderadamente dura, subbloque a bloque, terrosa, soluble, no calcárea.
1200' – 1300'	50	Arenisca: Cuarzosa, blanca, clara, hialina, subtransparente a translúcida, suelta, media a gruesa, subangular a subredondeada, regular selección, matriz y cemento no visible, regular porosidad inferida.
	50	Arcillolita: Café amarillenta, café rojiza, púrpura, blanca, suave a moderadamente dura, subbloque a bloque, terrosa, soluble, no calcárea.
1300' – 1400'	40	Arenisca: Cuarzosa, blanca, clara, hialina, subtransparente a translúcida, suelta, media, subangular a subredondeada, regular selección, matriz y cemento no visible, regular porosidad inferida.
	60	Arcillolita: Café amarillenta, café rojiza, púrpura, blanca, suave a moderadamente dura, subbloque a bloque, terrosa, soluble, no calcárea.
1400' – 1500'	100	Arcillolita: Café amarillenta, café rojiza, púrpura, blanca, suave a moderadamente dura, subbloque a bloque, terrosa, soluble, no calcárea.
1500' – 1600'	90	Arcillolita: Café amarillenta, café rojiza, púrpura, suave a moderadamente dura, subbloque a bloque, terrosa, soluble, no calcárea.
	10	Anhidrita: Blanca lechosa, translúcida, moderadamente dura, bloque a subbloque.

1600' – 1700'	100	Arcillolita: Café amarillenta, café rojiza, púrpura, suave a moderadamente dura, subbloque a bloque, terrosa, soluble, no calcárea.
1700' – 1800'	100	Arcillolita: Café amarillenta, púrpura, gris verdosa, café rojiza, suave a moderadamente dura, subbloque a bloque, terrosa, soluble, no calcárea.
1800' – 1900'	90	Arenisca: Cuarzosa, amarillenta, clara, blanca, subtransparente a translúcida, suelta, media, subangular a subredondeada, buena selección, matriz y cemento no visible, buena porosidad inferida.
	10	Arcillolita: Café amarillenta, púrpura, gris verdosa, café rojiza, suave a moderadamente dura, subbloque a bloque, terrosa, soluble, no calcárea
1900' – 2000'	70	Arenisca: Cuarzosa, amarillenta, clara, blanca, subtransparente a translúcida, suelta, media, subangular a subredondeada, buena selección, matriz y cemento no visible, buena porosidad inferida.
	30	Arcillolita: Café amarillenta, púrpura, gris verdosa, café rojiza, suave a moderadamente dura, subbloque a bloque, terrosa, soluble, no calcárea
2000' – 2100'	100	Arcillolita: Café amarillenta, púrpura, gris verdosa, café rojiza, suave a moderadamente dura, subbloque a bloque, terrosa, soluble, no calcárea
2100' – 2200'	100	Arcillolita: Púrpura, café amarillenta, gris verdosa, café rojiza, suave a moderadamente dura, subbloque a bloque, terrosa, soluble, calcárea.
2200' – 2300'	90	Arcillolita: Púrpura, gris verdosa, café amarillenta, café rojiza, suave a moderadamente dura, subbloque a bloque, terrosa, soluble, calcárea.
	10	Carbón: Negro, moderadamente duro, quebradizo, subbloque a irregular, leñoso.
2300' – 2400'	100	Arcillolita: Púrpura, gris verdosa, café amarillenta, café rojiza, suave a moderadamente dura, subbloque a bloque, terrosa, soluble, calcárea.
2400' – 2500'	100	Arcillolita: Gris verdosa, púrpura, café amarillenta, café rojiza, suave a moderadamente dura, subbloque a bloque, terrosa, soluble, no calcárea.
2500' – 2600'	100	Arcillolita: Púrpura, gris verdosa, café amarillenta, café rojiza, suave a moderadamente dura, subbloque a bloque, terrosa, soluble, no calcárea.

