

UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS
FACULTAD DE INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA PETROLERA



**“CEMENTACIÓN DOBLE ETAPA EN LA FORMACIÓN IQIRI DEL
POZO LSC-9D”**

Proyecto de Grado presentado para optar al título de Licenciatura en Ingeniero en
Petróleo, Gas y Procesos

POSTULANTE: EDDY GUARACHI ZAMORA

TUTOR: M.Sc. ING. SERGIO EDDY VISCARRA ORTUÑO

LAPAZ - BOLIVIA

2024



**UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS
FACULTAD DE INGENIERIA**



LA FACULTAD DE INGENIERIA DE LA UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS AUTORIZA EL USO DE LA INFORMACIÓN CONTENIDA EN ESTE DOCUMENTO SI LOS PROPÓSITOS SON ESTRICTAMENTE ACADÉMICOS.

LICENCIA DE USO

El usuario está autorizado a:

- a) Visualizar el documento mediante el uso de un ordenador o dispositivo móvil.
- b) Copiar, almacenar o imprimir si ha de ser de uso exclusivamente personal y privado.
- c) Copiar textualmente parte(s) de su contenido mencionando la fuente y/o haciendo la cita o referencia correspondiente en apego a las normas de redacción e investigación.

El usuario no puede publicar, distribuir o realizar emisión o exhibición alguna de este material, sin la autorización correspondiente.

TODOS LOS DERECHOS RESERVADOS. EL USO NO AUTORIZADO DE LOS CONTENIDOS PUBLICADOS EN ESTE SITIO DERIVARA EN EL INICIO DE ACCIONES LEGALES CONTEMPLADAS EN LA LEY DE DERECHOS DE AUTOR.

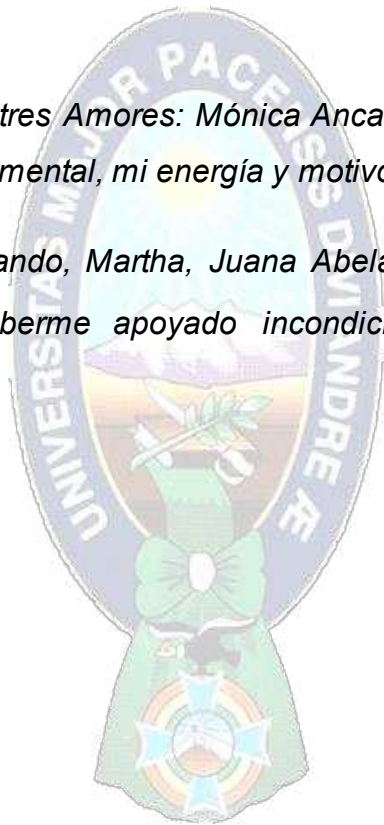
DEDICATORIA

El presente proyecto de grado va dedicado a Dios por regalarme la vida, salud, fortaleza y sabiduría.

También al mismo tiempo dedico este paso muy importante de mi vida a mis señores padres: Señor Primitivo Guarachi Condori (†) y Señora Marcela Zamora de Guarachi. Por haberme dado la vida, inculcado valores principales, ayudarme a luchar siempre para cumplir una meta más y apoyarme incondicionalmente durante mi formación académica.

También va dedicado a mis tres Amores: Mónica Ancasi, Kai E. y Josh G. Guarachi Ancasi. Por ser el pilar fundamental, mi energía y motivo principal de mis de mis días.

A mis hermanos: Juan Rolando, Martha, Juana Abela (†), Erwin, Dalila e Imelda Guarachi Zamora. Por haberme apoyado incondicionalmente durante la vida académica universitaria.



AGRADECIMIENTO

Doy las gracias a Dios por enseñarme el camino correcto de seguir superándome día tras día.

También agradezco a mis señores padres: Señor Primitivo Guarachi Condori (†) y Señora Marcela Zamora de Guarachi. Por no dejarme caer en las malas situaciones que atravesaba y motivándome siempre para llegar a dar este paso tan importante para mí vida.

Doy también las gracias a mi compañera de carrera y de vida: Mónica Ancasi Sonco, por compartir momentos difíciles e importantes durante el viaje académico. Y a mis queridos hijos Kai E. y Josh G. Guarachi Ancasi. Por ser mi motor y fortaleza para seguir siempre adelante

Las gracias también a mis queridos hermanos: Juan Rolando, Martha, Juana Abela (†), Erwin, Dalila e Imelda Guarachi Zamora. por alentarme y apoyarme siempre cuando los necesitaba.

Y un agradecimiento especial a los docentes de la carrera INGENIERÍA PETROLERA que han formado parte de mi PROYECTO DE GRADO. A mí tutor: Ing. Sergio Eddy Viscarra Ortuño y a mis respetados tribunales: Ing. Marco A. Montesinos Montesinos, Ing. Pedro Reynaldo Marín Domínguez y a la Ing. Stefany Torrez Ortiz. Por haberme apoyado incondicionalmente para llegar a dar este paso tan importante.

Finalmente agradezco a todos los docentes y amigos de nuestra querida carrera INGENIERÍA PETROLERA, del CURSO BÁSICO, a la poderosa FACULTAD DE INGENIERÍA y la más grande del país UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS.

MUCHAS GRACIAS.

ÍNDICE GENERAL

DEDICATORIA	i
AGRADECIMIENTO	ii
ÍNDICE GENERAL.....	iii
ÍNDICE DE FIGURAS	xi
ÍNDICE DE TABLAS.....	xiv
LISTA DE ACRÓNIMOS.....	xvi
RESUMEN	xix

CAPITULO I - CONSIDERACIONES GENERALES

1.1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.2. ANTECEDENTES	2
1.2.1. Antecedentes de YPFB Andina S.A.....	2
1.2.2. Antecedentes del Campo Los Sauces.....	2
1.2.3. Antecedentes del Pozo LSC - 9D.....	2
1.2.4. Antecedentes del Tramo 8 ½" del Pozo LSC - 9D.....	5
1.2.5. Antecedentes Académicos	5
1.3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	7
1.3.1. Identificación de la Situación Problemática	7
1.3.2. Formulación de la Pregunta de Investigación	8
1.4. OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN	8
1.4.1. Objetivo General.....	8
1.4.2. Objetivos Específicos	8
1.5. OPERACIONALIZACIÓN DE VARIABLES.....	9
1.6. DELIMITACIÓN	9
1.6.1. Límite Temporal.....	9

1.6.2. Límite Geográfico	9
1.6.3. Límite Temático	11
1.7. JUSTIFICACIÓN.....	11
1.7.1. Justificación Técnica.....	11
1.7.2. Justificación Económica.....	11
1.7.3. Justificación Social.....	12
1.7.4. Justificación Ambiental.....	12

CAPITULO II - MARCO TEÓRICO

2.1. DEFINICIONES	13
2.1.1. PRESIONES	13
2.1.1.1. Presión Hidrostática	13
2.1.1.2. Presión de Fractura	14
2.1.1.3. Presión de Formación.....	14
2.1.1.4. Densidad Equivalente de Circulación (DEC).....	15
2.1.1.5. Gradiente de Presión	16
2.2. PRUEBAS A LA FORMACIÓN	16
2.2.1. Prueba de Integridad de Formación (FIT).....	16
2.2.2. Prueba de Admisión o Fuga (LOT)	17
2.3. CEMENTACIÓN	17
2.3.1. Objetivos de la cementación.....	18
2.3.1. Propiedades de Cementación.....	18
2.3.1.1. Densidad de la Lechada	18
2.3.1.2. Rendimiento de la Lechada	20
2.3.1.3. Reología	20
2.3.1.4. Viscosidad Plástica (PV).....	21

2.3.1.5. Punto de Cedencia (PY)	21
2.3.1.6. Tiempo de Fraguado	22
2.3.1.7. Agua de Mezcla	22
2.3.1.8. Perdida de Agua (Agua Libre)	22
2.3.1.9. Filtrado de Agua	23
2.3.1.10. Permeabilidad	23
2.3.1.11. Resistencia a la Compresión	24
2.3.1.12. Resistencia a la Corrosión	25
2.3.1.13. Tiempo de bombeabilidad (espesamiento)	26
2.3.2. Clasificación de la cementación	27
2.3.2.1. Cementación primaria	27
2.3.3. Tipos de Trabajos de Cementación de Tubería de Revestimiento	28
2.3.3.1. Tubería Conductora de Revestimiento	29
2.3.3.2. Tubería Superficial de Revestimiento	29
2.3.3.3. Tubería Intermedia de Revestimiento	30
2.3.3.4. Tubería de Revestimiento de Producción	31
2.3.4. Prevención de Fallas de cementación	32
2.3.4.1. Causas de Fallas de Cementación	34
2.3.4.2. Efectos de Fluidos de Perforación y Contaminantes en los Cementos	35
2.3.4.3. Propiedades de Flujo	36
2.3.4.4. Acondicionamiento del Fluido de Perforación	37
2.3.4.5. Movimiento de Tubería	39
2.3.4.6. Centralización de Tubería	40
2.3.4.7. Espaciadores y/o Cementos no Densificados	42
2.3.5. Técnicas de Cementación	43

2.3.5.1. Cementación en Una Etapa	43
2.3.5.2. Cementación Doble Etapa	44
2.3.5.3. Cementación Múltiple Etapa	45
2.3.5.4. Cementación Liner.....	46
2.3.5.5. Cementación secundaria o SQUEEZE	47
2.3.6. Tapones de Cementación.....	47
2.3.6.1. Desviación y Perforación Direccional	48
2.3.6.2. Taponamiento de una Zona Agotada	49
2.3.6.3. Pérdida de Circulación	49
2.3.6.4. Abandono	50
2.4. POR COLOCACIÓN	51
2.5. EXPLICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA	52
2.5.2. Evaluación del cemento LiteCRETE	59
2.6. CEMENTO	60
2.6.1. Compuestos del cemento	61
2.6.2. Clasificación de los cementos	62
2.6.3. Cementos especiales	66
2.6.3.1. Aditivos del cemento	67
2.6.4. Controladores del Filtrado	72
2.6.5. Materiales Para Pérdida de Circulación	73
2.6.6. Estabilizadores de la Resistencia a la compresión	73
2.6.7. Controlador de Gas.....	73
2.6.8. Evaluación de la cementación	74
2.6.8.1. Registro cbl/vdl	75
2.6.8.2. Registro ultrasónico.....	79

2.7. ESPACIADORES Y LAVADORES	81
2.8. EQUIPOS DE CEMENTACIÓN	81
2.8.1. Equipos de Superficie.....	81
2.8.1.1. Cabezal de Cementación	81
2.8.1.2. Unidades de Cementación y Bombeo	83
2.8.1.3. Unidades de Mezclado de Batch Mixer.....	84
2.8.1.4. Unidades de Almacenamiento de Cemento Seco.....	85
2.9. DISPOSITIVOS DE FONDO Y ACCESORIOS DE CEMENTACIÓN	86
2.9.1. Revestidor	86
2.9.2. Zapata Guía	87
2.9.3. Zapata Flotadora o Diferencial.....	88
2.9.4. Collar Flotador	88
2.9.5. Colgador de Liner (Liner Hanger).....	89
2.9.6. Dardo de Desplazamiento	90
2.9.7. Tapón de Desplazamiento de Liner	91
2.9.8. Diverter Tool o DV Tool.....	92
2.9.9. Centralizadores.....	93
2.9.10. Raspadores.....	94
2.9.11. Tapones de Cementación	95
2.9.11.1. Tapón Inferior	95
2.9.11.2. Tapón Superior	96
2.10. CÁLCULOS DE CEMENTACIÓN PRIMARIA	97
2.10.1. Cálculos De La Capacidad.....	97
2.10.2. Cálculos de Llenado	98
2.11. CÁLCULOS DEL VOLUMEN ANULAR	100

2.12. CÁLCULOS DE PESO Y VOLUMEN DE LA LECHADA.....	103
2.12.1. Densidad	103
2.12.2. Gravedad Especifica	104
2.12.3. Gravedad API	105
2.12.4. Densidad Absoluta en contra de Densidad a Granel	105
2.12.5. Volumen Absoluto	105
2.13. CALCULO DE CEMENTACION PRIMARIA	107
2.13.1. Cálculos Requeridos de Presión para Elevar la Tubería	107
2.13.2. Cálculos de la Cantidad de Cemento	111
2.13.3. Sacos de Cemento	118
2.13.4. Cálculos de la Cantidad de Agua de Mezcla	119
CAPITULO III - PREPARACION DEL POZO PARA LA CEMENTACION	
3.1. CARACTERÍSTICAS DEL POZO LSC - 9D	120
3.1.1. Presión de poro y gradiente de fractura	121
3.1.2. Secuencia estratigráfica.....	122
3.1.3. Diseño de cañerías	125
3.1.4. Programa de fluidos de perforación	126
3.1.5. Cementaciones.....	127
3.1.6. Resultados del diagnóstico.....	127
3.2. CARACTERÍSTICAS DE LA TÉCNICA DE CEMENTACIÓN DOBLE ETAPA EN POZOS PETROLEROS	128
3.2.1. Aplicación de la técnica de cementación doble etapa	130
3.3. DISEÑO DE LA CEMENTACIÓN DOBLE ETAPA EN EL TRAMO 8 ½" DEL POZO LCS-9D	133
3.3.1. Presión hidrostática	134
3.3.2. Presión para elevar la tubería	136

3.3.3. Rendimiento de la lechada	137
3.3.4. Capacidad y volumen anular	141
3.3.5. Volumen de la lechada para llenar el espacio anular	143
3.3.6. Cantidad de sacos de cemento	144
3.3.7. Agua de mezcla	145
3.3.8. Colchón lavador, colchón químico	146
3.3.9. Volumen de desplazamiento del cemento	148
3.3.10. Caudal de bombeo para el cemento	149
3.3.11. Tiempo de desplazamiento del cemento	150
3.3.12. Tiempo de mezclado y bombeo	150
3.3.13. Tiempo de cementación	151
3.3.14. Secuencia de bombeo	151
 CAPITULO IV - EVALUACIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA DEL PROYECTO DE LA APLICACIÓN DE LA TÉCNICA DE CEMENTACIÓN DOBLE ETAPA EN EL POZO LSC - 9D	
4.1. ANÁLISIS TÉCNICO DE LA CEMENTACIÓN DOBLE ETAPA	154
4.1.1. Análisis económico de la cementación doble etapa	157
 CAPITULO V - CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	
5.1. CONCLUSIONES.....	161
5.2. RECOMENDACIONES	162
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	163
YPFB Andina s.a. (2016). programa de perforación pozo los sauces 9 dirigido. santa cruz de la sierra - bolivia.	166
ANEXOS.....	167
ANEXO A: DATOS DEL LIBRO REDBOOK DE HALLIBURTON.....	167

ANEXO B: PROPIEDADES FISICAS Y REQUERIMIENTO DE AGUA DE
MATERIALES DE CEMENTACIÓN Y ADITIVOS168
ANEXO C: FACTORES DE FLOTABILIDAD169

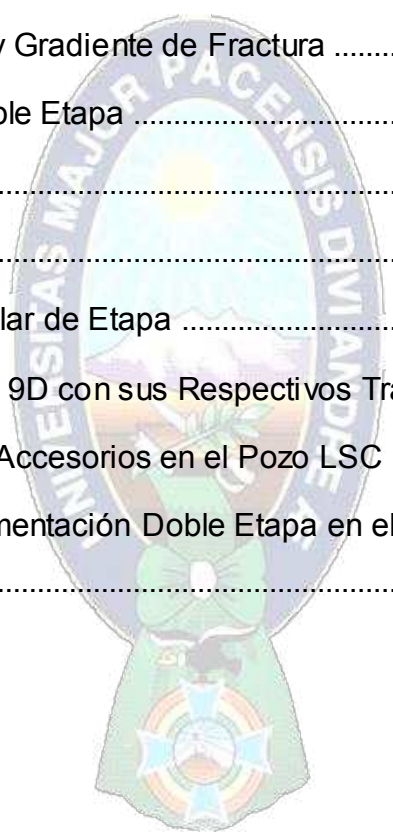


ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 El Campo Los Sauces 9 Dirigido.....	3
Figura 1.2 Columna Estratigráfica Generalizada Sector Sur, Los Sauces	4
Figura 1.3. Árbol de Problemas	8
Figura 1.4. Campo de Explotación Los Sauces	10
Figura 2.1. Presión Hidrostática	14
Figura 2.2. Presión de Formación.....	15
Figura. 2.3. Cementación del pozo	17
Figura 2.4. Balanza Presurizada	19
Figura 2.5. Variación del Peso de la Lechada de Cemento	20
Figura 2.6. Prueba para Medir la Resistencia a la Compresión.....	25
Figura 2.7. Consistómetro	27
Figura 2.8. Cementación Primaria.....	28
Figura 2.9. Tubería Conductora de Revestimiento.....	29
Figura 2.10. Tubería Superficial de Revestimiento	30
Figura 2.11. Tubería Intermedia de Revestimiento	31
Figura 2.12. Tubería de Revestimiento de Producción	32
Figura 2.13. Muestra de Prueba de Eficiencia de Cementación	34
Figura 2.14. Flujos de Tapón.....	37
Figura 2.15. El Fluido de Perforación Acondicionado es más Fácil de Remover	38
Figura 2.16. Tiempo Estático	39
Figura 2.17. Movimiento de Tubería	40
Figura 2.18. Mala Centralización de Tubería	41
Figura 2.19. Centralización de la Tubería	42
Figura 2.20. Cementación en Una Etapa.....	44

Figura 2.21. Tipos de Liners	46
Figura 2.22. Desviación y Perforación Direccional	48
Figura 2.23. Taponamiento de Una Zona Agotada	49
Figura 2.24. Agujero Abandonado	51
Figura. 2.25 Distribución optimizada del tamaño de partícula del LiteCRETE	54
Figura. 2.26. Distribución optimizada del tamaño de partícula del LiteCRETE	55
Figura. 2.27. Comparación de la distribución de la permeabilidad del cemento fraguado	56
Figura. 2.28. Fibras del cemento CemNet	57
Figura. 2.29. Tope de cemento Ligero	60
Figura 2.30. Configuración de la Herramienta CBL/VDL	76
Figura 2.31. Ejemplo de un registro de evaluación de adherencia del cemento (CBL) y el registro de densidad variable (VDL)	79
Figura 2.32. Medición y principios Ultrasónicos	80
Figura 2.33. Cabezal de Cemento de Tapón para Plataformas de Perforación Convencional	82
Figura 2.34. Cabezal de Cemento Para Sistema de Formación Top Drive	83
Figura 2.35. Unidad de Cementación On Shore	84
Figura 2.36. Unidad de Mezcla o Batch Mixer	85
Figura 2.37. Almacenamiento de Cemento Seco	86
Figura 2.38. Zapata Guía Básica	87
Figura 2.39. Collar Flotante Dimensionado Para Tubo de Válvula de Bola	89
Figura 2.40. Colgador Liner Versa Flex TM	90
Figura 2.41. Dardo de Desplazamiento	91
Figura 2.42. Dv Tool	92
Figura 2.43. Centralizador de Tubería	94

Figura 2.44. Dispositivos de Raspado	95
Figura 2.45. Tapón Inferior	96
Figura 2.46. Tapón Superior	97
Figura 2.47. Volumen Contenido Entre el Exterior de la Tubería y el Pozo	100
Figura 2.48. Volumen Contenido entre Tubería de Producción y el Interior de la Tubería de Revestimiento	100
Figura 2.49. Relaciones Geométricas para Hallar el Área de la Tubería o Agujero ..	108
Figura 3.1. Presión de Poro y Gradiente de Fractura	122
Figura 3.2. Cementación Doble Etapa	129
Figura 3.3. Collar de Etapa.....	130
Figura 3.4. Tapón de Cierre	131
Figura 3.5. Ubicación del Collar de Etapa	131
Figura 3.6. Pozo Los Sauces 9D con sus Respetivos Tramos	133
Figura 3.7. Ubicación de los Accesorios en el Pozo LSC - 9D	134
Figura 3.8. Diseño de la Cementación Doble Etapa en el Tramo 8 1/2" del Pozo LSC - 9D	143



ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1 Características del Tramo 8 1/2" del Pozo LSC - 9D	5
Tabla 1.2 Límite Geográfico del Tramo 8 1/2" del Pozo LSC - 9D	10
Tabla 2.1. Aditivos para Lodo y su Efecto en el Cemento	36
Tabla 2.2. Clasificación API y ASTM de los Cementos	66
Tabla 2.3. Tabla de Capacidad.....	98
Tabla 2.4. Tabla de Capacidad de la Tubería.....	99
Tabla 2.5. Tabla de Volumen y Altura del Espacio Anular	101
Tabla 2.6. Volumen Anular Entre la Tubería y Agujero	102
Tabla 2.7. Densidades de los Materiales Comunes.....	103
Tabla 2.8. Densidades de Vapor de los Gases.....	104
Tabla 2.9. Propiedades Físicas de los Materiales y Aditivos de Cementación	106
Tabla 2.10. Factores de Flotabilidad para Tubos de Acero en Diversos Fluidos de Peso	109
Tabla 2.11. Hoja de Trabajo de Volúmenes de Lechada	113
Tabla 2.12. Ingles/Conversión de Unidades Métricas Constantes	114
Tabla 2.13. Volumen y Altura entre la Tubería de Revestimiento y el Pozo	116
Tabla 2.14. Capacidad de la Tubería de Revestimiento	117
Tabla 3.1. Profundidades de Cada Tramo Perforado	120
Tabla 3.2. Presiones a Manejar en la Cementación del Tramo 8 1/2" del Pozo LSC - 9D	121
Tabla 3.3. Secuencia Estratigráfica del Pozo LSC - 9D	123
Tabla 3.4. Diseños de Cañerías	126
Tabla 3.5. Programa de Fluidos de Perforación y sus Propiedades	126
Tabla 3.6. Cementaciones del Pozo LSC - 9D	127

Tabla 3.7. Aditivos de la Lechada Principal de la Primera Etapa	138
Tabla 3.8. Aditivos de la Lechada de Relleno de la Primera Etapa	139
Tabla 3.9. Aditivos de la Lechada Principal de la Segunda Etapa	140
Tabla 3.10. Capacidad de Volumen Anular	142
Tabla 3.11. Datos para el Colchón Lavador y Químico	147
Tabla 3.12. Datos para el Colchón Lavador y Químico	147
Tabla 3.13. Datos de Cementación para la Primera Etapa	148
Tabla 3.14. Datos de Cementación para la Segunda Etapa	149
Tabla 3.15. Datos de la Bomba Dúplex.....	149
Tabla 4.1. Datos para la Cementación Doble Etapa	154
Tabla 4.2. Resultados Técnicos Satisfactorios del Proyecto	156
Tabla 4.3. Diseño para la Cementación Doble Etapa	156
Tabla 4.4. Costos de Productos para la Cementación	157
Tabla 4.5. Costos del Alquiler de Equipo de Cementación.....	158
Tabla 4.6. Costos de Accesorios para la Cementación.....	158
Tabla 4.7. Costos del Equipo de Flotación, Tapones de Cemento y Otros	159
Tabla 4.8. Costo total de la cementación doble etapa en el tramo 8 1/2" del Pozo LSC - 9D.....	160

LISTA DE ACRÓNIMOS

Abreviatura	Término
LSC-9(D)	Los Sauces-9 Dirigido
LSC-X1	Los Sauces- Exploratorio 1
RGD-78(D)	Rio Grande-78 Dirigido
API	American Petroleum Institute
UTM	Universal Transversal de Mercator
PSAD	Prestador de Servicios de Archivo y Digitalización
YPFB	Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos
IDH	Índice de Desarrollo Humano
TESA	Esquema de un Estudio Integral Técnico, Económico, Social y Ambiental
FINPRO	Fondo para la Revolución Industrial Productiva
APL	Pérdida de Presión Anular
DEC	Densidad Equivalente de Circulación
FIT	Prueba integridad de la formación
LOT	Prueba de admisión (Leak Of Test)

gal	Galón
lb	Libras
°F	Grados Fahrenheit
Ppg o lpg	Libras por galón
PV	Viscosidad plástica
RPM	Revoluciones por minuto
cp	Centipoise
PY	Punto cedente (Yield point)
Bc	Unidades Bearden
m	Metros
"	Pulgadas
°C	Grados Celsius
Psi	Libras-fuerza por pulgada cuadrada (pounds-force per square inch)
PDVSA	Petróleos de Venezuela S.A.
TR	Tubería de revestimiento
cc	Centímetro cubico
g	Gramos
Sp o Gr	Gravedad especifica

OD	Diámetro externo
ID	Diámetro interno
MD	Medida a lo largo de la trayectoria del pozo de sondeo
TVD	Profundidad vertical verdadera
MBT	lbm/bbl, bentonita equivalente
ppb	Partes por billón
TOC	Tope del cemento
OH	Hueco Abierto (Open hole)
DP	Drill pipe
PH	Presión Hidrostática
ρ	Densidad



RESUMEN

El presente proyecto grado está dirigido al área de ingeniería petrolera en la rama de cementación doble etapa en las formaciones Escarment Y3 – iquiri del Pozo LSC-9D. La construcción de pozos peroleros implica varias fases, siendo la Cementación es crucial para evitar fracturas en la formación y pérdidas de circulación. Este proyecto busca proponer una técnica de cementación en el tramo 8 ½” del pozo LSC-9D para minimizar riesgos asociados a la baja resistencia de la formación y la longitud del tramo a cementar.

YPFB Andina S.A. es la operadora del Campo Los Sauces, destacando en la producción de gas y petróleo en Bolivia. El pozo LSC-9D es perforado en una formación de interés, presenta retos en la cementación debido a la presión de fractura y la longitud de la sección a cementar.

La cementación en pozos largos puede fracturar la formación durante la circulación del cemento. Esto puede llevar a costos altos por reparaciones. Se busca evaluar si la técnica de cementación de doble etapa puede mitigar estos riesgos.

Diseñar la cementación de doble etapa para el tramo 8 ½” del pozo. Evaluar las características del pozo, describir la técnica de doble etapa, calcular volúmenes de lechada y evaluar la viabilidad técnica y económica del proyecto.

La cementación de doble etapa permite un mejor aislamiento del pozo y reduce el riesgo de fracturas, aumenta los ingresos por producción de hidrocarburos y reduce costos operativos, beneficiará a comunidades locales mediante el acceso a gas y mejora en la producción y minimiza el riesgo de contaminación de acuíferos al evitar fracturas en la formación.

El proyecto se llevará a cabo, específicamente en el Campo Los Sauces, Santa Cruz, centrado en la técnica de cementación y sin incluir evaluaciones socioeconómicas o ambientales más amplias.

CAPITULO I

CONSIDERACIONES GENERALES

1.1. INTRODUCCIÓN

La construcción de un pozo se realiza en diferentes fases o etapas, las cuales, una vez perforadas deben ser revestidas mediante tuberías de revestimiento y cemento. Durante un trabajo de cementación es fundamental evitar vencer el límite de fractura de la formación, porque esto podría ocasionar una pérdida de circulación, resultando en un sello hidráulico ineficiente; teniendo que aplicar acciones correctivas, las cuales involucran tiempos y costos operativos adicionales.

Existen pozos cuyas secciones a cementar son muy largas, es decir más de 1000 m y sumado a la resistencia de la formación, se presenta el riesgo de fracturar la formación en el proceso de la circulación del cemento, debido a que este es más denso y en consecuencia se presentan elevadas presiones de circulación; por lo que para evitar la posible fractura de la formación es que la cementación del pozo se divide en dos o más etapas.

El proyecto tiene como finalidad plantear una alternativa de cementación en el tramo 8 ½" del pozo LSC - 9D, con el propósito de minimizar los riesgos de fractura de la formación y consecuente pérdida de circulación del cemento, debido a la limitada resistencia de la formación y a la longitud del tramo a cementar.

Se espera demostrar con los resultados del proyecto una cementación óptima teniendo así una buena estabilidad del pozo tomando en cuenta las presiones de formaciones que se van a cementar, permitiendo obtener un margen de ganancias mayor a la empresa operadora, porque si se realiza una cementación efectiva, se tendrá el mayor aprovechamiento económico de los fluidos.

Se estudiará el cálculo del proceso de la técnica de cementación doble etapa, principalmente para la sección 8 ½" de baja resistencia de compresión, incluyendo el diseño y especificación para la operación confiable de revestimiento. Durante las

evaluaciones realizadas, se deben determinar las características de la formación Escarpment Y3, o si se puedan producir daños durante la cementación del mismo.

1.2. ANTECEDENTES

1.2.1. Antecedentes de YPFB Andina S.A.

La empresa operadora del Campo Los Sauces es YPFB Andina S.A., la Compañía inicio sus operaciones como Empresa Petrolera en 1997, siendo una de las más importantes del sector de hidrocarburos por la magnitud de sus inversiones y actividades, como también uno de los principales contribuyentes al estado boliviano.

Según YPFB Andina S.A. (2013), en el año 2008 la empresa YPFB Andina S.A. se consolidó bajo un modelo de cogestión público-privada donde YPFB es titular del 51% de la participación accionaria y la empresa española Repsol Bolivia S.A. del restante 48,33%, y otros accionistas minoritarios.

Actualmente YPFB Andina S.A. es el principal productor de gas, con una participación promedio mayor al 40% sobre la producción total, así también es el principal productor de crudo, condensado y gasolina del país con un promedio mayor al 32% de la producción a nivel nacional.

1.2.2. Antecedentes del Campo Los Sauces

El Campo los Sauces fue descubierto en marzo del 2001 con la perforación del pozo LSC-X1, dando a conocer que el único reservorio productor de este campo es del nivel más somero del Carbonífero, o de la Formación San Telmo que es conocido como Arenisca La Peña productor de gas y condensado de 59° API. (YPFB Andina S.A., 2015)

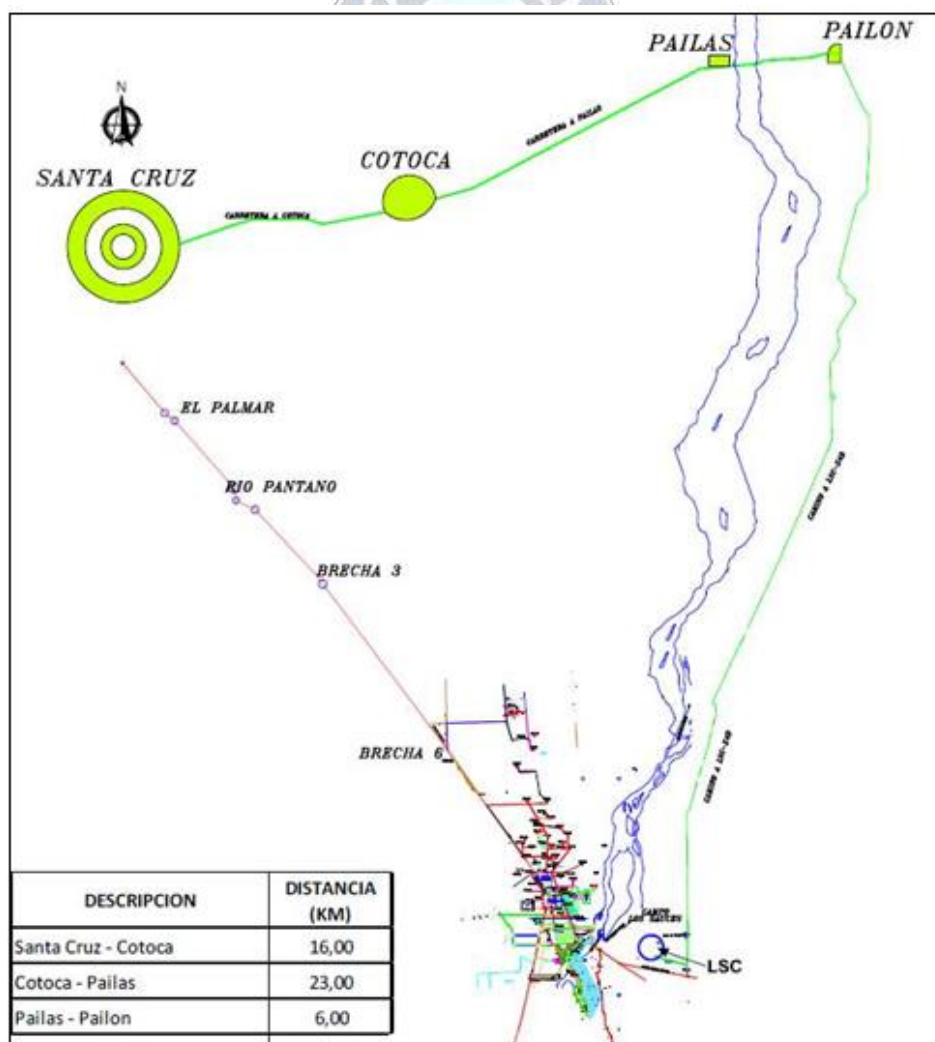
1.2.3. Antecedentes del Pozo LSC - 9D

Previo a la perforación de pozo LSC - 9D se contó con información de pozos anteriores mediante interpretaciones sísmicas:

Con la información obtenida de la interpretación de la sísmica 3D del área y de los resultados positivos obtenidos de los pozos perforados en el sector sudoeste (RGD-22Re, RGD-81, RGD-56Re, RGD-37Re-ST, RGD-39A, RGD-78D), sector centro sur (RGD-82, RGD-83, RGD-84, RGD-88D, RGD-89D) y área sudeste (RGD86, RGD-87D, RGD-95D) de la estructura del reservorio Iquiri-1, se propone la perforación del pozo Los Sauces 9D (YPFB Andina S.A., 2015).

A continuación, en la Figura 1.1 se puede observar la ubicación del pozo LSC - 9D a 16 Km del Municipio de Cotoca del Departamento de Santa Cruz.

Figura 1.1 El Campo Los Sauces 9 Dirigido

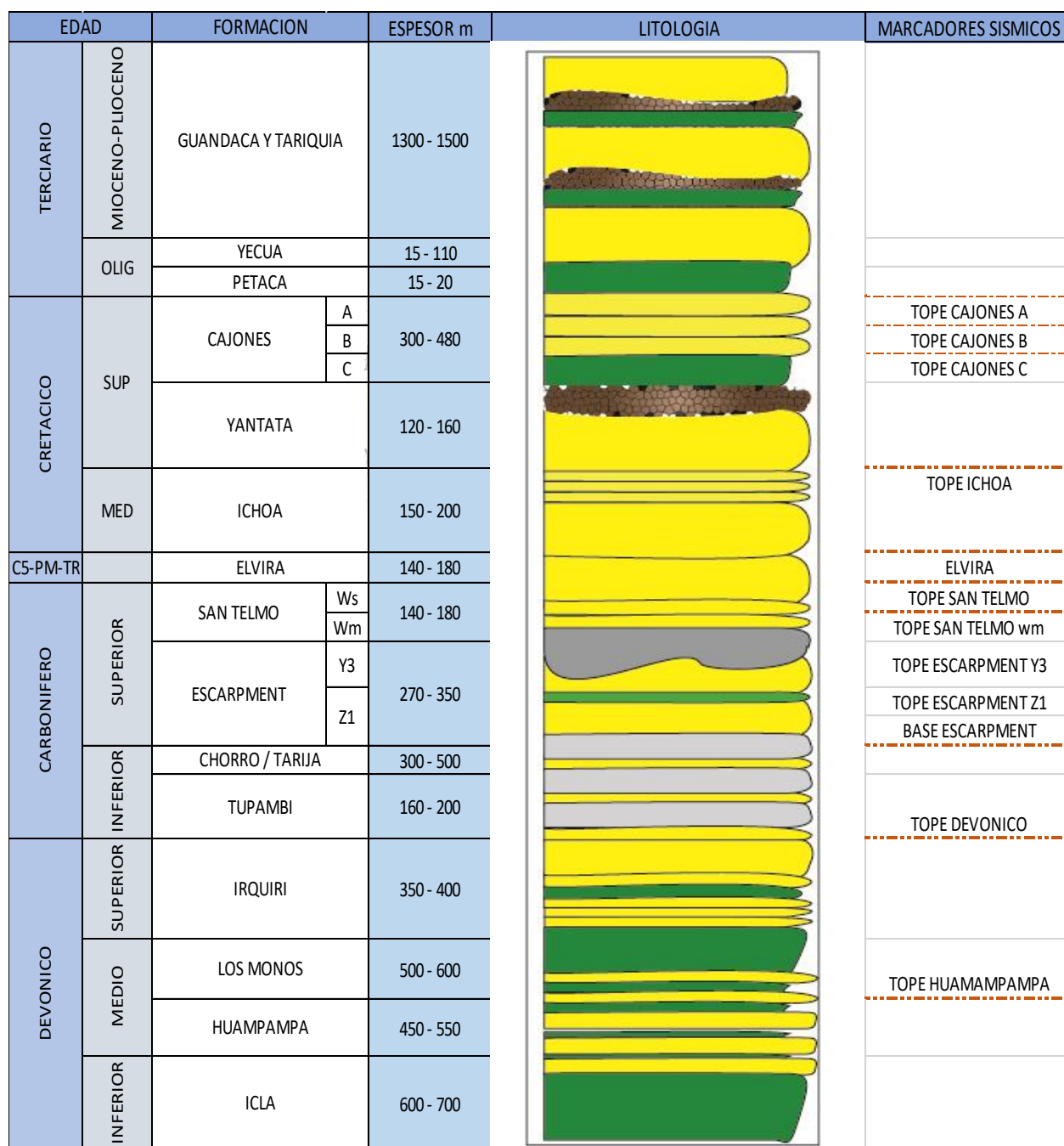


Fuente: (YPFB Andina S.A., 2015)

El pozo LSC-9D describiéndose en distintas formaciones, con interés en la formación de Iquiri (Ver Figura 1.2)

Secuencia estratigráfica:

Figura 1.2 Columna Estratigráfica Generalizada Sector Sur, Los Sauces



Fuente: (YPFB Andina S.A., 2015)

1.2.4. Antecedentes del Tramo 8 ½” del Pozo LSC - 9D

Las características del tramo 8 ½” del pozo LSC - 9D del Campo Los Sauces son especificadas en la Tabla 1.1

Tabla 1.1 Características del Tramo 8 1/2" del Pozo LSC - 9D

Profundidad: sección 8 ½”		De 2840m a 3953m	
Tipo de formación	Escarpment Y3, Iquiri 1		
Espesor	1113m		
Condiciones de la formación	Pega diferencial (Formación Chorro).		
Presión de fractura	5081,67748Psi		
Temperatura	210 °F		
Condiciones del tramo 8 ½”	Propiedades del lodo de perforación: Densidad (lb/gal) 9.3-9.8 Viscosidad Plástica (cp) < 25 Punto Cedente (lbf/100ft ²) 25 – 35		
Zona de pérdida de circulación	Es una zona con pérdida de circulación		
Tipo de fluido de perforación en el tramo 8 ½”	Polímero Kla Shield 9,4 ppg		

Fuente: Elaboración propia con base a (YPFB Andina S.A., 2015)

1.2.5. Antecedentes Académicos

Los antecedentes similares a la presente investigación son los siguientes:

- Proyecto de Trabajo, Factibilidad de la cementación de zonas productoras con Tecnología CemCRETE en los campos VHR y CUBAYENO, escrito por (Yépez, 2012), que indica que, en este trabajo, en la cementación de pozos, enfocado a las lechadas convencionales establece la factibilidad del uso del cambio de lechadas convencionales por lechadas con alto contenido de sólidos, tecnología CemCRETE. Dando a conocer la efectividad de la lechada con altos contenidos de sólidos de las lechadas convencionales que se han utilizado en los pozos

perforados en VHR y Cuyabeno hasta el 2010. Evitando una mala cementación, con la presencia de porosidad en el cemento cuando este se fragüe, ruptura del cemento durante completaciones o disparos en la zona productora. Con un análisis de costos se realiza en comparación entre la tecnología CemCRETE y la cementación convencional, dando a conocer las ventajas de la utilización de la tecnología en los campos VHR y Cuyabeno.

- Proyecto de grado, Diseño de una herramienta metodológica integral para la planificación, revisión y evaluación de proyectos de cementación de pozos petroleros, escrito por (Melgarejo P., 2018), que da a conocer que un programa computacional Wellplan® aportado por la compañía Halliburton a la Universidad Central de Venezuela es una herramienta integral para poder establecer la planificación de la construcción de un pozo petrolero en todas sus fases o etapas, logrando ser funcional para la planificación y evaluación de un proceso de cementación. De la misma manera, el programa Cementics® de la compañía Schlumberger resultando ser eficaz para el desarrollo de esta metodología. A su vez el diagrama de flujo es la mejor herramienta para el desarrollo de la metodología integral, ya que a través de la misma se pudo abarcar todos los procesos respectivos a un proyecto de cementación primaria de pozos petroleros.
- Proyecto de grado, Propuesta técnica de cementación para la construcción de un pozo exploratorio en aguas ultra-profundas en el golfo de México, escrito por (Rodríguez H., 2012), donde explica la problemática de la cementación durante las actividades de construcción de pozos en aguas Ultra-profundas, donde se presentan diversos problemas operacionales relacionados a las grandes columnas de aguas, altas presiones, bajas temperaturas, arenas poco consolidadas, influjo de gas o agua en zonas poco profundas, también las estrechas presiones de poro y facturas que son propensas a encontrarse en este tipo de ambientes. Para así formular una propuesta técnica de

cementación para la construcción de un pozo exploratorio en aguas Ultra-profundas en el Golfo de México.

1.3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

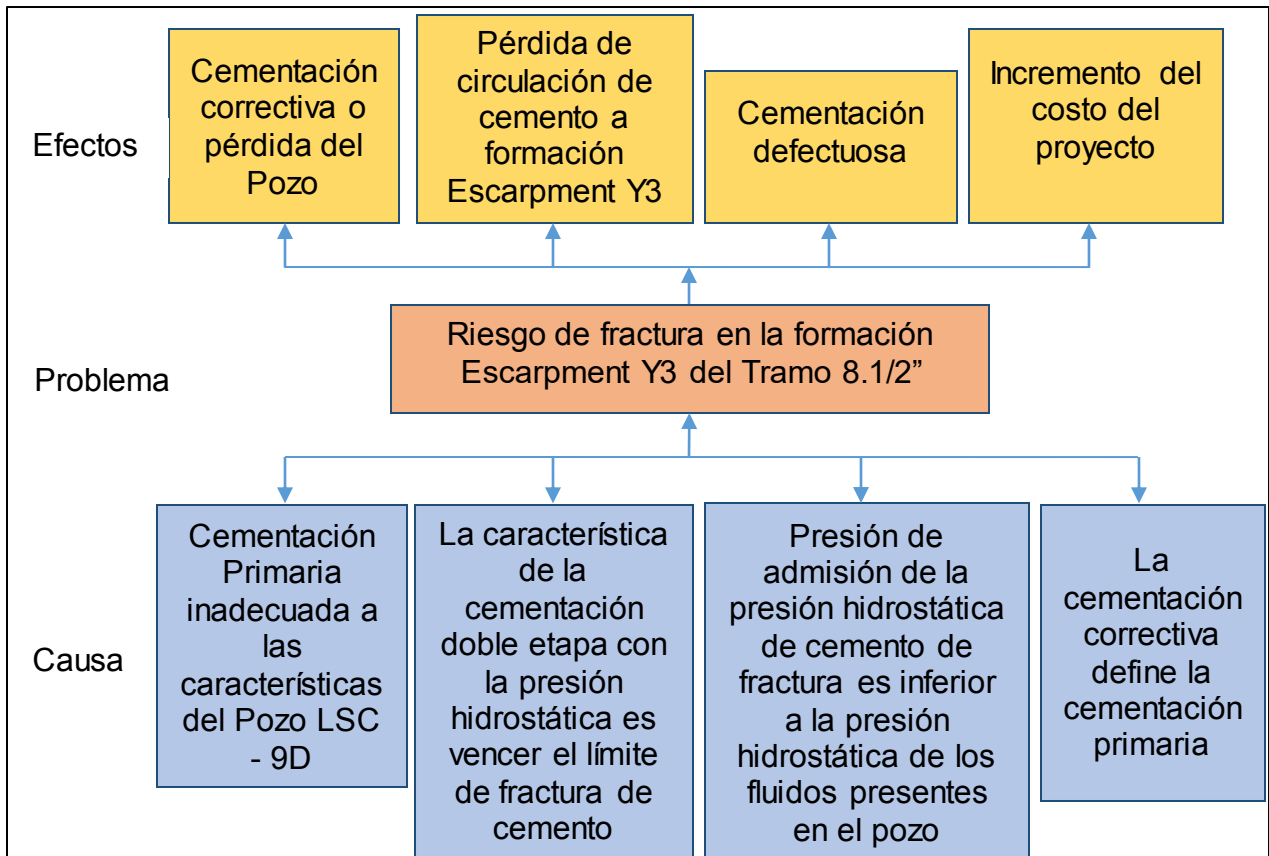
1.3.1. Identificación de la Situación Problemática

La cementación de pozos petroleros es un proceso mediante el cual se logran tres conceptos fundamentales: aislamiento zonal, soporte y protección de la sarta de perforación, control de presiones en el pozo. A través del tiempo los procesos de cementación de pozos petroleros se han ido haciendo mucho más complejos.

En algunos pozos las secciones a cementar son muy largas, es decir más de 1000 m y sumado a la resistencia de la formación (presión de fractura), se presenta el riesgo de fracturar la formación durante la circulación del cemento, porque este es más denso y en consecuencia se presentan elevadas presiones de circulación. Para evitar una posible fractura de la formación es que la cementación del pozo se divide en dos o más etapas.

La planificación de una cementación de manera adecuada permite evitar costosas reparaciones e incluso la posible pérdida de todo el trabajo de perforación. Los problemas que pueden presentarse durante el trabajo de aislamiento incluyen canalizaciones en el cemento, infiltraciones no deseadas de fluidos, agua o gas a alta presión, y la pérdida de circulación que puede producirse por invasión hacia las formaciones que son fisuradas, fracturadas; o por fracturación hidráulica producida por presiones inducidas excesivas, o presión hidráulica insuficiente. Las posibles soluciones de estos problemas requieren necesariamente realizar costosos trabajos de remediación.

Figura 1.3. Árbol de Problemas



Fuente: Elaboración propia con base a (YPFB Andina S.A., 2015)

1.3.2. Formulación de la Pregunta de Investigación

¿La técnica de cementación doble etapa podrá solucionar los riesgos de fractura de la formación Escarpment Y3 en el tramo 8 ½" del pozo LSC - 9D?

1.4. OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.4.1. Objetivo General

Diseñar la cementación doble etapa en el tramo 8 ½" del pozo LSC - 9D para evitar los riesgos de fractura y pérdida de circulación de cemento en la formación Escarpment Y3.

1.4.2. Objetivos Específicos

- Realizar una evaluación técnica de las características del pozo LSC - 9D.

- Describir las características de la técnica de cementación doble etapa en el pozo LSC - 9D.
- Determinar el Volumen de lechada de la primera y segunda etapa, el número de sacos de cemento, los Barriles de agua y cantidad de aditivos de la primera y segunda etapa.
- Realizar el diseño de la cementación doble etapa en el tramo 8 ½” del pozo LCS-9D.
- Realizar una evaluación Técnica y económica del proyecto para estimar la factibilidad de la aplicación de la técnica de cementación doble etapa en el pozo LSC - 9D.
- Economizar (no llega hasta la superficial, Lead Slurry es más económico).
- Operativamente es más segura, baja la PH en el fondo de pozo.

1.5. OPERACIONALIZACIÓN DE VARIABLES

En la operacionalización de variables se identifica la variable independiente y la variable dependiente, de la siguiente forma:

- Variable Independiente: Técnica de Cementación Doble Etapa.
- Variable Dependiente: Análisis técnico de la Cementación.

1.6. DELIMITACIÓN

1.6.1. Límite Temporal

El proyecto se llevará a cabo en un lapso de un año aproximadamente.

1.6.2. Límite Geográfico

El Campo Los Sauces se encuentra ubicado dentro del área de contrato Grigotá, cerca al límite de deformación influenciada por la tectónica del Sub-andino. El pozo LSC - 9D se encuentra en el Departamento de Santa Cruz, fue perforada desde 2840m a 3953m de profundidad (Ver Tabla 1.2).

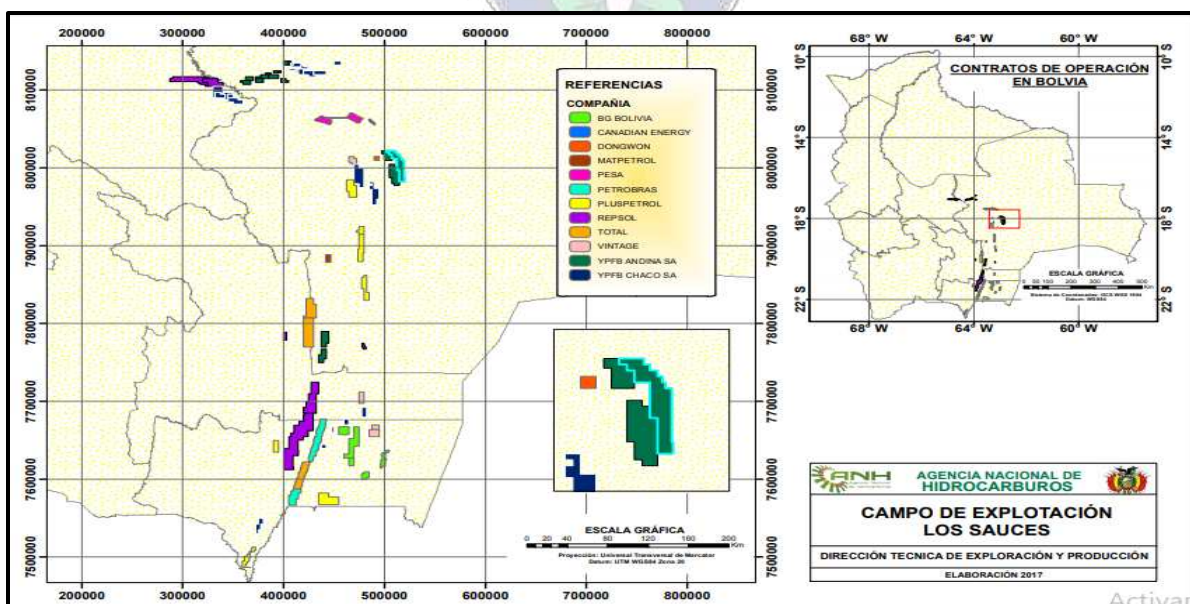
Tabla 1.2 Límite Geográfico del Tramo 8 1/2" del Pozo LSC - 9D

Nombre legal del pozo		LSC-9D
País	Bolivia	
Departamento	Santa Cruz	
Provincia	Cordillera	
Municipios	Cotoca, Pailas, Pailón	
Coordenada Superficie X	517,229.99 m	
Coordenada Superficie Y	7,985,799.99 m	
Distancia	a 120 Km de Santa Cruz de la Sierra	
Profundidad del tramo 8.1/2"	Desde 2840m a 3953m	

Fuente: Elaboración propia con base a (YPFB Andina S.A., 2015)

A continuación (Ver la Figura 1.4) se muestra el mapa del Campo de explotación Los Saucos elaborada el año 2017 por la Dirección Técnica de Exploración y Producción de la Agencia Nacional de Hidrocarburos con sus respectivas Coordenadas de Superficie X Y.

Figura 1.4. Campo de Explotación Los Saucos



Fuente: (Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2017)

1.6.3. Límite Temático

Las limitaciones que presenta el proyecto solo contemplarán las características litoestratigráficas de las formaciones, presión de poro, gradiente de fractura, temperatura del pozo, y no así la información y antecedentes de pozos vecinos o perforados en el mismo campo, técnicas de cementación secundaria y posible impacto ambiental, tampoco incluirá una evaluación socioeconómica más amplio.

1.7. JUSTIFICACIÓN

1.7.1. Justificación Técnica

Mediante la aplicación de una cementación doble etapa se evita fracturar la formación y perder cemento hacia la misma, bombeando el cemento por intervalos, lo que resulta en un efectivo aislamiento del prolongado tramo productivo del pozo LSC - 9D; eliminando la necesidad de cementaciones correctivas por una cementación primaria defectuosa.

Operativamente la condición mínima que requiere el tramo para aplicar cementación doble etapa implica que una o varias formaciones del agujero abierto, no soportan las presiones hidrostáticas ejercidas por la columna de cemento, lo que presenta en el tramo 8 ½”.

1.7.2. Justificación Económica

El hidrocarburo producido generará ingresos al departamento de Santa Cruz y a la región de Cordillera con las regalías e incrementando el IDH tanto al departamento y al país, permitiendo obtener ganancias, las que se traducen en grandes beneficios económicos para las diferentes partes involucradas, como la empresa operadora del campo.

Se vio viable esta técnica de doble etapa porque no requiere más que unos accesorios complementarios para realizarlo, además que tiene menor costo de aplicación comparado con la necesidad de recurrir a una cementación secundaria. De esta

manera permitirá tener costos recuperables más eficientes beneficiando a la empresa y también al estado para menores gastos.

1.7.3. Justificación Social

Es importante para las comunidades que viven en el lugar tales son la Provincia de Cordillera y los Municipios de Pailas, Pailón y Cotoca que se verán favorecidos por la distribución del gas mediante redes a poblaciones, también se beneficiará la empresa YPFB Andina S.A. porque al aplicar la técnica de cementación doble tapa se evitará costos adicionales debido a una mala cementación, se llevará adelante una mejor cementación operando en dos fases al espacio anular siendo efectiva para una mejor producción del pozo.

1.7.4. Justificación Ambiental

El proyecto evitara la contaminación de acuíferos en el pozo LSC - 9D en la formación de Cajones a una profundidad aproximadamente de 1500 m, porque al realizar una cementación doble etapa se evita el riesgo de fracturar la formación, este podría generarse filtraciones de fluidos de formación hacia niveles superficiales y contaminarlos.

La metodología del control de Medio Ambiente se realiza mediante monitoreos periódicos acorde al siguiente marco Legal:

- Ley de medio Ambiente Nro. 1333 y sus reglamentos.
- Reglamento Ambiental para el Sector de Hidrocarburos.
- Norma Boliviana NB 742 – 760 (Normas Técnicas de Residuos Sólidos).

CAPITULO II

MARCO TEÓRICO

2.1. DEFINICIONES

2.1.1. PRESIONES

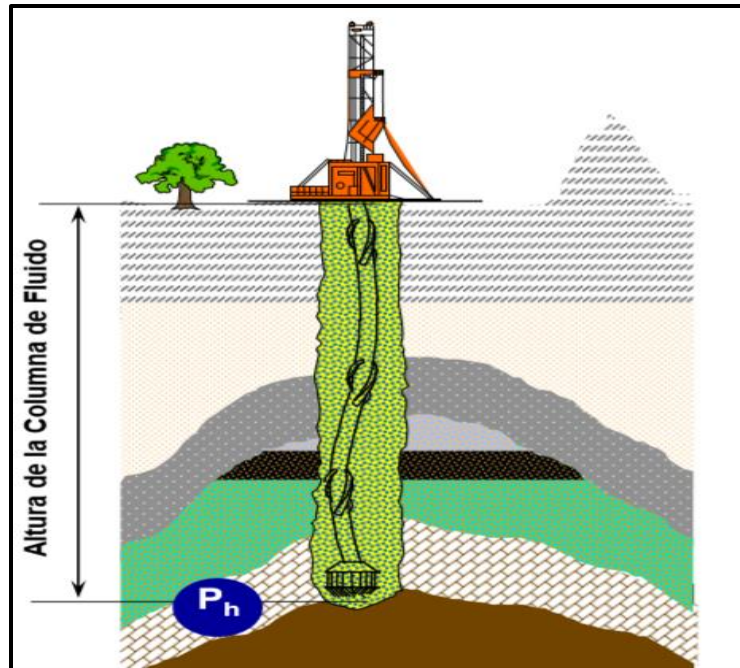
2.1.1.1. Presión Hidrostática

La presión hidrostática (PH) es la presión total del fluido en un punto dado del pozo, es la presión ejercida por una columna de fluido estacionaria (que no está en movimiento), en función de la densidad del fluido y longitud de la columna del mismo

La presión pronosticada normal, correspondiente a una profundidad dada, o la presión ejercida por unidad de área por una columna de agua dulce desde el nivel del mar hasta una profundidad dada. La presión de poro anormalmente baja podría tener lugar en las zonas en las que los fluidos han sido drenados, tal es el caso de un yacimiento de hidrocarburos agotado. La presión de poro anormalmente alta podría tener lugar en las zonas en las que el sepultamiento de los sedimentos rellenos con agua por un sedimento impermeable, tal como la arcilla, fue tan rápido que los fluidos no pudieron filtrarse y la presión de poro se incrementó con el incremento de la profundidad de sepultamiento. (Schlumberger, 2020)

En la Figura 2.1, se puede observar la columna del fluido de perforación que es bombeada desde superficie hasta llenar completamente el espacio anular del pozo.

Figura 2.1. Presión Hidrostática



Fuente: (Lizárraga, 2018)

2.1.1.2. Presión de Fractura

La presión de fractura es la cantidad de presión que se necesita para deformar de modo permanente (fallar o agrietar) la estructura rocosa de la formación. En cierto sentido:

Lizárraga (2018) afirma que Superar la presión de la formación o la pérdida de un bajo caudal a la formación, no es suficiente para causar una fractura, si el fluido poral tiene libertad de movimiento. En cambio, si el fluido poral no puede desplazarse o acomodarse, si puede ocurrir una fractura o deformación permanente de la formación. (pág. 11)

2.1.1.3. Presión de Formación

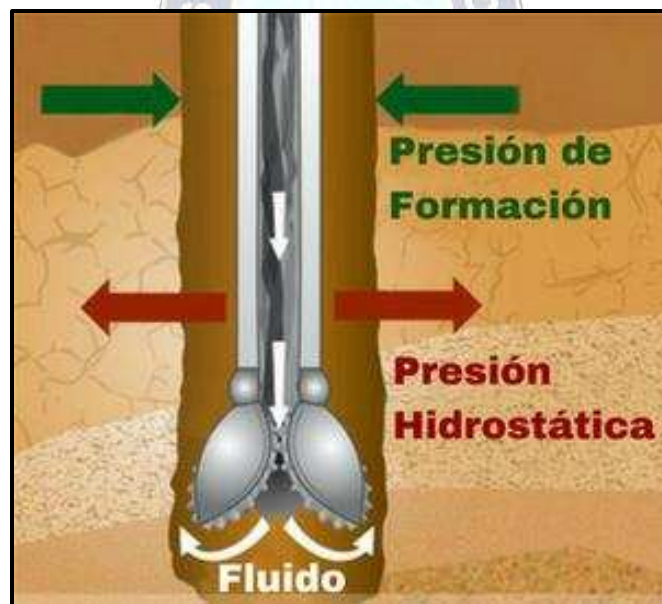
La presión de formación esta ejercida por el contenido de líquido o gas en los espacios porales de la formación. Esa presión puede ser afectada por el peso de la sobrecarga o también llamada “fuerza lito-estática” por encima de la formación, que ejerce presión tanto sobre los fluidos porales como sobre los granos o denominado matriz.

Los granos son el elemento sólido o “material rocoso” y los poros son los espacios entre los granos. Si los fluidos porales tienen libertad de movimiento y pueden librarse, los granos pierden parte de su soporte, y se conjuncionan entre ellos.

A este proceso se denomina compactación. Lizárraga (2018) sustenta que “Las clasificaciones de la presión de formación se relacionan con la presión de los poros de la roca de la formación y la densidad del fluido nativo contenido en los espacios porales.” (pág. 9)

La Figura 2.2, presenta el comportamiento de la Presión de Formación y a su vez la Presión Hidrostática en hueco abierto de un pozo petrolero.

Figura 2.2. Presión de Formación



Fuente: (Prieto, 2015)

2.1.1.4. Densidad Equivalente de Circulación (DEC)

Es la densidad efectiva que es ejercida por un fluido en circulación contra la formación que tiene en cuenta la caída de presión en el espacio anular.

Wild Well Control (2015) define a la Densidad Equivalente de Circulación como, “La presión adicional generada por las pérdidas de presión anular (APL) desde un punto

determinado hasta superficie, más la presión hidrostática del fluido existente, pero expresada como peso de lodo (lb/gal)". (pág. 43)

La DEC es un parámetro importante para evitar arremetidas y pérdidas de circulación, en particular en pozos que tienen una ventana estrecha entre el gradiente de fractura y el gradiente de presión de poro.

2.1.1.5. Gradiente de Presión

Gradiente de presión se le denomina al cambio producido en la presión por unidad de profundidad. La presión se incrementa en forma predecible con la profundidad, en las áreas de presión normal.

Schlumberger (2020) define a la gradiente de presión como: "Gradiente de presión, expresado generalmente en psi/pie o kPa/m, al cual un intervalo específico de formación se rompe y admite fluido. La determinación del gradiente de fractura es un requisito clave para diseñar y analizar el tratamiento de fracturamiento hidráulico".

2.2. PRUEBAS A LA FORMACIÓN

Para realizar las operaciones de perforación, cementación entre otras es primordial sacar pruebas a las formaciones que se atravesarán para un buen desarrollo del pozo, estas pruebas son la Prueba de integridad de formación (FIT) y la Prueba de admisión (LOT).

2.2.1. Prueba de Integridad de Formación (FIT)

Su función es presurizar la columna de fluido hasta un límite predeterminado que mostrará una presión hidrostática de fluido de densidad equivalente hasta la cual el fluido no tendrá fuga hacia la formación ni la quebrará, esta prueba se la toma antes que se produzcan pérdidas de fluido o fractura de formación.

Según Lizárraga (2018) lo define "La prueba de integridad de formación se lo realiza cuando existe el riesgo de dañar la formación, manteniendo presión constante hasta un punto (presión determinado) que la formación debería poder soportar". (pág. 12)

2.2.2. Prueba de Admisión o Fuga (LOT)

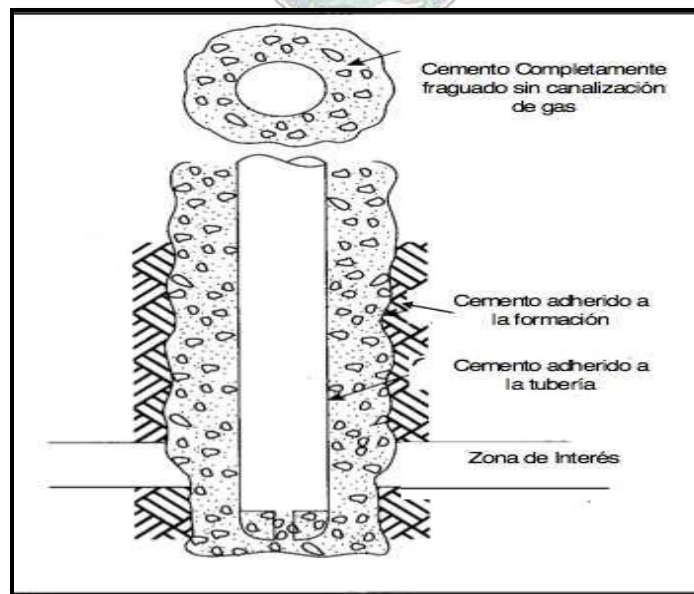
Se lo realiza para estimar la presión máxima o la densidad del fluido máxima que puede soportar la formación a la profundidad de prueba, su función es presurizar hasta el punto en que la formación comienza a admitir o deja entrar fluido.

Lizárraga (2018) afirma que la Prueba de Admisión consiste en bombear fluido a una velocidad lenta y controlada para aumentar la presión contra la cara de la formación hasta crear una trayectoria de inyección de fluido en la roca, lo cual indica la presión de ruptura de la formación expresada en densidad de fluido equivalente, lbs/gal.

2.3. CEMENTACIÓN

La cementación es el proceso por el cual se inyecta una lechada de cemento en el espacio anular localizado entre la tubería de revestimiento "casing" y la formación expuesta al fondo del pozo teniendo como propósito lograr una buena adherencia entre las fases formación-cemento-tubería y asegurar el sello efectivo. El proceso de cementación incluye la preparación de la lechada, que se compone de cemento en polvo, agua, y aditivos químicos para controlar las propiedades del cemento.

Figura. 2.3. Cementación del pozo



Fuente: Manual Ingeniería de Cementaciones

2.3.1. Objetivos de la cementación

El principal objetivo de la cementación es de aislar para evitar el movimiento de los fluidos por el espacio anular y así evitar la contaminación de las zonas productivas, formando un sello hidráulico (anillo cemento), que se forma entre las formaciones y el casing, con el fin de evitar la migración de fluidos entre sí entre otros objetivos:

- Soportar la tubería de revestimiento (Casing) y que el cemento se adhiera perfectamente a la formación y al casing formando un sello hidráulico impermeable.
- Sellar zonas de pérdida de circulación
- Proteger el casing de la corrosión.
- Soportar los esfuerzos producido por la re-perforación, así como también soportar las fuerzas axiales y tangenciales producidas por el suelo.

2.3.1. Propiedades de Cementación

Las propiedades de la lechada y del cemento fraguado se diseñan y evalúan en un laboratorio, donde se simula las distintas condiciones en las que van a emplearse. “Los cementos son usados en distintas temperaturas, presiones, formaciones y fluidos con distintas propiedades, por tal motivo se emplean diversos aditivos de cemento para utilizarlas en lechadas en estas distintas condiciones” (Salcedo, 2012).

A continuación, se definirán las propiedades de cementación más importantes que se deben tomar en cuenta para la construcción de un pozo petrolero, o gas.

2.3.1.1. Densidad de la Lechada

La densidad de las lechadas puede llegar a ser alteradas de manera que reúna los requerimientos operacionales específicos, por ejemplo, si tenemos una formación de bajo gradiente de fractura no soportaría la hidrostática de una lechada de cemento cuya densidad oscila en 15 lb/gal. Al ser cambiada la cantidad de los componentes de la lechada se ve alterada la densidad.

La densidad de muchas lechadas de cemento varía entre 11 a 18,5 lb/gal (ppg). Se debe recalcar este aspecto de que las lechadas de cemento son relativamente pesadas, sabiendo que las gradientes de presión normal de las formaciones son consideradas generalmente equivalentes a 8,9 lb/gal (ppg). Por el contrario, es inevitable tener una lechada de cemento pesada (alta densidad), si se requiere que el cemento endurecido alcance una alta resistencia a la compresión. (Salcedo, 2012)

En la Figura 2.4, se puede observar la Balanza Presurizada para determinar la densidad de la lechada.

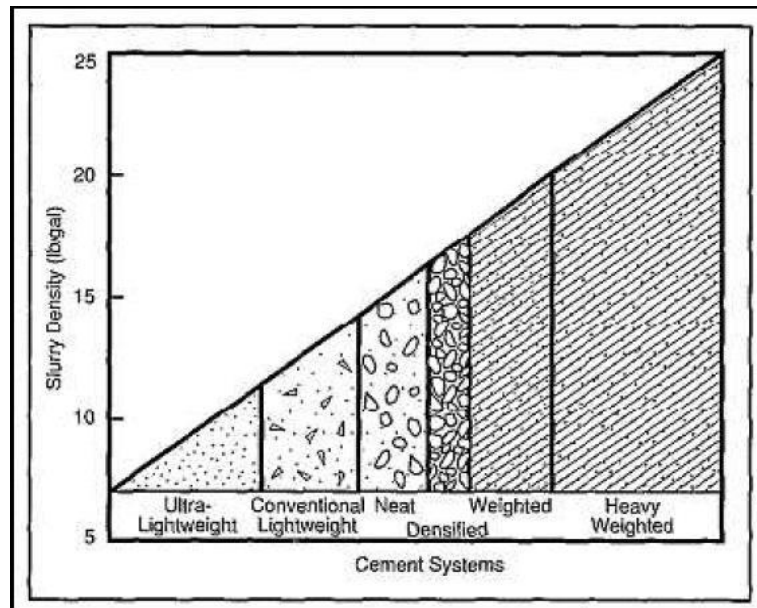
Figura 2.4. Balanza Presurizada



Fuente: (Petroblogger, 2009)

En la Figura 2.5, se encuentra el grafico de los sistemas de cementos con sus distintas densidades de lb/gal, por ejemplo, un cemento que se lo considera con una densidad pesada oscila entre 20-25 lb/gal.

Figura 2.5. Variación del Peso de la Lechada de Cemento



Fuente: (Petroblogger, 2009)

2.3.1.2. Rendimiento de la Lechada

Schlumberger (2020) Es el volumen de lechada adquirido al mezclar un saco de cemento con la cantidad deseada de agua y otros aditivos. Se suele expresar en (pie^3/saco).

Es preferible que sobre cemento y no que falte, especialmente cuando puede haber contaminación con lodo, dilución o canalización

2.3.1.3. Reología

Es el estudio de la manera en cómo se deforma y fluye la materia como los aspectos de la elasticidad, plasticidad y viscosidad, según Schlumberger (2020) lo define como:

La ciencia y el estudio de la deformación y el flujo de la materia. El término también se utiliza para indicar las propiedades de un líquido dado, como en la reología de los lodos. La reología es una propiedad sumamente importante de los lodos de perforación, los fluidos de perforación de yacimiento, los fluidos de reacondicionamiento y terminación, los cementos y los fluidos y píldoras especializados. La reología del lodo se mide continuamente durante la perforación y

se ajusta con aditivos o dilución para cumplir con las necesidades de la operación. En los fluidos a base de agua, la calidad del agua juega un papel importante en el desempeño de los aditivos. La temperatura afecta el comportamiento y las interacciones del agua, la arcilla, los polímeros y los sólidos en el lodo. La presión de fondo de pozo debe ser tomada en cuenta al evaluar la reología de los lodos a base de aceite.

Por lo tanto, para calcular el tiempo que una lechada está en estado líquido en las condiciones de presión y temperatura simuladas del pozo, existen pruebas del tiempo de espesamiento de esta. Las cuales son simuladas sus condiciones a través de un consistómetro presurizado, midiendo la consistencia de la lechada.

2.3.1.4. Viscosidad Plástica (PV)

Es la resistencia al flujo originada por la concentración, tamaño y forma de los sólidos, en otras palabras, es la resistencia a fluir. Esta aumenta conforme aumenta el porcentaje de sólidos o cuando estos se mantienen, pero disminuyen en tamaño.

Arévalo, Barzallo, y Guerrero (2010) afirman que la viscosidad plástica debe mantenerse en el mínimo valor posible y nunca debería ser mayor a dos veces la densidad del fluido. Su control depende de los equipos de control de sólidos y se calcula restando las lecturas obtenidas a 600 y 300 RPM. Normalmente se la expresa en Centipoise (cp), es la pendiente de la línea de esfuerzo de corte / velocidad de corte por encima del punto de cedencia.

2.3.1.5. Punto de Cedencia (PY)

El Punto Cedente o Yield Point (YP) es la propiedad de un fluido que se refiere a la resistencia al flujo inicial o el esfuerzo requerido para que el fluido se mueva.

Según Prieto (2015), "El punto cedente es la fuerza mínima para que el fluido comience a fluir, normalmente es expresado en libras de fuerza/100 pies cuadrados. Cuanto mejor sea la dispersión entre las partículas hidratadas de cemento, menor será el punto de cedencia." (pág. 22)

2.3.1.6. Tiempo de Fraguado

Es el tiempo disponible para que una lechada de cemento sea mezclada, bombeada, desplazada dentro del espacio entre la formación y tubería (espacio anular) y colocada en el espacio requerido antes de que empiece a fraguar.

Según Yépez (2012) el tiempo de fraguado se afecta por condiciones del agujero, presión, temperatura, pérdida de fluido, y puede ser regulado mediante la incorporación de aditivos a la lechada. Se toman como base 100 Bc (unidades Bearden) como el tiempo de fraguado de una lechada, sin embargo, al alcanzar 70 Bc la consistencia de la lechada no le permite ser bombeada. (pág. 87)

2.3.1.7. Agua de Mezcla

Es la cantidad de agua utilizada para generar una lechada. Se maneja en litros de agua de mezcla por saco de cemento.

Yépez (2012) afirma que la cantidad de agua está basada en:

- Formar una lechada fácil de bombear.
- La necesidad de hidratar los componentes sólidos del cemento.
- Debe asegurarse que no exista presencia de agua libre en el cemento fraguado.
- La cantidad de agua de mezcla debe estar cuidadosamente regulada ya que si se excede en el agua de mezcla el cemento fraguado no será resistente y, por el contrario, si el agua de mezcla no es suficiente la densidad y viscosidad de la lechada se incrementa perjudicando la operación. (pág. 93)

La mezcla de agua con su respectiva cantidad es utilizada varía en base al tipo de cemento utilizado, la operación depende de las condiciones de presión y temperatura del agujero.

2.3.1.8. Perdida de Agua (Agua Libre)

La hidratación del cemento con el agua de la mezcla es el resultado del proceso de fraguado. El tiempo de bombeabilidad decrece y las formaciones sensibles al agua

pueden ser afectadas de manera desfavorable cuando se pierde agua de la lechada de cemento antes de que esta haya sido colocada en el espacio anular

La medida de agua perdida puede aguantar depende de operación de cementación y de la formulación de la lechada. La cementación primaria no depende tan críticamente de la pérdida del agua, en cambio la cementación forzada requiere bajos valores de pérdida de agua, debido a que el cemento debe ser inyectado a presión antes que se genere un revoque y bloquee las perforaciones.

Schlumberger (2017) afirma “La cantidad de fluido perdido de una lechada en particular debe ser determinada a través de una prueba de laboratorio. Bajo condiciones estándar de laboratorio (1000 psi de presión en la prueba de filtrado, con una malla de 325 mesh)” (1 mesh =0.0000875 pulg). (pág. 4)

Las pruebas de agua libre sirven para medir la tendencia del agua a separarse de la lechada de cementación.

2.3.1.9. Filtrado de Agua

El proceso de fraguado del cemento se basa en la hidratación de los componentes en polvo del cemento, si se pierde agua de la lechada a través de las formaciones permeables, el ritmo de bombeo se afecta, así como las formaciones circundantes.

Para el control de filtrado se tiene un equipo especificado por la API para medir la filtración de los fluidos de perforación (lodos y cemento), en 30 minutos a un diferencial de 1000 lppc (libra por pulgada cuadrada) de presión. (Caenn, Darley, & Gray, 2017)

El volumen medido representa la taza a la cual se pierde agua de la mezcla, cuando es expuesta a una diferencia de presión a través de un medio permeable

2.3.1.10. Permeabilidad

Es la capacidad del cemento fraguado de permitir la penetración de fluidos a través de él, y está en estrecha relación con la fracción de sólidos del diseño de la lechada. Según Melgarejo P.(2018) afirma que para lechadas de cemento de alta densidad (que posee alto contenido de sólidos) la permeabilidad presentada es baja y para lechadas

de cemento de baja densidad se utilizan aditivos y técnicas especiales para ajustar a una baja permeabilidad. (pág. 9)

2.3.1.11. Resistencia a la Compresión

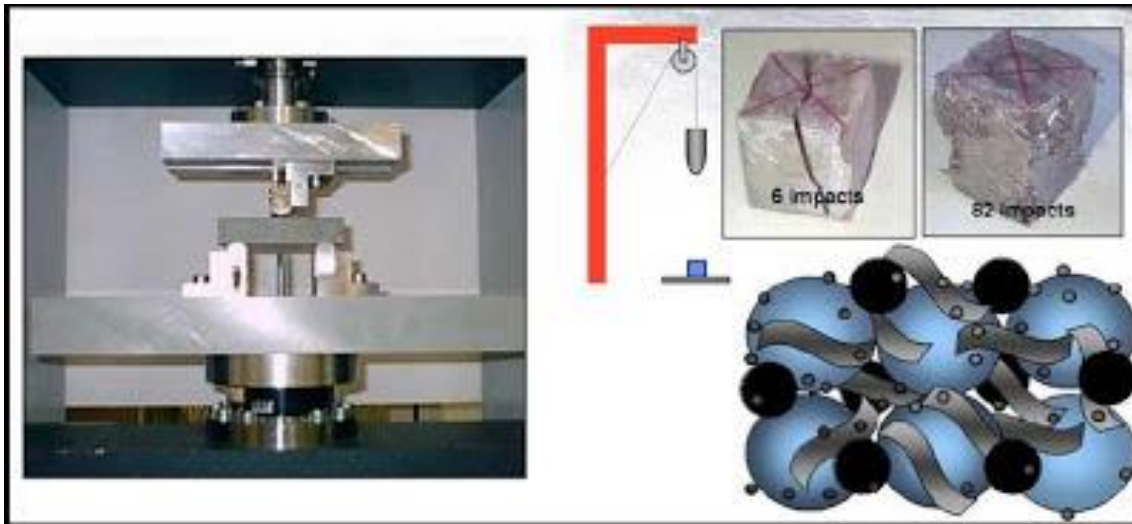
Se refiere a la resistencia que desarrolla el cemento fraguado para no quebrarse en esfuerzos de compresión y para continuar perforando sin ocasionar provocar problemas en el cemento fraguado por la vibración de la perforación de la siguiente etapa, o también es la fuerza de compresión requerida para triturar el cemento, dividida entre el área seccional recta de la muestra.

En la Tesis de Marquéz (2010) afirma que “Es requisito no perforar el zapato de la cañería de revestimiento hasta que el cemento que ha sido bombeado haya logrado una resistencia a la compresión de alrededor de 500 psi”. El cemento debe ser lo suficientemente resistente para sostener la tubería de revestimiento en el agujero, soportar los choques generados por las operaciones de perforación y disparo, y resistir una presión hidráulica alta sin fracturarse. (pág. 8)

La prueba de resistencia a la compresión sirve para determinar la resistencia del cemento fraguado en las condiciones del pozo. Esta propiedad se expresa en libras por pulgada cuadrada (psi). El desarrollo de la resistencia de compresión del cemento está en función de la temperatura, presión, cantidad de agua de mezcla, etc. El tiempo de fragüe de una lechada de cemento puede ser controlado con aditivos químicos, conocidos como “Aceleradores de Fragüe”.

En la siguiente Figura se muestra cómo se realizan las pruebas para medir la resistencia a la compresión aplicando una fuerza de impactos al cuerpo que se le desea hacer la prueba (Ver Figura 2.6).

Figura 2.6. Prueba para Medir la Resistencia a la Compresión



Fuente: (Petroblogger, 2009)

La resistencia compresiva del cemento es generalmente alrededor de 12 veces mayor que la resistencia a la tensión. Es por esto que siempre se reporta solamente la resistencia a la compresión.

2.3.1.12. Resistencia a la Corrosión

Las aguas de formación contienen determinados elementos corrosivos, los cuales pueden causar deterioro del cemento. Dos compuestos que son comúnmente hallados en las aguas de formación son el sulfato de sodio (Na_2SO_4) y el sulfato de magnesio (MgSO_4).

Marquéz (2010) afirma que estos compuestos reaccionan con la cal y C_3S (silicato tricálcico) para formar cristales de sulfoaluminato de calcio, estos cristales se expanden y causan grietas en la estructura del cemento. Un bajo contenido de C_3A (anafilotoxina o anafilatoxina) en el cemento incrementa la resistencia al sulfato. Para tener alta resistencia a los sulfatos en el cemento el contenido de C_3A debe estar entre 0 – 3%. (pág. 18)

2.3.1.13. Tiempo de bombeabilidad (espesamiento)

Es el tiempo que cursa la lechada de cemento puede ser bombeada y desplazada dentro del espacio anular (la lechada es bombeable durante este tiempo). La lechada debe tener suficiente tiempo de bombeabilidad para permitir ser:

- Mezclada.
- Bombeada dentro de la cañería.
- Desplazada a través del fluido de la perforación hasta que este se ubique el lugar requerido.