Fuente: Informes de Geología empresas prestadoras de servicio

5.2.4.2. Cálculos de cementación realizada original

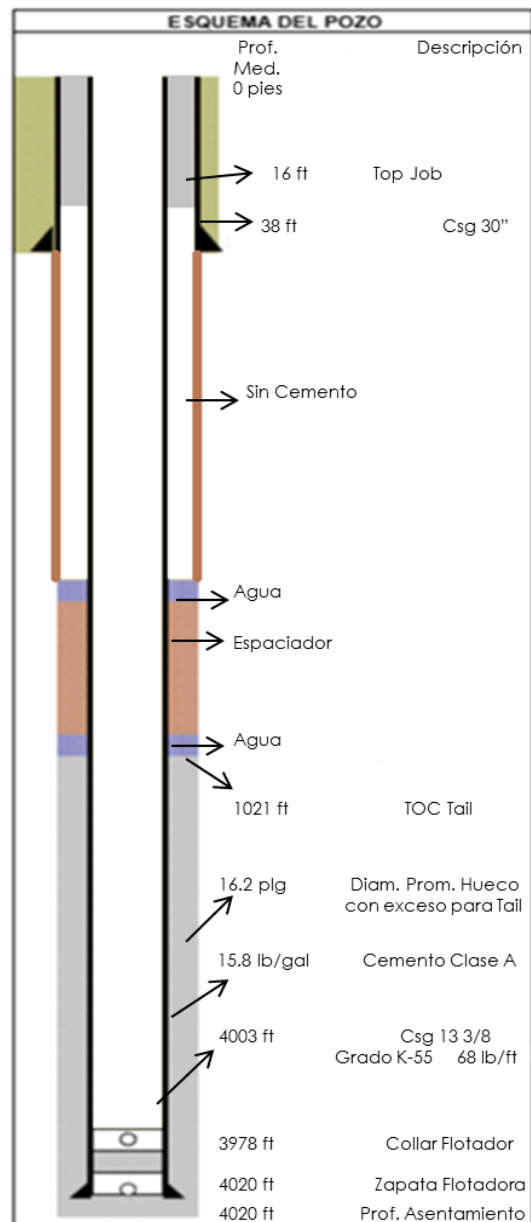


Figura 36.- Esquema del pozo Sacha-282D sin cementar hasta superficie.

Fuente.- Reporte final de perforación Pozo Sacha-282D

$$Capacidad\ anular = \frac{Diámetro\ hueco^2 - Diámetro\ nominal\ casing^2}{1029,4}$$

Diámetro hueco = 16 in

Diámetro nominal casing = 13 3/8 in = 13.375 in

$$\text{Capacidad anular} = \frac{(16 \text{ in})^2 - (13.375 \text{ in})^2}{1029,4} = 0.07491 \frac{\text{bls}}{\text{ft}}$$

Lechada Tail o de Cola

$$\text{Volumen lechada} = \text{Capacidad anular} * \text{Longitud lechada}$$

$$\text{Longitud lechada} = 3000 \text{ ft}$$

$$\text{Volumen lechada} = 0.07491 \frac{\text{bls}}{\text{ft}} * 3000 \text{ ft} = 224.73 \text{ bls}$$

Exceso = 10 %

$$\text{Exceso} = 224.73 \text{ bls} * 0.1 = 22.47 \text{ bls}$$

$$\text{Volumen lechada con exceso} = 224.73 \text{ bls} + 22.47 \text{ bls} = 247.2 \text{ bls}$$

$$\text{Capacidad shoe track} = \frac{\text{Diámetro interior casing}^2}{1029,4}$$

$$\text{Diámetro interior casing} = 12.415 \text{ in}$$

$$\text{Capacidad shoe track} = \frac{(12.415 \text{ in})^2}{1029,4} = 0.14973 \frac{\text{bls}}{\text{ft}}$$

$$\text{Volumen shoe track} = \text{Capacidad shoe track} * \text{Longitud shoe track}$$

$$\text{Longitud shoe track} = 42 \text{ ft}$$

$$\text{Volumen shoe track} = 0.14973 \frac{\text{bls}}{\text{ft}} * 42 \text{ ft} = 6.29 \text{ bls}$$

$$\text{Volumen total lechada} = 247.2 \text{ bls} + 6.29 \text{ bls} = 253.49 \text{ bls}$$

$$\text{Volumen total lechada} = 253.49 \text{ bls} * \frac{5.614583 \text{ ft}^3}{\text{bl}} = 1423.24 \text{ ft}^3$$

$$\text{Cantidad sacos} = \frac{\text{Volumen total lechada}}{\text{Rendimiento lechada}}$$

$$\text{Rendimiento lechada} = 1.32 \text{ ft}^3/\text{sk}$$

$$\text{Cantidad sacos} = \frac{1423.24 \text{ ft}^3}{1.32 \frac{\text{ft}^3}{\text{sk}}} = 1080 \text{ sk}$$

$$\text{Cantidad Total de Sacos} = \text{Sacos de lechada} + \text{Sacos de Top Job}$$

$$\text{Cantidad Total de Sacos} = 1080 \text{ sk} + 70 \text{ sk} = 1150 \text{ sk}$$

Tabla 31.- Análisis de costos original de la cementación realizada Pozo Sacha-282D