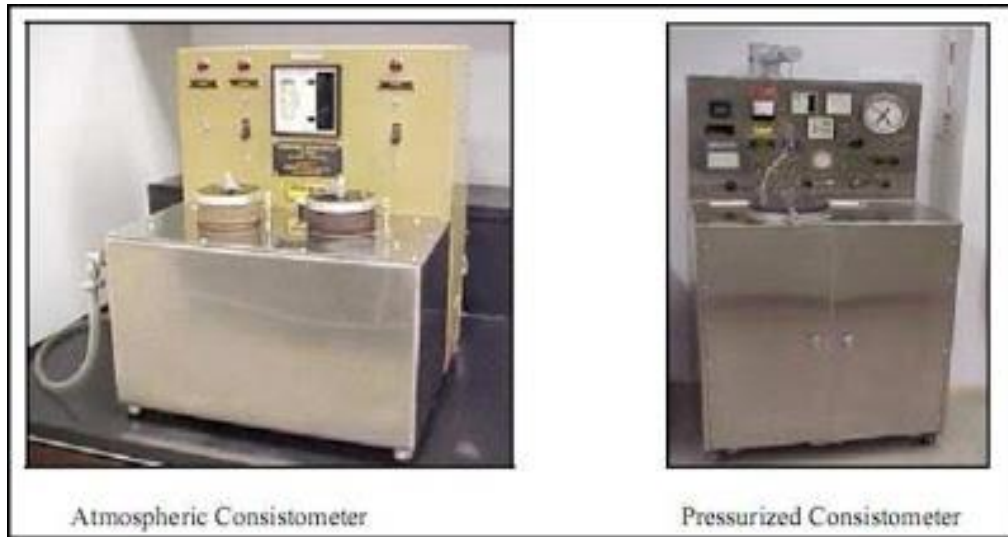
Marquéz (2010) afirma que “Mayormente un tiempo de 2 a 3 horas de bombeabilidad es suficiente para que las operaciones sean completadas, también el tiempo es suficiente por si ocurre algún retraso o interrupción en las operaciones de cementación”. (pág. 8)

El tiempo de bombeabilidad deberá ser cuidadosamente seleccionado de manera que las siguientes actividades operacionales sean satisfechas:

- La lechada de cemento no debe fraguar mientras empieza a ser bombeada.
- La lechada de cemento no debe permanecer fluida por demasiado tiempo, porque podría contaminarse con los fluidos de la formación u otros contaminantes.
- Las operaciones de cementación no deben consumir demasiado tiempo en una operación de perforación.

Las condiciones en el fondo del pozo tienen un significativo efecto sobre el tiempo de bombeabilidad. Un incremento en la temperatura, presión o pérdida de fluidos reducirán el tiempo de bombeabilidad. Estas condiciones deben ser simuladas en la etapa de diseño y prueba de la lechada de cemento en el laboratorio antes de desarrollar cualquier operación en el pozo.

Figura 2.7. Consistómetro



Fuente: (Petroblogger, 2009)

2.3.2. Clasificación de la cementación

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

- Cementación Primaria
- Cementación secundaria o Forzada

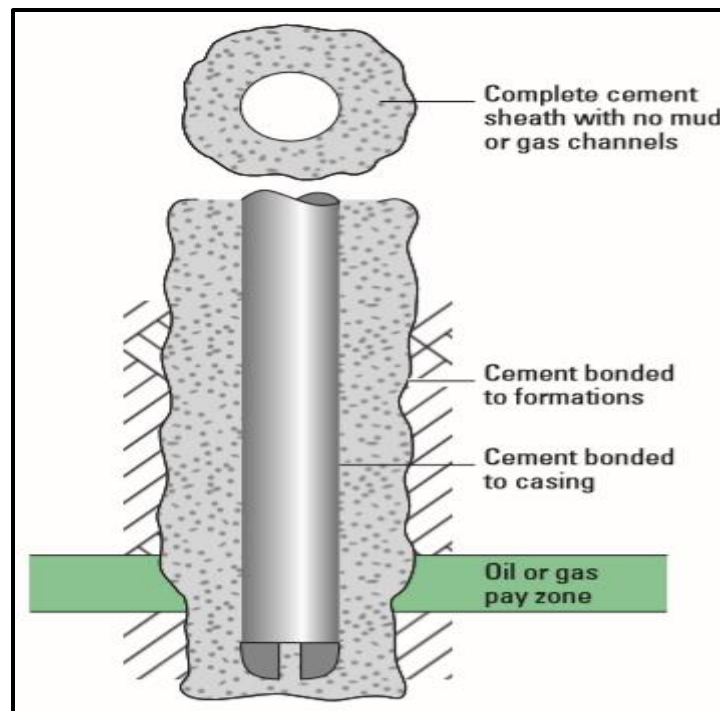
2.3.2.1. Cementación primaria

La cementación primaria se desarrolla inmediatamente después que el revestidor ha sido corrido en el hoyo, es de vital importancia para la construcción del pozo, porque que este provee un sello hidráulico entre la formación y el pozo, previniendo el flujo de fluidos entre diferentes formaciones para evitar la contaminación de acuíferos, sellando las zonas de pérdida de circulación y protegiendo al revestidor de la corrosión.

Según Nelson y Guillot (2006) considera que, para lograr el sello hidráulico, se lleva a cabo una cementación primaria, la que consiste en el bombeo de cemento desde superficie hacia el interior del pozo, de modo que el cemento ocupe todo el espacio

existente entre la formación y la tubería de revestimiento (espacio anular). Una vez concluido el bombeo del cemento, este debe desarrollar una resistencia compresiva (fraguado) a fin de generar un sello efectivo, por lo que se realiza una prueba de integridad aplicando presión desde superficie.

Figura 2.8. Cementación Primaria



Fuente: (Nelson & Guillot, 2006)

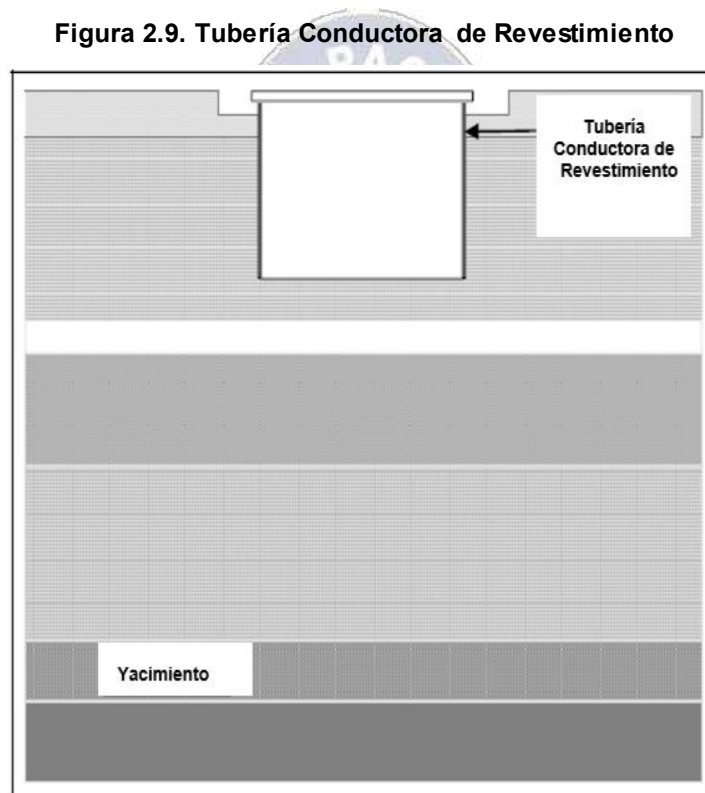
2.3.3. Tipos de Trabajos de Cementación de Tubería de Revestimiento

Se pueden utilizar cuatro sartas básicas de tuberías de revestimiento en la cementación primaria dependiendo de la profundidad del pozo, formaciones de fondo de pozo, presiones, temperatura, zonas de agua dulce y fluido que se vaya a recuperar (petróleo, gas o vapor). Según Halliburton (2013) los tipos de trabajo de Cementación de Tubería de revestimiento son: la tubería Conductora, Superficial, Intermedia y de Producción:

2.3.3.1. Tubería Conectora de Revestimiento

Tiene como objetivo aislar los acuíferos superficiales, servir de medio de circulación para el fluido de control, también el de recuperar los recortes y fluidos de la perforación para continuar con la perforación. Su asentamiento va de superficie a 50-100 m de profundidad, los diámetros son de: 30", 24", 20" o 18"

La Figura 2.9, muestra la primera tubería de revestimiento que es la tubería conectora de superficie hasta la profundidad planificada.

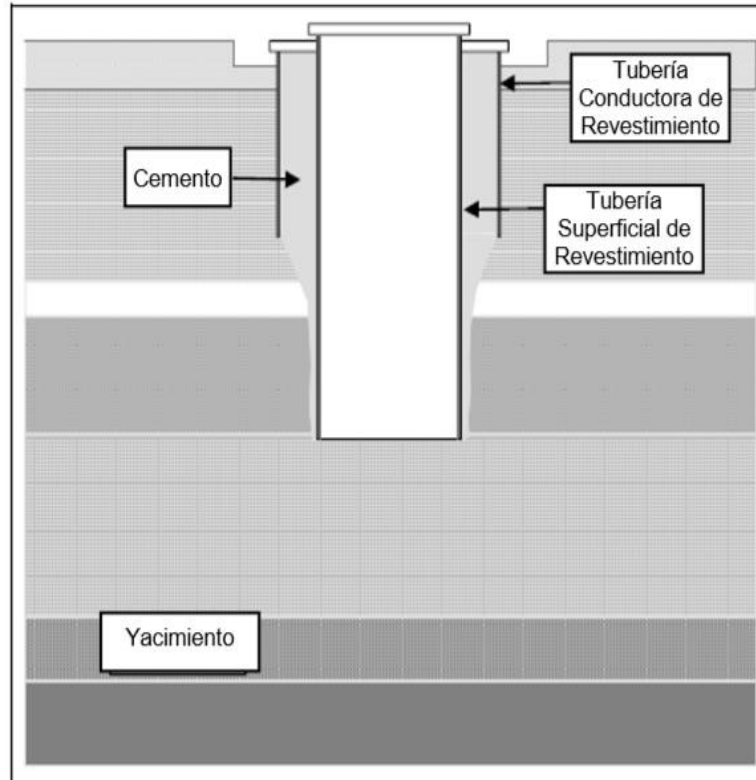


2.3.3.2. Tubería Superficial de Revestimiento

Su objetivo es aislar acuíferos superficiales, sentar las conexiones de control superficial como el cabezal y preventores, cambiar la densidad y base de lodo y continuar con la perforación. Su asentamiento va de superficie de 1200-2750 m de profundidad, los diámetros son de 16", 13 3/8" o 10 3/4".

La Figura 2.10, muestra la tubería conductora Superficial de revestimiento instalada en el pozo, con menor diámetro a la tubería conductora.

Figura 2.10. Tubería Superficial de Revestimiento

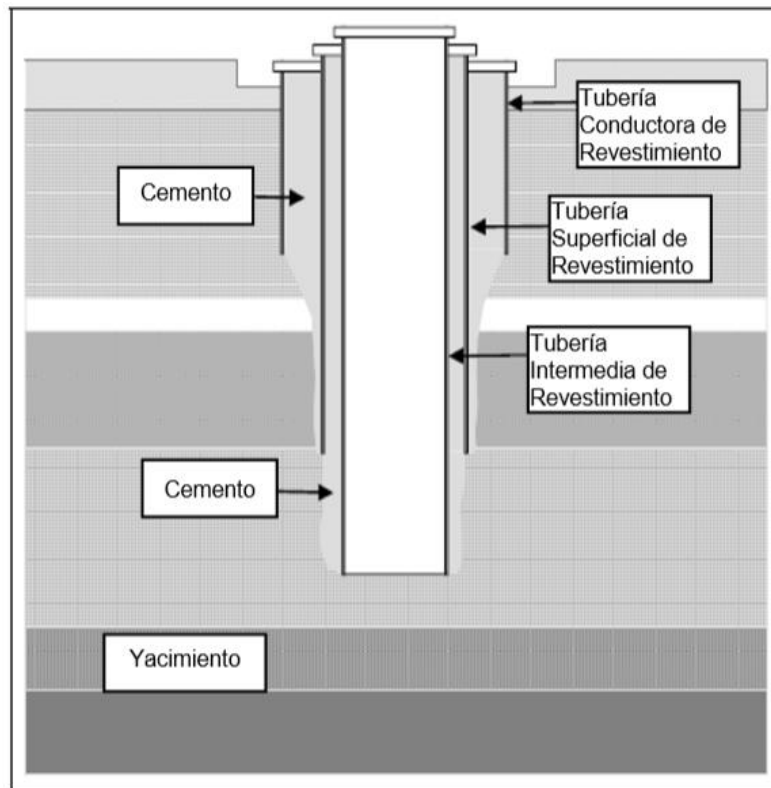


Fuente: (Halliburton, 2013)

2.3.3.3. Tubería Intermedia de Revestimiento

Sirve para aislar el agujero de derrumbes, gases y fluidos de la zona de presiones anormales, incrementar el rango de seguridad en cabezales y elementos de control, bajar la densidad del lodo, y continuar con la perforación. Su asentamiento va de superficie a 3500-5000 m, los diámetros son de 10 3/4", 9 5/8", 7 5/8" o 7" (Ver Figura 2.11), donde la tubería Intermedia debe ser cementada tanto a la tubería Superficial como a hueco abierto.

Figura 2.11. Tubería Intermedia de Revestimiento



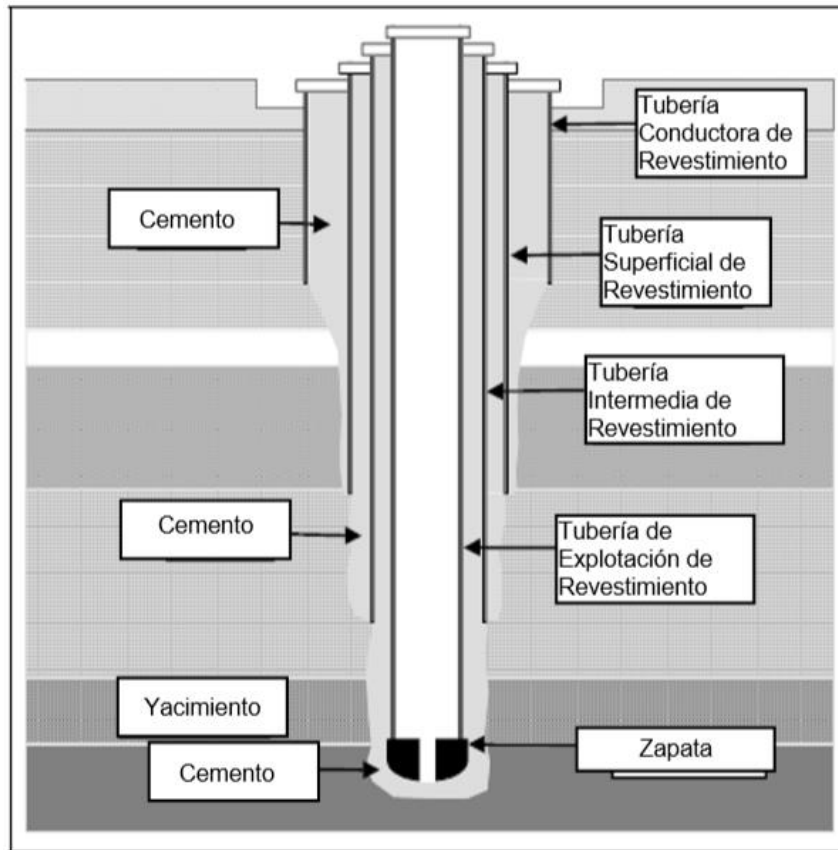
Fuente: (Halliburton, 2013)

2.3.3.4. Tubería de Revestimiento de Producción

La tubería de revestimiento de producción es la última sarta de tubería que se instala en el pozo. En algunas ocasiones se utilizan liners en vez de tubería de revestimiento de producción. La sarta de producción se extiende desde la superficie hasta la formación de explotación más profunda.

Debe ser lo suficientemente pequeña como para ajustarse a todas las tuberías de revestimiento anteriores. Las tuberías de este tipo de tamaños más comunes son de 4 ½, 5 ½ y 7 pulgadas (Ver Figura 2.12), donde se muestra también a las demás tuberías de trabajo de cementación.

Figura 2.12. Tubería de Revestimiento de Producción



Fuente: (Halliburton, 2013)

2.3.4. Prevención de Fallas de cementación

En muchas de las fallas de cementación han sido ocasionadas por un trabajo ineficiente desplazamiento del fluido de perforación, dando como resultado canales de fluido de perforación dentro de la sarta de cemento. Desde 1971, la corporación Hess de Exploración y Producción ha utilizado un modelo, equipos y materiales de prueba a gran escala que simulan las condiciones reales de la cementación para estudiar los factores que afectan la eficiencia de la cementación.

Los hallazgos de esos estudios de cementación, de manera conjunta con los conocimientos adquiridos en más de 75 años de experiencia en la cementación, han generado procedimientos y teorías para cementar de forma efectiva los pozos.

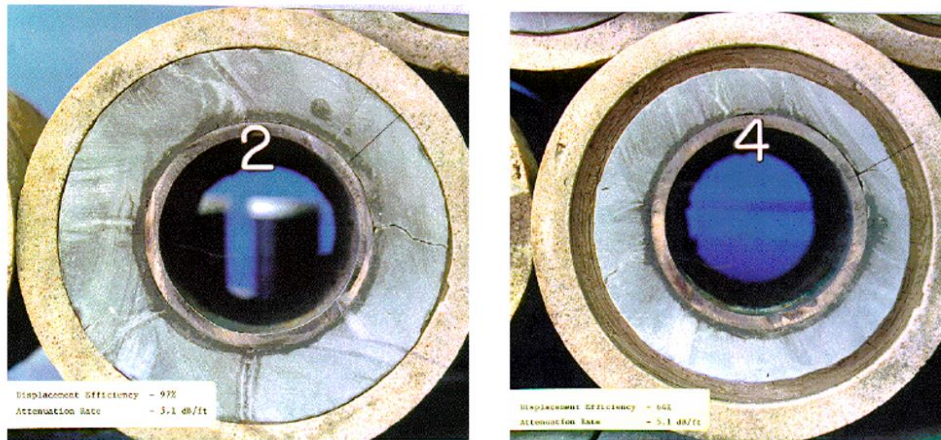
Esos canales de fluido de perforación no cementados generaban un conducto permeable para que los fluidos de los pozos migraran, ocasionando pérdidas de producción y/o tuberías de revestimiento corroídas. La investigación del desplazamiento ha examinado diferentes formaciones, irregularidades de los pozos (como el caso de derrumbes), y factores controlables (como el caso de la condición del fluido de perforación, movimiento de tuberías, centrado de tuberías, rango de flujo y el uso de espaciadores/cementos no densificados).

Cada uno de los anteriores afecta la eficiencia del desplazamiento (el porcentaje de lodo removido adelante de la lechada de cemento). Los factores que afectan la eficiencia del desplazamiento para la mayoría de los trabajos que se realizan:

- Causas de las fallas de la cementación primaria.
- Posibles patrones de flujo que el lodo, cemento y los espaciadores pueden obtener en el espacio anular durante un trabajo primario.
- Importancia del acondicionamiento del lodo y de los rangos de flujo.
- Importancia del centrado y movimiento de la tubería.
- Importancia de los espaciadores de cemento/lodo. (Halliburton, 2013, pág. 16)

En la Figura 2.13. se ven muestras de prueba que muestran eficiencias de desplazamiento de cemento: la muestra 2 tiene un 97% de eficiencia y la muestra 4 solo un 64% de eficiencia donde se observa el lodo entre el cemento y el revestimiento exterior.

Figura 2.13. Muestra de Prueba de Eficiencia de Cementación



Fuente: (Halliburton, 2013)

2.3.4.1. Causas de Fallas de Cementación

Muchos factores pueden contribuir a realizar un mal trabajo, por ejemplo: Mezclado incompleto de la lechada, puede ser ocasionado por:

- Fallas mecánicas
- Falla del sistema a granel
- Agua o presión incorrectas.

Si el cemento fragua demasiado lento o rápido, puede ser ocasionado por:

- Agua de mezcla contaminada
- Demasiada o muy poca agua de mezcla
- Estimación incorrecta de la temperatura de fondo de pozo
- Zapata o cople tapados
- Caudal (gasto) de bombeo inadecuado
- Falla mecánica.

Las canalizaciones de la lechada (inferior a la cobertura total del cemento en torno del exterior de la tubería sobre el intervalo objetivo), según Halliburton (2013) son ocasionado por:

- Omisión de centrar la tubería

- Omisión de mover la tubería
- Omisión de circular el sistema de lodo y de correr el espaciador de lodo/cemento.

2.3.4.2. Efectos de Fluidos de Perforación y Contaminantes en los Cementos

Casi siempre las lechadas de cemento y los fluidos de perforación (lodo de perforación) son incompatibles. El problema principal de incompatibilidad se da cuando una mezcla de dos es más espesa que cuando se encuentran los fluidos separados. Este aumento de espesor (o viscosidad) aumenta también la dificultad de desplazar el lodo de perforación adelante de la lechada de cemento, en el espacio anular, mientras se bombea.

A menudo, la lechada de cemento no contaminada se introduce en una mezcla contaminada dando como resultado un canal y una cobertura limitada del exterior de la tubería con cemento adecuado. Puede darse una incompatibilidad fuerte a la conclusión del trabajo debido a la imposibilidad de mover una masa extremadamente viscosa de una mezcla de lodo/cemento.

Según Halliburton (2013) el intermezclado del lodo y cemento también afecta de forma adversa el tiempo de espesamiento de la lechada (tiempo diseñado para que la mezcla se torne no bombeable) y el cemento dé alta resistencia a la compresión. Los lodos tienden a extender drásticamente el tiempo de bombeo de cemento y evitan que la mezcla de cemento obtenga la resistencia mínima a la compresión que se requiere.

Regularmente se requiere de un trabajo correctivo o “forzado” precisamente para corregir los malos resultados del trabajo primario. Los retrasos en las operaciones, los costos de los trabajos de cementación adicional, y la disminución de la probabilidad de aislar las zonas críticas puede incrementar de forma drástica los costos o incluso forzar el abandono del pozo. (pág. 18)

El intermezclado del lodo y el cemento dentro de la tubería de revestimiento es eliminado utilizando tapones limpiadores especiales en momentos críticos durante el

trabajo, en la Tabla 2.1. muestra el comportamiento de distintos aditivos con sus funciones respectivas y los efectos en el cemento.

Tabla 2.1. Aditivos para Lodo y su Efecto en el Cemento

ADITIVOS PARA LODO Y SU EFECTO EN EL CEMENTO		
Aditivos	Objetivo	Efectos del Cemento
Sulfato de Bario ($Ba SO_4$)	Agente densificante	Incremento de la densidad, reducción de la resistencia
Cáusticos ($Na OH$, Na_2CO_3 , etc.)	Ajuste de PH	Aceleración
Compuestos de Calcio CaO , $Ca(OH)_2$, $Ca Cl_2$, $CaSO_4 \cdot 2H_2O$)	Acondicionamiento y control de PH	Aceleración
Hidrocarburos (diésel, petróleo crudo)	Control de pérdida de fluidos, lubricación	Disminución de densidad
Sellantes (scrap, celulosa, hule, etc.)	Sellado en contra de fugas a formaciones	Retardación
Solventes (taninos, lignosulfonatos, quebracho, ligninas, etc.)	Dispersión de sólidos	Retardación
Emulsificantes (lignosulfonatos, aductos de óxido de etileno alquileo, sulfonatos de hidrocarburo)	Formación de petróleo en agua ó petróleo en lodos de aceite	Retardación
Bacetricidas (fenoles sustituidos, formaldehidos, etc.)	Protección de aditivos orgánicos en contra de descomposición bacteriana	Retardación
Aditivos de control de pérdida de fluidos (C.M.C., almidón, poliacrilamidas, lignosulfonato)	Reducción de pérdida de fluidos del lodo a formaciones	Retardación

Fuente: Elaboración propia con base a (Halliburton, 2003)

2.3.4.3. Propiedades de Flujo

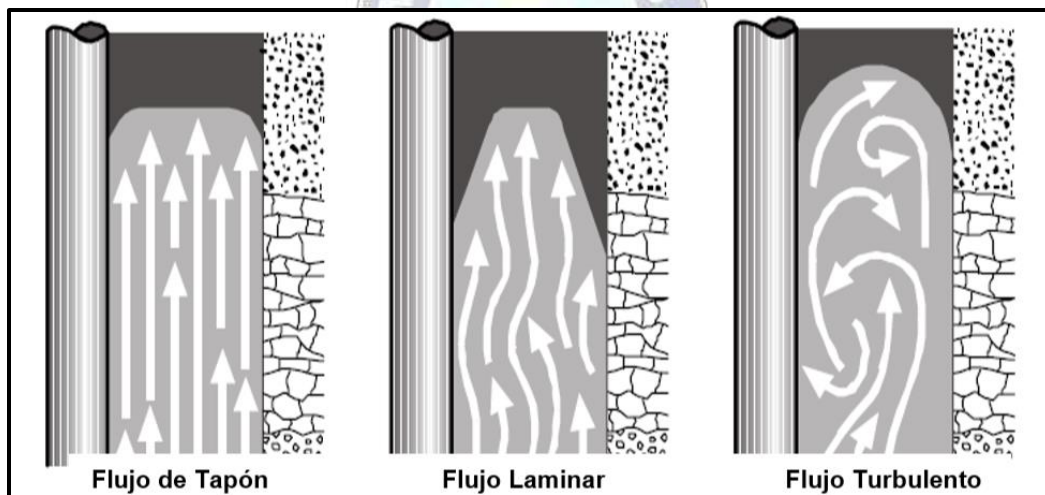
En el espacio anular la remoción del lodo es una función de los patrones de flujo que se obtienen. Los tres tipos de patrones de flujo son:

- Flujo de Tapón – la remoción de lodo es mínima por las bajas fuerzas de fricción o arrastre ejercidas sobre la capa de lodo. El rango de flujo puede eliminar sólo aproximadamente el 60% de lodo de la tubería.

- Flujo Laminar – es mayor la velocidad de fluido y se crea más fricción. Que da como resultado que se ejerza más fuerza en la capa de lodo mediante el arrastre de fricción, dando como resultado una mejor remoción del lodo. Este rango de flujo puede eliminar hasta el 90% del lodo de la tubería.
- Flujo Turbulento – se logra una máxima capacidad de remoción del lodo debido a las altas fuerzas de fricción o arrastre. Las corrientes eléctricas de vórtice y la corriente del fluido dan como resultado un porcentaje de remoción de lodo de hasta un 95%. (Halliburton, 2013, pág. 19)

La Figura 2.14. muestra las propiedades de flujo donde se puede apreciar la máxima capacidad de remoción del lodo en el flujo Turbulento.

Figura 2.14. Flujos de Tapón



Fuente: (Halliburton, 2013)

2.3.4.4. Acondicionamiento del Fluido de Perforación

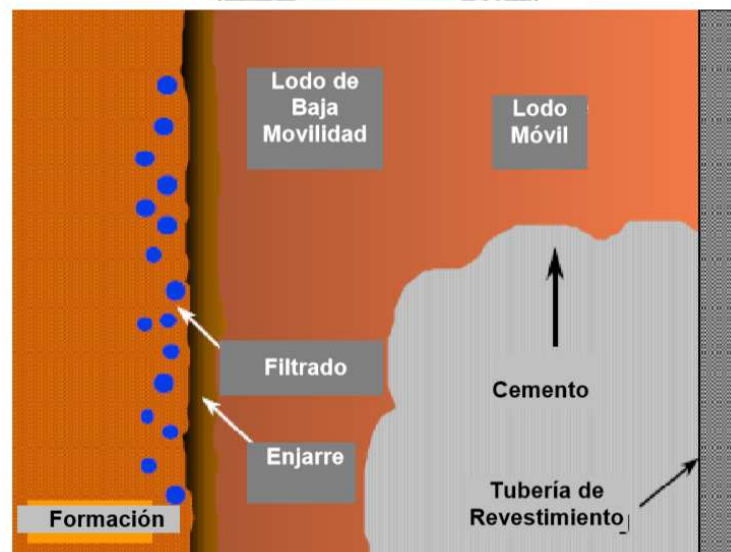
El factor más importante es un fluido de perforación bien acondicionado porque afecta el desplazamiento del fluido de perforación. Los estudios de los pozos de prueba que simulan permeabilidad realista revelan la importancia de los aditivos para controlar las fugas de fluido, del lodo, para poder evitar la acumulación excesiva de enjarres.

En pruebas en donde se simulan condiciones de cementación en pozos verticales, el enjarre de fluido de perforación inmóvil donde no puede desplazarse completamente

mediante la lechada de cemento, incluso bajo condiciones de flujo turbulento. Los espaciadores / cementos no densificados de baja viscosidad situados adelante de la lechada de cemento y del movimiento de la tubería acoplada con raspadores / limpiadores de paredes mecánicas pueden ayudar a remover el fluido de perforación que está en estado de gel o el enjarre.

Sin embargo, no existe sustituto para mantener las propiedades del fluido de perforación para mejorar la movilidad del fluido de perforación y permitir el desplazamiento de la lechada de cemento (Ver Figura 2.15), donde se ve que un fluido de perforación bien acondicionado es más fácil de remover.

Figura 2.15. El Fluido de Perforación Acondicionado es más Fácil de Remover



Fuente: (Halliburton, 2003)

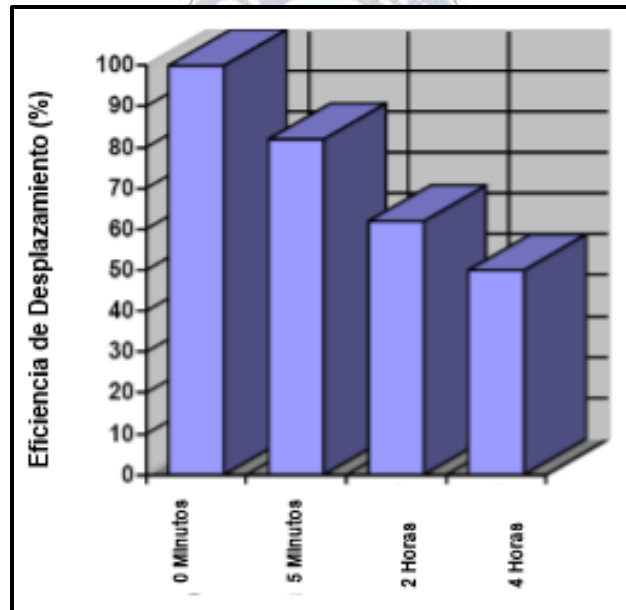
Según Halliburton (2003) existe otra forma de mejorar la movilidad del fluido de perforación (para incrementar su capacidad de desplazamiento) es a través de una circulación previa al trabajo para fluidizar perfectamente el fluido de perforación antes de cementar.

Para mejorar aún más su movilidad, la viscosidad del fluido de perforación debe reducirse, si es posible, durante el período de circulación previo al trabajo. (pág. 20)

También es importante limitar la cantidad de tiempo estático antes y durante el trabajo de cementación. A partir de pruebas realizadas para determinar la influencia del tiempo estático, los resultados que se presentan en la siguiente figura, muestran una disminución importante de la eficiencia del desplazamiento tan sólo después de 5 minutos de tiempo de no operación.

Como se puede apreciar en la Figura 2.16. donde se lo expresa en el eje de coordenadas “x”, “y”, el efecto del tiempo estático que indica a menos tiempo más eficiencia de desplazamiento.

Figura 2.16. Tiempo Estático



Fuente: (Halliburton, 2003)

2.3.4.5. Movimiento de Tubería

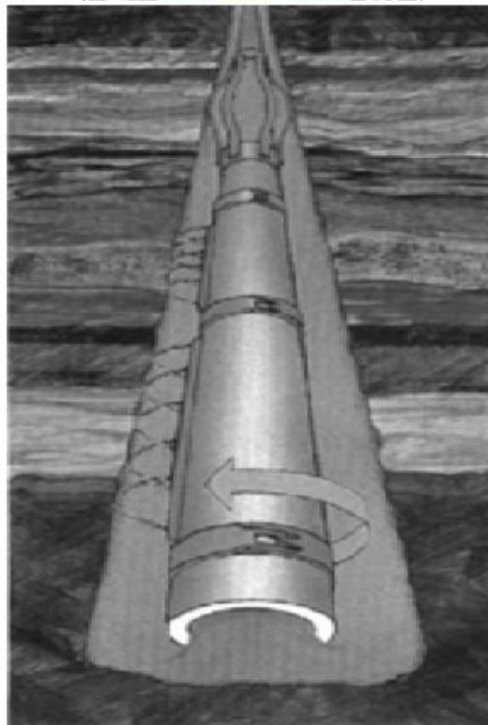
El segundo aspecto importante después del acondicionamiento del fluido de perforación es la necesidad de utilizar movimientos de tubería, ya sea rotación o reciprocación, ambos durante y antes de la cementación. El movimiento de la tubería ayuda a romper los bloques de gel del fluido de perforación y los recortes sueltos que puedan acumularse dentro de los bloques.

El movimiento de la tubería también puede ayudar a compensar los efectos negativos de una tubería mal centrada. Los raspadores o limpiadores mecánicos instalados en las tuberías de revestimiento incrementan aún más los efectos benéficos del movimiento de la tubería.

Halliburton (2003) afirma lo siguiente:

Si la tubería de revestimiento está correctamente centrada, el movimiento de tubería puede lograrse incluso en pozos horizontales. Además, si el sistema de fluido de perforación no transporta sólidos, el movimiento de la tubería puede ayudar a eliminar el canal de sólidos ya asentados. (pág. 21)

Figura 2.17. Movimiento de Tubería



Fuente: (Halliburton, 2003)

2.3.4.6. Centralización de Tubería

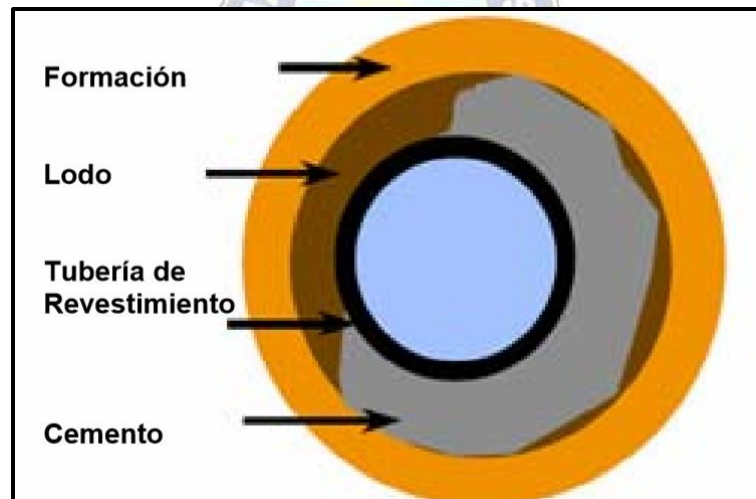
La centralización de la tubería es otro factor importante para obtener una alta eficiencia de desplazamiento según con los resultados de las pruebas. En secciones de prueba

en donde la tubería no estaba centrada con el pozo, el cemento demostró una fuerte tendencia a derivar el fluido de perforación.

Halliburton (2003) afirma que Los centralizadores sirven para mejorar el claro de la tubería, y por lo tanto igualan la distribución de las fuerzas ejercidas por la lechada de cemento conforme fluye por el espacio anular. De lo contrario, el cemento tiende a seguir la trayectoria de la menor resistencia – el lado ancho del espacio anular. (pág. 22)

En la Figura 2.18. se observa que el cemento tiende a fluir por el lado ancho del espacio anular.

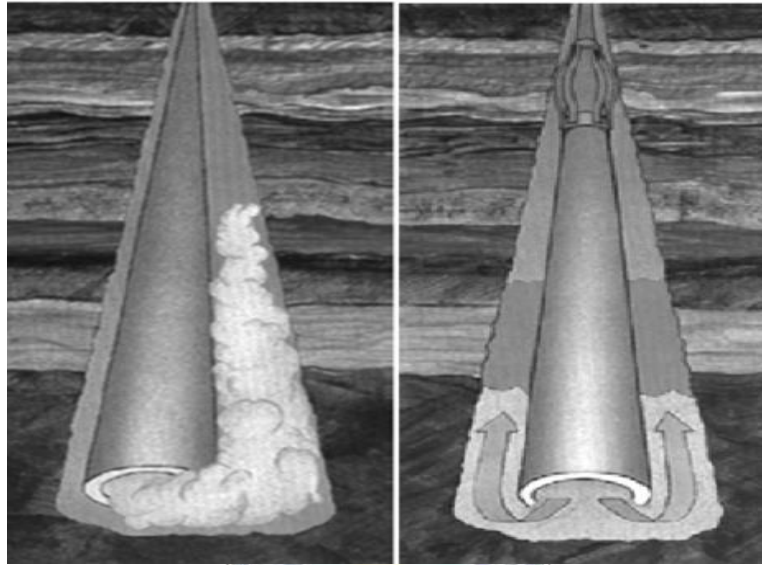
Figura 2.18. Mala Centralización de Tubería



Fuente: (Halliburton, 2003)

En la Figura 2.19. se observa en el lado izquierdo una centralización ineficiente de la tubería, y en la imagen de la derecha la centralización correcta donde el cemento fluye por todo el espacio anular.

Figura 2.19. Centralización de la Tubería



Fuente: (Halliburton, 2003)

2.3.4.7. Espaciadores y/o Cementos no Densificados

Uno de los factores claves, es minimizar la contaminación de la lechada de cemento con el fluido de perforación. El fluido de perforación debe desplazarse completamente desde el espacio anular de manera que la capa de un cemento adecuado pueda formarse y producir un sello hidráulico efectivo.

La remoción inadecuada de los fluidos anulares puede dar como resultado malas adherencias de cemento en la tubería y en las formaciones, comunicación intrazonas, corrosión de la tubería, y colapso de ésta.

Según Halliburton (2003) afirma que “En pozos de alta presión, alta temperatura (HPHT por sus siglas en inglés), esos factores se toman aún más críticos. El sistema correcto de espaciadores puede ayudar al operador compañía de servicio a lograr un trabajo de cementación de calidad”. (pág. 23)

Los espaciadores pueden ser a base de agua o aceite. Los actuales espaciadores a base de aceite a menudo utilizan aceites sintéticos para evitar los problemas ambientales del aceite basado en hidrocarburos, como el caso del Diesel. Los

espaciadores a base de agua tienden a dejar acero en una condición de humedecimiento con agua que asiste la unión del cemento.

Los espaciadores Ligeros a menudo se conocen como cementos no densificados. El agua es un espaciador no densificado común. Estos son los más efectivos y económicos en lodos de baja densidad que se encuentran cerca de la densidad del cemento no densificado. Son los más fáciles de situar en un flujo turbulento. A menudo, se utilizan aditivos que adelgazan el lodo de perforación o que atacan químicamente el enjarre de lodo.

2.3.5. Técnicas de Cementación

En la actualidad existen varias técnicas de cementación primaria, como la cementación en una etapa, cementación en múltiples etapas y la cementación de liner, donde la selección de la técnica apropiada depende de varios factores, como: resistencia de la formación, densidad de la lechada de cemento, caudal y presión de bombeo, longitud del intervalo a cementar. Al momento de diseñar la cementación de un pozo petrolero se deben tomar en cuenta ciertas técnicas, así como las mejores prácticas operativas.