Costos por productos				
Cantidad	Unidad	Descripción	Precio por Unidad (USD)	Precio Total (USD)
1150	SX	CEMENTO A, Nacional, saco de 110 lbs	13,22	15203,00
283	LB	CD-33	13,52	3832,58
456	LB	R-8	3,29	1498,64
111	LB	GW-22	31,16	3468,73
56	GL	MCS-AG	45,57	2536,43
5	GL	AG-12	55,61	281,39
6	GL	A-7L	15,57	94,90
0	GL	A-3L	9,07	0,00
2	GL	CLAYMASTER 5C	64,21	132,91
30	GL	FP-6L	45,96	1395,35
1	EA	Float shoe 13 3/8 in	1209,19	1209,19
1	EA	Collar flotador 13 3/8 in	1627,94	1627,94
12	EA	Centralizadores 13 3/8 in	177,22	2126,64
12	EA	Hinged Hammer-lok stop ring 13 3/8 in	79,26	951,12
1	EA	Top plug 13 3/8 in	700,57	700,57
1	EA	Bottom plug 13 3/8 in	760,2	760,20
2	EA	Formula thread-lockin compound 8 oz. Kit	39,21	78,42
Subtotal (USD)				35898,01
Costos por servicios (USD)				21156,38
Total (USD)				57054,39

Realizado por: Jacqueline Aza y Miguel Mendoza

Fuente: Reportes Finales de Perforación

Nota: Los costos de los productos y servicios fueron tomados de datos obtenidos de los reportes de perforación del año 2012.

El cálculo del total no incluye el costo del taladro de perforación.

5.2.4.3. Cálculos de cementación real

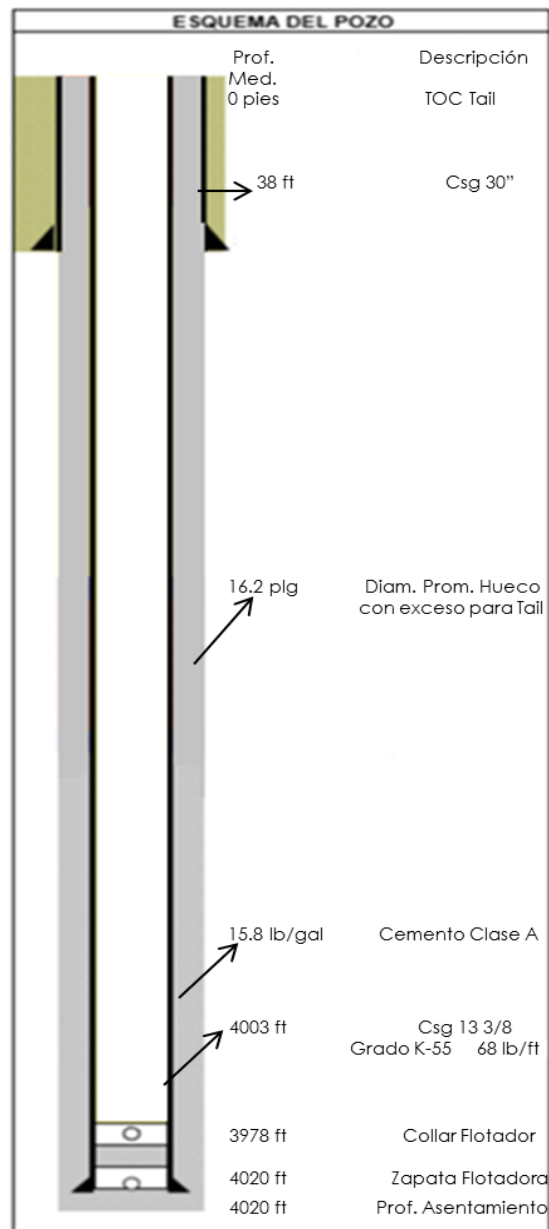


Figura 37.- Diseño programado en pozo Sacha-282D para cementarse hasta superficie.

Realizado por: Jacqueline Aza y Miguel Mendoza

$$\text{Capacidad anular} = \frac{\text{Diámetro hueco}^2 - \text{Diámetro nominal casing}^2}{1029,4}$$

Diámetro hueco = 16 in

Diámetro nominal casing = 13 3/8 in = 13.375 in

$$\text{Capacidad anular} = \frac{(16 \text{ in})^2 - (13.375 \text{ in})^2}{1029,4} = 0.07491 \frac{\text{bls}}{\text{ft}}$$

Lechada Tail o de Cola

Volumen lechada = Capacidad anular * Longitud lechada

Longitud lechada = 4020 ft

$$\text{Volumen lechada} = 0.07491 \frac{\text{bls}}{\text{ft}} * 4020 \text{ ft} = 301.14 \text{ bls}$$

Exceso = 10 %

$$\text{Exceso} = 301.14 \text{ bls} * 0.1 = 30.11 \text{ bls}$$

Volumen lechada con exceso = 301.14 bls + 30.11 bls = 331.25 bls

$$\text{Capacidad shoe track} = \frac{\text{Diámetro interior casing}^2}{1029,4}$$

Diámetro interior casing = 12.415 in

$$\text{Capacidad shoe track} = \frac{(12.415 \text{ in})^2}{1029,4} = 0.14973 \frac{\text{bls}}{\text{ft}}$$

Volumen shoe track = Capacidad shoe track * Longitud shoe track

Longitud shoe track = 42 ft

$$\text{Volumen shoe track} = 0.14973 \frac{\text{bls}}{\text{ft}} * 42 \text{ ft} = 6.29 \text{ bls}$$