Las cuales según Nelson y Guillot (2006), Schlumberger (2017) y Standard Handbook of Petroleum and Natural Gas Engineering (1996) las técnicas de cementación primaria son:

2.3.5.1. Cementación en Una Etapa

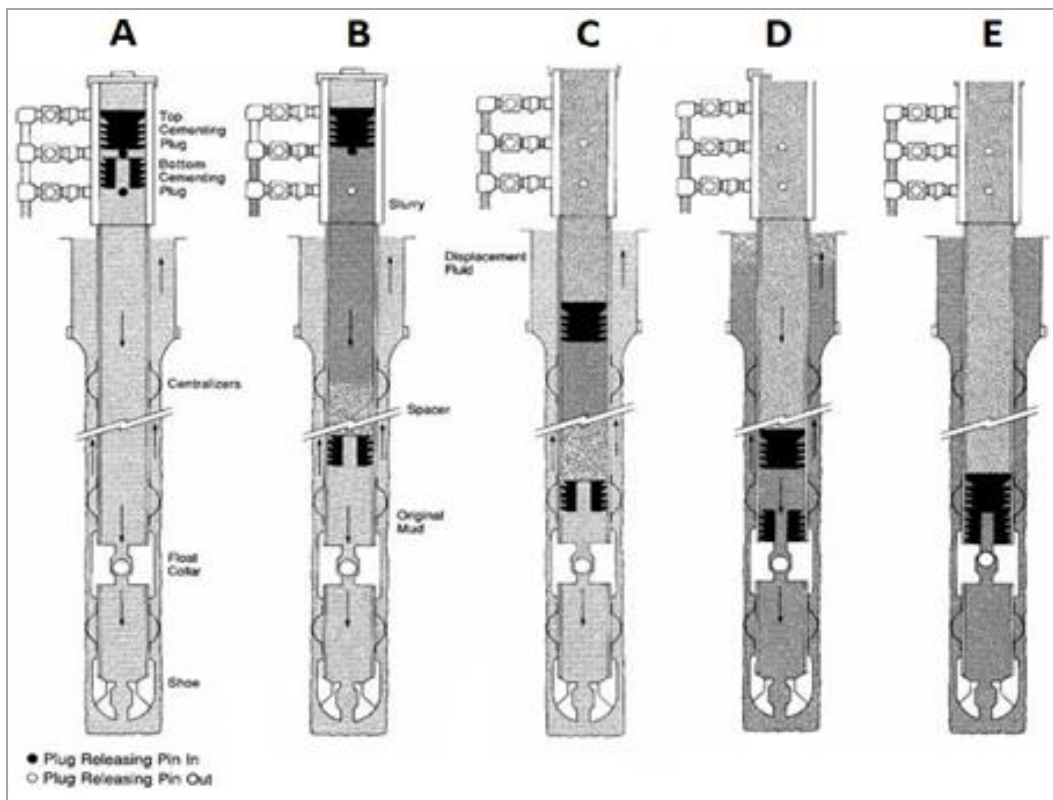
Esta técnica es la más sencilla de todas, donde la lechada de cemento es ubicada en su totalidad en el espacio anular desde el fondo hasta la profundidad deseada, la cual se requerirá de presiones de bombeo altas lo que implica que las formaciones más profundas deban tener presiones de formación y fractura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

Standard Handbook of Petroleum and Natural Gas Engineering (1996) Indica que:

“A menudo esta técnica es usada en pozos poco profundos o para cementar la Tubería de Revestimiento superficial, y el equipo de fondo será el básico para la cementación, zapato guía, collar flotador, centralizadores, raspadores, tapones de fondo y tope.” (pág. 1177)

La Figura 2.20. muestra el procedimiento de la cementación en una etapa en un pozo en 5 pasos.

Figura 2.20. Cementación en Una Etapa



Fuente: (Standard Handbook of Petroleum and Natural Gas Engineering, 1996)

2.3.5.2. Cementación Doble Etapa

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

Según Standard Handbook of Petroleum and Natural Gas Engineering (1996) la cementación doble etapa requiere el uso de collarines y tapones de cementación de etapa además del equipo de cementación convencional de la carcasa. el collar de cementación de la etapa se coloca en la cuerda de la carcasa cerca del punto medio, o en una posición en la cuerda de la carcasa donde se realizará la cementación superior de la carcasa.

Este tipo de técnica según Arévalo Morales, Barzallo Ochoa, & Guerrero Flores (2010) se utiliza cuando:

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

2.3.5.3. Cementación Múltiple Etapa

Los trabajos de cementación con múltiples etapas se utilizan para separar y aislar zonas. En primer lugar, la lechada de cementación se asienta alrededor de la sección inferior de una sarta de revestimiento con el cemento colocado hasta una profundidad determinada. A continuación, a través de los puertos del collar o collares de etapa colocados en la sarta de revestimiento, se cementan de forma sucesiva las etapas superiores.

Un collar de etapa es básicamente una junta de revestimiento con puertos que se abren y cierran o sellan mediante camisas de accionamiento a presión. La cementación de etapas múltiples según Standard Handbook of Petroleum and Natural Gas Engineering (1996) se utiliza con los siguientes fines:

- Reducir la presión hidrostática en las formaciones que no pueden soportar la presión hidrostática ejercida por una columna larga de cemento.

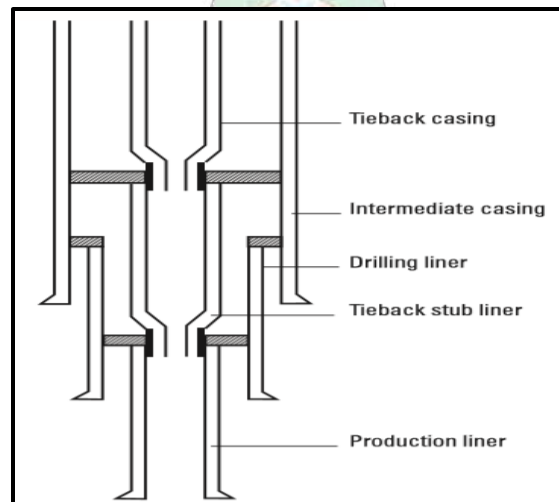
- Aislar dos zonas con problemas en una misma sección del agujero del pozo, por ejemplo, una zona de alta presión y una zona con una presión de fractura baja.
- Ahorrar cemento en aquellos pozos en los que solo es necesario cementar la parte inferior y una porción superior de la tubería de revestimiento.

2.3.5.4. Cementación Liner

Una sarta de liner usualmente incluye una zapata y un collar flotador, junto con una tubería de revestimiento más larga y un colgador de liner, colocado hidráulica o mecánicamente, para asegurar la parte superior, todo el ensamblaje es corrido con tubería de perforación y luego se coloca el colgador a unos 300 – 500 pies dentro de la tubería de revestimiento anterior. (Nelson & Guillot, 2006)

En la Figura 2.21. se puede observar el Liner de Producción, el Liner de perforación o intermedio, y un Liner de amarre, el liner producción se ejecuta desde la última tubería hasta la profundidad total, los liner de perforación o intermedio se configuran principalmente para aislar zonas de pérdida de circulación y por último el liner de amarre se extiende desde la parte superior de un revestimiento existente hasta un punto de fondo dentro de otra tubería.

Figura 2.21. Tipos de Liners



Fuente: (Nelson & Guillot, 2006)

2.3.5.5. Cementación secundaria o SQUEEZE

La cementación secundaria se puede describir cómo el proceso de colocación de lechadas de cemento, debido a un defecto de la cementación primaria, o para sellar, abandonar o proteger migración de fluidos; este tipo de cementación conlleva a unos procedimientos más especializados para la solución de problemas existentes, pueden ser forzamientos o taponos.

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

- Eliminar un trabajo de cementación primaria fallida debido a canalización de lodo o a una altura de cemento insuficiente en el espacio anular
- Eliminar la intrusión de agua proveniente de arriba, debajo o dentro de la zona productora de hidrocarburos
- Reducir la relación gas petróleo de producción a través del aislamiento de la zona de gas del intervalo de petróleo adyacente.
- Reparar tuberías fracturadas debido a corrosión o fallas por ruptura.
- Abandonar una zona no productiva o depletada.
- Sellar zonas de pérdida de circulación.
- Prevenir la migración vertical de los fluidos del reservorio dentro de las zonas productoras. (Schlumberger, 2017, pág. 67)

Los procedimientos para la cementación secundaria son:

2.3.6. Taponos de Cementación

Puede llegar a ser necesario un tapón de cementación en algún momento de la vida de un pozo de petróleo, gas o agua. Según Schlumberger (2017) "Un tapón es un volumen relativamente pequeño de lechada de cementación que se coloca en el agujero con diversos fines", los objetivos de los taponos de cementación son:

- Desviar el agujero del pozo por encima de un pescado (por ejemplo, una herramienta perdida en el agujero) o realizar una perforación direccional (tapón desviador).
- Taponar una zona o un pozo agotados (abandono).

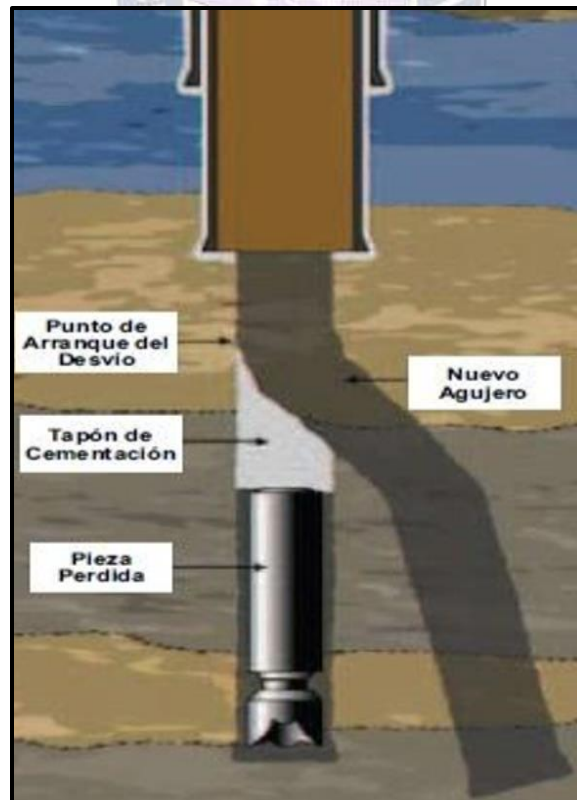
- Resolver un problema de pérdida de circulación durante la fase de perforación.
- Probar el anclaje.

2.3.6.1. Desviación y Perforación Direccional

Schlumberger (2017) afirma que, puede resultar difícil conseguir el ángulo y la dirección correcta en los trabajos de perforación direccional en formaciones blandas. Una práctica muy común para conseguir la dirección y el ángulo deseado es colocar un tapón desviador en la zona. (pág. 12)

Asimismo, durante los trabajos de perforación, cuando se han perdido herramientas, sartas de perforación u otras piezas en el agujero, a veces la única solución es desviar el agujero para rodear esta pieza irrecuperable. Como se puede observar en la Figura 2.22. al final del pozo se encuentra una pieza perdida por encima esta un tapón desviador para realizar un nuevo agujero.

Figura 2.22. Desviación y Perforación Direccional



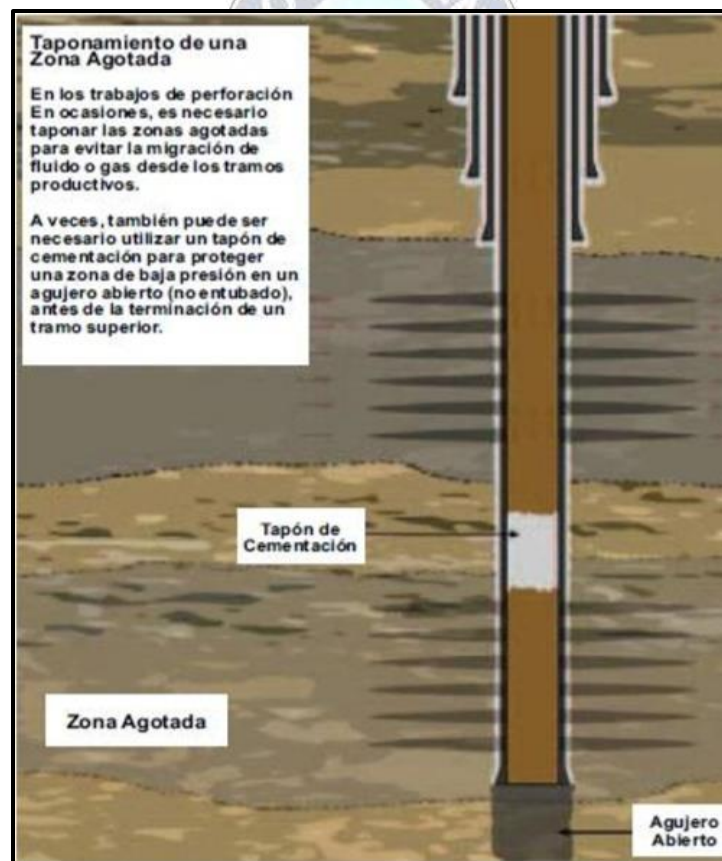
Fuente: (Schlumberger, 2017)

2.3.6.2. Taponamiento de una Zona Agotada

En algunos casos, es muy necesario aislar las zonas agotadas con el propósito de evitar una posible migración de fluido o gas desde los tramos productivos. Este aislamiento también puede ser necesario para proteger una zona de baja presión en un agujero abierto, antes de la terminación de un tramo superior. (Schlumberger, 2017, pág. 15)

La Figura 2.23. describe el comportamiento de un taponamiento en una zona agotada en agujero abierto.

Figura 2.23. Taponamiento de Una Zona Agotada



Fuente: (Schlumberger, 2017)

2.3.6.3. Pérdida de Circulación

La colocación de una lechada bien formulada en la zona ladrona puede detener las pérdidas de lodo de perforación. Aunque la lechada de cementación puede perderse

a la zona ladrona, en todo caso servirá para endurecer y consolidar esta formación débil.

Yépez (2012) afirma que “La pérdida de circulación puede ocurrir en formación con cavernas o fracturas, pero más frecuentemente en zonas con alta fractura o de baja consolidación que son hidráulicamente separadas relativamente en bajas presiones hidráulicas”. (pág. 161)

La pérdida de circulación puede ser descrita usando dos variables:

- La variación de presión de formación
- La presión de colocación de un trabajo de cementación

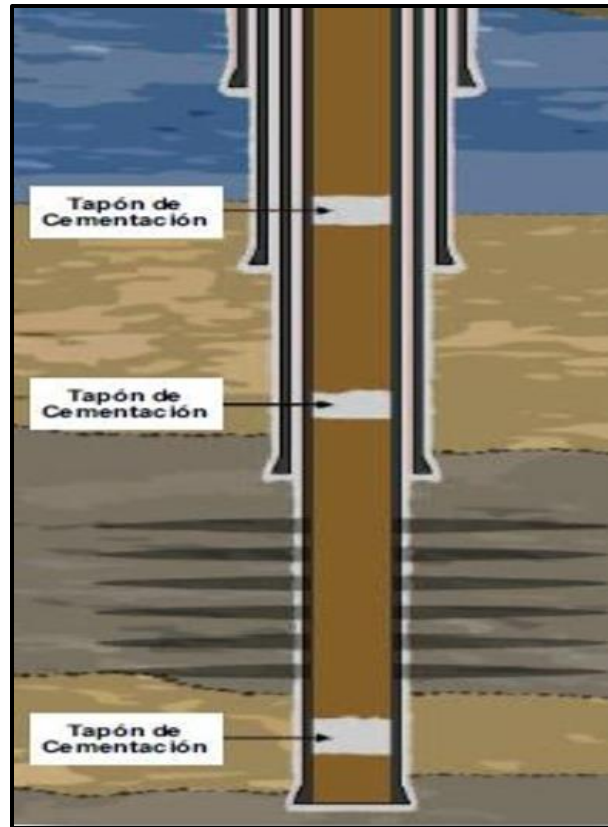
Estas dos variables pueden dar una solución al problema de pérdida de circulación de cemento. La primera posibilidad es mejorar la variación de la resistencia de la formación. Esta viene dada por un sello del preflujo o agentes de puente. La segunda posibilidad es la reducción de la presión en la colocación del cemento, ambas dinámicas como estáticas. Estas pueden ser acompañadas con la reducción de la densidad de las lechadas y la viscosidad, o también usando formulaciones de cemento con una rápida pérdida de presión hidrostática.

2.3.6.4. Abandono

Según Schlumberger (2017) La técnica más usual para abandonar un pozo seco, es inyectar taponos de cementación a diversa profundidad, con el fin de evitar la comunicación zonal o las migraciones de fluidos o gas, que podrían contaminar las fuentes de agua dulce subterráneas. Las zonas o formaciones agotadas se taponan cuando se abandonan.

La Figura 2.24. muestra el tapón de cementación en un pozo abandonado para evitar algún tipo de migración de fluido o gas de las zonas productoras.

Figura 2.24. Agujero Abandonado



Fuente: (Schlumberger, 2017)

2.4. POR COLOCACIÓN

➤ Alta Presión

La técnica de Forzamiento a alta presión es usada cuando no es posible inyectar lechada a presiones por debajo de la presión de fractura, esto sucede principalmente en los casos de canales aislados detrás del casing, micro-ánulos y perforaciones tapadas. La colocación del cemento es lograda, por el rompimiento de la formación y la inyección de la lechada de cemento en la zona. Los volúmenes de lechada son generalmente relativamente altos debido a que la creación de fracturas y perforaciones tienen que ser llenadas con la lechada de cemento.

Como precaución especial un lavador o un ácido débil deberán ser bombeados enfrente de la lechada para minimizar los caudales requeridos para iniciar la fractura. Altos caudales se necesitan para fracturas largas con impredecible orientación la cual no puede ser controlada.

➤ **Baja presión**

Forzamiento de baja presión es básicamente la inyección de lechada de cemento en la zona de interés a una presión por debajo de la presión de fractura de la formación, esta técnica es principalmente usada para llenar las cavidades de las perforaciones o canales interconectados, es la técnica comúnmente usada.

El volumen de la lechada es generalmente pequeño debido a que no es necesaria la inyección de lechada dentro de la formación. Las precauciones especiales se deben tomar para asegurarse que la formación no es fracturada.

2.5. EXPLICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA LiteCRETE

El proceso de cementación es de suma importancia en el momento de la construcción de un pozo. Durante su ejecución, se vacía un cemento especial (lechada) entre la tubería de revestimiento y la formación para que este actúe como aislante así también como de soporte de la tubería principal.

La realización inapropiada del procedimiento de cementación o una mala selección del material, puede traer como consecuencia variaciones en las propiedades mecánicas del cemento por lo cual podría verse comprometida la estructura del pozo y se debe programar una cementación forzada.

Dentro de la gama de cementos proporcionados por las distintas compañías de servicio nivel mundial Schlumberger en sus productos y servicios desarrollo un cemento que sea ligera pero muy sólida (duro) y estable denominado Litecrete.

La tecnología mejorada de cementos ligeros funciona eficazmente en situaciones operacionales difíciles. Quizás el mayor desafío en los ambientes de cementación ligera es controlar las pérdidas de circulación. Incluso los lodos de perforación más livianos y las lechadas de cemento más ligeras se pueden perder en formaciones débiles o fracturadas.

La cementación de zonas de pérdidas de circulación usualmente implica gastos extra para herramientas de trabajo en etapas, operaciones de remediación y otros métodos que aseguren el aislamiento de las formaciones débiles y de los acuíferos. La tecnología de cementación ligera de alta eficiencia mejora el aislamiento de las formaciones.

La permeabilidad del cemento ligero fraguado es menor que la del cemento portland convencional clase G, y la resistencia a la compresión es comparable a la del cemento portland.

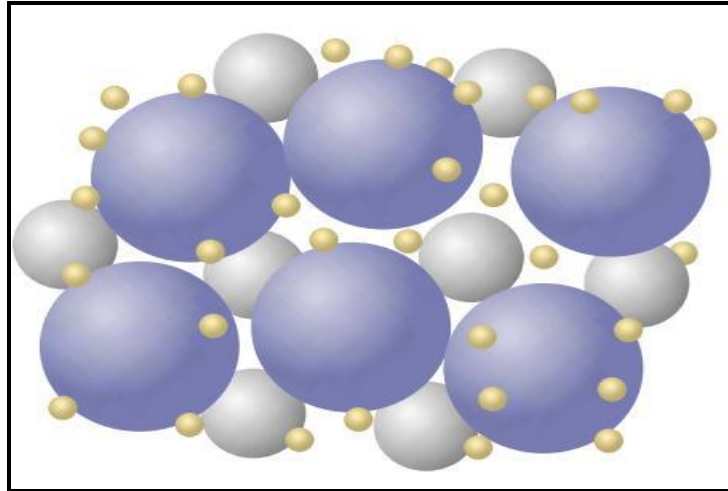
Las aplicaciones de la tecnología Litecrete son eficaces a temperaturas que varían de 27°C (80°F) a 232°C (450°F), presiones de fondo del pozo de hasta 55.15 [Mpa] (8000 psi) y lechadas cuyas densidades varían de 0.98 a 1.50 [g/cm³] (8.2 a 14 lb/gal). Para crear estas lechadas de alto rendimiento (Figura 2.25), se mezclan partículas de cemento de varios tamaños para maximizar la cantidad de partículas sólidas en un volumen de lechada dado.

Las propiedades volumétricas del cemento, tales como la densidad, dependen de las propiedades de las partículas más gruesas. Las partículas intermedias se seleccionan para ofrecer una respuesta química específica, como resistencia química o estabilidad térmica. Las partículas más pequeñas aseguran propiedades de matriz específicas, entre las que se incluyen la estabilidad, el control de pérdida de fluidos y la permeabilidad.

Se pueden combinar varios tipos de partículas y distribuciones del tamaño de las partículas para lograr una densidad de lechada específica y que a la vez mantenga la reología deseada; la lechada debe ser homogénea, estable y fácil de bombear. Las

partículas pequeñas ocupan el espacio vacío entre las partículas más grandes, lo cual resulta en una fracción más alta de sólidos en la lechada y en una menor permeabilidad del cemento fraguado.

Figura. 2.25 Distribución optimizada del tamaño de partícula del LiteCRETE



Fuente: Paper Schlumberger

2.5.1. Composición y propiedades químicas del LiteCRETE

Durante la expansión, el uso de ciertos aditivos químicos puede resultar en la nucleación y crecimiento de las especies minerales determinados dentro de la matriz de cemento fraguado.

La expansión controlada de cemento fraguado puede ayudar a sellar microanillos entre el revestimiento de cemento y la tubería de revestimiento o la formación.

En el entorno del pozo, el cemento está restringido por la tubería de revestimiento y, cuando sea competente, la formación y, en consecuencia, una vez que el cemento se ha expandido para eliminar los espacios vacíos, una mayor expansión se traduce en una reducción de la porosidad interna de cemento.

El cemento clase G esta químicamente compuesto principalmente por:

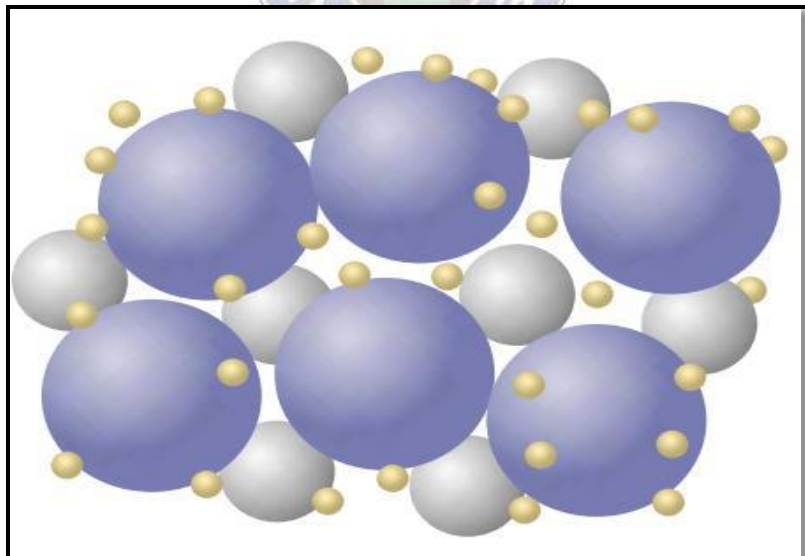
Oxido de Magnesio (MgO), Trióxido de Sulfuro (SO₃), Silicato Tricalcico (C3S), Aluminato Tricalcico (C3A), Ferroatuminato Tetracalcico (C4AF).

Este tipo de lechada contiene cemento tipo G, más aditivos químicos:

- Micro fino: D163 (Proporciona buena resistencia a la compresión).
- Fina: D189 cemento clase G resistencia a la compresión adicional
- Media: D188 micro burbujas de vidrio
- Grueso: D124 Litefil D076, D166 y D165 son agentes de carga (Aliviana la lechada).

Este utiliza el concepto PVF (fracción de volumen de empaque) al seleccionar diferentes tamaños de partículas en una proporción dada. Esta relación en volumen es de 10% para el material fino que va de 3 – 7 micrones, 35% para el medio que va de 25 – 50 micrones, y 55% para material grueso que va de >100 micrones. En los tamaños de las partículas se diferencian por una magnitud de 10.

Figura. 2.26. Distribución optimizada del tamaño de partícula del LiteCRETE



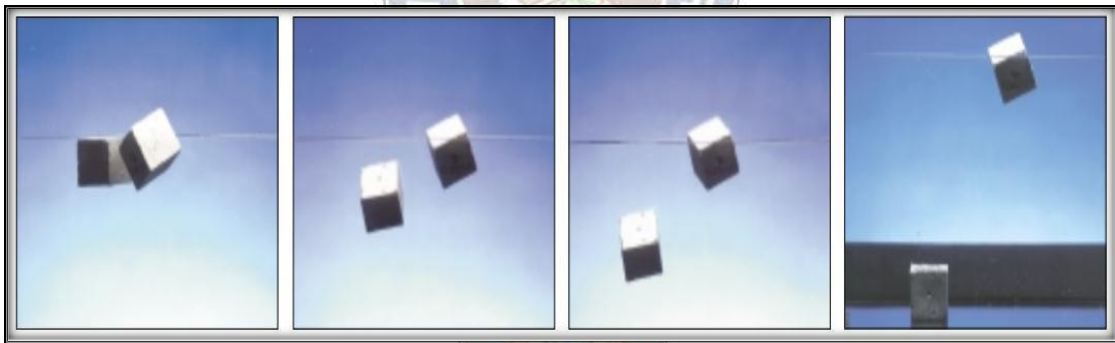
Fuente: Paper Schlumberger

Por sí mismo, los cementos ligeros no presentan propiedades efectivas para el control de migración del gas, sin embargo, con la adición de aditivos para mitigar dicho problema y reducir la permeabilidad durante el tiempo de transición donde se mejorará el control de gas.

La distribución optimizada del tamaño de las partículas y las partículas especiales de baja densidad de las lechadas LiteCRETE permiten el ajuste de las propiedades de la lechada, independientemente del contenido de agua.

Las lechadas LiteCRETE más ligeras tienen densidades bajas 1.00 [g/cm³] (8.34 lb/gal), suficientemente ligeras como para que un cubo de cemento fraguado flote en el agua. A pesar de sus bajas densidades, estas nuevas lechadas ultraligeras contienen 60% de sólidos y 40% de agua cuando son bombeadas. Una vez fraguados, los cementos ultraligeros LiteCRETE logran la baja permeabilidad y alta resistencia a la compresión de la primera generación de cementos.

Figura. 2.27. Comparación de la distribución de la permeabilidad del cemento fraguado



Fuente: Paper Schlumberger de Litecrete

El cemento LiteCRETE es aplicable en zonas potenciales de pérdida de circulación del fluido ya que dichas pérdidas constituyen un peligro durante las operaciones de perforación y cementación efectuadas en yacimientos de alta permeabilidad y en formaciones naturalmente fracturadas, realizar operaciones de intervención son costosas y morosas.

En casos extremos, la pérdida de circulación total puede producir una pérdida completa del control del pozo o un colapso de las paredes del pozo, con una adecuada selección de aditivos como y fibras cement se logran obtener óptimos resultados.

La cementación con Litecrete se puede realizar en los tramos superficiales, intermedios, productor y liner.

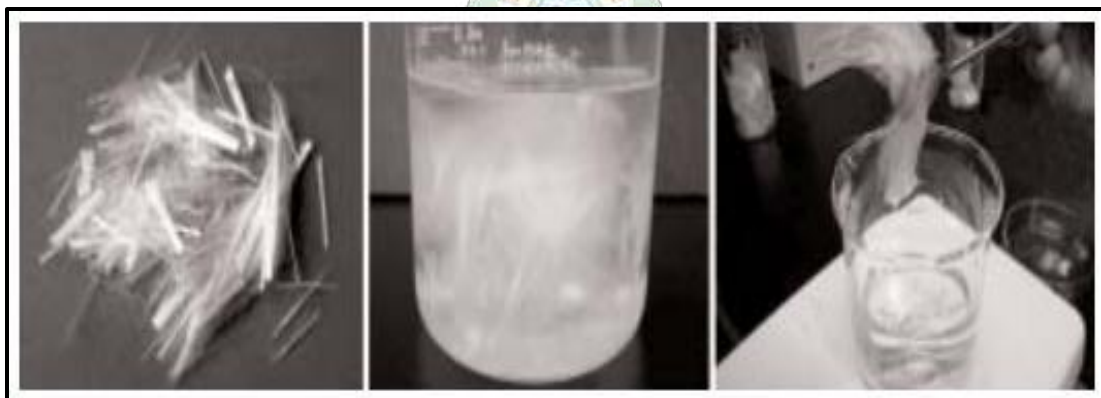
Beneficios

Logra una excelente calidad de aislación zonal en zonas naturalmente fracturadas, el cemento es compatible con diferentes aditivos sin ninguna restricción, las operaciones son seguras y simples, no se requiere de equipo especial para la preparación de la lechada o su ejecución, menos costoso, mayor contenido de solidos lo que resulta en un cemento fraguado altamente resistentes a fluidos de la formación agresivos.

Aditivos especiales

CemNet.: Fibra de cemento avanzada para control de pérdidas, se compone de un material fibroso e inerte capaz de formar una red en la zona de pérdidas, las fibras están diseñadas de un tamaño óptimo para el sellado en las zonas de pérdida. Es compatible con la mayoría de los cementos y aditivos, y no afecta las propiedades del cemento. Se añade a la lechada en la mezcla o en la mezcladora por baches.

Figura. 2.28. Fibras del cemento CemNet.



Fuente: Paper Schlumberger de CemNet

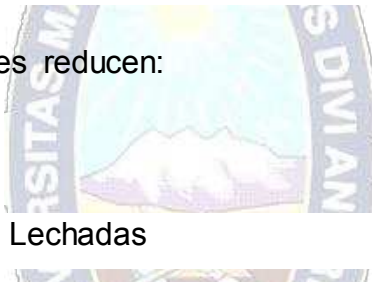
Gas Block: aditivo de cemento de control de la migración de gas crea una barrera impermeable que impide la migración de gas anular en la lechada de cemento. Cuando el gas entra en la formación de la lechada de cemento, las partículas de látex se unen para formar una de baja permeabilidad película coherente de plástico que bloquea la migración

El aditivo también controla la migración de gas mediante la mejora de adherencia del cemento a las interfaces de la carcasa y de formación, y crea una delgada torta de filtración de baja permeabilidad para reducir la pérdida de líquido de la lechada de cemento.

Anti-sedimentante (D153)

Los aditivos anti-sedimentantes reducen:

- El Agua Libre
- La Sedimentación
- La Inestabilidad de las Lechadas



Propiedades del D153

Máximo 149°C (300°F)

Concentración 0.-1.5% BWOC

Silica (D030)

Dispersante (D065)

Los dispersantes D065:

- Reducen la viscosidad y punto cedente
- Flujo Turbulento es más fácil de alcanzar
- Reducen las presiones debido a la fricción
- Mejoran la mezclabilidad de las lechadas

- Mejoran la eficiencia de los aditivos para control de filtrado
Max. Temperatura = 149°C (300°F)
Concentración 0.1-1.5%

Retardador (D197)

Retardador lignosulfonato reduce la tendencia a la gelificación.

Temperatura 52-121°C (125-250°F)

Concentración: 0.25-2% peso

Controlador (D167)

Temperatura hasta 204°C (400°F)

Todas las densidades

Concentración 0.7-0.8% peso

2.5.2. Evaluación del cemento LiteCRETE

Las cementaciones con cementos ligeros generalmente son más difíciles de evaluar por:

- Baja impedancia acústica
- Fraguado Lento (Tiempo de espera más largo)

Para una densidad determinada, no todos los cementos ligeros son iguales.

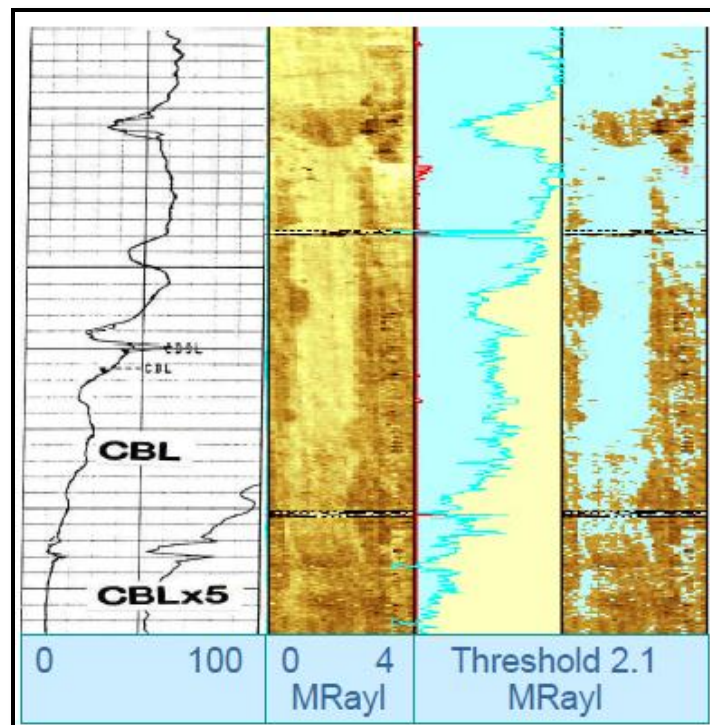
❖ El sistema LiteCRETE de Schlumberger exhibe:

- Baja porosidad (bajo contenido de agua), por tanto, la impedancia acústica final será alta
- Rápido desarrollo de resistencia compresiva, es decir, un rápido desarrollo de la impedancia acústica (puede ser perfilado antes)
- Para una densidad dada, son más fáciles de registrar que otros cementos ligeros

Tope de Cemento Ligero

- El cemento liviano tiene una impedancia baja
- La escala de 0-4 MRayl muestra el contraste entre cemento ligero y liquido
- El limite Liquido/solido está ajustado bajo para cemento ligero (2.1)
- CBL concuerda con el USI

Figura. 2.29. Tope de cemento Ligero



Fuente: Schlumberger paper

2.6. CEMENTO

Se denomina cemento a un conglomerante hidráulico que, mezclado con agregados pétreos (árido grueso o grava, más árido fino o arena) y agua, crea una mezcla uniforme, maleable y plástica que fragua y se endurece al reaccionar con el agua, adquiriendo consistencia pétreo, denominado hormigón o concreto.

De todos los cementos, el Portland es el más importante en cuanto a términos de calidad, desarrollo de resistencia a la compresión, tensión y a los sulfatos por lo cual es el material idóneo para las operaciones de cementación de pozos petroleros.

Es una mezcla compleja de caliza (u otros materiales con alto contenido de carbonato de calcio), sílice, hierro y arcilla, molidos y calcinados, que fragua y se endurece al reaccionar con el agua.

Los componentes que forman el cemento son óxidos superiores de oxidación lenta. Esto significa que terminan su grado de oxidación al estar en contacto con el aire al enfriarse.

El cemento Portland es, además, el ejemplo típico de un cemento hidráulico; fragua y desarrolla resistencias a la compresión como resultado de la hidratación, la cual involucra reacciones químicas entre el agua y los componentes presentes en el cemento.

2.6.1. Compuestos del cemento

Las reacciones de carbonatos y arcillas producidas por la manufactura del cemento Portland, conduce a la formación de 4 principales productos, que incluyen cuatro distintas fases cristalinas:

SILICATO TRICÁLCICO ($3\text{CaO}\cdot\text{SiO}_2$)

Habitualmente conocido como C3S, es el componente más abundante en la mayoría de los cementos y, además, el factor principal para producir la resistencia temprana o inmediata (1 a 28 días) Reacciona rápido con el agua, liberando calor y formando silicato de calcio hidratado (CSH). Generalmente, los cementos de alta consistencia inmediata contienen en mayor concentración este compuesto.

SILICATO DICÁLCICO ($2\text{CaO}\cdot\text{SiO}_2$)

Conocido como C2S, es un compuesto de hidratación lenta para formar el mismo tipo de compuestos que el C3S (CSH), que proporciona una ganancia gradual de resistencia; esto ocurre en un período largo: después de 28 días.

ALUMMINATO TRICÁLCICO ($3\text{CaO}\cdot\text{Al}_2\text{O}_3$)

Se lo conoce también como C3A y tiene influencia en el tiempo de bombeabilidad de la lechada. Es responsable de la susceptibilidad al ataque químico de los sulfatos sobre los cementos. Esta susceptibilidad se clasifica en moderada y alta resistencia al ataque químico, cuando contienen este compuesto en un 8% y 3% respectivamente. Reacciona muy rápido y libera mucho calor al hidratarse. Contribuye a resistencia a muy temprana edad, pero poco a la resistencia final.

Los cementos resistentes a sulfatos deben limitar el contenido de este compuesto, lo que se logra añadiendo óxido férrico transformándolo en C4AF.

ALUMINOFERRITA TETRACÁLCICO ($4\text{CaO}\cdot\text{Al}_2\text{O}_3\cdot\text{Fe}_2\text{O}_3$)

También conocido como C4AF, reacciona rápido con el agua, pero no produce mucho calor de hidratación y resistencia a la compresión; influye en la reología del cemento, formación de geles, y durabilidad.

2.6.2. Clasificación de los cementos

El American Petroleum Institute (API) ha identificado nueve tipos de cementos de acuerdo a su composición y propiedades físicas, y los refiere como “**clase**”; en tanto el ASTM norma a los cementos por “**tipos**”.

Cemento clase A

Está diseñado para emplearse a 1.830 m. (6.000 pies) de profundidad como máximo, con temperaturas de 77°C (170 °F) y donde no se requieran propiedades especiales; no brinda ninguna resistencia a los sulfatos. Esta clase de cemento es el más económico.

El **ASTM** denomina a este cemento como “**Tipo I**”, tiene moderada resistencia al ataque por sulfatos. Y alta adherencia en las lechadas, lo que se traduce en un mejor

soporte de la tubería. El bajo contenido de C3A permite que las lechadas sean poco susceptibles al ataque por sulfatos provenientes de los estratos o fluidos circulantes en el pozo.

Por su moderado calor de hidratación, reduce en gran medida la posibilidad de fisuras, evitando el movimiento de fluidos hacia la tubería y protegiéndola contra la corrosión. Posee un bajo contenido de cloruros.

Cemento clase B

Está diseñado para emplearse a 1.830 m. (6.000 pies) de profundidad como máximo, con temperaturas de 77°C (170 °F). Este cemento no requiere propiedades especiales, y su aplicación se da cuando las condiciones del pozo lo permitan y donde se requiere moderada a alta resistencia a los sulfatos. Este cemento presenta un contenido C3A menor que el cemento clase A y tiene un costo ligeramente superior.

El **ASTM** denomina a este cemento como “**Tipo II**”. Los cementos con bajo contenido de C3A son menos susceptibles al ataque de sulfatos.

Los sulfatos son considerados como los productos químicos más corrosivos con respecto al cemento fraguado en el fondo del pozo. Ellos reaccionan con los cristales de calizas y de aluminato tricálcico.

Estos cristales requieren un mayor volumen que el provisto por el espacio poroso en el cemento fraguado, y dan por resultado una excesiva expansión y deterioro del cemento.

Podemos encontrar estos sulfatos en las salmueras de las formaciones y algunos de ellos son, el sulfato de sodio y el sulfato de magnesio.

Cemento clase C

Está diseñado para emplearse a 1.830 m. (6.000 pies) de profundidad como máximo, con temperaturas de 77°C (170°F), donde se requiere alta resistencia a la compresión

temprana, se fabrican en los tres grados de resistencia a los sulfatos (baja, moderada y alta). Este cemento presenta un alto contenido C3S.

El **ASTM** denomina a este cemento como “**Tipo III**”. Este cemento requiere más agua de mezcla y por lo tanto se crea una lechada de baja densidad.

Se asienta rápidamente pero no desarrolla mucha resistencia a la compresión. Tiene un alto contenido de C3A.

Cemento clase D

Este cemento se emplea de 1.830 (6.000 pies) hasta 3.050 m. (10.000 pies) de profundidad con temperaturas de hasta 110°C (230°F) y presión moderada. Se fabrica en moderada y alta resistencia a los sulfatos. Estos cementos resultan más costosos que otras clases de cementos. Este cemento representa al **tipo IV** para el **ASTM**.