Volumen total lechada = 331.25 bls + 6.29 bls = 337.54 bls

$$\text{Volumen total lechada} = 337.54 \text{ bls} * \frac{5.614583 \text{ ft}^3}{\text{bl}} = 1895.139 \text{ ft}^3$$

$$\text{Cantidad sacos} = \frac{\text{Volumen total lechada}}{\text{Rendimiento lechada}}$$

Rendimiento lechada = 1.32 ft³/sk

$$\text{Cantidad sacos} = \frac{1895.139 \text{ ft}^3}{1.32 \frac{\text{ft}^3}{\text{sk}}} = 1436 \text{ sk}$$

Tabla 32.- Análisis de costos de la cementación real Pozo Sacha-282D

Costos por productos				
Cantidad	Unidad	Descripción	Precio por Unidad (USD)	Precio Total (USD)
1436	SX	CEMENTO A, Nacional, saco de 110 lbs	13,22	18983,92
354	LB	CD-33	13,52	4785,73
569	LB	R-8	3,29	1871,35
139	LB	GW-22	31,16	4331,39
70	GL	MCS-AG	45,57	3167,22
6	GL	AG-12	55,61	351,37
8	GL	A-7L	15,57	118,50
0	GL	A-3L	9,07	0,00
3	GL	CLAYMASTER 5C	64,21	165,97
38	GL	FP-6L	45,96	1742,36
1	EA	Float shoe 13 3/8 in	1209,19	1209,19
1	EA	Collar flotador 13 3/8 in	1627,94	1627,94
12	EA	Centralizadores 13 3/8 in	177,22	2126,64
12	EA	Hinged Hammer-lok stop ring 13 3/8 in	79,26	951,12
1	EA	Top plug 13 3/8 in	700,57	700,57
1	EA	Bottom plug 13 3/8 in	760,2	760,20
2	EA	Formula thread-lockin compound 8 oz. Kit	39,21	78,42
Subtotal (USD)				42971,89
Costos por servicios (USD)				26156,38
Total (USD)				69128,27

Realizado por: Jacqueline Aza y Miguel Mendoza

Nota: Los costos de los productos fueron tomados del año 2012 de los reportes finales de perforación

El costo de servicio tiene un aumento estimado de 5000 dólares más que la cementación realizada estimando un día más de operaciones.

El cálculo del total no incluye el costo del taladro de perforación.