Cemento clase E

Este cemento se emplea de 3.050 (10.000 pies) hasta 4270 m. (14.000 pies) de profundidad con temperaturas de 143°C (290 °F) y alta presión. Se fabrica en moderada y alta resistencia a los sulfatos. Estos cementos resultan más costosos que otras clases de cementos. Equivale al **ASTM tipo V**.

Cemento clase F

Este cemento se usa de 3.050 (10.000 pies) hasta 4880 m. (16.000 pies) de profundidad con temperaturas de 160°C (320°F), donde exista alta presión. Se fabrica en moderada y alta resistencia a los sulfatos. Estos cementos resultan más costosos que otras clases de cementos. Equivale al **ASTM tipo VI**.

Los cementos clase D, E y F (Cementos retardados), son utilizados para alcanzar mayores profundidades. Presentan una significativa reducción de las cantidades de

C3A y de C3S y un aumento de tamaño de sus partículas lo que provoca un efecto retardante en el fraguado.

Cemento clase G y H

Comúnmente conocidos como cementos petroleros, son cementos básicos para emplearse desde la superficie hasta 2240 m. (8.000 pies), tal como se fabrican.

Pueden modificarse con aceleradores o retardadores de fragüe, para usarlos en un amplio rango de condiciones de presión y temperatura.

Se fabrica en moderada y alta resistencia a los sulfatos. En cuanto a su composición, son similares a los cementos API Clase B. La composición química de los cementos clase G y H son esencialmente iguales.

La principal diferencia radica en su área superficial, los cementos clase H son más gruesos que los cementos clase G, que se evidencia a través de sus diferentes requerimientos de agua, (los cementos clase G tienen una molienda más fina y se mezclan con un 44% de agua, mientras que los cementos clase H tienen una molienda más gruesa y se mezclan con un 38% de agua). Equivalen a los **ASTM tipo VII y VIII** respectivamente.

Los cementos clase G y H son los más usados hoy en día. Fueron desarrollados en respuesta a las mejoras de la tecnología de aceleramiento y retardamiento.

Cemento clase J

Se quedó en fase de experimentación y fue diseñado para usarse a temperatura estática de 351°F (177°C) de 3660 a 4880 m. de profundidad, sin necesidad del empleo de harina sílica, que evite la regresión de la resistencia a la compresión

Tabla 2.2. Clasificación API y ASTM de los Cementos

Clase API	Tipo ASTM	Agua mezcla Gal/saco	Densidad de lechada (ppg)	Profundidad Ft	Temperatura A BHST °F
A (Portland)	Tipo I	5.2	15.6	0-6000	80-170
B (Portland)	Tipo II	5.2	15.6	0-6000	80-170
C (Alta temp.)	Tipo III	6.3	14.8	0-6000	80-170
D (Retardada)	Tipo IV	4.3	16.4	6000-10000	170-230
E (Retardada)	Tipo V	4.3	16.4	6000-10000	170-230
F (Retardada)	Tipo VI	4.3	16.4	10000-16000	230-320
G (Retardada)	Tipo VII	5.0	15.8	0-8000	80-200
H (Retardada)	Tipo VIII	4.3	16.4	0-8000	80-200

Fuente: "Cementación primaria Schlumberger Paper" 2010

2.6.3. Cementos especiales

Existen otros materiales que son utilizados muy eficientemente en la cementación de pozos petroleros, llamados cementos especiales, que no están incluidos en las especificaciones de API o la clasificación del ASTM. Este grupo de materiales cementantes está formado por:

- Cementos de Yeso
- Cementos Base Diésel
- Cementos Látex
- Cementos Plásticos
- Cementos para ambientes fríos
- Cementos espumosos
- Cementos Tixotrópicos

- Cementos Antiácido
- Cementos Expansivos
- Cementos Portland-Puzolánicos
- Cementos Compresibles
- Cementos Fibrosos

2.6.3.1. Aditivos del cemento

A continuación, se presenta los aditivos usados y sus funciones:

Aceleradores

Son productos químicos que reducen el tiempo de fraguado de los sistemas de cemento. Incrementan la velocidad de resistencia compresiva. Los aceleradores de mayor aplicación son:

- Cloruro de calcio (CaCl_2)
Esta sal se dosifica del 2 al 4% por peso de cemento, dependiendo del tiempo de bombeo que se desea obtener. Es el producto que exhibe mayor control en el tiempo de bombeable.
- Cloruro de sodio (NaCl)
Actúa como acelerador en concentraciones de hasta un 10% por peso de agua entre el 10 y 18% produce un tiempo de bombeo similar al obtenido con agua dulce. A concentraciones mayores del 18% causa retardamiento. La típica concentración de acelerador es del 2 al 5% por peso de agua.
- Sulfato de calcio (CaSO_4)
Es un material que por sí mismo posee características cementantes y tiene fuerte influencia en expandir el cemento fraguado; como acelerador se dosifica basándose en el tiempo que se desea y la temperatura a la cual va a trabajar. Su concentración varía del 50 al 100% por peso del cemento.

Retardadores

Son productos químicos que prolongan el tiempo de fraguado inicial y brindan la posibilidad de trabajar el cemento en un amplio rango de temperatura y presión.

Los retardadores más conocidos son los lignosulfanatos de calcio y los cromolignosulfonatos de calcio, así como otros que son mezclas químicas. Unos trabajan a temperaturas bajas y otros a temperaturas altas. Su dosificación es de 0.1 a 2.5% por peso de cemento.

Los retardadores más empleados son:

Se componen de sales de ácidos lignosulfónicos de sodio y calcio. Son polímeros derivados de la pulpa de la madera. Usualmente son compuestos no refinados y contienen varias cantidades de compuestos sacaroides con un peso promedio molecular que varía de 20000 a 30000.

Son efectivos hasta 250°F (122°C) de temperatura de circulación en el fondo del pozo y hasta 600°F (315°C) cuando se mezclan con borato de sodio.

- Ácidos hidroxilcarboxílicos

Son retardadores poderosos y se aplican en un rango de temperatura de 200°F (93°C) a 300 °F (149°C). Otro ácido hidroxilcarboxílicos con un fuerte efecto retardante, es el ácido cítrico. Este también es efectivo como dispersante de cemento y normalmente se usa en concentraciones de 0.1 a 0.3% por peso de cemento.

- Compuestos sacáridos

Los sacáridos son excelentes retardadores del cemento portland. Se usan ocasionalmente en la cementación de pozos, por ser muy sensibles a pequeñas variaciones en sus concentraciones.

- Derivados de la celulosa

Los polímeros de la celulosa son polisacáridos derivados de la madera o de otros vegetales. Son estables a las condiciones alcalinas de la lechada de cemento. El retardador celulósico más común es el carboximetil hidroxietil celulosa (CMHEC). Es efectivo a temperaturas superiores DE 250°F (120°C). Así también se utiliza como agente de control de pérdida de fluido; además incrementa significativamente la viscosidad de las lechadas.

- Organofosfanatos

Se aplican a temperaturas de circulación tan altas como 400°F (204°C), presentan insensibilidad a variaciones sutiles en la composición del cemento, tienden a bajar la viscosidad de las lechadas densificadas.

Extendedores

Son materiales que bajan la densidad de los sistemas de cemento y/o reducen la cantidad de cemento por unidad de volumen del producto fraguado.

- Bentonita

Es uno de los primeros aditivos usados en cementos para disminuir el peso de la lechada o incrementar el volumen de la misma. Puede ser utilizada en cualquier cemento API. En altos porcentajes de bentonita en el cemento, reduce la fuerza compresiva y tiempo de fraguado, la bentonita y el agua también disminuyen la resistencia al ataque químico de las aguas de formación.

- Tierra Diatomácea:

Es utilizada en la fabricación de cementos de peso ligero. Esta tierra trabaja igual que la bentonita, pero es mucho más costosa, cuando es usada en altos porcentajes, no incrementa la viscosidad de la lechada como lo hace la bentonita.

- Gilsonita

Es inerte en las lechadas de cemento, actúa como reductor de peso y como agente de control de pérdida de circulación, es especialmente útil para reducir la densidad.

No absorbe agua bajo presión, por lo tanto, tiene un avance de fuerza mucho mayor que cualquier otro fraguado del mismo peso de lechada conteniendo otro aditivo para disminuir el peso o para controlar la pérdida de circulación, no cambia significativamente el tiempo de bombeo en la mayoría de las clases de cemento API.

- Perlita Dilatada:

Es un material de bajo peso por volumen, las partículas de perlita dilatada contienen poros abiertos, cerrados y matriz, la densidad final del cemento dependerá de cuantos poros permanecen cerrados y de cuanta cantidad de agua es inmovilizada en los poros abiertos.

- Nitrógeno:

Es utilizado para ayudar a reducir la presión hidrostática del fondo del pozo durante las operaciones de cementación, introduciéndolo en el flujo del lodo de perforación delante de la lechada de cemento, o con el pozo lleno con lodo y circulando, e interrumpido al introducir un bache de nitrógeno antes de la cementación.

Densificantes

Son productos químicos que reducen la viscosidad de las lechadas de cemento, cuando se requiere de lechadas de alta densidad en presiones altas frecuentemente en pozos profundos, el aditivo debe de tener las siguientes características:

- Una gravedad específica en el rango de 4.5 – 5.0
- Un requerimiento de agua
- No reducir la fuerza del cemento (Significativamente)
- Tener muy poco efecto sobre el tiempo de bombeo del cemento
- Exhibir un rango uniforme de tamaño de partículas de bache a baque.
- Ser químicamente compatible con otros aditivos.
- No interferir en la toma de registros geofísicos del pozo

Dispersantes

Se agregan al cemento para mejorar las propiedades de flujo y reducen la fricción entre granos, y entre estos con las paredes, es decir reducen la viscosidad de la lechada de cemento, son de baja viscosidad y pueden ser bombeadas en flujo turbulento a presiones bajas, minimizando la potencia requerida de las bombas y disminuyendo la oportunidad de pérdida de circulación y deshidratación prematura. Los dispersantes comúnmente son polímeros, agentes de pérdida de fluido en cemento gel, y sal (cloruro de sodio). Estos son usados a temperaturas bajas, debido a que retardan ligeramente el cemento.

- **Polímeros**

Se fabrican en forma de polvo, producen una inusual utilidad en las propiedades de los sistemas en el cemento. Lo que hacen es reducir la viscosidad aparente, no causan una separación de agua libre excesiva o asentamientos de partículas de cemento, son compatibles con todos los tipos de sistemas de cemento excepto con aquellas que contienen concentraciones altas de sal; son incompatibles con la sal.

- **Cloruro de sodio:**

Actúa como un agente pesante, puede también actuar como un adelgazador (dispersante) en muchas composiciones para cementación, es especialmente efectivo para reducir la viscosidad aparente de las lechadas que contienen bentonita, tierra diatomacea o pozzolan.

Controlador de pérdida de circulación

Una pérdida de circulación se define como la pérdida de fluido a través de fracturas inducidas por el fluido de perforación o de la lechada de cemento usada en la perforación o terminación de un pozo. Lo anterior no debe confundirse con la disminución del volumen debido al filtrado o con el volumen requerido para llenar de nuevo el pozo de fluido.

Los aditivos para el control de filtrado se usan para:

- Prevenir la deshidratación prematura o pérdida de agua enfrente de zonas porosas, particularmente en la cementación de tuberías de revestimiento.
- Proteger zonas sensibles
- Mejorar cementaciones forzadas

Los dos materiales más utilizados en el control de pérdida de filtrado son los polímeros orgánicos (celulosa) y los reductores de fricción. Para controlar la pérdida de filtrado se utilizan dispersantes o reductores de fricción por dispersión y encajonamiento de las partículas de cemento densificando así la lechada, esto es especialmente efectivo cuando la relación agua-cemento es reducida.

Antiespumantes

Ayudan a reducir el atrapamiento de aire durante la preparación de la lechada, ya que el cemento tiende a atrapar una gran cantidad de aire, propiciando un erróneo control de la densidad; asimismo, algunos productos químicos ayudan a mantener el aire dentro de la mezcla y dificulta el trabajo de las bombas de alta presión con que se maneja esta para ser bombeada al pozo. Los más usados son: éteres de poliglicoles y siliconas.

Anti-sedimentación

Asegura un valor mínimo del punto de cedencia (previenen la sedimentación de los sólidos).

2.6.4. Controladores del Filtrado

Previenen la deshidratación de la lechada de cemento y evita que el cemento fragüe prematuramente. Así mismo protege a las formaciones sensibles al agua. Los aditivos de control de filtrado ayudan a mantener una baja viscosidad y reduce las probabilidades de altas presiones de circulación.

En la Tesis de grado de Marquéz (2010) describe los aditivos que controlan el filtrado con sus distintas propiedades como la densidad, mezcla de agua, tiempo de espesamiento y pérdida de agua (Ver Tabla 10).

2.6.5. Materiales Para Pérdida de Circulación

Estos materiales se usan para restaurar la circulación o prevenir la pérdida de circulación, la cual ocurre cuando la lechada se pierde a través de formaciones fracturadas, cavernosas o no consolidadas, y no permite que la operación se termine.

Según Marquéz (2010) Los aditivos se clasifican en:

- Granulares: Gilsonita, perlitas, plásticos.
- Fibrosos: Corteza, madera triturada y aserrín.
- Laminares: Mica, celofán.
- Semisólidos. (pág. 14)

La Tabla 11 muestra los aditivos para el control de pérdida de circulación y los efectos sobre las otras propiedades.

2.6.6. Estabilizadores de la Resistencia a la compresión

El propósito de estos estabilizadores es combatir la tendencia del cemento a altas temperaturas (por encima de 230 °F) de que se deteriore su resistencia a la compresión utilizando aglomerantes artificiales naturales y artificiales. (Marquéz, 2010, pág. 29)

2.6.7. Controlador de Gas

La migración de gas a través del cemento es una de las preocupaciones principales, las lechadas de cemento son capaces de transmitir presión hidrostática y mantener el control de presiones mientras está en estado fluido.

Cuando el cemento se encuentra en estado estático tiende a tomar una consistencia de gel y antes de endurecerse podría también perder una cantidad pequeña de filtrado en zonas porosas, resultado de una reducción de volumen.

El camino de esta migración de gas es permanente y existe incluso después de que el cemento se haya endurecido totalmente. Para combatir este problema se adicionan a la lechada este tipo de aditivos con la finalidad de minimizar el tiempo en el que el cemento se encuentra en estado gel.

El aditivo más utilizado es GAS STOP:

- Dosificación de 0,4 – 1%
- Resiste temperaturas entre 60 – 230 °F
- Disminuye la pérdida de filtrado
- Aumenta ligeramente la viscosidad (Estrada & Olivo, 2009)

2.6.8. Evaluación de la cementación

La evaluación de registros de cementación es necesaria en las operaciones de cementación, para determinar diversos aspectos en el fondo de pozo de forma medible y precisa. Estas evaluaciones se realizan con diferentes herramientas, dependiendo de lo que se requiera evaluar.

En la cementación, un programa de evaluación de cemento no solo determina la calidad de la operación o la necesidad de reparar trabajos de cementación, sino también analizar las causas de fallas.

Cuando un trabajo de cementación ha fallado y se requiere hacer un trabajo remedial si existe alguna de las siguientes situaciones:

- El cemento no llena el espacio anular a la altura requerida
- El cemento no provee sellado en la zapata
- El cemento no aísla formaciones indeseables.

2.6.8.1. Registro cbl/vdl

El registro CBL (Cement Bond Log – registro de adherencia de cemento) y VDL (Variable Density Log – registro de densidad variable) sirve para determinar si una zona potencialmente productiva que esta hidráulicamente aislada de otras zonas no deseables; permite la verificación de la integridad del cemento en el espacio anular, estudiando la adherencia al revestimiento y a las paredes del pozo. La evaluación de la calidad del cemento comprende tres fases:

- Evaluación de la calidad del cemento al revestimiento
- Evaluación de la calidad del cemento a la formación y
- Evaluación de la extensión vertical de buena calidad de adherencia

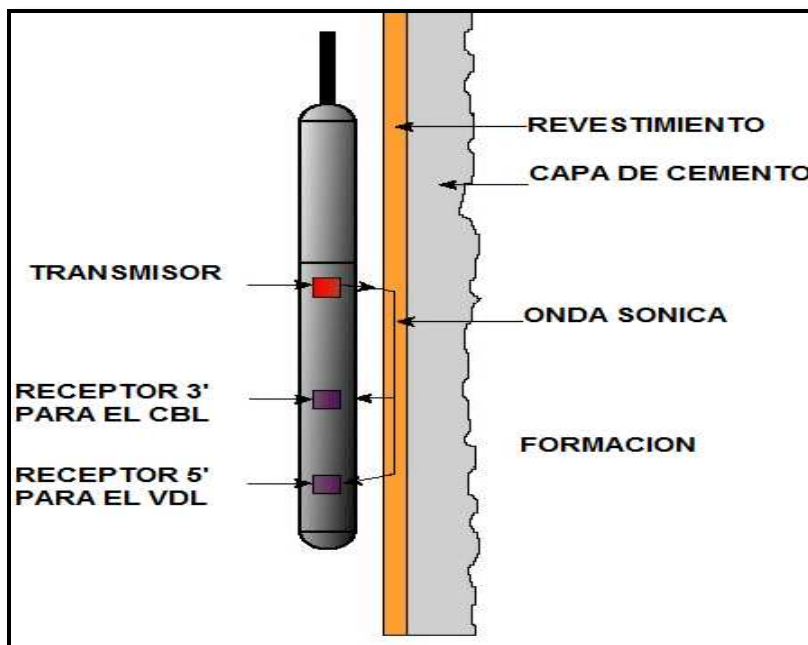
El principio de los registros CBL y VDL se basa en la energía acústica es energía mecánica. Estas ondas de sonido llevan suficiente energía a través de los diferentes medios que atraviesa a medida que se alejan de su origen.

En la toma de registros un transmisor como fuente de energía y un receptor localizado a cierta distancia de la fuente detecta la onda de sonido y transforma su energía en impulsos eléctricos. Un transmisor omnidireccional, emite periódicamente una onda acústica de aproximadamente de 20 KHz hacia la formación, a través del fluido dentro del casing (tubería de revestimiento) y la pared del revestimiento.

El funcionamiento de la herramienta CBL y VDL, se basa en que la medida del CBL es la amplitud en mV del primer arribo del revestimiento a los 3 pies. Del receptor, esta es una función de la atenuación debido al acoplamiento del cemento a la tubería. La rata de atenuación depende de: la fuerza compresiva del cemento, el diámetro del casing (tubería de revestimiento), el espesor de la tubería y el porcentaje de circunferencia adherida. El espaciamiento más largo de 5ft, es utilizado para registrar la forma de onda VDL para la mejor discriminación entre la tubería de revestimiento y los arribos de la formación. El VDL es generalmente usado para evaluar la adhesión del cemento a la formación y ayuda a detectar la presencia de canales.

La herramienta al correrse en el pozo, mide la amplitud de las ondas para el registro CBL, que nos indica que una baja amplitud será signo de una buena adherencia y, por lo contrario, una alta amplitud de onda nos muestra una mala adherencia. En el registro VDL éste mide el tiempo de tránsito de la onda, es decir el primer arribo positivo en micro segundos captado por el receptor.

Figura 2.30. Configuración de la Herramienta CBL/VDL



Fuente: Well Cementing, Erick B Nelson.

El tiempo de tránsito y la amplitud de la señal son utilizadas para indicar la calidad de la mezcla del cemento. Debido a que la velocidad del sonido es mayor dentro de la tubería de revestimiento que en la formación o el lodo, las primeras señales en retornar son las que provienen de la tubería de revestimiento.

Si la amplitud de la primera señal es grande, esto indica que la tubería está libre (mezcla pobre). Cuando el cemento está firmemente unido a la tubería de revestimiento y a la formación la señal es atenuada (debilitada) y es característico de la formación detrás de la tubería de revestimiento. La señal también puede indicar en donde el cemento está unido a la tubería de revestimiento, pero no a la formación. El efecto de canalización también puede ser detectado.

El CBL usualmente da una curva de amplitud y un Registro de Densidad Variable (VDL), el cual indica la fuerza de las señales por medio de la intensidad de las líneas oscuras y claras. Las señales de la tubería de revestimiento aparecen como líneas paralelas. Una buena mezcla es representada por líneas onduladas. No hay una escala estándar de API para medir la efectividad del CBL y muchos factores pueden resultar en malas interpretaciones como, por ejemplo:

- Durante el proceso de asentamiento, la velocidad y amplitud de las señales varía significativamente. Es recomendable no correr el CBL hasta 24-36 horas después del trabajo de cementación, para obtener resultados reales.
- La composición del cemento afecta la transmisión de la señal.
- El espesor del cemento causara cambios en la atenuación de la señal.

El CBL reaccionará a la presencia de un micro espacio anular (un pequeño espacio entre la tubería de revestimiento y el cemento). Esto usualmente se solventa con el tiempo y no es un factor crítico. Algunos operadores recomiendan correr el CBL bajo presión para eliminar este efecto (la tubería de revestimiento sufrirá el efecto de “balonamiento” y ocupará cualquier micro espacio anular.

Una de las limitaciones del CBL es que solo da una vista dimensional, cuando la mezcla del cemento está a una profundidad aceptada. Una herramienta alternativa que puede ser corrida es la Herramienta de Evaluación de Cemento (CET) que utiliza transductores ultrasónicos y los principios de una resonancia de espesor de la tubería de revestimiento para dar una imagen radial completa de la mezcla de cemento que se encuentra alrededor de la tubería de revestimiento. Esto es extremadamente útil para saber si hay un canal presente y en pozos direccionales, la orientación exacta de este canal.

La evaluación de la calidad de adherencia del cemento al revestimiento, está acompañada por el análisis de las características del viaje del sonido a través del

revestimiento. La magnitud del sonido que regresa al receptor depende de los siguientes factores:

- La magnitud del pulso original del sonido.
- El diámetro interno del revestimiento.
- El tipo de fluido en el pozo.
- El espesor de las paredes del revestimiento.
- La cantidad de cemento adherido al revestimiento.
- El esfuerzo compresivo del cemento adherido al revestimiento.

La medida del CBL, en donde el transmisor genera un pulso de sonido el cual viaja por diferentes ambientes del pozo hasta alcanzar el receptor, los tres medios más comunes por los cuales viajan los pulsos de sonido son: el revestimiento (tubería de revestimiento o liner), la formación y el fluido del pozo. Los órdenes más comunes de los arribos son:

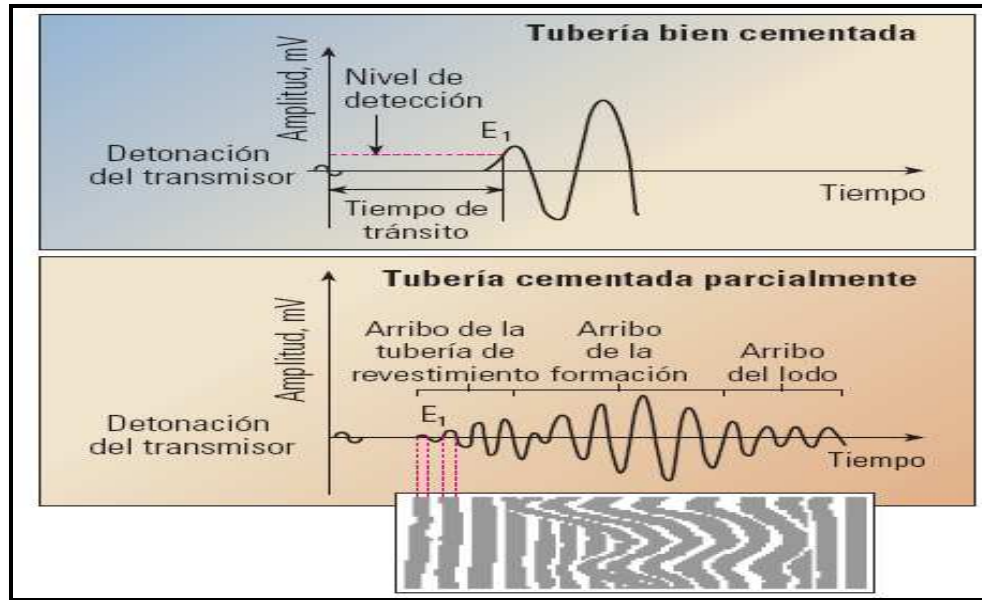
- 1) la señal del revestimiento
- 2) la señal de la formación
- 3) la señal del fluido.

El orden de los arribos depende de la velocidad de la formación, tamaño del hueco y tamaño de revestimiento.

En la siguiente Figura provee la visualización de los arribos que se propagan en la tubería de revestimiento como ondas extensionales, y en la formación como ondas refractadas. Así también se explica el principio de registro de densidad variable, el tren de onda completo es mostrado en la película como franjas claras y oscuras, el contraste depende de la amplitud de los picos positivos.

Las diferentes partes de un tren de ondas pueden identificarse en el registro VDL. los arribos de la tubería se muestran como franjas regulares y los arribos de formación son más sinuosos, etc.

Figura 2.31. Ejemplo de un registro de evaluación de adherencia del cemento (CBL) y el registro de densidad variable (VDL)



Fuente: Schlumberger Paper Evaluación de la cementación

2.6.8.2. Registro ultrasónico

La herramienta ultrasónica emite una onda ultrasónica de banda ancha perpendicular a la pared de la tubería de revestimiento, con una frecuencia que puede ajustarse entre 200 – 700 kHz que viajan a través del fluido del pozo y golpea el casing (tubería de revestimiento), proporcionando 360° de cobertura acimutal, usando un simple transductor rotacional. El transductor recibe las señales reflejadas que tiene múltiples reflexiones entre el casing interno y la interface externa. La señal decae, dependiendo de la impedancia acústica y el material en el anular.

Los datos emitidos por la herramienta USI (Ultrasonic Imaging – Imagen Ultrasónica), que nos indica la impedancia acústica del material en el anular, son generados usando técnicas muy avanzadas de procesamiento.

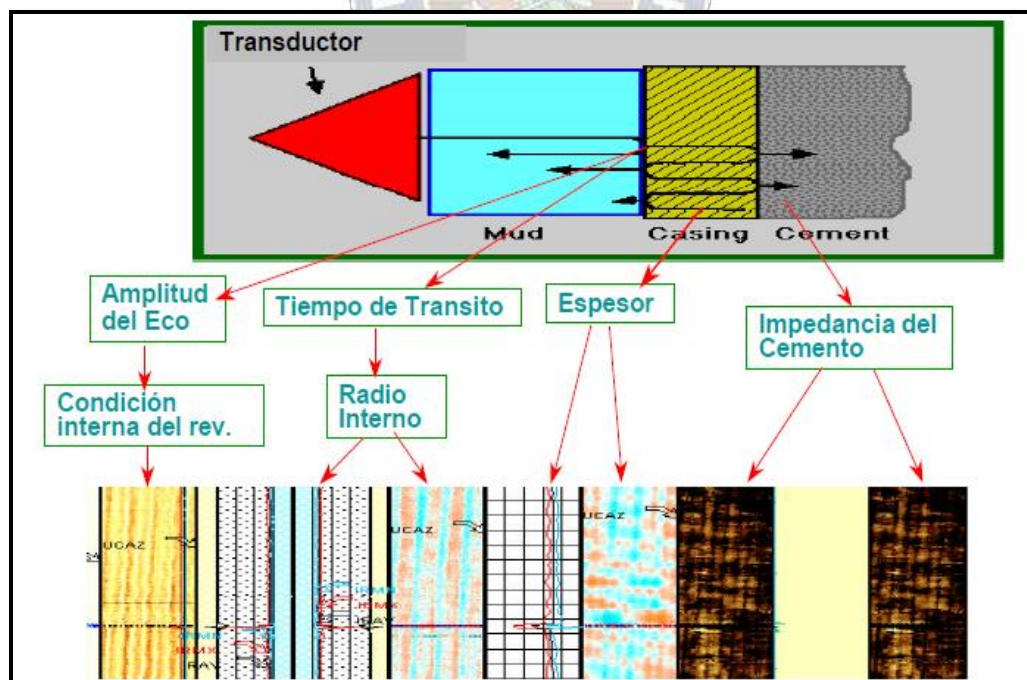
De los valores de impedancia acústica el material en el anular es identificado y son preparados mostrando su naturaleza (gas, líquido y sólido) del material en el anular.

Los mapas de alta resolución del espesor de la formación, radios internos y rugosidad de las formaciones internas son proporcionados por una precisa evaluación de la tubería.

Esta herramienta, explora el revestimiento, a razón de 7.5 revoluciones por segundo para arrojar una resolución acimutal de 5 o 10 grados. Esto genera 36 o 72 formas de onda independientes en cada profundidad, que son procesadas para dar como resultado el espesor del revestimiento, el radio interno y la pared de la formación, a partir del eco inicial, además de una imagen acimutal de la impedancia acústica del cemento; esta última a partir del decaimiento de la resonancia de la señal.

La impedancia acústica del cemento (refiriéndose a la calidad del cemento) puede obtenerse a partir del decaimiento de la resonancia, para una buena adherencia entre el cemento y el revestimiento.

Figura 2.32. Medición y principios Ultrasónicos



Fuente: Schlumberger Paper

La física puede ser explicada asumiendo que la onda ultrasónica es plana y viaja perpendicular al plano de la placa representado la tubería de revestimiento. En esta muestra los caminos de la onda y el eco de tren obtenido de un ideal, infinitamente corto del impulso transmitido. En el límite entre la frontera de la tubería y el fluido del pozo, más la energía incidente es reflejada y el balance es transmitido entre la pared de la tubería.

2.7. ESPACIADORES Y LAVADORES

El uso de Espaciadores y/o Preflujos diseñados es requerido para separar el fluido de perforación de la lechada de cemento y/o diluir o lavar el fluido de perforación en el hoyo y acondicionarlo para la lechada de cemento respectivamente. Según Arévalo, Barzallo, y Guerrero (2010), las características mas importantes que presentan los fluidos son los siguientes:

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

2.8. EQUIPOS DE CEMENTACIÓN

La conjunción entre la tubería y los accesorios de cementación es vital para una buena distribución del cemento, tanto en pozos someros de baja complejidad, como en pozos profundos de alta temperatura y alta presión.

2.8.1. Equipos de Superficie

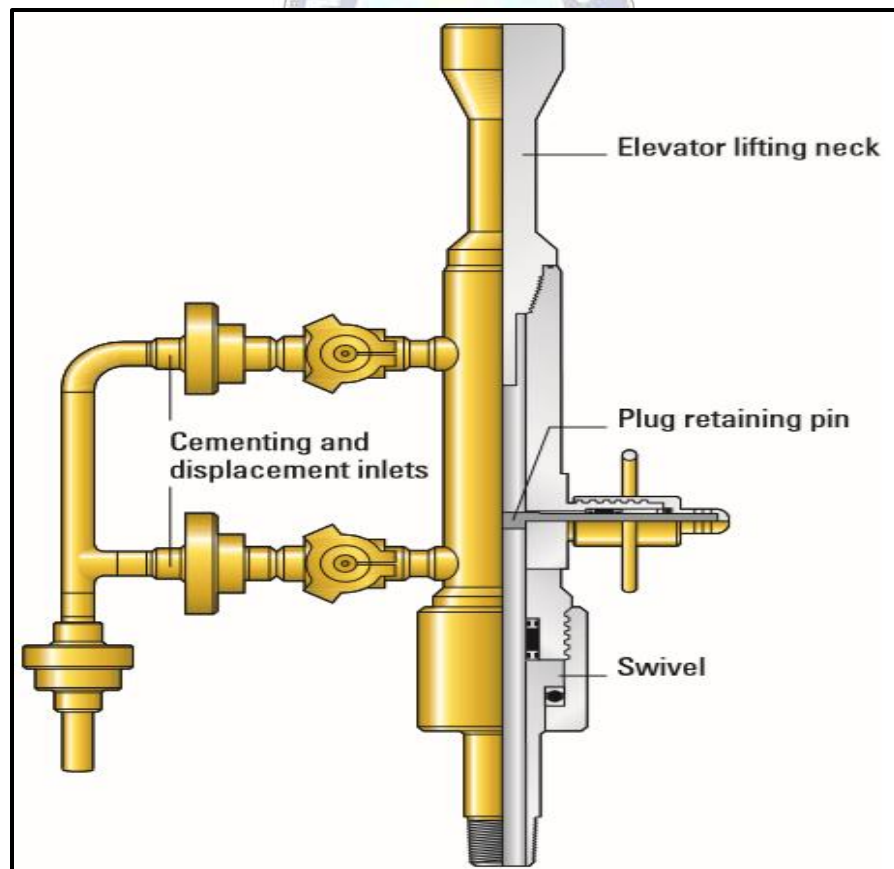
2.8.1.1. Cabezal de Cementación

El equipo de superficie se encuentra en el piso de la plataforma de perforación. Conecta la sarta de rodadura con el bloque de la plataforma y conecta las líneas de la unidad de desplazamiento, circulación y cementación con la sarta de perforación.

En el libro de Nelson y Guillot (2006) afirma que “El equipo de superficie sostiene los tapones de desplazamiento y las bolas de ajuste para las herramientas operadas hidráulicamente en el fondo del pozo. Hay dos tipos de cabezales de cementación para revestir revestimientos”. (pág. 1189)

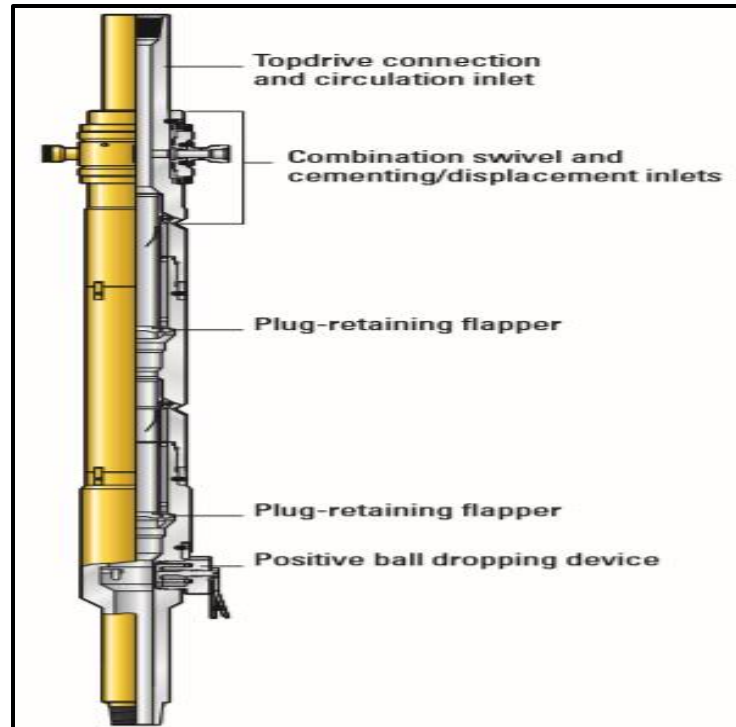
La Figura 2.33. se usa para equipos de perforación convencionales y el otro se usa para equipos de perforación que funcionan con un sistema de accionamiento superior como se muestra en la Figura 2.34. Este equipo permite un control total del peso establecido en el revestimiento, porque el equipo de cementación superficial lleva el peso de la cuerda en todo momento durante las operaciones de instalación del revestimiento y cementación.

Figura 2.33. Cabezal de Cemento de Tapón para Plataformas de Perforación Convencional



Fuente: (Nelson & Guillot, 2006)

Figura 2.34. Cabezal de Cemento Para Sistema de Formación Top Drive



Fuente: (Nelson & Guillot, 2006)

2.8.1.2. Unidades de Cementación y Bombeo

En la industria petrolera existen diseños de unidades de cementación para trabajos en tierra las mismas que pueden estar montadas en camiones o plataformas; y también diseños para trabajos costa afuera que pueden estar montadas sobre skid. El uso de cada uno depende de los requerimientos y disponibilidades de las empresas tanto contratistas como de las de servicios.

Las unidades de cementación de bombeo son equipos con sistemas mecánicos, electrónicos y de flujo que están diseñados para mezclar y bombear la lechada de cemento en el pozo, estas unidades están equipadas con motores estacionarios que proveen toda potencia hidráulica, eléctrica, neumática y mecánica que se necesita durante una operación. (Borbor & Torrez, 2014), La Figura 2.35 se puede observar la unidad de cementación on-shore

Figura 2.35. Unidad de Cementación On Shore



Fuente: (BJ Services-EDC LAR, 2004)

2.8.1.3. Unidades de Mezclado de Batch Mixer

Estas unidades son un tipo de compartimentos de mezcla donde se puede preparar una lechada de cemento garantizando que será homogénea y que tendrá propiedades óptimas de diseño.

En la actualidad existen diversos tipos de unidades de bombeo de cemento, para trabajos en tierra estos pueden montarse sobre camiones, mientras que se pueden montar sobre patines para las locaciones costa afuera

Borbor y Torrez (2014) afirma: “La mezcla se logra utilizando energía centrífuga, que se logra recirculando el fluido que se encuentra en los compartimentos con una bomba centrífuga; y a su vez accionada hidráulicamente mediante la fuerza mecánica de un motor de combustión interna.” (pág. 15)

La Figura 2.36. muestra la unidad de mezcla o batch mixer, que normalmente consta de dos bombas (triples, desplazamiento positivo) el cual puede ser accionado a diésel o por un motor eléctrico.

Figura 2.36. Unidad de Mezcla o Batch Mixer



Fuente: (BJ Services-EDC LAR, 2004)

2.8.1.4. Unidades de Almacenamiento de Cemento Seco

Pueden ser silos (construcción cilíndrica) montados sobre skids o también silos montados en plataformas para ser transportados con camiones. Según Borbor y Torrez (2014) su funcionamiento es bastante sencillo, simplemente utilizando un compresor de aire se procede a presurizar el compartimento donde se encuentra el cemento con unos +/-28 Psi, es así que cuando se descarga, el aire presurizado empuja al cemento al punto de menor presión; esto sería en la línea de recirculación justo en el punto donde se une el cemento con el fluido de mezcla.

En la Figura 2.37. se pueden ver las construcciones cilíndricas que utiliza un compresor de aire para mantener constante la presión el compartimiento donde se encuentra el cemento.

Figura 2.37. Almacenamiento de Cemento Seco



Fuente: (BJ Services-EDC LAR, 2004)

2.9. DISPOSITIVOS DE FONDO Y ACCESORIOS DE CEMENTACIÓN

Los dispositivos de fondo ayudan a la operación de cementación a realizar un mejor sello hidráulico, así como los accesorios de cementación tiene su rol para cada proceso del revestimiento.

2.9.1. Revestidor

El revestidor consiste en tuberías de acero que se introducen en el hoyo perforado y que son cementadas para lograr la protección del hoyo y permitir el flujo de fluidos desde el yacimiento hasta superficie.

Según PDVSA (Exploración y Producción) (1998) el revestidor es una tubería que se introduce en el hoyo perforado y luego se cementa para lograr la protección de éste y permitir posteriormente el flujo de fluidos desde el yacimiento hasta la superficie. Entre las funciones más importantes de la tubería de revestimiento están: Evitar derrumbes en el pozo durante la perforación, evitar contaminaciones de aguas superficiales, permitir un mejor control de las presiones de formación, al cementarlo se puede aislar

la comunicación de las formaciones de interés, sirve como punto de apoyo del equipo de trabajo y permite facilidades de producción.

2.9.2. Zapata Guía

Este accesorio es utilizado en la cementación de tuberías superficiales donde no es muy importante la flotación, sirviendo únicamente como una guía para la introducción de la Tubería de Revestimiento (TR).

Según Borbor & Torrez (2014) la zapata guía es un niple (Tubo de metal u otro material con rosca en sus dos extremos que se utiliza para alargar cañerías) en forma esférica en la parte inferior que se encarga de suavizar el contacto con el agujero cuando se introduce la TR y evita el derrumbe del mismo. La circulación se establece hasta abajo por la TR y hacia fuera por el extremo abierto de la Zapata Guía o a través de sus orificios laterales.

En la Figura 2.38. se muestra la zapata guía más usada, es de material metal con rosca en sus extremos.

Figura 2.38. Zapata Guía Básica



Fuente: (Nelson & Guillot, 2006)

2.9.3. Zapata Flotadora o Diferencial

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

Según Marquéz (2010) la zapata flotadora sirve de guía y de flotador. Limita la circulación del fluido en una sola dirección y evita así el reingreso de la lechada de cemento hacia adentro de la tubería de revestimiento cuando la presión hidrostática en el espacio anular es mayor que en la TR.

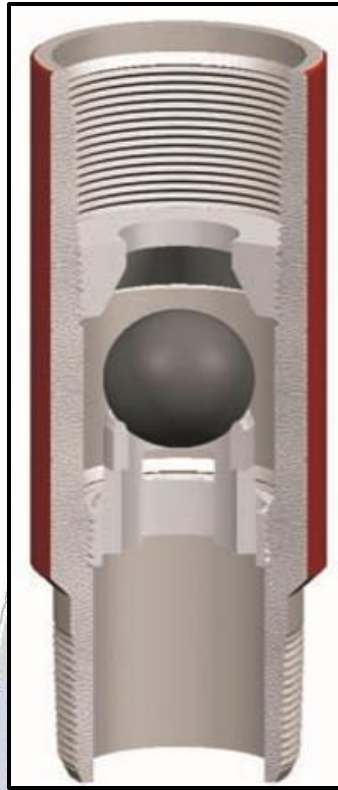
2.9.4. Collar Flotador

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, es decir, cuando el tapón sea “golpeado”.

Según Marquéz (2010) 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. Esto también minimiza el volumen de cemento a ser perforado después.

El collar flotador también contiene una válvula de bola (Ver Figura 2.39.), 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 (cada 5 juntas). En caso de que esto no se haga se podría llegar a colapsar la tubería de revestimiento.

Figura 2.39. Collar Flotante Dimensionado Para Tubo de Válvula de Bola



Fuente: (Nelson & Guillot, 2006)

2.9.5. Colgador de Liner (Liner Hanger)

Esta herramienta es colocada en la parte superior de la tubería de liner y tiene como objetivo fijarlo al revestidor previo colgándolo ya sea hidráulica o mecánicamente. Existen dos tipos de colgador liner: de acondicionamiento mecánico y de acondicionamiento hidráulico.

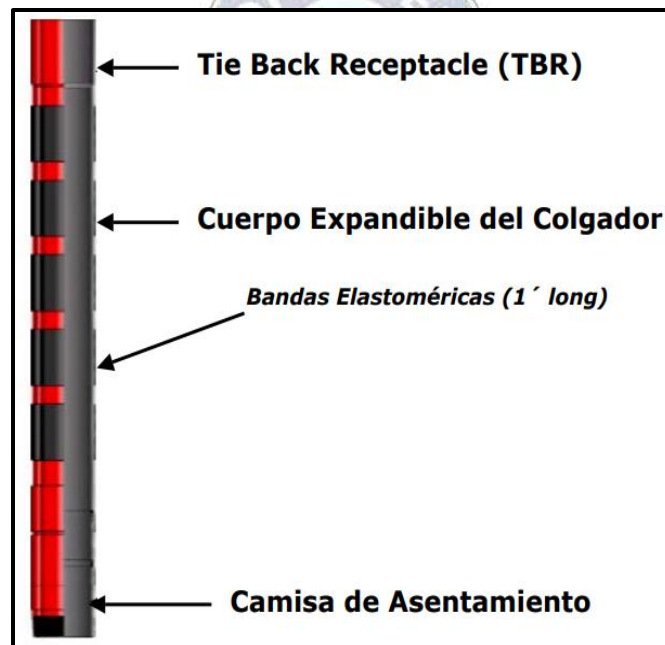
El liner de acondicionamiento mecánico tiene la ventaja principal que consiste en la integridad de presión, a su vez puede ser capaz de mantener la presión más alta que un colgador liner hidráulico.

El liner de acondicionamiento hidráulico se asienta por presión hidráulica contenida dentro de la sarta de corrida, sin necesidad de girar o reciprocar la tubería. Se puede utilizar para colgar liners desde longitudes cortas a medianas, por lo general se utilizan en pozos desviados donde no se puede asegurar que se pueda girar o reciprocar,

también se puede usar en forma efectiva en las instalaciones donde existe el peligro de que el liner se pegue. (Sánchez, 2011, pág. 31)

En la Figura 2.40. se puede observar el Tie Back que se utiliza como prolongación de liner. Es una superficie pulida y sirve para cuando se termina la construcción del pozo y se debe realizar una prueba de hermeticidad. La prueba de hermeticidad permite detectar una fuga en una red completa de tuberías y accesorios de gas. Consiste en introducir un gas (que puede ser incluso aire) a presión a toda la instalación; por un extremo se introduce el aire, y por el otro se hace la medición con un manómetro.

Figura 2.40. Colgador Liner Versa Flex TM



Fuente: (Versa Flex TM, 2006)

2.9.6. Dardo de Desplazamiento

El dardo de desplazamiento es un dispositivo utilizado para separar las fases de los fluidos de perforación y las lechadas de cemento cuando es cementado el liner. Este dispositivo limpia la cañería de perforación, hasta llegar al tapón de desplazamiento que se encuentra en la herramienta fijadora.

Según Arévalo, Barzallo, y Guerrero (2010) Este es lanzado a partir de la superficie desde la cabeza de cementación luego de haber bombeado el cemento, el dardo va viajando entre el cemento y el fluido de desplazamiento limpiando la tubería de perforación, hasta llegar al tapón de desplazamiento que se encuentra en la herramienta fijadora.

Como se puede observar en la Figura 2.41. el dardo de desplazamiento se caracteriza por presentar un cuerpo sólido.

Figura 2.41. Dardo de Desplazamiento



Fuente: (BJ Services-EDC LAR, 2004)

2.9.7. Tapón de Desplazamiento de Liner

El colgador del liner es una herramienta cuya función es sujetarlo al revestidor por medio de una maniobra hidráulica o mecánica y está colocada en la parte superior de la tubería de liner.

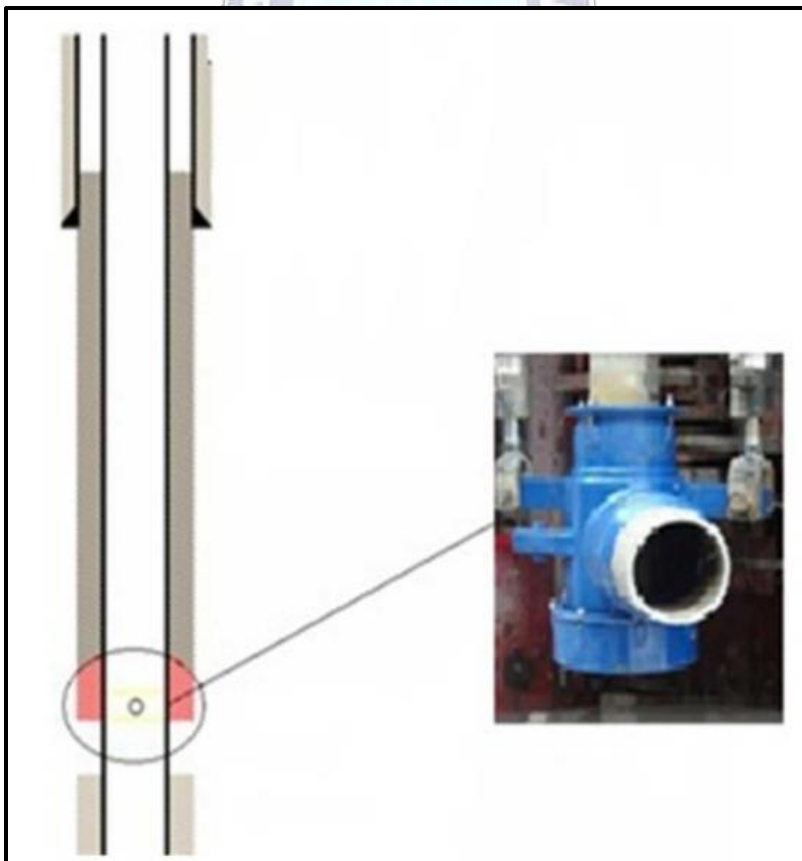
El tapón de desplazamiento está pinado en la herramienta fijadora del Hanger Liner y posee un receptáculo donde se encastrará el dardo, el cual cortará los pines y ambos viajarán juntos hasta el tapón de encastre, desplazando de esta manera el cemento del interior del liner. (Arévalo, Barzallo, & Guerrero, 2010, pág. 26)

2.9.8. Diverter Tool o DV Tool

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

A medida que la suspensión de cemento sale de la tubería, puede producirse una acción de chorro hacia abajo que puede romper o contaminar el gel viscoso que sirve como base del tapón. Para evitar el flujo descendente, la punta de la tubería puede equiparse con una herramienta desviadora (boquilla combinada) (Nelson & Guillot, 2006, pág. 1192) (Ver Figura 2.42). La herramienta redirige el flujo en una dirección radial o externa.

Figura 2.42. Dv Tool



Fuente: (BJ Services-EDC LAR, 2004)

2.9.9. Centralizadores

Estos son de tipo de fleje con bisagra o sólido de tipo espiral o rígido y ambas sirven para centralizar la tubería de revestimiento a lo largo del pozo.

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.

Existen efectos de empate 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 parado sirve para colocarlos en posición. El espaciado y cantidad de centralizadores depende del ángulo del pozo, de la tubería de revestimiento y del lodo.

Para ser efectivos, los centralizadores deben colocarse correctamente con respecto al espacio y la ubicación dentro de la cadena. El espaciado es una función de varios parámetros, como el tamaño de la tubería, el tamaño del orificio, la desviación y todos los factores relacionados con las fuerzas laterales y el arrastre. (Nelson & Guillot, 2006, pág. 1195)

La Figura 2.43. es un centralizador de tubería de tipo de arco de resorte que son de uso común que están contruidos con arcos de resorte de acero con un diámetro exterior mayor que el orificio en el que se ejecutan. Los arcos deben ser flexibles, a la vez lo suficientemente rígidos como para proporcionar una separación adecuada en varias formas y diámetros de orificios.

Figura 2.43. Centralizador de Tubería



Fuente: (Nelson & Guillot, 2006)

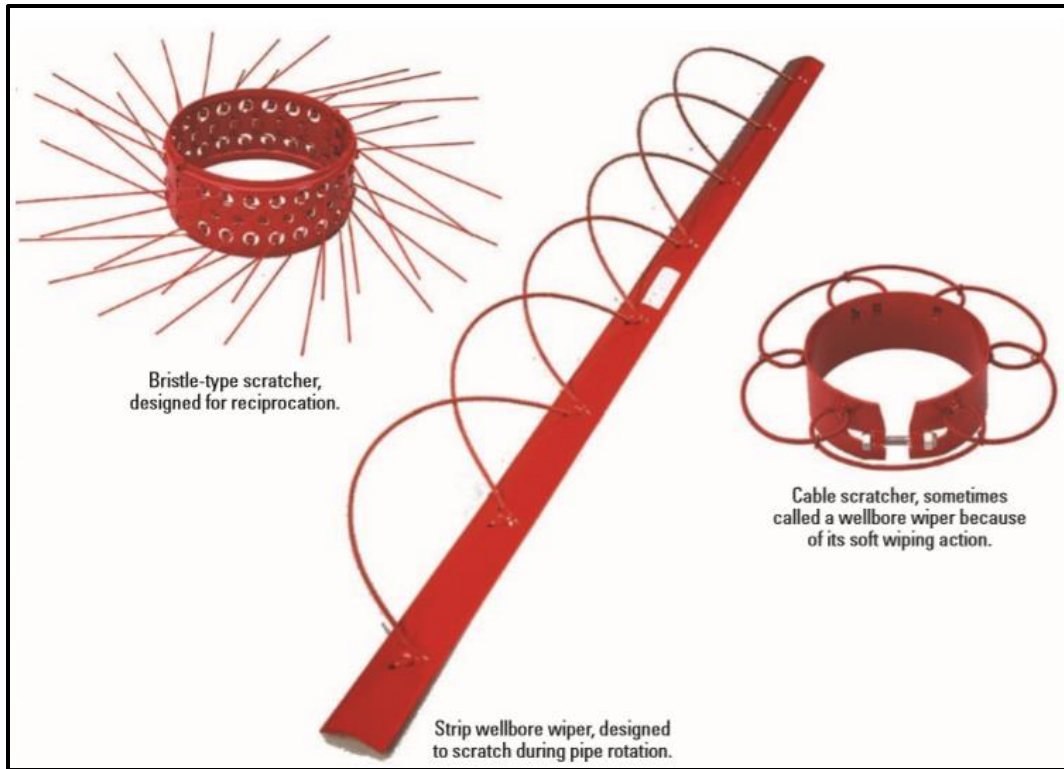
2.9.10. Raspadores

Se produce migración de fluido a través del revoque del lodo, y por este atraviesa el cemento. Por esta razón se utiliza raspadores para limpiar este revoque de lodo. Los raspadores pueden ser de tipo rotativo y reciprocante, de esta manera, el revoque del lodo será limpiado al momento de hacer rotar o reciprocarse a la tubería.

Según Arévalo, Barzallo y Guerrero (2010) los raspadores “Son herramientas que se instalan en la parte exterior de la tubería y sirven para raspar las paredes del hoyo sacando la costra de lodo y de este modo se obtiene mejor adherencia.” (pág. 35)

En la Figura 2.44. se puede observar Dispositivos de Raspado que rasguñan a través del lodo la formación, para lograr el soporte entre el cemento y la formación.

Figura 2.44. Dispositivos de Raspado



Fuente: (Nelson & Guillot, 2006)

2.9.11. Tapones de Cementación

Los tapones de cemento son utilizados para separar la lechada de cementación del espaciador o lodo para prevenir la contaminación. Según su posición se tiene el tapón superior y el tapón inferior.

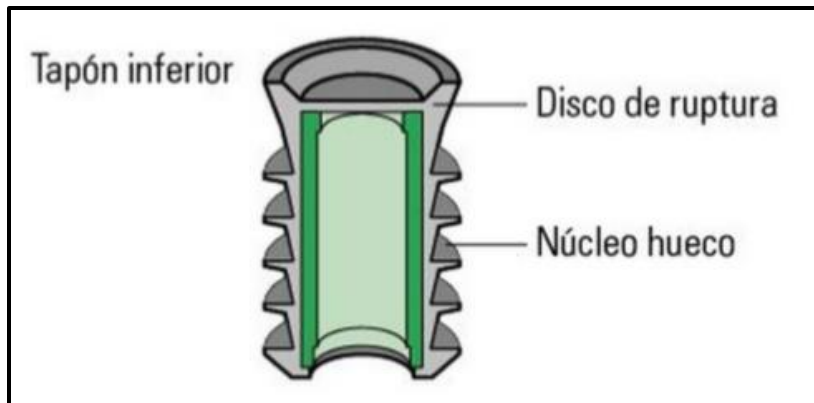
2.9.11.1. Tapón Inferior

El tapón inferior limpia las paredes del revestidor y separa el cemento del lodo de perforación, su interior es de caucho y al asentarse en el collar flotador permite el paso del cemento.

Según Marquéz (2010) el tapón inferior separa la mezcla agua cemento del fluido en el pozo y limpia la pared de la tubería del fluido en el pozo, está diseñado de manera que a presiones de 300 a 400 Psi se rompe un diafragma y permite la continuación del flujo de cemento al llegar al cuello flotador.

En la Figura 2.45. se puede observar que estos tapones poseen trabas antirrotación en la parte inferior y superior del núcleo, de modo que se asegura el bloqueo entre el collar flotador y el tapón superior respectivamente durante el trabajo de rotación con trépano.

Figura 2.45. Tapón Inferior



Fuente: (Schlumberger, 2020)

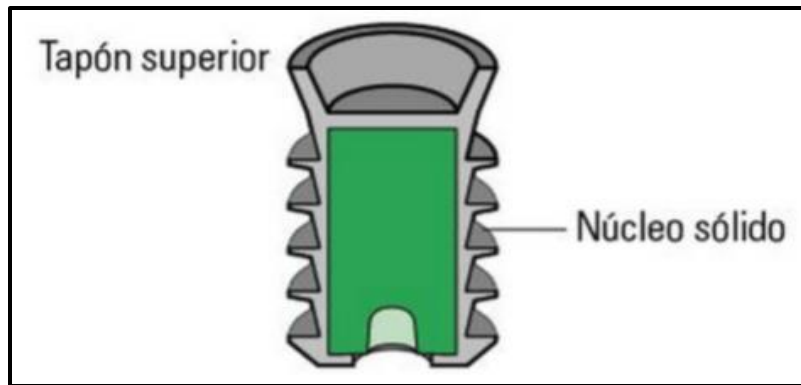
2.9.11.2. Tapón Superior

El tapon superior separa la mezcla de cemento con el fluido desplazante reduciendo la contaminación al mínimo. A diferencia del tapón inferior, son insertados detrás de la mezcla de cemento y se sella contra el tapón inferior.

Según Marquéz (2010) afirma que cuando el tapón superior alcanza el tapón inferior obstruye el flujo, observando un aumento de presión, esto indica el final de trabajo de cementación.

La Figura 2.46. describe la ubicación del núcleo sólido la cual se caracteriza por ser de poliuretano de elevada rigidez, resistente a la abrasión y a impactos severos.

Figura 2.46. Tapón Superior



Fuente: (Schlumberger, 2020)

2.10. CÁLCULOS DE CEMENTACIÓN PRIMARIA

Una vez que se baja la tubería de revestimiento se debe proceder la cementación de la tubería de revestimiento para que este herméticamente adherida a la pared del pozo y se debe realizar el cálculo de volumen y peso de cemento que usaremos en la cementación.

2.10.1. Cálculos De La Capacidad

La capacidad es un término intercambiado por volumen, es el volumen que cierto largo de tubería retendrá. Sabiendo que la forma de la tubería es redonda, el volumen puede calcularse respectivamente.

En la Tabla 2.3. se listan los factores de capacidad de los diferentes tamaños de tubería de perforación, tubería de producción y tubería de revestimiento. Actualmente, se listan en términos de galones por pie, barriles por pie y pies) cúbicos por pies

Capacidad(gal)

$$= \text{factor de capacidad} \left(\frac{\text{gal}}{\text{pie}} \right)$$

$$\times \text{largo de la tubería de perf. (pie)} \dots \dots \dots \text{Ec. (1)}$$

Tabla 2.3. Tabla de Capacidad

TABLA DE CAPACIDAD				
Tamaño O.D. pulg.	Peso por pie acoplamiento lb.	I.D. pulg.	Galón por Pie	Pie por Galón
2 3/8	4,85	1,995	0,1624	6,1582
	6,65	1,815	0,1344	7,4403
2 7/8	6,45	2,469	0,2487	4,0207
	6,85	2,441	0,2431	4,1134
	8,35	2,323	0,2202	4,5420
	10,40	2,150	0,1888	5,2974
3 1/2	8,50	3,063	0,3828	2,6124
	9,50	2,992	0,3652	2,7379
	11,20	2,900	0,3431	2,9144
	13,30	2,764	0,3117	3,2082
	15,50	2,802	0,2762	3,6201
4	11,85	3,476	0,4930	2,0285
	14,00	3,440	0,4551	2,1971
	15,70	3,240	0,4283	2,3348
4 1/2	12,75	4,000	0,6528	1,5319
	13,75	3,958	0,6392	1,5645
	16,60	3,826	0,5972	1,6744
	20,00	3,640	0,5406	1,8499
5	16,25	4,408	0,7928	1,2614
	19,50	4,276	0,7460	1,3405
	20,50	4,214	0,7245	1,3802
5 1/2	21,90	4,778	0,9314	1,0736
	24,70	4,670	0,8898	1,1238
5 9/16	19,00	4,975	1,0098	0,9903
	22,20	4,859	0,9633	1,0381
	25,25	4,733	0,9140	1,0941
6 5/8	22,20	6,065	1,5008	0,6663
	25,20	5,965	1,4517	0,6888
	31,90	5,761	1,3541	0,7385
7 5/8	29,25	6,969	1,9815	0,5047

Fuente: (Halliburton, 2013)

2.10.2. Cálculos de Llenado

El llenado de la tubería se define como el largo de una tubería que un volumen especificado va a llenar.

En la Tabla 2.4. se listan los factores de capacidad de los diferentes tamaños de tubería de perforación, barriles por pie de tubería, pie de tubería por barril.

Factor de llenado(pie)

$$= \frac{\text{pie}}{\text{bbl}} \text{ de tubería de perf.} \times \# \text{ de bbl que se desea llenar Ec. (2)}$$

Tabla 2.4. Tabla de Capacidad de la Tubería

TABLA DE CAPACIDAD					
Barril por Pie	Pie por Barril	Pie cúbico por Pie	Pie por Pie cúbico	Peso por Pie con acoplamiento lb.	Tamaño O.D. pulg.
0,00386	258,65	0,0217	46,067	4,85	2 3/8
0,00320	312,49	0,0180	55,657	6,65	
0,00592	168,87	0,0332	30,077	6,45	2 7/8
0,00579	172,76	0,0325	30,771	6,85	
0,00524	190,76	0,0294	33,976	8,35	
0,00449	222,49	0,0252	39,627	10,40	
0,00911	109,72	0,0512	19,542	8,50	3 1/2
0,00870	114,99	0,0488	20,481	9,50	
0,00817	122,40	0,0459	21,801	11,22	
0,00742	134,75	0,0417	23,999	13,30	
0,00358	152,05	0,0369	27,081	15,50	
0,11740	85,20	0,0659	15,174	11,85	4
0,01084	92,28	0,0608	16,435	14	
0,01020	98,06	0,0573	17,466	15,70	
0,01554	64,32	0,0873	11,459	12,75	4 1/2
0,01522	65,71	0,0854	11,704	13,75	
0,01422	70,32	0,0798	12,525	16,6	
0,01287	77,69	0,0723	13,838	20,00	
0,01888	52,96	0,1059	9,436	16,25	5
0,01776	56,30	0,0997	10,028	19,50	
0,01730	57,97	0,0969	10,325	20,50	
0,02218	45,09	0,1245	8,031	21,90	5 1/2
0,02119	47,20	0,1189	8,407	24,70	
0,02404	41,59	0,1350	7,408	19,00	5 9/16
0,02294	43,60	0,1288	7,766	22,20	
0,02176	45,95	0,1222	8,185	25,25	
0,03573	27,99	0,2006	4,984	22,20	6 5/8
0,03456	28,93	0,1941	5,153	25,20	
0,03224	31,02	0,1810	5,524	31,90	
0,04718	21,20	0,2649	3,775	29,25	7 5/8

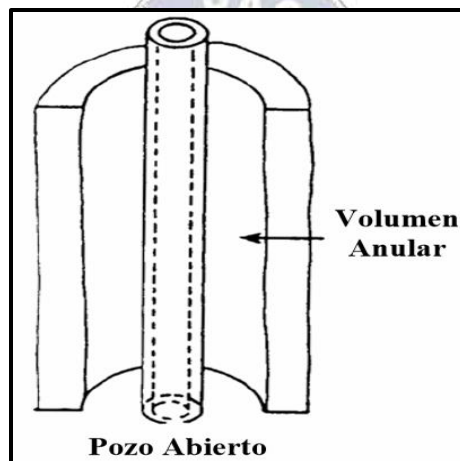
Fuente: (Halliburton, 2013)

2.11. CÁLCULOS DEL VOLUMEN ANULAR

El volumen anular es el volumen contenido entre el exterior de la tubería y el pozo (Ver Figura 2.47) o entre el exterior de la tubería de perforación o tubería de producción y el interior de la tubería de revestimiento (Ver Figura 2.48).

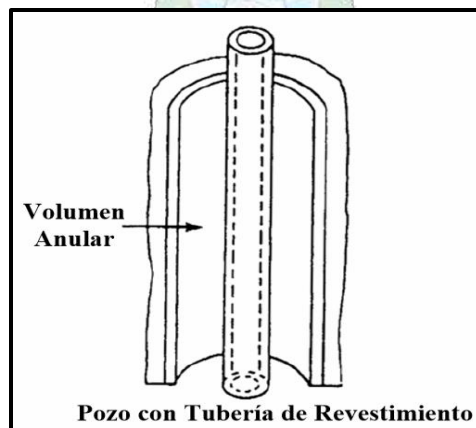
Los volúmenes anulares pueden determinarse calculando el área de la sección transversal entre el pozo abierto y el diámetro interno de la tubería de revestimiento y el diámetro externo de la tubería de perforación y multiplicando esto por el largo.

Figura 2.47. Volumen Contenido Entre el Exterior de la Tubería y el Pozo



Fuente: (Halliburton, 2013)

Figura 2.48. Volumen Contenido entre Tubería de Producción y el Interior de la Tubería de Revestimiento



Fuente: (Halliburton, 2013)

En vez de calcular las áreas de la sección transversal para determinar los volúmenes anulares, es más sencillo ir a la Tabla 2.5. ya que brinda los factores que se pueden multiplicar por lo largo del área anular para arribar de forma más sencilla a los volúmenes.

Tabla 2.5. Tabla de Volumen y Altura del Espacio Anular

Tamaño de la Tubería O.D. 2,375"		TABLA DE VOLUMEN Y ALTURA		
Diámetro del Agujero pulg.	Galón por Pie.	Pie por Galón	Barril por Pie	
3 1/2	0,2697	3,7083	0,0064	
3 5/8	0,3060	3,2680	0,0073	
3 3/4	0,3436	2,9103	0,0082	
3 7/8	0,3825	2,6144	0,0091	
4	0,4227	2,3660	0,0101	
4 1/8	0,4641	2,1547	0,0110	
4 1/4	0,5068	1,9731	0,0121	
4 3/8	0,5508	1,8156	0,0131	
4 1/2	0,5961	1,6777	0,0142	
4 5/8	0,6426	1,5562	0,0153	
4 3/4	0,6904	1,4484	0,0164	
4 7/8	0,7395	1,3523	0,0176	
5	0,7899	1,2660	0,0188	
5 1/8	0,8415	1,1884	0,0200	
5 1/4	0,8944	1,1181	0,0213	
5 3/8	0,9486	1,0542	0,0226	
5 1/2	1,0041	0,9960	0,0239	
5 5/8	1,0608	0,9427	0,0253	
5 3/4	1,1188	0,8638	0,0266	
5 7/8	1,1781	0,8488	0,0280	
6	1,2387	0,8073	0,0295	
6 1/8	1,3005	0,7689	0,0310	
6 1/4	1,3636	0,7333	0,0325	
6 3/8	1,4180	0,7003	0,0340	
6 1/2	1,4937	0,6695	0,0356	
6 5/8	1,5606	0,6408	0,0372	
6 3/4	1,6288	0,6139	0,0388	
6 7/8	1,6983	0,5888	0,0404	

Fuente: (Halliburton, 2013)

$$\text{Factor de volumen anular} = \frac{\text{bbl}}{\text{pie}} (\text{de la tabla}) \dots \dots \text{Ec. (3)}$$

Volumen anular (bbl)

$$= \text{actor de volumen anular} \left(\frac{\text{bbl}}{\text{pie}} \right) \times \text{largo de la tubería (pie)} \dots \dots \text{Ec. (4)}$$

Para el volumen anular dentro de un revestimiento más grande se usa la Tabla 2.6. para multiplicar las sartas de tubería dentro de la tubería de revestimiento.

Tabla 2.6. Volumen Anular Entre la Tubería y Agujero

ENTRE TUBERÍA Y AGUJERO			Tamaño de la Tubería O.D. 2,375"
Pie por Barril	Pie cúbico por Pie	Pie por Pie cúbico	Diámetro de Agujero pulg.
155,7506	0,0360	27,7404	3 1/2
137,2552	0,0409	24,4462	3 5/8
122,2310	0,0409	21,7703	3 3/4
109,8042	0,0511	19,5570	3 7/8
99,3703	0,0565	17,6986	4
90,4979	0,0620	16,1184	4 1/8
82,8711	0,0678	14,7600	4 1/4
76,2529	0,0736	13,5812	4 3/8
70,4626	0,0797	12,5499	4 1/2
65,3596	0,0859	11,6410	4 5/8
60,8333	0,0923	10,8349	4 3/4
56,7053	0,0989	10,1157	4 7/8
53,1739	0,1056	9,4707	5
49,9110	0,1125	8,8895	5 1/8
46,9583	0,1196	8,3636	5 1/4
44,2759	0,1268	7,8859	5 3/8
41,8302	0,1342	7,4503	5 1/2
39,5929	0,1418	7,0518	5 5/8
37,5399	0,1496	6,6861	5 3/4
35,6507	0,1575	6,3497	5 7/8
33,9076	0,1656	6,0392	6
32,2953	0,1739	5,7520	6 1/8
30,8006	0,1823	5,4858	6 1/4
29,4118	0,1909	5,2385	6 3/8
28,1189	0,1997	5,0082	6 1/2
26,9128	0,2086	4,7934	6 5/8

25,7857	0,2177	4,5626	6 3/4
24,7307	0,2270	4,4047	6 7/8

Fuente: (Halliburton, 2013)

2.12. CÁLCULOS DE PESO Y VOLUMEN DE LA LECHADA

La densidad de un fluido base se ve afectado por la inclusión de aditivos. Esta densidad debe conocerse para la concentración de aditivos al determinar la presión hidrostática.

2.12.1. Densidad

La densidad puede definirse como el peso de una sustancia por volumen de unidad. En el sistema inglés, un pie cúbico es una unidad de volumen, y una libra es una unidad de peso. En el sistema métrico, una unidad de volumen es un centímetro cúbico (cc) y el peso puede medirse en gramos (g). Si se mide el peso de un volumen específico de hierro, madera, plomo y agua, se encontrará que tienen pesos muy diferentes. Por lo tanto, se requiere de un término para hacer referencia al peso de un volumen de unidad de una sustancia – ese término es la densidad.

$$Peso = densidad \times volumen \dots \dots \dots Ec. (5)$$

Algunas densidades de los materiales comunes se listan en la Tabla 2.7:

Tabla 2.7. Densidades de los Materiales Comunes

Material	Densidad en lb/pie3	Densidad en g/cc
Sólidos		
Oro	1206.2	19.6
Mercurio	846.0	13.5
Plomo	712.5	11.4
Hierro	485.0	7.7
Aluminio	165.6	2.6
Madera	50.0	0.8
Hielo	56.9	0.9
Líquidos		
Ácido Sulfúrico	125.0	2.00
Agua Salada	64.3	1.03
Agua Dulce	62.5	1.00

Queroseno	50.0	0.80
Gasolina	46.8	0.75
Gases		
Aire	0.0075	0.0012
Oxígeno	0.084	0.00134
Nitrógeno	0.0737	0.00118
Monóxido De Carbono	0.0053	0.000085

Fuente: (Halliburton, 2013)

Para efectos prácticos, las densidades de los gases se comparan con el aire a presión atmosférica en vez de hacerlo con el agua. Utilizando el aire como una referencia comparativa, a continuación, se listan las densidades de vapor de los gases (Ver Tabla 2.8):

Tabla 2.8. Densidades de Vapor de los Gases

Densidades De Vapor De Los Gases	
Aire	1.00
Oxígeno	1.120
Nitrógeno	0.983
Monóxido De Carbono	0.979
Hidrogeno	2.004

Fuente: (Halliburton, 2013)

2.12.2. Gravedad Especifica

La gravedad específica (abreviada Sp Gr) es el peso de un volumen de material dividido entre el peso del mismo volumen de material tomado como un estándar. Para sólidos y líquidos, el estándar es agua; para gases, el estándar es el aire. Otra definición de gravedad específica es la relación de la densidad de una sustancia a la densidad de agua o aire. La densidad del agua es 8.33 lb/gal.

$$Gr = \frac{\text{densidad de sustancia } Sp}{\text{densidad del estándar}} \dots \dots \dots Ec. (6)$$

2.12.3. Gravedad API

La gravedad API se utiliza en la mayoría de los casos en el campo petrolero. El agua se utiliza como un estándar. La gravedad API del agua es 10 grados.

Conforme incrementa la gravedad específica, disminuye la gravedad API. El petróleo crudo con una gravedad API de 42° tiene una gravedad específica real de 0.82. El crudo americano comúnmente se corre de 0.768 a 0.966 de gravedad específica, y que fluctuaría de 52.6° a 10.5° en la escala de gravedad API.

Las lecturas API se estandarizan a una temperatura de 60°F. Si se toman a alguna otra temperatura, las lecturas deberán convertirse a 60°F para que sean precisas. Las tablas de esta conversión y de la conversión de gravedad API a gravedad específica se encuentran en el boletín API Estándar 2500 y en diferentes manuales de ingeniería. Las fórmulas para la conversión son:

$$\text{Grados de Gravedad API} = \frac{141.5}{Sp \ Gr} - 131.5 \dots \dots \dots \text{Ec. (7)}$$

$$\text{Gravedad API} = \frac{141.5}{API + 131.5} \dots \dots \dots \text{Ec. (8)}$$

2.12.4. Densidad Absoluta en contra de Densidad a Granel

La densidad absoluta es la masa por volumen de unidad. La densidad absoluta considera sólo el volumen real ocupado por un material. La densidad a Granel es la masa por unidad de volumen a granel que incluye el volumen real del material además del volumen del “aire” atrapado.

2.12.5. Volumen Absoluto

El volumen absoluto es el volumen por masa de unidad. A continuación, se brinda un ejemplo de volumen absoluto.

El cálculo de volumen absoluto de la arena o cemento puede simplificarse utilizando las tablas de “Propiedades Físicas de Materiales y Mezclas de Cemento” provistas en la sección de Datos Técnicos de las Tablas de Cementación de Halliburton).

Tabla 2.9. Propiedades Físicas de los Materiales y Aditivos de Cementación

PROPIEDADES FÍSICAS DE LOS MATERIALES Y ADITIVOS DE CEMENTACIÓN Y REQUERIMIENTOS DE AGUA								
Material	Bulk Peso Lbs/pie3	Gravedad específica	Volumen Absoluto		Actividad %	Seco/Líquido	Base Líquido	Requerimiento de agua Gal/lb
			Gals/lb	pie3/lb				
Cementos API	94	3,14	0,382	0,0051	100	seco		0,045 to 0,055
Trinity Lite-Wate	75	2,8	0,0429	0,0057	100	seco		0,080 to 0,103
Micro-Matrix	50	3	0,0400	0,0053	100	seco		0,120 to 0,180
Micro-Fly Ash	65	2,54	0,0473	0,0063	100	seco		0,120 to 0,180
Micro-Matrix Cmt Ret		1,15	0,1044	0,0140	100	Líquido	Water	
PozMlx A	74	2,46	0,0488	0,0065	100	seco		0,049 to 0,053
SilicaLito	18	2,52	0,0476	0,0064	100	seco		0,4
Attapulgit e	40	2,58	0,465	0,0062	100	seco		0,69
Barita	135	4,23	0,0284	0,0038	100	seco		0,0264
Bentonita	60	2,65	0,0453	0,0061	100	seco		0,69
carbonato de calcio	22,3	2,71	0,443	0,0059	100	seco		no
cloruro de calcio	50,5	1,96	0,0612	0,0082	100	seco		no
CAHT-1	45	1,75	0,0686	0,0092	100	seco		no
CFA-S		1,05	0,1143	0,0153	100	Líquido	Water	
Cal-Seal	75	2,7	0,445	0,0059	100	seco		0,048
CFR-2	43	1,3	0,0923	0,0123	100	seco		no
CFR-2L		1,18	0,1017	0,0136	33	Líquido	Water	
CFR-3	38	1,28	0,0938	0,0125	100	seco		no
CFR-3L		1,17	0,1026	0,0137	33	Líquido	Water	
D-Air-1	25,2	1,35	0,0889	0,0119	100	seco		no
D-Air-2		1,01	0,1189	0,0159	100	Liquid	Suspension	
D-Aire-3		1	0,1200	0,0160	100	Liquid		
Diecel A	60,3	2,62	0,0458	0,0061	100	Dry		no

Fuente: (Halliburton, 2013)

La columna de la izquierda lista el material, la segunda columna brinda el peso a granel en libras por pie cúbico. La tercera columna brinda la gravedad específica, y la cuarta el volumen absoluto en gal/lb.

Nota: al utilizar fluidos en los cálculos de volumen absoluto, no se encontrará un factor de gal/lb en el Libro Rojo. Sin embargo, es posible calcular este factor si se sabe la densidad de fluido en lb/gal. Simplemente se debe dividir 1 entre la densidad de fluido. Por ejemplo, el agua es 8.33 lb/gal, de manera que:

$$\text{Factor de } \frac{\text{gal}}{\text{lb}} = \frac{1}{8.33} \left(\frac{\text{lb}}{\text{gal}} \right) = 0,12 \left(\frac{\text{gal}}{\text{lb}} \right) \dots \dots \dots \text{Ec. (9)}$$

Para calcular el peso de la lechada se utiliza la siguiente fórmula:

$$\text{Peso de la lechada } \left(\frac{\text{lb}}{\text{gal}} \right) = \frac{\text{total en lb del material}}{\text{total en gal de volumen absoluto}} \dots \dots \dots \text{Ec. (10)}$$

El cálculo de rendimiento del cemento (pie cúbico por saco) se la realiza con la siguiente fórmula:

$$\text{Rendimiento } \left(\frac{\text{ft}^3}{\text{saco}} \right) = \frac{\text{total en gal de volumen absoluto}}{7.4805 \left(\frac{\text{gal}}{\text{ft}^3} \right)} \dots \dots \dots \text{Ec. (11)}$$

2.13. CALCULO DE CEMENTACION PRIMARIA

Los siguientes cálculos se llevan a cabo para una cementación primaria

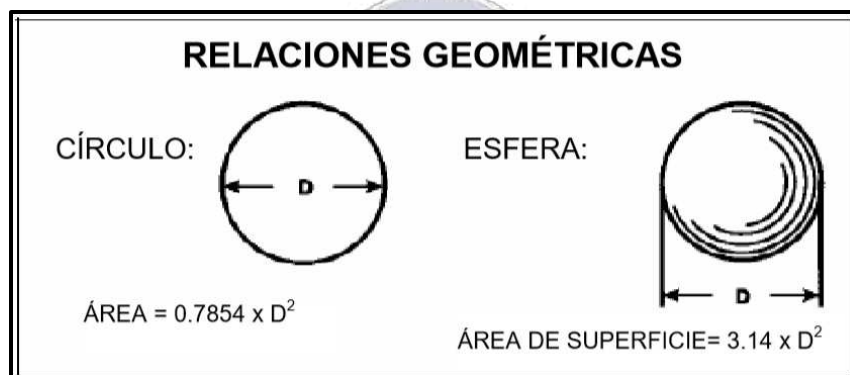
2.13.1. Cálculos Requeridos de Presión para Elevar la Tubería

Cuando se corre una tubería en un pozo, el resultado es un efecto de ariete. Este efecto de ariete incrementa conforme la velocidad del corrido y el diámetro de la tubería lo hace. En algunos casos, el efecto de ariete romperá las zonas de baja presión. La arena puede derrumbarse y obstruir el espacio anular. Si la tubería de revestimiento se atasca en el pozo, no será posible sacarla sin partirla.

Estos cálculos se realizan como una precaución. Se llevan a cabo antes de mezclar cualquier cemento. Sólo en caso de que el espacio anular haya sido cubierto, será necesario saber cuánta presión se requiere para elevar la tubería. Esta presión podría posiblemente elevar y sacar la tubería del pozo, de manera que es necesario encadenar la tubería durante las operaciones.

Primero, se debe identificar el tipo de área como en la Figura 2.49.

Figura 2.49. Relaciones Geométricas para Hallar el Área de la Tubería o Agujero



Fuente: (Halliburton, 2013)

Luego se debe encontrar el área de la tubería de revestimiento mediante la siguiente fórmula

$$\text{Área (pulg}^2\text{)} = 0.7854 \times (\text{diámetro(pulg)})^2 \dots \dots \dots \text{Ec. (12)}$$

El siguiente paso es calcular el peso de la tubería cuando está colgada en el fluido (la fuerza descendente de la tubería en el pozo).

- a) Primero, se debe buscar en la siguiente tabla (Ver Tabla 2.10) el factor de flotación del fluido del pozo en el que se esté trabajando para un fluido con un peso (lb/gal) dado.