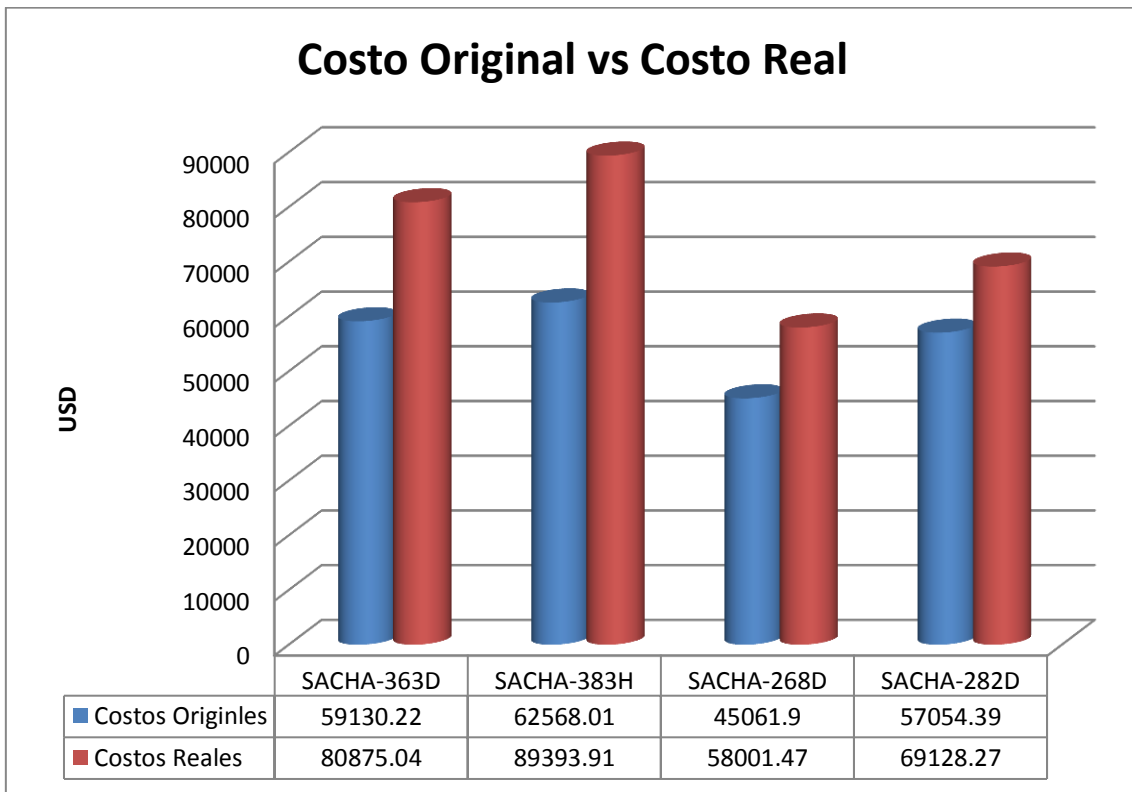


Figura 38.- Comparación de los costos de cuatro pozos Sachas

Realizado por: Jacqueline Aza y Miguel Mendoza

El ahorro de la compañía operadora en los pozos que no se cementaron hasta superficie va desde 36.84% a 12.91% sin tomar en cuenta el costo diario del taladro de perforación.

CAPÍTULO VI

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1. Conclusiones

1. Se tomó como criterios de inclusión para seleccionar pozos del Centro Oriente, pozos perforados desde el año 2010 hasta 2013 y se realizó un análisis técnico de los pozos que no tienen cementado el revestidor superficial completamente hasta superficie.
2. Del análisis técnico realizado a los 49 reportes finales de perforación se obtuvo que 38 pozos que representan un 69% no tienen cementado completamente hasta superficie su revestidor superficial.
3. El procedimiento de cementación del 69% de los pozos no fue realizado de acuerdo a las normas recomendadas para dicha operación ya que incumple con la norma de que el revestidor superficial debe ser cementado completamente hasta superficie y usarse un 50 a 100 por ciento de exceso de lechada calculada.
4. En la legislación de varios países se recomienda que la tubería de revestimiento superficial debe ser asentada cubriendo 82 pies por debajo de un acuífero lo cual si se cumple en los trabajos realizados en los pozos del Centro Oriente.
5. Se determinó que el promedio de sacos de cemento faltantes para cementar completamente hasta superficie al revestidor superficial son 527 lo que implica que en promedio la operadora ahorró 6966,94 dólares más el costo de aditivos y un día de servicios.
6. El nivel freático en el Centro Oriente se encuentra desde una profundidad de 0.82 pies hasta 200 pies.
7. Las tuberías de revestimiento superficial utilizadas en el Centro Oriente son de diámetro 13 3/8 de grados N-80, C-95 y K-55 de 68 y 72 lb/ft las cuales tienen una resistencia al colapso entre 1950 psi hasta 2820 psi, una resistencia al estallido entre 3450 psi hasta

6390 psi y una resistencia a ser tensionada entre 1069000 lbs hasta 4847000 lbs lo cual se encuentra dentro del rango aceptable y no implica ningún riesgo en la seguridad.

8. De los pozos perforados en el 2011 el 40% no tienen cementado completamente hasta superficie al revestidor superficial, del año 2012 el 69% y del año 2013 un 82%, esto indica que ha existido un incremento significativo de esta práctica, la empresa operadora realizó esta práctica sin ningún respaldo técnico.
9. Baker Hughes cementó el 59% del total de pozos perforados en el Centro Oriente desde el año 2010 hasta 2013, Schlumberger el 29% y finalmente Halliburton el 12%.
10. La cementación no realizada hasta superficie ocasiona problemas medio ambientales como la contaminación de acuíferos superficiales del Centro Oriente por filtraciones a través del revestidor en caso de que éste se encuentre desgastado por causa de corrosión, las filtraciones no suceden inmediatamente sino a largo plazo.

6.2. Recomendaciones

1. Que en los pozos perforados en el futuro se realice la cementación hasta superficie del revestidor superficial y se ocupe un exceso del 50% de lechada de cemento para tener una cementación bajo las normas internacionales API recomendadas para esta práctica.
2. Que se efectúe un registro de cementación y corrosión del casing en el caso de pozos que no tienen cementado el revestidor superficial en su longitud total.
3. Que se reforme el Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador para las operaciones técnicas de cementación de pozos petroleros tomando en cuenta la seguridad industrial, el medio ambiente y la durabilidad del casing.
4. Que se realice una campaña de cementación forzada a todos los pozos perforados hasta la fecha que no tienen cementado completamente hasta superficie su revestidor superficial.
5. Que se realice análisis de las características físico-químicas de los acuíferos hasta 200 ft de profundidad en la Región Amazónica para conocer si podrían ser usados para consumo humano.