Tabla 2.10. Factores de Flotabilidad para Tubos de Acero en Diversos Fluidos de Peso

FACTORES DE FLOTABILIDAD PARA TUBOS DE ACERO EN DIVERSOS FLUIDOS DE PESO (Densidad de Fluid - Lb./Gal.)					
Lb./Gal.	Factor de Flotabilidad	Lb./Gal.	Factor de Flotabilidad	Lb./Gal.	Factor de Flotabilidad
6,0	.9083	11,0	.8319	16,0	.7565
6,1	.9068	11,1	.8304	16,1	.7540
6,2	.9053	11,2	.8289	16,2	.7524
6,3	.9037	11,3	.8273	16,3	.7509
6,4	.9022	11,4	.8258	16,4	.7494
6,5	.9007	11,5	.8243	16,5	.7479
6,6	.8991	11,6	.8227	16,6	.7463
6,7	.8976	11,7	.8212	16,7	.7448
6,8	.8961	11,8	.8197	16,8	.7433
6,9	.8946	11,9	.8182	16,9	.7417
7,0	.8930	12,0	.8166	17,0	.7402
7,1	.8915	12,1	.8151	17,1	.7387
7,2	.8900	12,2	.8136	17,2	.7372
7,3	.8884	12,3	.8120	17,3	.7356
7,4	.8869	12,4	.8105	17,4	.7341
7,5	.8854	12,5	.8090	17,5	.7326
7,6	.8839	12,6	.8075	17,6	.7311
7,7	.8823	12,7	.8059	17,7	.7295
7,8	.8808	12,8	.8044	17,8	.7280
7,9	.8793	12,9	.8029	17,9	.7265
8,0	.8778	13,0	.8013	18,0	.7249
8,1	.8762	13,1	.7998	18,1	.7234
8,2	.8747	13,2	.7983	18,2	.7219
8,3	.8732	13,3	.7968	18,3	.7204
8,33*	.8727	13,4	.7952	18,4	.7188
8,4	.8716	13,5	.7937	18,5	.7173
8,5	.8701	13,6	.7922	18,6	.7158
8,6	.8686	13,7	.7906	18,7	.7142
8,7	.8671	13,8	.7891	18,8	.7127
8,8	.8655	13,9	.7876	18,9	.7112
8,9	.8640				
9,0	.8625	14,0	.7861	19,0	.7097
9,1	.8609	14,1	.7845	19,1	.7081
9,2	.8594	14,2	.7830	19,2	.7066
9,3	.8579	14,3	.7815	19,3	.7051

9,4	.8564	14,4	.7800	19,4	.7035
9,5	.8548	14,5	.7784	19,5	.7020
9,6	.8533	14,6	.7769	19,6	.7005
9,7	.8518	14,7	.7754	19,7	.6990
9,8	.8502	14,8	.7738	19,8	.6974
9,9	.8487	14,9	.7723	19,9	.6960
10,0	.8472	15,0	.7708	20,0	.6944
10,1	.8457	15,1	.7693		
10,2	.8441	15,2	.7677		
10,3	.8426	15,3	.7662		
10,4	.8411	15,4	.7647		
10,5	.8395	15,5	.7631		
10,6	.8380	15,6	.7616		
10,7	.8365	15,7	.7601		
10,8	.8350	15,8	.7586		
10,9	.8334	15,9	.7570		

Fuente: (Halliburton, 2013)

- b) También se necesita saber cuánto pesa su tubería de revestimiento en el aire.
- c) se necesita saber a qué profundidad se podría obstruir el espacio anular
- d) El factor de flotación (Paso 2a) multiplicado por el peso por pie de la tubería de revestimiento (Paso 2b) multiplicado por el largo de la tubería de revestimiento (Paso 2c) es igual al peso de la tubería que cuelga en el fluido:

Peso de la tubería(lb)

$$= \text{fac de flotación} \times \text{peso por pie de la tub.rev.} \left(\frac{\text{lb}}{\text{pie}} \right) \\ \times \text{largo de la tub.rev. (pie)} \dots \dots \dots \text{Ec. (13)}$$

Con esta información ya se puede calcular la cantidad de presión que se debe aplicar en la tubería de revestimiento en la superficie, bombeado hacia abajo por la tubería por debajo de la zapata de la misma, para iniciar la elevación (o para balancear la tubería). Mientras mayor sea el diámetro de la tubería menor será la presión requerida para elevar la sarta. Es por eso que es necesario encadenar una tubería de

revestimiento de gran diámetro durante la operación de bombeo (encadenarla a la subestructura o a una torre de perforación, pero no a la mesa rotatoria).

$$\begin{aligned} & \textit{Presión requerida para iniciar la elevación(} \textit{psi)} \\ & = \frac{\textit{peso de la tubería(lb)}}{\textit{área de la tubería(plug}^2\textit{)}} \dots \dots \textit{Ec. (14)} \end{aligned}$$

2.13.2. Cálculos de la Cantidad de Cemento

Para encontrar la cantidad (sacos) de cemento requerida es necesario saber el tipo de cemento, su peso y su rendimiento.

Existe información acerca de las propiedades de la lechada de Clase de cemento en la siguiente tabla (“Propiedades Físicas de los Materiales y Mezclas de Cementación”) contiene gran parte de la información que se requiere para calcular el volumen absoluto de la lechada (así como su peso que se calculará posteriormente).

Para cálculos más eficientes está desarrollado una Hoja de Trabajo para el cálculo del Peso y Volumen de la Lechada (Ver la Figura 45) esta hoja de trabajo debe ser llenado al concluir los siguientes cálculos.

1.Primeramente encontrar el peso a granel de los cementos API, propiedades físicas de los materiales y aditivos de cementación y requerimientos de agua y también buscar el factor del volumen absoluto de los cementos API.

2.Después calcular las cifras correctas de cada uno de los aditivos y el agua que se esté utilizando.

a) Calcular cuánto pesará el aditivo multiplicando por el % en peso del cemento.

$$\begin{aligned} & \textit{Peso del aditivo(lb)} \\ & = \textit{peso a granel de los cementosAPI(lb)} \\ & \times \textit{\%de peso de cemento} \dots \dots \textit{Ec. (15)} \end{aligned}$$

b) Buscar el factor del volumen absoluto del aditivo en la tabla anterior y con los demás aditivos.

3. Para encontrar los volúmenes absolutos del cemento y los aditivos se utiliza la siguiente ecuación:

$$\begin{aligned}
 & \text{Vol. absoluto de cemento ó aditivos (gal)} \\
 & = \text{peso del material (lb)} \\
 & \times \text{factor del vol. absoluto } \left(\frac{\text{gal}}{\text{lb}} \right) \dots \dots \dots \text{Ec. (16)}
 \end{aligned}$$

4. Para encontrar los requerimientos de agua de mezcla para un saco de cemento con sus aditivos, se debe consultar a la tabla de clases de cementos. Luego se suman esas cifras para obtener el volumen absoluto de agua:

$$\begin{aligned}
 & \text{Vol. absoluto de agua (gal)} \\
 & = \text{Req. de agua de mezcla (gal) de aditivo A} \\
 & + \text{Req. de agua de mezcla (gal) de aditivo B} + \dots \dots \dots \text{Ec. (17)}
 \end{aligned}$$

5. Para obtener el peso del agua requerida, se debe multiplicar el peso por galón de agua por el volumen del agua (paso 4):

$$\begin{aligned}
 & \text{Peso de agua Requerida (lb)} \\
 & = 8.33 \left(\frac{\text{gal}}{\text{lb}} \right) \times \text{vol. absoluto de agua (gal)} \dots \dots \dots \text{Ec. (18)}
 \end{aligned}$$

6. Así se obtiene el total de las columnas de materiales y de volumen absoluto como en el ejemplo de la siguiente hoja de trabajo (Ver Tabla 2.11):

Tabla 2.11. Hoja de Trabajo de Volúmenes de Lechada

Hoja de Trabajo de Volúmenes de Lechada Hoja de Trabajo para los cálculos de Peso y Volumen de Lechada Trabajo de Cementación Uno Peso de Cemento API=94 lb/saco 1saco = 1 pie cúbico						
Nombre de Material	Material (lb)		Factor (gal/lb)		Volumen Absoluto (gal)	Agua de Mezcla Requerida (gal)
Cemento Clase G	94	x	0,0382	=	3,5908	5
Cloruro de Calcio al 2%	1,88	x	0,0612	=	0,11506	
25 lb Flocele	0,25	x	0,845	=	0,02113	
Agua	41,65	x	8,33	=	5	
Totales	137,78				8,727	5

Fuente: (Halliburton, 2013)

Se debe ingresar el total del agua de mezcla bajo galones absolutos antes de obtener el total.

Encontrar el peso del cemento mezclado utilizando esta fórmula:

$$\text{Peso del cemento mezclado} \left(\frac{\text{lb}}{\text{gal}} \right) = \text{libras totales} + \text{galones absolutos totales} \dots \dots \dots \text{Ec. (19)}$$

Encontrar el rendimiento del cemento en pies cúbicos por saco utilizando esta fórmula:

$$\text{Rend. cemento} \left(\frac{\text{pie}^3}{\text{saco}} \right) = \frac{\text{galones absolutos totales}}{7.4805 \left(\frac{\text{gal}}{\text{pie}^3} \right)} \dots \dots \dots \text{Ec. (20)}$$

7. Para encontrar el peso de la lechada de cemento en libras por galón, divide el total de las libras entre el volumen absoluto total en galones:

$$\text{Peso de la lechada de cemento } \left(\frac{\text{lb}}{\text{gal}} \right) = \frac{\text{libras totales (lb)}}{\text{volumen absoluto total (gal)}} \dots \dots \dots \text{Ec. (21)}$$

8. Después encontrar el rendimiento dividiendo el volumen total absoluto en galones entre la constante que se encuentra en la Tabla 2.12. de “Constantes de Conversión” 7.4805 gal/pie³.

Tabla 2.12. Ingles/Conversión de Unidades Métricas Constantes

INGLÉS / CONVERSIÓN DE UNIDADES MÉTRICAS CONSTANTES			
MULTIPLICAR		POR	Y OBTENER
Barril	x	5,6146	= Cu. Ft.
Barril	x	9702	= Cu. In.
Barril	x	42	= Gal.
Cu. Ft.	x	1728	= Cu. In.
Cu. Ft.	x	0,037037	= Cu. Yd.
Cu. Ft.	x	7,4805	= Gal.
Cu. Ft.	x	0,1781	= Bbls. (42 Gal.)
Cu. Ft./Min.	x	0,1781	= Bbls./Min
Cu. Ft./Min.	x	10,686	= Bbls./Hr.
Cu. Ft.-Water	x	62,31*	= Pounds
Cu. In.	x	0,0005787	= Cu. Ft.
Cu. In.	x	0,004329	= Gal.
Cu. In.	x	0,0001031	= Bbls.
u. Yd.	x	27	= Cu. Ft.
u. Yd.	x	201,977	= Gal.
Gal.-Water	x	8,33*	= Pounds
Gal.	x	0,13368	= Cu. Ft.
Gals./Lb.	x	8,345	= Litres/Kg
Lbs./Gal	x	0,119839	= Kg./Litres
Specific Gravity	x	62,42	= Lbs./Cu. Ft.
Specific Gravity	x	8,345	= Lbs./Gal
Feet	x	0,3048	= Metres
Feet	x	3,048	= Decimeters
Feet	x	30,48	= Centimeters
Inch	x	2,54	= Centimeters
Inch	x	25,4	= Milimeters
Miles	x	5280	= Feet

Miles/Hr.	x	1,4666	=	Ft./Secuencia
Sq. In.	x	0,006944	=	Sq. Ft.
Sq. Ft.	x	144	=	Sq. In.
Pounds-Water	x	0,12005*	=	Gal.-Water
Pounds-Water	x	0,016048*	=	Cu. Ft. Water
Horsepower	x	33000	=	Ft. Lbs/Min.
Horsepower	x	550	=	Ft. Lbs/Sec.
Square of día	x	0,7854	=	Area of Circle
*Agua a 20°C, (68°F)				
**Agua a 4°C, (39,2°F)				

Fuente: (Halliburton, 2013)

$$\begin{aligned}
 & \text{Rend. de la lechada de cemento} \left(\frac{\text{pie}^3}{\text{saco}} \right) \\
 &= \frac{\text{volumen absoluto total}(\text{gal})}{7.4805 \left(\frac{\text{gal}}{\text{pie}^3} \right) \text{ constantes de conversión}} \dots \dots \dots \text{Ec. (22)}
 \end{aligned}$$

Ahora se suma lo que se ha circulado la tubería revestimiento hacia abajo a una profundidad en (pies) y que se tiene un pozo bien acondicionado. Es necesario calcular el volumen de la lechada que se requiere para el trabajo. Esto es una combinación de la lechada requerida para llenar el espacio anular y para llenar el tramo de la zapata.

9. Para determinar cuántas lechadas se requieren para llenar el espacio anular, el bbl/ft del espacio anular se multiplica por el largo del espacio anular.

a) Primero se debe utilizar la siguiente Tabla 2.13. de "Volumen y Altura Entre Tuberías de Producción, Tuberías de Revestimiento, Tuberías de Perforación y Pozos" con el número correcto de sartas para hallar el bbl/ft.

Tabla 2.13. Volumen y Altura entre la Tubería de Revestimiento y el Pozo

VOLUMEN Y ALTURA ENTRE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO Y EL POZO						
Diámetro de la tubería de revestimiento D.E. 9 5/8" 9.625"						
Diámetro del pozo pulg.	Galones por pie lineal	Pie Por Galón	Barriles Por Pie	Pie Por Barril	Pies Cúbicos Por Pie	Diámetro del Pozo pulg.
10	.3003	3,3304	.0071	139,8779	24,9133	10
10 1/8	.4029	2,4820	.0096	104,2445	18,5667	10 1/8
10 1/4	.5068	1,9731	.0121	82,8711	14,7600	10 1/4
10 3/8	.6120	1,6340	.0146	68,6276	12,2231	10 3/8
10 1/2	.7185	1,3919	.0171	58,4583	10,4119	10 1/2
10 5/8	.8262	1,2104	.0197	50,8353	9,0541	10 5/8
10 3/4	.9352	1,0693	.0223	44,9097	7,9988	10 3/4
10 7/8	1,0455	.9565	.0249	40,1723	7,1550	10 7/8
11	1,1571	.8643	.0275	36,2989	6,4651	11
11 1/8	1,2699	.7875	.0302	33,0735	5,8907	11 1/8
11 1/4	1,3840	.7225	.0330	30,3466	5,4050	11 1/4
11 3/8	1,4994	.6669	.0357	28,0113	4,8990	11 3/8
11 1/2	1,6161	.6188	.0385	25,9892	4,6289	11 1/2
11 5/8	1,7340	.5767	.0413	24,2215	4,3140	11 5/8
11 3/4	1,8532	.5396	.0441	22,6634	4,0365	11 3/4
11 7/8	1,9737	.5067	.0470	21,2799	3,7901	11 7/8
12	2,0955	.4772	.0499	20,0434	3,5699	12
12 1/8	2,2185	.4508	.0528	18,9318	3,3719	12 1/8
12 1/4	2,3428	.4268	.0558	17,9272	3,1930	12 1/4
12 3/8	2,4684	.4051	.0588	17,0151	3,0305	12 3/8
12 1/2	2,5953	.3853	.0618	16,1834	2,8824	12 1/2
12 5/8	2,7234	.3672	.0648	15,4219	2,7468	12 5/8
12 3/4	2,8528	.3505	.0679	14,7223	2,6220	12 3/4
12 7/8	2,9835	.3352	.0710	14,0775	2,5073	12 7/8

Fuente: (Halliburton, 2013)

b) Es necesario saber que el largo del espacio anular para obtener el resultado del volumen requerido para llenar el espacio anular, reemplazando en la siguiente fórmula:

$$\begin{aligned}
 & \text{Vol. Req. para llenar el espacio anular (pie}^3) \\
 & = \text{largo del espacio anular (pie)} \\
 & \times \text{el valor de } \frac{\text{bbl} \left(\frac{\text{pie}^3}{\text{pie}} \right) \dots \dots \dots \text{Ec. (23)}
 \end{aligned}$$

10. El siguiente paso es calcular la cantidad de lechada en la unión de la zapata (o la pista) requiere calcularse en el último paso, para determinar cuánta lechada se encuentra en el tramo de la zapata, y el factor de capacidad del tramo se multiplica por su largo.

a) Para encontrar este factor de capacidad (pie³/pie) ver la Tabla 2.14. de “Capacidad” de la Tabla de Cementación, es necesario saber el diámetro externo (pulg) y el peso (lb/pie) de la tubería de revestimiento.

Tabla 2.14. Capacidad de la Tubería de Revestimiento

CAPACIDAD DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO											
Diámetro D.E. pulg.	Peso Por Pie con Coples Lb.	Diámetro Interno pulg.	Diámetro de Trabajo pulg.	Galones Por Pie	pie Por Barril	Barriles Por Pie	pie Por Barril	Pie Cúbico Por Pie	pie Por Pie Cúbico	Peso por Pie con Coples Lb.	Tamaño D.E pulg.
8 5/8	20,00	8,191	8,066	2,7374	0,3653	0,0652	15,34	0,3659	2,733	20,0	8 5/8
8 5/8	24,00	8,097	7,972	2,6749	0,3738	0,0636	15,70	0,3575	2,797	24,0	8 5/8
8 5/8	28,00	8,017	7,892	2,6223	0,3813	0,0624	16,02	0,3505	2,853	28,0	8 5/8
8 5/8	32,00	7,921	7,796	2,5599	0,3960	0,0609	16,41	0,3422	2,922	32,0	8 5/8
8 5/8	36,00	7,825	7,700	2,4982	0,4003	0,0594	16,81	0,3339	2,994	36,0	8 5/8
8 5/8	38,00	7,775	7,650	2,4664	0,4055	0,0587	17,03	0,3297	3,033	38,0	8 5/8
8 5/8	40,00	7,725	7,600	2,4348	0,4107	0,0579	17,25	0,3254	3,072	40,0	8 5/8
8 5/8	43,00	7,651	7,526	2,3883	0,4187	0,0568	17,59	0,3192	3,132	43,0	8 5/8
8 5/8	44,00	7,625	7,500	2,3721	0,4216	0,0564	17,71	0,3171	3,154	44,0	8 5/8
8 5/8	49,00	7,511	7,386	2,3017	0,4345	0,0548	18,25	0,3077	3,250	49,0	8 5/8
9	34,00	8,290	8,134	2,8039	0,3566	0,0667	14,98	0,3748	2,668	34,0	9
9	38,00	8,196	8,196	2,7407	0,3649	0,0653	15,32	0,3664	2,729	38,0	9
9	40,00	8,150	8,150	2,7100	0,3690	0,0645	15,50	0,3622	2,760	40,0	9
9	45,00	8,032	8,032	2,6321	0,3799	0,0626	15,96	0,3518	2,842	45,0	9
9	55,00	7,812	7,812	2,4899	0,4016	0,0592	16,87	0,3328	3,004	55,0	9
9 5/8	29,30	9,063	8,907	3,3512	0,2984	0,0797	12,53	0,4479	2,232	29,3	9 5/8
9 5/8	32,30	9,001	8,845	3,3055	0,3025	0,0787	12,71	0,4418	2,263	32,3	9 5/8
9 5/8	36,00	8,921	8,765	3,2470	0,3080	0,0773	12,93	0,4340	2,304	36,0	9 5/8

9 5/8	38,00	8,885	8,760	3,2209	0,3105	0,0766	13,04	0,4305	2,323	38,0	9 5/8
9 5/8	40,00	8,835	8,679	3,1847	0,3140	0,0758	13,19	0,4257	2,349	40,0	9 5/8
9 5/8	43,50	8,755	8,599	3,1273	0,3198	0,0744	13,43	0,4180	2,392	43,5	9 5/8
9 5/8	47,00	8,681	8,525	3,0747	0,3252	0,0732	43,66	0,4110	2,433	47,0	9 5/8
9 5/8	53,50	8,535	8,379	2,9721	0,3365	0,0707	14,13	0,3973	2,517	53,5	9 5/8
9 5/8	58,40	8,435	8,279	2,9029	0,3445	0,0691	14,47	0,3880	2,577	58,4	9 5/8
9 5/8	61,10	8,375	8,219	2,8617	0,3494	0,0681	14,68	0,3825	2,614	61,1	9 5/8
9 5/8	71,80	8,125	7,969	2,6934	0,3713	0,0641	15,59	0,3600	2,777	71,8	9 5/8

Fuente: (Halliburton, 2013)

b) Se debe tener el dato del largo de la pista de la zapata en (pie)

c) Después Multiplicar el factor de capacidad (pie³/pie) del tramo de la zapata (10a) por el largo del tramo de la zapata (10b) para la capacidad del tramo de la zapata:

$$\begin{aligned}
 & \text{Capacidad del tramo de la zapata}(\text{pie}^3) \\
 &= \text{factor de la capac.} \left(\frac{\text{pie}^3}{\text{pie}} \right) \\
 & \times \text{largo del tramo de la zapata}(\text{pie}) \dots \dots \dots \text{Ec. (24)}
 \end{aligned}$$

11. El último paso para el cálculo de la cantidad de cemento es sumar el volumen de la lechada para llenar el espacio anular (paso 9b) al volumen de la lechada para llenar el tramo de la zapata (paso 10c) para determinar el número total de barriles de cemento que se requerirán:

$$\begin{aligned}
 & \# \text{total de bbl de cemento Req.}(\text{pie}^3) \\
 &= \text{volumen Req. para llenar el espacio anular}(\text{pie}^3) \\
 &+ \text{capacidad del tramo de la zapata}(\text{pie}^3) \dots \dots \dots \text{Ec. (25)}
 \end{aligned}$$

2.13.3. Sacos de Cemento

1. Cuando ya se conocen los pies cúbicos requeridos (Paso 11), se utiliza el rendimiento (Paso 8) para calcular el número de sacos requeridos:

$$\# \text{de sacos Req.}(\text{saco}) = \frac{\# \text{total de bbl de cemento Req.}(\text{pie}^3)}{\text{Rend. de la lechada de cemento} \left(\frac{\text{pie}^3}{\text{saco}} \right)} \dots \dots \dots \text{Ec. (26)}$$

2. Calcular el excedente de cemento sabiendo que se necesita un 100% de excedente (el doble del volumen del cálculo) se debe calcular lo siguiente:

$$\text{Excedente de cemento} = \# \text{ de sacos Req. (saco)} \times 2 \dots \dots \dots \text{Ec. (27)}$$

2.13.4. Cálculos de la Cantidad de Agua de Mezcla

Después de saber el número de sacos de cemento requeridos, es necesario calcular el volumen de agua que se requiere para mezclar la lechada. Esta agua siempre debe ser potable (a menos que la lechada esté diseñada para sal o agua salada).

La hoja de trabajo describe cuantos galones de agua por saco de cemento se necesita a este dato se multiplica por el número de sacos para poder obtener el número total de galones que requiere el agua de mezcla. Esta unidad de medición requiere convertirse a barriles debido a que los tanques de los camiones se marcan en barriles.

1. Primero, encontrar cuánta agua de mezcla se requiere en galones:

$$\begin{aligned} \text{Agua de mezcla Req. (gal)} \\ = \text{agua de mezcla Req.} \left(\frac{\text{gal}}{\text{saco}} \right) \times \text{Excedente de cemento} \dots \dots \dots \text{Ec. (28)} \end{aligned}$$

2. Debido a que hay 42 galones en un barril, se convierte a barriles:

$$\text{Agua de mezcla Req. (bbl)} = \frac{\text{Agua de mezcla Req. (gal)}}{42 \left(\frac{\text{gal}}{\text{bbl}} \right)} \dots \dots \dots \text{Ec. (29)}$$

Por lo tanto, se tomará esta cantidad de agua para mezclar el cemento. Se necesitará más agua en el sitio donde se trabaje, considerando el agua que se utilice para limpieza, espaciadores.

CAPITULO III

PREPARACION DEL POZO PARA LA CEMENTACION

3.1. CARACTERÍSTICAS DEL POZO LSC - 9D

Las profundidades de cada tramo perforado del pozo LSC - 9D expresados en metros y pies se puede observar a continuación en la Tabla 3.1

Tabla 3.1. Profundidades de Cada Tramo Perforado

Tramo (pulg)	Profundidad (m) MD	Profundidad (pies)
26"	35	115
17.1/2"	790	2592
12.1/4"	2840	9318
8.1/2"	3953	12969

Fuente: (YPFB Andina S.A., 2015)

En la Tabla 3.2 se describen las presiones a ser manejadas en el tramo 8 ½", tales como un intervalo de cada 100 m, también las respectivas profundidades en MD y TVD, el gradiente de fractura mínimo que se obtuvo de la ventana operativa, la densidad de lodo con la que se perforó y finalmente la Presión Equivalente calculada.

Tabla 3.2. Presiones a Manejar en la Cementación del Tramo 8 1/2" del Pozo LSC - 9D

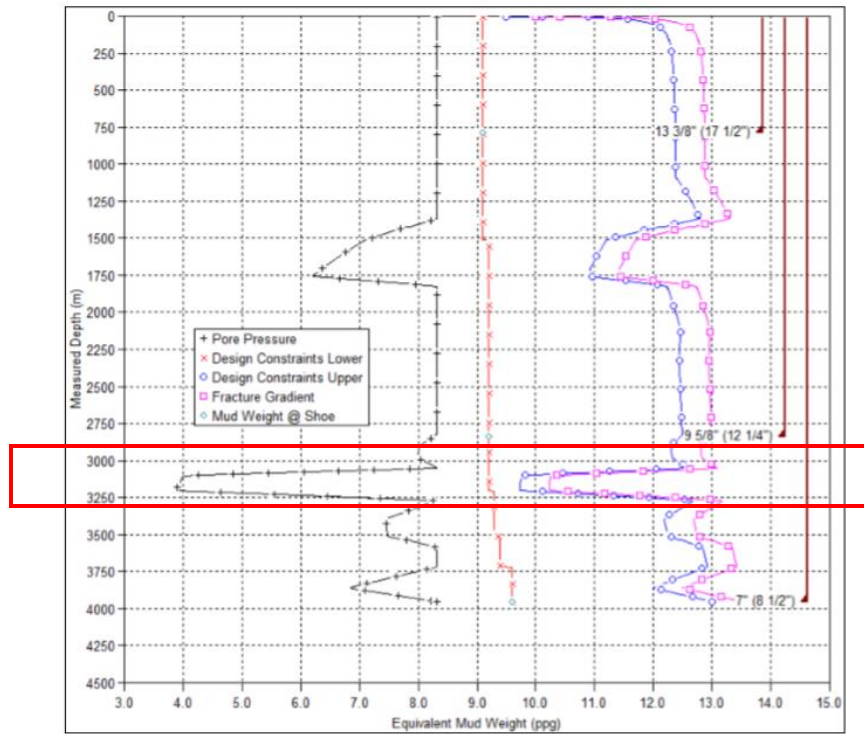
Segunda Etapa							
Intervalo (m)	Prof (m) MD	Prof(pies) MD	Prof (m) TVD	Prof(pies) TVD	Gfractura (ppg)	Dens (lb/gal)	Presión Equiv.(PSI)
2700-2800	2800	9186	2672	8767	12,9	12,9	5881
2800-2900	2900	9514	2750	9023	12,8	12,8	6005,7
2900-3000	3000	9843	2814	9233	12,8	12,8	6145,5
3000-3100	3100	10171	2876	9436	10,4	10,4	5103,2
3100-3200	3200	10499	2920	9581	10,2	10,2	5081,7
Primera Etapa							
3200-3300	3300	10827	3017	9899	13	13	6691,8
3300-3400	3400	11155	3189	10463	12,7	12,7	6910
3400-3500	3500	11483	3189	10463	12,7	12,7	6910
3500-3600	3600	11811	3292	10801	12,8	12,8	7189,4
3600-3700	3700	12139	3367	11047	13,4	13,4	7697,8
3700-3800	3800	12467	3483	11428	12,8	12,8	7606,4
3800-3900	3900	12795	3610	11845	12,7	12,7	7822,2
3900-3953	3953	12969	3693	12115	13	13	8189,8

Fuente: Elaboración propia con base a (YPFB Andina S.A., 2015)

3.1.1. Presión de poro y gradiente de fractura

Como se puede ver en la Figura 3.1 tanto la presión del poro y el gradiente de fractura disminuyen a la profundidad aproximado 3200 m y vuelven a incrementar a la profundidad de 3953 m lo que involucra que en la misma sección que es el tramo de 8 1/2" se atravesarían más de una formación cuyas presiones de poro y presiones de fractura varían significativamente lo que implica que durante un trabajo de cementación por la longitud de la sección al tener un menor gradiente de fractura se corre el riesgo de fracturar la misma.

Figura 3.1. Presión de Poro y Gradiente de Fractura



Fuente: (YPFB Andina S.A., 2015)

3.1.2. Secuencia estratigráfica

La secuencia estratigráfica del campo Los Sauces empieza con el sistema terciario, integrada por las formaciones Chaco, Yecua y Petaca que supra yacen a sedimentos cretácicos compuesta por las formaciones Cajones, Yantata e Ichoa, por bajo de estas infra yacen las formaciones del carbonífero (Elvira, San Telmo, Escarpment, Taiguati, Chorro, Tarija, y Tupambi) para culminar con la formación Iquiri del sistema Devónico como se ve en la Tabla 3.3.

Tabla 3.3. Secuencia Estratigráfica del Pozo LSC - 9D

Sistema	Formación	Reservorio	TMD (m)	TVD (m)	TVDSS (msnm)	Espesor (m) MD	Fase Perforada (m)	
Terciario	Chaco		8	8	334	1,085	Fase 26"	0-35
	Yecua		1092	1090	-748	277	Fase 17 ½"	35 790
	Petaca		1370	1350	-1008	148	Fase 12 ¼"	790
Cretácico	Cajones	Cajones A	1518	1484	-1142	157		
		Cajones B	1674	1626	-1284	84		
		Cajones C	1758	1702	-1360	66		
	Yantala		1824	1762	-1420	294		
Ichoa		2119	2029	-1687	226	2840		
Carb-Perm-Tr	Elvira		2345	2234	-1892	483		
Carb-Mandiyuti	San Telmo		2828	2672	-2330	67	Fase 8 ½"	2840
		San Telmo Ws	2895	2733	-2391	19		
		San Telmo Wm	2914	2750	-2408	71		
		San Telmo Wx	2984	2814	-2472	68		
	Escarpment		3053	2876	-2534	49		
		Escarpment Y3	3101	2920	-2578	107		
		Escarpment Z1	3208	3017	-2675	66		
Carb.Machareti	Taiguati		3274	3077	-2735	123	3950	
	Chorro		3398	3189	-2847	114		
	Tarija		3511	3292	-2950	83		
	Tupambi		3594	3367	-3025	128		
Devónico	Iquiri		3722	3483	-3141	140		
		Ar. Iquiri 1	3862	3610	-3268	83		
	TD		3953	3693	-3350	128		

Fuente: (YPFB Andina S.A., 2015)

La estructura (Denominada como Tábanos) consiste en un plegamiento anticlinal al Sur-Este de la estructura de Rio Grande de menor dimensión, comparten la misma secuencia estratigráfica, cuyos reservorios de mayor importancia detallamos a continuación:

Reservorio Cajones: está compuesto por una serie de delgados niveles arenosos calcáreos con intercalaciones pelíticas, depositadas como un ciclo progradante en un ambiente lagunar o marino somero.

Reservorio San Telmo Ws: es una unidad arenosa separada de la infrayacente Wm por una intercalación arcillosa de 3 a 8 m de espesor. Este reservorio está compuesto por paquetes que varían desde arenas gruesas y macizas hasta arenas más finas con intercalaciones arcillosas. Las primeras son interpretadas como areniscas de canal y las segundas representan depósitos de planicies de inundación. En general alcanzan espesores de hasta 20 metros.

Reservorio San Telmo Wm: se caracteriza por estar compuesto de numerosos cuerpos de arena que fueron depositados en un ambiente fluvial muy complejo. Antiguamente esta unidad fue subdividida en W medio y W inferior, actualmente descartada por no existir un criterio coherente o marker que satisfaga dicha subdivisión. Si bien toda la secuencia se caracteriza en general por su baja resistividad, un análisis más detallado de la misma permite distinguir dos sectores, el superior y el inferior, con resistividades más altas que el sector medio. La mayoría de la producción proviene del sector superior con resistividad más alta. No ha sido posible distinguir un contacto definido gas-agua dentro del área del campo.

Reservorio San Telmo X: consiste de una serie de delgados niveles arenosos intercalados con niveles pelíticos, siendo por lo general la zona superior más arcillosa que la inferior. Las arenas son de difícil correlación y distribución muy irregular y se les atribuye un origen fluvial. Toda la secuencia se caracteriza por su baja resistividad. El nivel fue probado en muy pocos pozos, pero nunca puesto en producción. Carece de historial y datos de presión y ha sido interpretado como una zona productora de gas de baja resistividad.

Reservorio Escarpment Y3: que suprayace al anterior está considerado como el más importante ya que del mismo proviene el porcentaje de producción más alto del campo. Ha sido también interpretado como un depósito de ambiente sedimentario muy similar al anterior es decir fluvio-glacial a glacimarino. Comprende una serie de niveles arenosos que mantienen una distribución regular en todo el campo y está integrada en general por una secuencia grano-decreciente donde se observan potentes bancos de areniscas limpias en su parte basal y areniscas un poco más sucias con intercalaciones pelíticas hacia el tope de la unidad. El contacto gas-agua original se encuentra en la cota de -2490 m.

Reservorio Escarpment Z1: Los paquetes arenosos bastante limpios y relativamente uniformes fueron interpretados como depósitos de origen fluvio glacial o glacimarino. Un importante porcentaje de la producción del campo proviene de este reservorio cuyo contacto gas-agua original está claramente definido en la cota de -2560 m.

Reservorio Iquiri 1: El reservorio pertenece a la formación Iquiri, que es una formación monótona, bien definida, preponderantemente pelítica (60%), representadas por lutitas de color negruzco, son carbonosas de aspecto bituminoso, laminadas escamosas planares, tabulares, fisiles, quebradizas y micáceas. Alternan una serie de niveles delgados de areniscas gris blanquecinas de grano fino a medio, subredondeado a redondeado, buena selección, cemento síliceo. La formación Iquiri corresponde a los pisos superiores del devónico donde se observa el desarrollo de facies arenosas importantes dentro de una serie que se acentúa y se incrementa del tope hacia la base.

3.1.3. Diseño de cañerías

El diseño de cañerías como se ve a continuación en la siguiente Tabla 3.4 describe los intervalos en metros que se utilizaron el diámetro del agujero, el diámetro de las tuberías su tipo el grado de acero y su respectivo peso en (lb/pie).

Tabla 3.4. Diseños de Cañerías

Fase	Diámetro agujero (pulg)	Diámetro cañería (pulg)	Intervalo (m)	Peso (lb/pie)	Grado	Conexión
I	26	20	0-35	133	K-55	BTC
II	17.5	13 3/8	0-790	54.5	K-55	BTC
III	12.35	9 5/8	0-1900 1900-2840	40 47	N-80	TXP
IV	8.5	7	0-700 700-2700 2700-3953	29 26 29	N-80	Blue Dpls

Fuente: (YPFB Andina S.A., 2015)

3.1.4. Programa de fluidos de perforación

La siguiente Tabla 3.5. presenta los tipos de fluidos de perforación en el pozo LSC - 9D como ser el Fluido Bentonítico extendido y el fluido Kla-Shield con sus distintas características tales como la densidad la viscosidad plástica, punto cedente.

Tabla 3.5. Programa de Fluidos de Perforación y sus Propiedades

Fase	Tipo de Fluido	Densidad (ppg)	Vp (cp)	Yp (lb/100pie ²)	MBT (ppb)	Sólidos de Perforación (%)
I	Bentonítico Extendido	8.7-9.0	<25	25-40	<25	<3
II	Bentonítico Extendido	9.0-9.2	<25	25-40	<25	<3
III	KlaShield	9.1-9.4	<20	25-40	<10	<3
IV	KlaShield	9.3-9.8	<25	25-35	<7	<2,5

Fuente: (YPFB Andina S.A., 2015)

3.1.5. Cementaciones

Los tipos de lechadas que se utilizaron en los tramos superiores al tramo 8.1/2” como por ejemplo la lechada tipo A, lechada tipo G que serán colocadas en el espacio anular de las tuberías de diámetros especificados en la siguiente Tabla 3.6:

Tabla 3.6. Cementaciones del Pozo LSC - 9D

Diámetro (in)	Zapato		Temperatura		Exceso (OH) (%)	Lechada Tipo	TOC MD (m)	Lechada Densidad (lb/gal)
	TMD (m)	TVD (m)	BHST °F	BHCT °F				
20	35	35	80	70	100	Principal "A"	0	15.6
13 3/8	790	790	110	90	40	Relleno "A"	0	13.0
						Principal "A"	500	15.6
9 5/8	2840	2683	176	135	10	Relleno "G"	1300	13.5
						Principal "G"	2500	15.8

Fuente: (YPFB Andina S.A., 2015)

3.1.6. Resultados del diagnóstico

Dentro de la ventana operativa se observa una gradiente de presión de fractura muy bajo, equivalente a 10,2 ppg para el intervalo de profundidad de 3000 – 3250 m, respecto al valor normal que presentan las demás formaciones, el cual equivale a 14 ppg, lo que implica un riesgo de fractura por una excesiva presión hidrostática, al nivel del intervalo mencionado.

Si bien durante la perforación no se registran eventos de pérdidas de circulación, durante la cementación, al manejarse fluidos (lechada de cemento) con mayor densidad a la del fluido de perforación utilizado; la presión hidrostática resultante, puede fácilmente llegar a vencer el límite de fractura de la formación, ocasionando la pérdida del cemento a la formación; resultando en una cementación defectuosa.

3.2. CARACTERÍSTICAS DE LA TÉCNICA DE CEMENTACIÓN DOBLE ETAPA EN POZOS PETROLEROS

La técnica de cementación doble etapa requiere mínimamente del uso de collar de flotación, collar de doble etapa y tapones de cementación además del equipo de cementación convencional de la tubería. El collar de cementación de la etapa se coloca en el punto medio de la tubería, o en una posición de la tubería donde se realizará la cementación superior de la carcasa.

Según Standard Handbook of Petroleum and Natural Gas Engineering (1996) y Nelson y Guillot (2006) el procedimiento de la primera etapa de cementación (la sección inferior del anillo) se lleva a cabo de manera similar a una operación convencional de cementación de una sola etapa, la excepción es que generalmente no se coloca un tapón de limpiaparabrisas en la tubería antes del espaciador y la lechada de cemento. Durante el bombeo del espaciador y la lechada de cemento para la sección inferior del anillo, los puertos en el collar de cementación del escenario están cerrados.

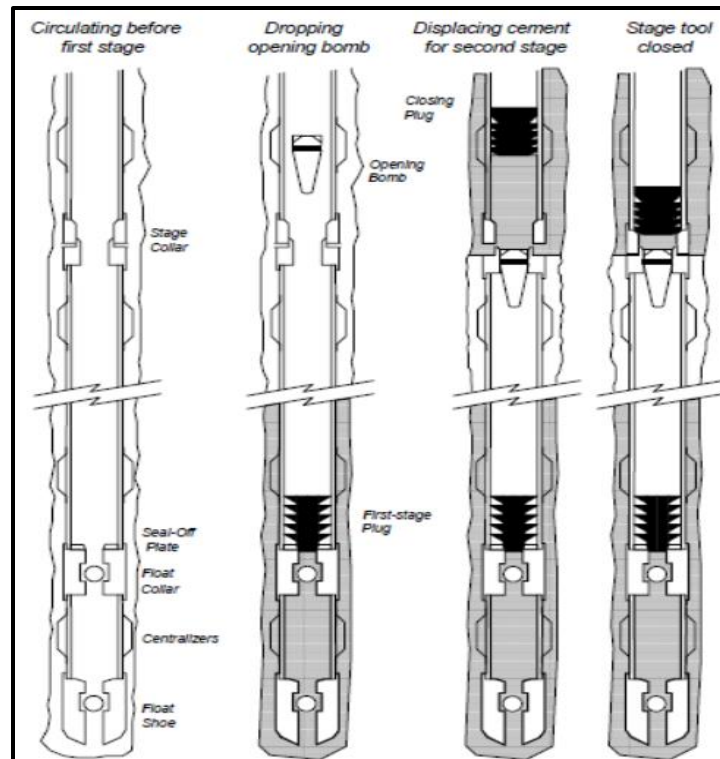
Después de bombear el volumen apropiado de espaciador y lechada de cemento al pozo (sección inferior), se libera el tapón de la primera etapa. Este tapón se bombea a su posición del collar de flotación en la parte inferior de la sarta de la carcasa con lodo de perforación o fluido de terminación como fluido de desplazamiento.