CAPÍTULO VII

7. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

7.1. Bibliografía

- Artep. (1993). Cementing Technology and procedures. Paris. Technip
- Bradley; Howard, B.; EDR. (1987). Petroleum engineering handbook. Texas. Society of Petroleum Engineering.
- Cabascango Beltrán, P. (2008). Estudio técnico operacional de la perforación direccional del pozo W-S, ubicado en el Campo Yanaquincha Oeste comparado con los pozos direccionales anteriormente perforados en el mismo Campo. Universidad Central del Ecuador, Quito.
- Calderón Palacios, L. (2007). Estudio de los resultados de la cementación primaria en el liner de producción de los pozos direccionales del Campo LGS de Repsol YPF, Bloque 16. Universidad Central del Ecuador, Quito.
- Cisneros Páez, M. (2006). Optimización del diseño de perforación de los pozos direccionales del Campo Shushufindi. Universidad Central del Ecuador, Quito.
- Cruz, P.E. (2006). Interpretación de registros de pozos en hueco entubado. Quito. Seer Oil.
- Changoluisa, V. (1992). Evaluación cualitativa y cuantitativa de cementaciones primarias de tuberías de revestimiento del Campo Sansahuari de la empresa Petroecuador. Universidad Central del Ecuador, Quito.
- Chiluisa Lema, C. (2007). Análisis de las técnicas avanzadas de cementación Well Life para asegurar un aislamiento total durante la vida útil de los pozos del Bloque 15, 16. Andes Petroleum, Repsol y Petrobell. Universidad Central del Ecuador, Quito.
- Dapples, E.; Fuster, C.; Martinez, P. (1963). Geología básica en ciencia e ingeniería: un análisis sistemático de los procesos que se consideran básicos para la comprensión de los fenómenos geológicos. Barcelona. Omega.
- Mccray, A.; Cole, F. (1963). Tecnología de la perforación de pozos petroleros. México. Continental.

- Mavliutov, M.; Alexeev, L.; Vdovin, K. (1986). Tecnología de perforación de pozos profundos. Moscú. Mir.
- Mencías V., C.; Rodríguez, F. L. (1979). Producción de agua en el Campo Lago Agrio un problema de ingeniería de producción petrolera. Universidad Central del Ecuador, Quito.
- Noguera, Ch. (2010). Diseño de una lechada de cemento autocurable (Life Cem) para la sección productora de un pozo tipo y estrategia de introducción en el mercado. Quito.
- Uren; Lester, Ch. (1965). Ingeniería de producción de petróleo. México. Continental.
- Velasco Ojeda, H. (2000). Proyecto de perforación de re-entrada en el pozo abandonado Amo-B3, Campo Amo, Bloque 16. Universidad Central del Ecuador, Quito.

7.2. Webgrafía

- Aguas subterráneas y aguas superficiales. Recuperado el 2013/12/14, del sitio <http://prezi.com/lz9sajo39nti/cementacion-de-pozos-petroleros/>
- Albarrán, D.; Hernández L. (2012). Cementación de pozos petroleros en aguas profundas. Universidad Nacional Autónoma de México, México D.F., México. Recuperado el 2013/12/18 del sitio <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/1790/Tesis.pdf?sequence=1>
- Bohórquez, S.; Lara, F.; Lesser, J.; Nieto, J. Contaminación de acuíferos con hidrocarburos: Causas, efectos, riesgos asociados y medidas de prevención. Recuperado el 2013/12/13, del sitio http://cardi.igeofcu.unam.mx/card/bibliografia/Papers_Cuenca_Mexico_2013/04-1%20Contaminacion%20Acuiferos%20con%20Hidrocarburos.pdf
- Bravo, Ch.; García de la Rosa; Leal, A.; Mendoza, J.; Santiago, E.; Uribe, J. (2013). Capacidad de resistencia de tuberías petroleras. Instituto Politécnico Nacional, México D.F., México. Recuperado el 2013/12/20, del sitio <http://tecnologiadeperforacionyterminacion.files.wordpress.com/2013/05/capacidad-de-resistencia-de-tuberias.pdf>
- Camino Castro, E. (2004). Informe del perito de la Inspección Judicial en Sacha 53. Juicio 002-2003 de la Corte Superior de Nueva Loja. Recuperado el 2014/01/05 del sitio <https://chevrontoxico.com/assets/docs/sa-53-entregado-corte.pdf>

- Camino Castro, E.; (2004). Informe del Perito de la Inspección Judicial en el Pozo Sacha 10. Juicio 002-2003. Recuperado el 2014/01/05 del sitio <http://chevrontoxico.com/assets/docs/sa-10-informe-a-corte.pdf>
- Cementación. Recuperado el 2013/12/18, del sitio <http://www.slideshare.net/EderTorresGuerrero/ing-cementacion>
- Cementación de los distintos tipos de casing. Recuperado 2013/12/12, del sitio <http://es.scribd.com/doc/48061138/Cementacion-de-los-distintos-tipos-de-casing>.
- Cementación de pozos. Recuperado el 2013/12/18, del sitio <http://es.scribd.com/doc/55683491/Cementacion-de-Pozos-Petroleros>
- Cementación de pozos petroleros. Recuperado el 2013/12/14, del sitio <http://prezi.com/lz9sajo39nti/cementacion-de-pozos-petroleros/>
- Cementos petroleros características y análisis. Recuperado el 2013/12/18 del sitio <http://www.actiweb.es/marcus/archivo3.pdf>
- Cementación primaria. Recuperado el 2013/12/18, del sitio <http://es.scribd.com/doc/40174661/Cementacion-Primaria>
- Estrada, P.; Olivo, J. (2009). Análisis y aplicación del sistema Well-Life 3 para incrementar la vida útil del cemento en pozos del Oriente Ecuatoriano. Escuela Politécnica Nacional, Quito, Ecuador. Recuperado el 2013/12/16 del sitio <http://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/1319/1/CD-2016.pdf>
- Informe de la Inspección Judicial de el Pozo Sacha 94. (2004). Recuperado el 2014/01/05 del sitio <http://chevrontoxico.com/assets/docs/sa-94-informe-a-corte.pdf>
- Instituto Tecnológico GeoMinero de España. (1995). Vulnerabilidad de los acuíferos a la contaminación, importancia de la protección de las aguas subterráneas. Recuperado el 2013/12/05 del sitio http://www.igme.es/internet/divulgacion_didactica/conoce_las_as/ficha4.pdf
- Introducción a la cementación. Recuperado el 2013/12/16 del sitio https://www.e-seia.cl/archivos/Anexo_2_Procedimiento_de_Cementacion.pdf
- La Comunidad Petrolera. (2009). Tuberías de revestimiento. Recuperado el 2013/12/12 del sitio <http://industria-petrolera.lacomunidadpetrolera.com/2009/01/tuberias-de-revestimiento.html>
- Macías, D. (2007). Cementación de un casing de producción del pozo Shushufindi-DM 29 a doble etapa. Universidad Tecnológica Equinoccial, Quito, Ecuador. Recuperado el 2013/12/17 del sitio http://repositorio.ute.edu.ec/bitstream/123456789/5697/1/32043_1.pdf

- Martínez, J. (2011). Consideraciones técnicas para el diseño y la selección de la tubería de revestimiento del pozo estratigráfico profundo ANH-BVTURA-1-ST-P. Universidad Industrial del Santander, Bucaramanga, Colombia. Recuperado el 2013/11/22, del sitio <http://repositorio.uis.edu.co/jspui/bitstream/123456789/908/2/142062.pdf>
- Norma técnica y de seguridad para las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos. Nicaragua. Recuperado el 2014/01/05 del sitio <http://www.mem.gob.ni/media/NTON%2014%20003-03%20DE%20SEGURIDAD%20PARA%20LAS%20ACTIVIDADES%20DE%20EXPLORACION%20Y%20EXPLORACION%20DE%20HIDROCARBUROS.pdf>
- Ortiz, E.; Hernández, J. (2011). Adición de compuestos químicos para la cementación de pozos petroleros en la etapa de producción, Región Poza Rica-Altamira. Universidad Veracruzana, Poza Rica, México. Recuperado el 2013/12/16 del sitio <http://cdigital.uv.mx/bitstream/123456789/29556/1/Tesis2.pdf>
- Petroblogger. (2009). Propiedades y aditivos de los cementos. Recuperado el 2013/12/20, del sitio <http://www.ingenieriadepetroleo.com/2009/12/propiedades-y-aditivos-de-los-cementos.html>
- Reglamento a la Ley de Hidrocarburos. Costa Rica. Recuperado el 2014/01/05 del sitio <http://www.meic.go.cr/tramites/espanol/legislacion/24735.PDF>
- Reglamento Ambiental de Actividades Hidrocarburíferas. Ecuador. Registro Oficial 265 de 13 de Febrero del 2001. Recuperado el 2014/01/05 del sitio https://www.google.com.ec/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&cad=rja&ved=0CCkQFjAA&url=http%3A%2F%2Fwww.ceda.org.ec%2Fdescargas%2Fbiblioteca%2FReglamento%2520Ambiental%2520de%2520Actividades%2520Hidrocarburiferas.doc&ei=36_UoOKEtSOkAf9poC4CQ&usg=AFQjCNHxx1BjBh7ig8LWf-Zcjsx87s0Nqw&bvm=bv.58187178,d.eW0
- Reglamento de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos. Perú. Recuperado el 2014/01/05 del sitio http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/file/Hidrocarburos/normas_legales/reglaactiviexplora.PDF
- Reglamento de Normas Técnicas y de Seguridad para las Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos. Bolivia. Recuperado el 2014/01/05 del sitio <http://www.lexivox.org/norms/BO-RE-DS24689.xhtml>

- Tixi, L. (2009). Estudio de una lechada de cemento aplicado en el Pozo Edén – Yuturi F.74. Universidad tecnológica equinoccial, Quito, Ecuador. Recuperado el 2013/12/15 del sitio http://repositorio.ute.edu.ec/bitstream/123456789/5799/1/40896_1.pdf

CAPÍTULO VIII

8. ANEXOS

ANEXO A.- GLOSARIO DE TÉRMINOS

Aditivo.- Producto químico que se agrega a otro para mejorar o incrementar sus propiedades físicas (olor, color, octano, conductividad, etc.) Por ejemplo, los aditivos son utilizados para mejorar las propiedades de los cementos.

Agente extensor.- Aditivo químico o material inerte utilizado para reducir la densidad o incrementar el rendimiento de una lechada de cemento.

BOP.- Es una válvula especializada, grande, usada para sellar, controlar y monitorear los pozos de gas y petróleo.

Cabezal.- Equipo de control ajustado en la boca del pozo, se utiliza para controlar el flujo y prevenir explosiones y consiste de tuberías, válvulas, tomacorrientes, preventores de explosión, etc.

Cavitación.- Es un efecto hidrodinámico que se produce cuando el agua o cualquier otro fluido en estado líquido pasa a gran velocidad por una arista afilada, produciendo una descompresión del fluido debido a la conservación de la constante de Bernoulli.

Cedencia.- Es la deformación irrecuperable de la mecánica, a partir de la cual sólo se recuperará la parte de su deformación correspondiente a la deformación elástica, quedando una deformación irreversible.

Densidad.- Magnitud que representa a la masa de una sustancia entre el volumen que esta ocupa. En el Sistema Internacional la unidad utilizada es el kg/L.

Diámetro mínimo interno (Drift Diameter).- El mínimo diámetro interno es controlado por un diámetro específico (“drift diameter”), que no es más que el máximo diámetro de un mandril que debe pasar libremente (sin sufrir obstrucción) con su propio peso, por el interior de la tubería. La longitud de estos mandriles varía con el diámetro de la tubería.

DRO.- Método analítico para la determinación de hidrocarburos, Modificado 8015M para Orgánicos del Rango Diesel.

Enjarre.- Una capa de sólidos concentrados del fluido de perforación que se forma en las paredes del agujero.

Esfuerzo.- Una fuerza al ser aplicada a un objeto lo distorsiona o lo deforma.

Extruir.- Es un proceso en el que se moldea un material y se aplana, se comprime al punto de darle forma de lámina o cualquier otra forma, el proceso por lo general industrial.

Fluido.- Sustancia que cede inmediatamente a cualquier fuerza tendiente a alterar su forma, con lo que se desplaza y se adapta a la forma del recipiente. Los fluidos pueden ser líquidos o gases.

Formaciones suprayacentes.- Formaciones que se encuentran por encima de la tomada de referencia.

GRO.- Método analítico para la determinación de hidrocarburos, Modificado 8015M para Orgánicos del Rango de las Gasolinas.

Hincar.- Clavar o meter una cosa con punta en otra ejerciendo una presión.

Lodo de perforación.- Fluido que se utiliza durante la perforación de un pozo. Además de su función de llevar los recortes de la barrena a la superficie, el lodo de perforación enfría y lubrica la barrena y la sarta de perforación, previene descontrol al evitar la manifestación de las presiones de las formaciones del subsuelo, y forma un enjarre en la pared del agujero para prevenir la pérdida de fluido hacia la formación.

Oquedad.- Espacio que en un cuerpo sólido queda vacío, natural o artificialmente.

Reología.- Por lo general, el estudio de la manera en que se deforma y fluye la materia; incluye su elasticidad, plasticidad y viscosidad.

Revestimiento.- Nombre que reciben los diferentes tramos de tubería que se cementan dentro del pozo. Estas tuberías de revestimiento varían su diámetro y número de acuerdo a las diferentes áreas perforadas, las profundidades y las características productoras del pozo. Generalmente se revisten tres tuberías en un pozo; a la de mayor diámetro se le llama tubería superficial y de control, a la siguiente intermedia y a la de menor diámetro y mayor profundidad, tubería de explotación.

Revoque de filtración.- El residuo depositado sobre un medio permeable cuando una lechada, tal como un fluido de perforación, es forzado contra el medio bajo presión.

Side track.- Significa salir en una trayectoria diferente a la perforada a través de un pozo puede ser en agujero descubierto o entubado.

Shoe track.- Longitud entre collar flotador a zapata flotador.

Tixotropía.- La característica de un fluido, tal como el lodo de perforación, de formar una estructura gelificada con el tiempo cuando no está sujeto a cizalladura y luego fluidificarse cuando es agitado.

Viscosidad.- Propiedad de un fluido que tiende a oponerse a su flujo cuando se le aplica una fuerza. La viscosidad en poises se define como la magnitud de la fuerza necesaria para mantener en situación de equilibrio una diferencia de velocidad de 1 cm por segundo entre capas separadas por 1 cm.

ANEXO B.- MAPA DEL CAMPO SACHA AÑO 2014

ANEXO C.- MATRIZ DE RECOLECCIÓN DE DATOS

ANEXO D.- CÁLCULOS DE CEMENTACIÓN