Este primer tapón está diseñado para pasar a través del collar de cementación de la etapa sin accionarlo, cuando se aterriza el primer tapón en el collar de flotación de manera que no pueda producirse un flujo adicional en todo el collar.

Después de que se haya llevado a cabo la operación de cementación de la primera etapa, la bomba de apertura puede soltarse y dejarse caer por gravedad al sello inferior del collar de cementación de la etapa. Esto se puede hacer inmediatamente después de que haya tenido lugar la cementación de la primera etapa, o en algún momento posterior cuando la lechada de cemento en la sección inferior del pozo haya tenido tiempo de fraguar.

En la Figura 3.2 se muestra un esquema de una operación de cementación en dos etapas. El collar de cementación doble etapa es un collar especial con puertos en el anillo que puede abrirse y cerrarse (sellarse) mediante dardos accionados por presión.

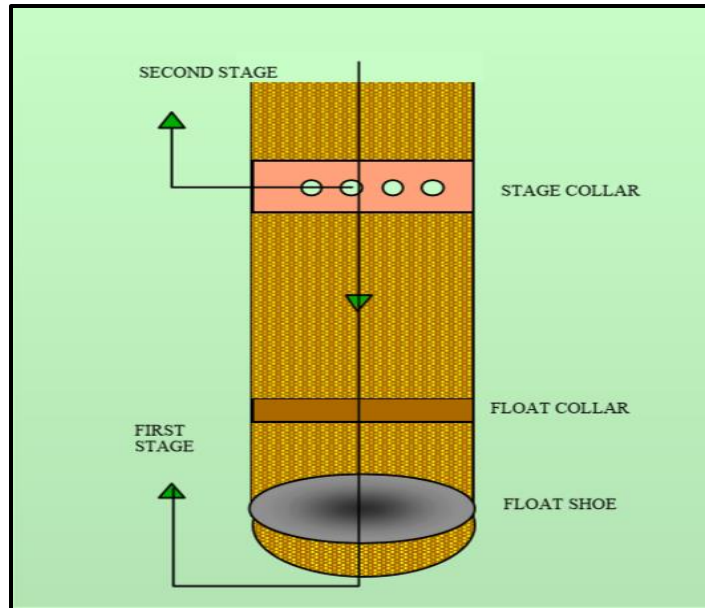
Figura 3.2. Cementación Doble Etapa



Fuente: (Standard Handbook of Petroleum and Natural Gas Engineering, 1996)

Una cementación doble etapa consta de una sección de revestimiento en dos etapas usando un collar de doble etapa.

Figura 3.3. Collar de Etapa



Fuente: (Schlumberger, 2017)

3.2.1. Aplicación de la técnica de cementación doble etapa

Se aplica la técnica doble etapa de cementación para:

- Reducir la capacidad hidrostática

También cuando se debe aplicar el cemento a intervalos muy largos por lo que tiene como efecto limitaciones de tiempo / volumen o problema de logística.

- Reducir el uso de lodos costosos debido a problemas especiales del pozo:

En zona de sal, o zona de gas.

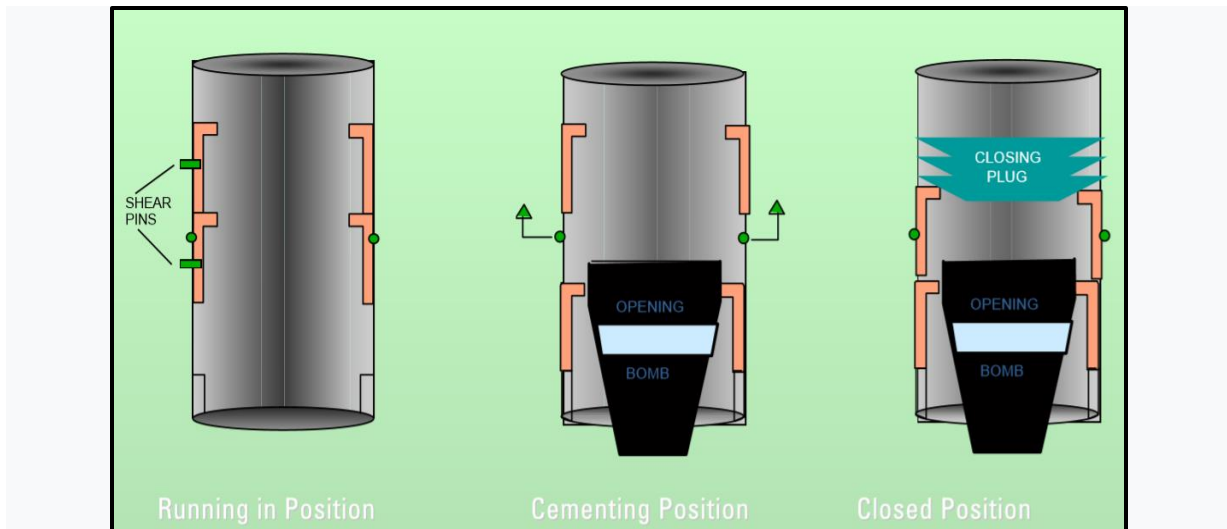
El dispositivo que se requiere que sea diferente de un trabajo de cemento de una sola etapa es:

- Collar de etapa
- Tapones

Tapón de apertura / bomba

Tapón de cierre (un tapón "Inferior" para la primera etapa es opcional)

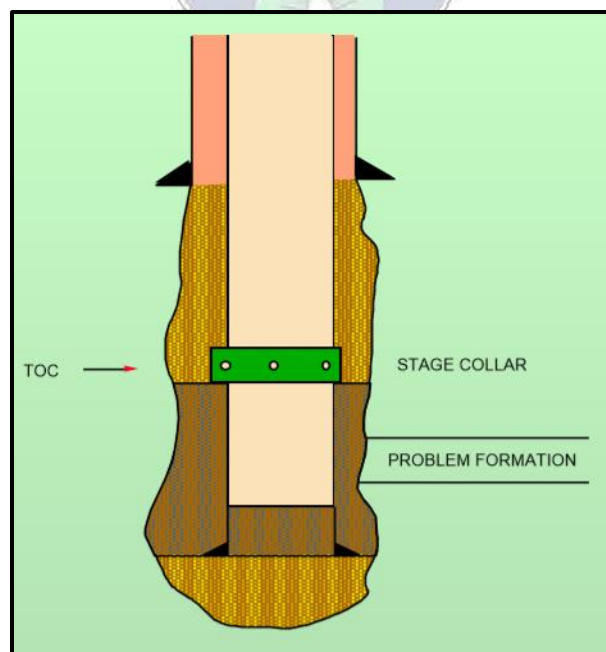
Figura 3.4. Tapón de Cierre



Fuente: (Schlumberger, 2017)

El lugar en donde colocar el collar de dos etapas es donde existe la formación del problema, como pérdida de circulación, posible fracturamiento, zona de sal o zona de gas.

Figura 3.5. Ubicación del Collar de Etapa



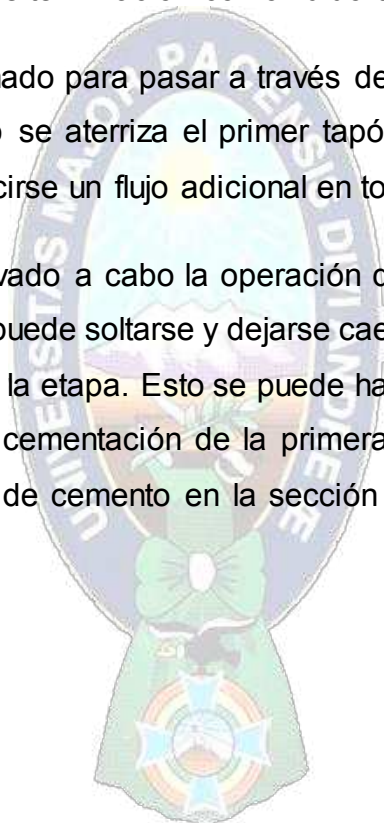
Fuente: (Schlumberger, 2017)

La técnica de cementación doble etapa se lleva a cabo de manera similar a una operación convencional de cementación de una sola etapa. Durante el bombeo del espaciador y la lechada de cemento para la sección inferior del anillo, los puertos en el collar de cementación del escenario están cerrados.

Después de bombear el volumen apropiado de espaciador y lechada de cemento al pozo (sección inferior), se libera el tapón de la primera etapa. Este tapón se bombea a su posición del collar de flotación en la parte inferior de la sarta de la carcasa con lodo de perforación o fluido de terminación como fluido de desplazamiento.

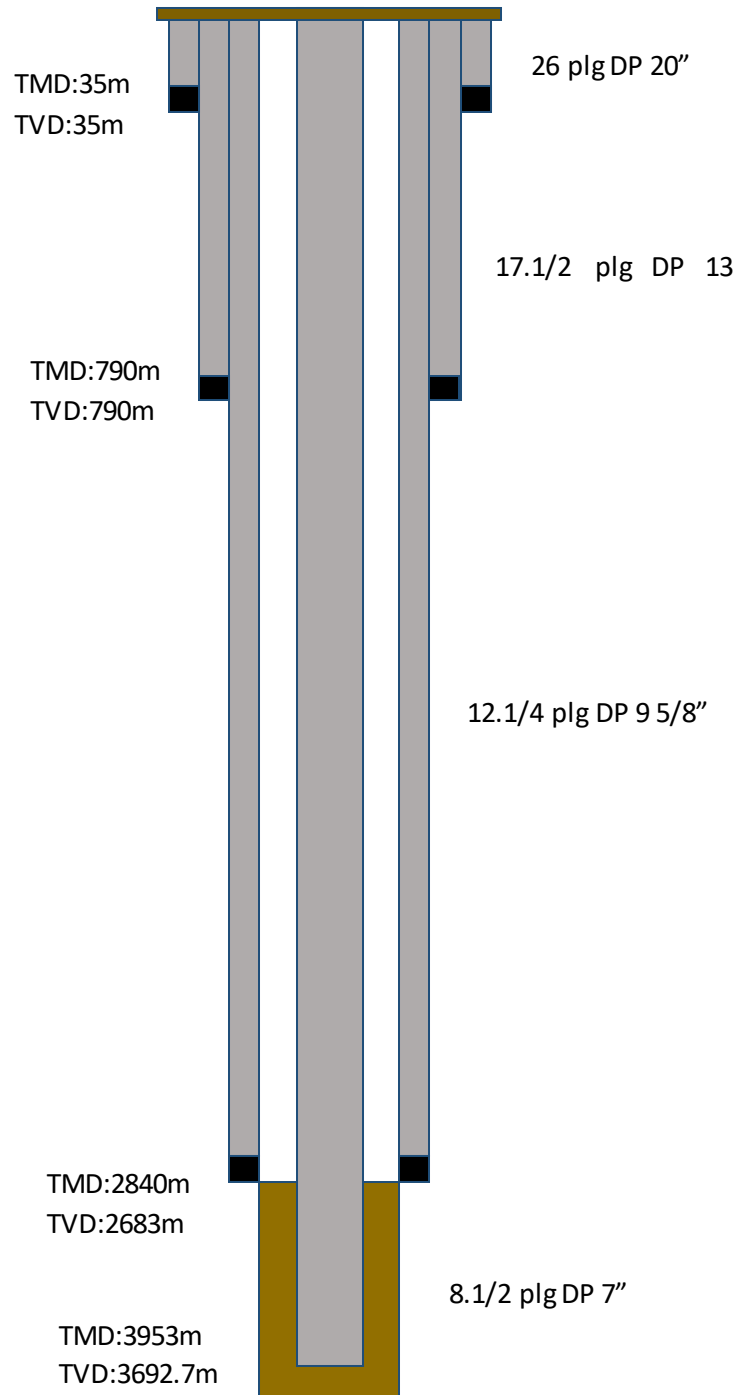
Este primer tapón está diseñado para pasar a través del collar de cementación de la etapa sin accionarlo, cuando se aterriza el primer tapón en el collar de flotación de manera que no pueda producirse un flujo adicional en todo el collar.

Después de que se haya llevado a cabo la operación de cementación de la primera etapa, la bomba de apertura puede soltarse y dejarse caer por gravedad al sello inferior del collar de cementación de la etapa. Esto se puede hacer inmediatamente después de que haya tenido lugar la cementación de la primera etapa, o en algún momento posterior cuando la lechada de cemento en la sección inferior del pozo haya tenido tiempo de fraguar.



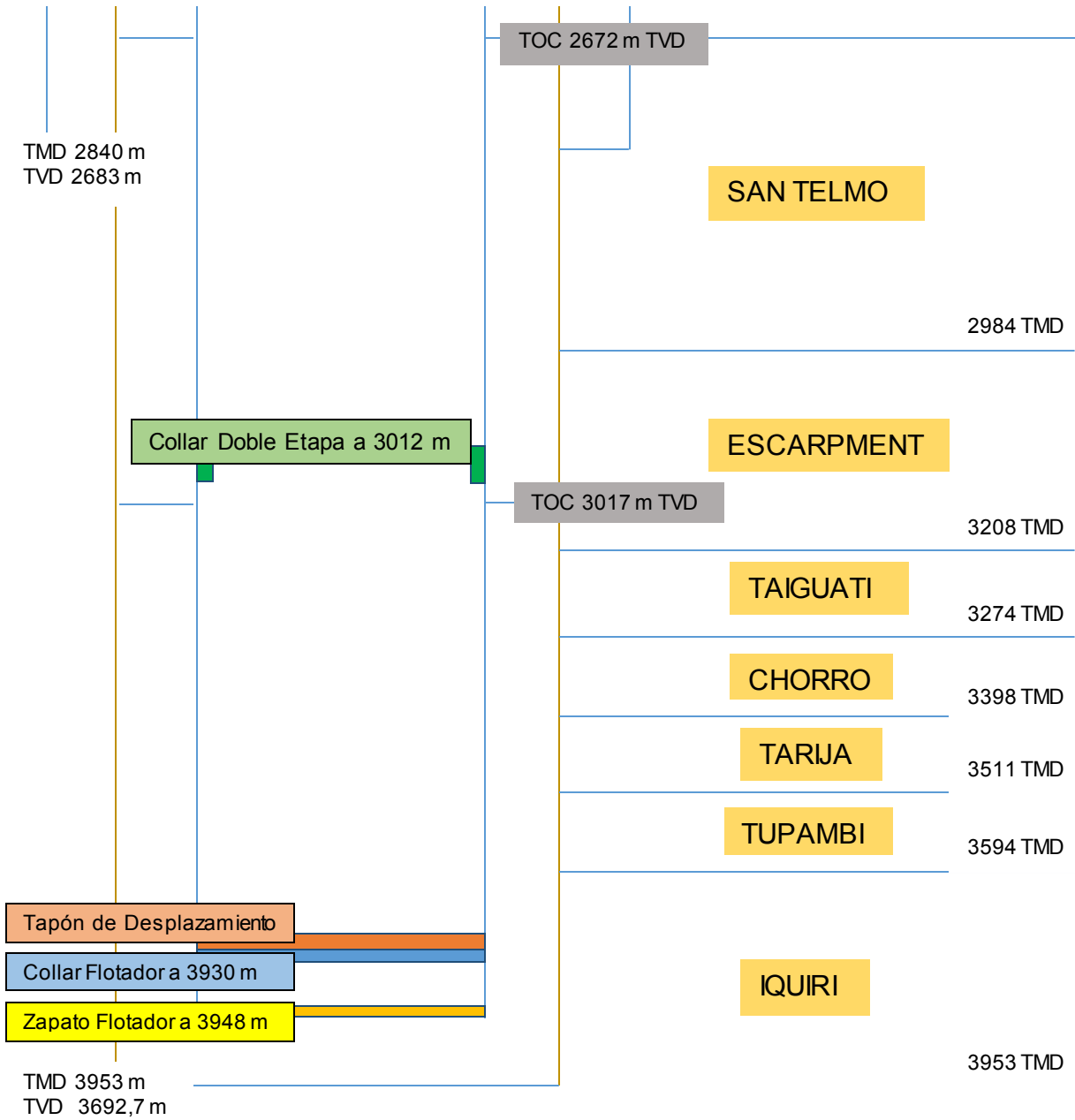
3.3. DISEÑO DE LA CEMENTACIÓN DOBLE ETAPA EN EL TRAMO 8 1/2" DEL POZO LCS-9D

Figura 3.6. Pozo Los Sauces 9D con sus Respective Tramos



Fuente: (YPFB Andina S.A., 2015)

Figura 3.7. Ubicación de los Accesorios en el Pozo LSC - 9D



Fuente: Elaboración Propia con base a (YPFB Andina S.A., 2015)

3.3.1. Presión hidrostática

$$PH = 0,052 * \rho_{\text{Fluido}} * h$$

Primera Etapa. -

Presión Hidrostática del Cemento:

Lechada Principal desde 3692,7 m hasta 3367,24 m

Datos: Densidad= 15,5 ppg

$$\text{Altura} = 3692,7 - 3367,24 = 325,46 \text{ m} = 1067,78 \text{ pies}$$

$$\text{PH} = 0,052 * 15,5 * 1067,78215 = 860,63 \text{ Psi}$$

Lechada de Relleno desde 3367,24 m hasta 3017,24 m

Datos: Densidad= 13,8 ppg

$$\text{Altura} = 3367,24 - 3017,24 = 350 \text{ m} = 1148,29 \text{ pies}$$

$$\text{PH} = 0,052 * 13,8 * 1148,29 = 824,02 \text{ Psi}$$

$$\mathbf{PH_{\text{cemento}}} = \mathbf{PH_{\text{Lechada Principal}}} + \mathbf{PH_{\text{Lechada de Relleno}}}$$

$$\text{PH}_{\text{Cemento}} = 860,63 + 824,02 = 1684,65 \text{ Psi}$$

Presión Hidrostática del Lodo desde 3017,24 m hasta 0 m

Datos: Densidad= 9,4 ppg

$$\text{Altura} = 3017,24 - 0 = 3017,24 \text{ m} = 9899,08 \text{ pies}$$

$$\text{PH}_{\text{Lodo}} = 0,052 * 9,4 * 9899,08 = 4838,67 \text{ Psi}$$

Presión Hidrostática Total:

$$\mathbf{PH_{\text{Total}}} = \mathbf{PH_{\text{Cemento}}} + \mathbf{PH_{\text{Lodo}}}$$

$$\text{PH}_{\text{Total}} = 1684,65 + 4838,67 = 6523,32 \text{ Psi}$$

Segunda Etapa. -

Presión Hidrostática del Cemento:

Lechada Principal desde 3017,24 m hasta 2672,24 m

Datos: Densidad= 13 ppg

$$\text{Altura} = 3017,24 - 2672,24 = 345 \text{ m} = 1131,89 \text{ pies}$$

$$\text{PH} = 0,052 * 13 * 1131,89 = 765,16 \text{ Psi}$$

$$\text{PH}_{\text{Cemento}} = 765,16 \text{ Psi}$$

Presión Hidrostática del Lodo desde 2672,24 m hasta 0 m

Datos: Densidad= 9,4 ppg

$$\text{Altura} = 2672,24 - 0 = 2672,24 \text{ m} = 8767,19 \text{ pies}$$

$$\text{PH}_{\text{Lodo}} = 0,052 * 9,4 * 8767,19 = 4285,40 \text{ Psi}$$

Presión Hidrostática Total:

$$\text{PH}_{\text{Total}} = 765,16 + 4285,40 = 5050,56 \text{ Psi}$$

3.3.2. Presión para elevar la tubería

Área. -

$$\text{Área} = 0,7854 * (\text{Diámetro}^2)$$

Datos: Diámetro de la tubería = 7 pulg

Reemplazando en la fórmula:

$$\text{Área} = 0,7854 * (7^2) = 38,48 \text{ pulg}^2$$

Peso de la Tubería Colgada. -

$$\text{Peso}_{\text{Tubería en el Fluido}} = \text{Factor de Flotación} * \text{Peso}_{\text{Tubería en el aire}} * \text{Profundidad}$$

Datos: Fluido del Pozo= 9,3 lb/gal

Factor de Flotación del Fluido (Tabla)= 0,85

Peso de la Tubería de Revestimiento en el aire= 29 lb/pie

Profundidad= 12969,16 pies

Reemplazando en la fórmula:

$$\text{Peso}_{\text{Tubería en el Fluido}} = 0,8548 * 29 * 12969,16 = 311495,10 \text{ lb}$$

Presión Requerida para iniciar la elevación de la Tubería. -

$$\text{Presión Requerida para iniciar la elevación de la Tubería} = \frac{\text{Peso}_{\text{Tubería en el Fluido}}}{\text{Área}}$$

Reemplazando en la fórmula:

$$\text{Presión Requerida para iniciar la elevación de la Tubería} = \frac{311495,10}{38,48} = 8353,86 \text{ Psi}$$

3.3.3. Rendimiento de la lechada

Datos: Peso a granel cemento API= 94 lb/pie³

Factor volumen absoluto cemento API= 0,0382 gal/lb

Factor volumen absoluto Bentonita= 0,0453 gal/lb

Factor volumen absoluto del cloruro de calcio= 0,0612 gal/lb

Factor volumen absoluto del Gas Stop= 0,1009 gal/lb

Primera Etapa. –

Lechada Principal:

Datos: Densidad= 15,5 ppg

Tabla 3.7. Aditivos de la Lechada Principal de la Primera Etapa

Material	Peso cemento (lb)	%	Peso (lb)	F.Vol.Abs (gal/lb)	Volumen (gal)
Cemento "G"	94	1	94	0,0382	3,5908
Bentonita 2%	94	0,02	1,88	0,0454	0,085352
CaCl2 2%	94	0,02	1,88	0,0612	0,115056
Gas Stop 0,5%	94	0,05	4,7	0,1009	0,47423
Agua			8,33 x	0,12004802	x
Total			102,46+8,33x		4,265438+x

Fuente: Elaboración Propia con base a (YPFB Andina S.A., 2015)

Como se tiene dato de la densidad, Volumen y Peso se reemplazará en la fórmula de la densidad, para hallar la incógnita "x" (Agua requerida).

$$\text{Densidad} = \frac{\text{Peso}}{\text{Volumen}}$$
$$15,5 = \frac{102,46 + 8,33x}{4,26 + x}$$

Agua Requerida:

$$66,11 + 15,5x = 102,46 + 8,33x$$

$$7,17x = 36,35$$

$$x = 5,07 \text{ gal/saco}$$

Agua Requerida = 5,07 gal/saco

Volumen Total Absoluto:

$$\text{Volumen Total Absoluto} = \text{Volumen Total (gal)} + \text{Agua Requerida}$$

Reemplazamos en la anterior fórmula:

$$\text{Volumen Total Absoluto} = 4,27 + 5,07 = 9,33 \text{ gal}$$

Rendimiento de la Lechada:

$$\text{Rendimiento de la Lechada} = \frac{\text{Volumen Total Absoluto}}{7,4805}$$

$$\text{Rendimiento de la Lechada} = \frac{9,33 \text{ gal}}{7,4805 \frac{\text{gal}}{\text{pie}^3}} = 1,25 \frac{\text{pie}^3}{\text{saco}}$$

Lechada de Relleno:

Datos: Densidad= 13,8 ppg

Tabla 3.8. Aditivos de la Lechada de Relleno de la Primera Etapa

Material	Peso cemento (lb)	%	Peso (lb)	F. Vol. Abs. (gal/lb)	Volumen (gal)
Cemento "G"	94	1	94	0,0382	3,5908
Bentonita 2%	94	0,02	1,88	0,0454	0,085352
Agua			8,33 x	0,1199	x
Total			95,88+8,33x		3,676152+x

Fuente: Elaboración Propia con base a (YPFB Andina S.A., 2015)

$$13,8 = \frac{95,88 + 8,33x}{3,6761 + x}$$

Agua Requerida:

$$50,73 + 13,8x = 95,88 + 8,33x$$

$$5,47x = 45,15$$

$$x = 8,25 \text{ gal/saco}$$

Agua Requerida = 8,25 gal/saco

Volumen Total Absoluto:

$$\text{Volumen Total Absoluto} = 3,68 + 8,25 = 11,93 \text{ gal}$$

Rendimiento de la Lechada:

$$\text{Rendimiento de la Lechada} = \frac{11,93 \text{ gal}}{7,4805 \frac{\text{gal}}{\text{pie}^3}} = 1,59 \frac{\text{pie}^3}{\text{saco}}$$

Segunda Etapa. –

Lechada Principal:

Datos: Densidad= 13 ppg

Tabla 3.9. Aditivos de la Lechada Principal de la Segunda Etapa

Material	Peso cemento (lb)	%	Peso (lb)	F.Vol.Abs (gal/lb)	Volumen (gal)
Cemento "G"	94	1	94	0,0382	3,5908
Bentonita 2%	94	0,02	1,88	0,0454	0,085352
CaCl2 2%	94	0,02	1,88	0,0612	0,115056
Gas Stop 0,5%	94	0,05	4,7	0,1009	0,47423
Agua			8,33 x	0,12004802	x
Total			102,46+8,33x		4,265438+x

Fuente: Elaboración Propia con base a (YPFB Andina S.A., 2015)

$$13 = \frac{102,46 + 8,33x}{4,26 + x}$$

Agua Requerida:

$$55,45 + 13x = 102,46 + 8,33x$$

$$4,67x = 47,00$$

$$x = 10,07 \text{ gal/saco}$$

Agua Requerida = 10,07 gal/saco

Volumen Total Absoluto:

$$\text{Volumen Total Absoluto} = 4,27 + 10,07 = 14,34 \text{ gal}$$

Rendimiento de la Lechada:

$$\text{Rendimiento de la Lechada} = \frac{14,34 \text{ gal}}{7,4805 \frac{\text{gal}}{\text{pie}^3}} = 1,92 \frac{\text{pie}^3}{\text{saco}}$$

3.3.4. Capacidad y volumen anular

Se divide en secciones para el espacio anular, definiéndolos por distintos diámetros internos y externos, las cuales serán plasmados en la Tabla 3.10.

$$\text{Capacidad} = \text{Altura}(\text{pies}) * \text{Factor de Capacidad} \left(\frac{\text{gal}}{\text{pie}} \right)$$

$$\text{Volumen Anular} = \text{Altura}(\text{pies}) * \text{Factor de Capacidad} \left(\frac{\text{pie}^3}{\text{pie}} \right)$$

Tabla 3.10. Capacidad de Volumen Anular

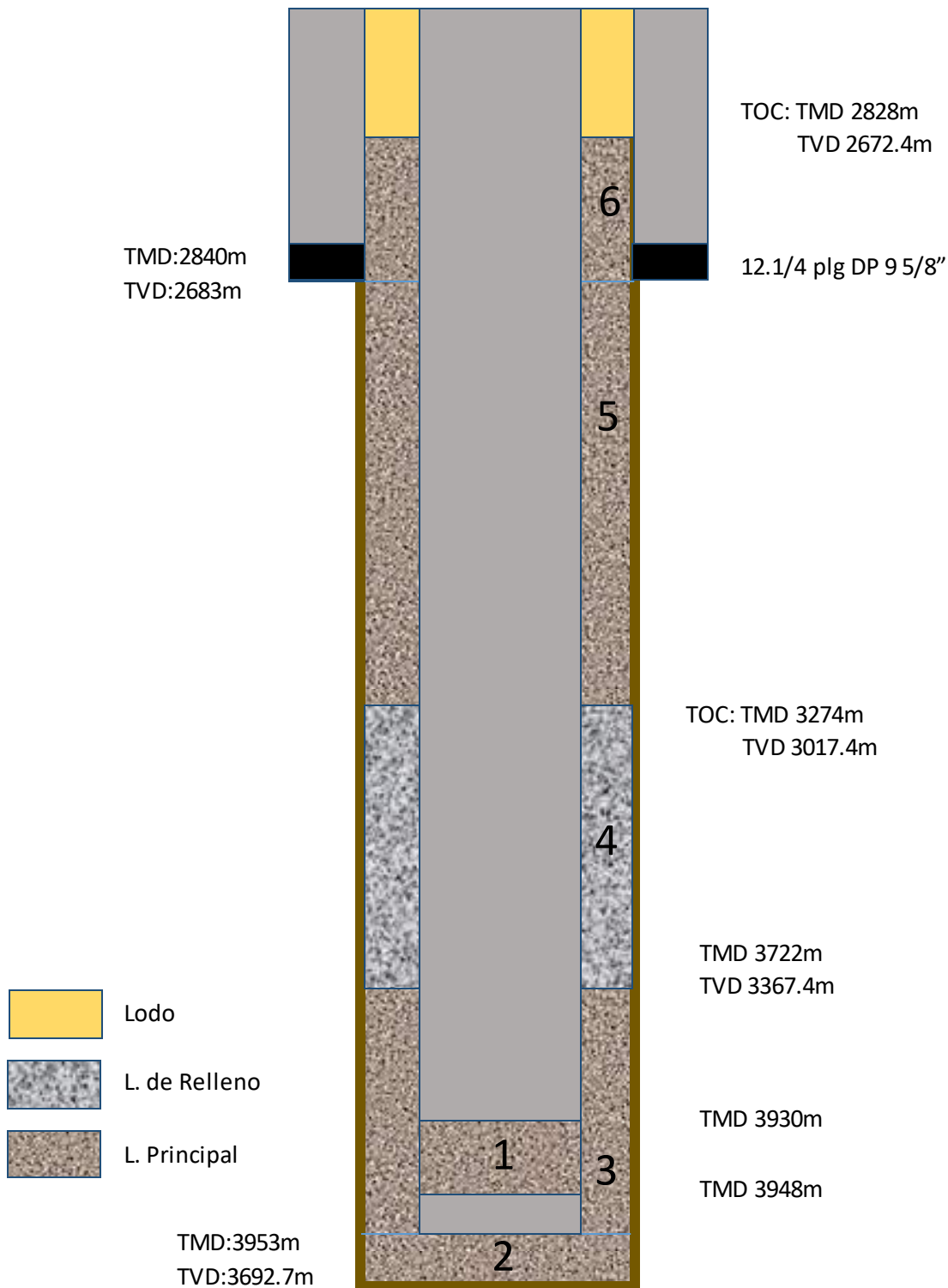
Sec.	Desde (m)	Hasta (m)	Altura		OD (pulg)	ID (pulg)	Peso (lb/ pie)	Grado de acero	Factores			Cap. (gal)	Vol. Anular pie3
			(m)	(pie)					(gal/ pie)	(bbl/ pie)	(pie3/ pie)		
1	3930	3948	18	59,06	7	6,184	29	N-80	1,560	0,037	0,209	92,14	12,32
2	3948	3953	5	16,40	8,5	0		N-80	2,948	0,070	0,394	48,36	6,46
3	3722	3948	226	741,47	8,5	7		N-80	0,949	0,023	0,127	703,36	94,02
4	3274	3722	448	1469,82	8,5	7		N-80	0,949	0,023	0,127	1394,27	186,37
5	2840	3274	434	1423,89	8,5	7		N-80	0,949	0,023	0,127	1350,70	180,55
6	2828	2840	12	39,37	8,691	7	47	N-80	1,076	0,026	0,144	42,34	5,66

Fuente: Elaboración propia con base a (YPFB Andina S.A., 2015)



3.3.5. Volumen de la lechada para llenar el espacio anular

Figura 3.8. Diseño de la Cementación Doble Etapa en el Tramo 8 1/2" del Pozo LSC - 9D



Fuente: Elaboración propia con base a (YPFB Andina S.A., 2015)

Espacio Anular: Detalle de volúmenes anulares por Etapas

Primera Etapa. –

Lechada Principal:

$$\text{Espacio Anular} = \text{sec. 1} + \text{sec. 2} + \text{sec. 3} = 12,32 + 6,46 + 94,02 = 112,8 \text{ pie}^3$$

Lechada de Relleno:

$$\text{Espacio Anular} = 4 = 186,4 \text{ pie}^3$$

Segunda Etapa. –

Lechada Principal:

$$\text{Espacio Anular} = 5 + 6 = 180,55 + 5,66 = 186,2 \text{ pie}^3$$

3.3.6. Cantidad de sacos de cemento

Sacos de cemento:

$$\# \text{ Sacos de cemento} = \frac{\text{pie}^3 \text{ requeridos en el espacio anular}}{\text{rendimiento del cemento}}$$

Primera Etapa. –

Lechada Principal:

Reemplazando en la fórmula:

$$\# \text{ Sacos de cemento} = \frac{112,8 \text{ pie}^3}{1,2478544 \frac{\text{pie}^3}{\text{saco}}} = 90,396 \text{ sacos}$$

Lechada de Relleno:

$$\# \text{ Sacos de cemento} = \frac{186,4 \text{ pie}^3}{1,59482672 \frac{\text{pie}^3}{\text{saco}}} = 116,861 \text{ sacos}$$

Segunda Etapa. –

Lechada Principal:

$$\# \text{ Sacos de cemento} = \frac{186,20997 \text{ pie}^3}{1,91587067 \frac{\text{pie}^3}{\text{saco}}} = 97,193 \text{ sacos}$$

Excedente de Cemento:

$$\text{Excedente de Cemento} = \# \text{ Sacos de cemento} * \% \text{ de excedente de cemento}$$

Primera Etapa. – (10%)

Lechada Principal:

$$90,396 * 0,10 = 9,0396 + 90,396 = 99,436 \approx 100 \text{ sacos}$$

Lechada de Relleno:

$$116,860 * 0,10 = 11,686 + 116,860 = 128,546 \approx 129 \text{ sacos}$$

Segunda Etapa. – (0%)

Lechada Principal:

$$97,193 * 0 = 0 + 97,193 = 97,193 \approx 98 \text{ sacos}$$

3.3.7. Agua de mezcla

$$\text{Agua de Mezcla} = \text{Agua Requerida en } \frac{\text{gal}}{\text{saco}} * \# \text{ Sacos de cemento}$$

Primera Etapa. –

Lechada Principal:

Reemplazando en la fórmula:

$$\text{Agua de Mezcla} = 5,069 \frac{\text{gal}}{\text{saco}} * 99,436 \text{ saco} = 504,06 \text{ gal}$$

$$\text{Agua de Mezcla} = \frac{504,06 \text{ gal}}{42 \frac{\text{gal}}{\text{bbl}}} = 12,00 \text{ bbl}$$

Lechada de Relleno:

$$\text{Agua de Mezcla} = 8,254 \frac{\text{gal}}{\text{saco}} * 128,546 \text{ saco} = 1061,02 \text{ gal}$$

$$\text{Agua de Mezcla} = \frac{1061,02 \text{ gal}}{42 \frac{\text{gal}}{\text{bbl}}} = 25,26 \text{ bbl}$$

Segunda Etapa. –

Lechada Principal:

$$\text{Agua de Mezcla} = 10,066 \frac{\text{gal}}{\text{saco}} * 97,193 \text{ saco} = 978,37 \text{ gal}$$

$$\text{Agua de Mezcla} = \frac{978,37 \text{ gal}}{42 \frac{\text{gal}}{\text{bbl}}} = 23,29 \text{ bbl}$$

3.3.8. Colchón lavador, colchón químico

$$\text{Longitud del Colchón} = \frac{\text{Volumen del Colchón}}{\text{F. Capacidad de la Tubería}}$$

$$\text{F. Capacidad} = \frac{\text{OD}^2 - \text{ID}^2}{1029,4}$$

Primera Etapa. –

Se halla el Factor de capacidad de la tubería con los datos de la Tabla 3.11 reemplazando en las fórmulas anteriores

Tabla 3.11. Datos para el Colchón Lavador y Químico

	Volumen(bbl)	Densidad(lpg)	OD (pulg)	ID (pulg)
Colchón químico	20	9,4	8,5	7
Colchón lavador	20	9,4	8,5	7

Fuente: Elaboración propia con base a (YPFB Andina S.A., 2015)

$$F. \text{ Capacidad} = \frac{8,5^2 - 7^2}{1029,4} = 0,03$$

$$\text{Longitud del Colchón} = \frac{20}{0,022586} = 885,51 \text{ pulg}$$

Longitud del colchón químico= 885,51 pulg

Longitud del colchón lavador= 885,51 pulg

Segunda Etapa. –

Se halla el Factor de capacidad de la tubería con los datos de la Tabla 3.12 reemplazando en las fórmulas anteriores

Tabla 3.12. Datos para el Colchón Lavador y Químico

	Volumen(bbl)	Densidad(lpg)	OD (pulg)	ID (pulg)
colchón químico	20	9,4	12,25	7
colchón lavador	20	9,4	12,25	7

Fuente: Elaboración propia con base a (YPFB Andina S.A., 2015)

$$F. \text{ Capacidad} = \frac{12,25^2 - 7^2}{1029,4} = 0,098$$

$$\text{Longitud del Colchón} = \frac{20}{0,098} = 203,72 \text{ pulg}$$

Longitud del colchón químico= 203,72 pulg

Longitud del colchón lavador= 203,72 pulg

3.3.9. Volumen de desplazamiento del cemento

$$\text{Volumen de Desplazamiento} = \text{Profundidad. (pies)} * \text{Factor de capacidad} \left(\frac{\text{gal}}{\text{pie}}\right)$$

Primera Etapa. –

Se halla el Volumen de Desplazamiento con los datos de la Tabla 3.13, para todos los intervalos de estudio

Tabla 3.13. Datos de Cementación para la Primera Etapa

Intérvalo (m)	Prof (m)	Prof (pies)	OD Tub. (pulg)	ID Tub. (pulg)	Fact. (bbl/pie)	Fact. (gal/pie)	Volumen (bbl)	Volumen (gal)
0-700	700	2296,59	7	6,18	0,037	1,560	85,20	3583,37
700-2700	2000	6561,68	7	6,28	0,038	1,607	251,31	10544,62
2700-3930	1230	4035,43	7	6,18	0,037	1,560	149,72	6296,49
Total								20424,47

Fuente: (YPFB Andina S.A., 2015)

Volumen de desplazamiento del Fluido que va a desplazar el cemento = 20424,47 gal

Segunda Etapa. –

Se halla el Volumen de Desplazamiento con los datos de la Tabla 3.14 para todos los intervalos de estudio reemplazando en la fórmula anterior.

Tabla 3.14. Datos de Cementación para la Segunda Etapa

Intervalo (m)	Prof (m)	Prof (pies)	ODTub. (pulg)	IDTub. (pulg)	Fact. (bbl/pie)	Fact. (gal/pie)	Volumen (bbl)	Volumen (gal)
0-700	700	2296,59	7	6,184	0,037	1,560	85,20	3583,37
700-2700	2000	6561,68	7	6,276	0,038	1,607	251,31	10544,62
2700-3274	574	1883,20	7	6,184	0,037	1,560	69,87	2938,36
Total								17066,35

Fuente: (YPFB Andina S.A., 2015)

Volumen de desplazamiento del Fluido que va a desplazar el cemento = 17066,35 gal

Volumen Total de desplazamiento = 37490,8176 gal

3.3.10. Caudal de bombeo para el cemento

$$Q = \frac{(\text{Dic})^2 * \text{Lv} * \text{Ev} * \text{SPM} * 42}{4117,7}$$

Tabla 3.15. Datos de la Bomba Dúplex

Bomba Dúplex		
Dic	Diámetro interno de la camisa del pistón de la bomba de lodo (pulg)	6,5
Lv	Longitud del vástago del pistón de la bomba (pulg)	12
Ev	Eficiencia volumétrica (fracción decimal) 90 %	0,9
SPM	Emboladas por minuto (velocidad de la bomba) (sacos/min)	60

Fuente: (YPFB Andina S.A., 2015)

Para hallar el caudal de la bomba se reemplaza los datos de la Tabla 3.15 en la anterior fórmula

$$Q = \frac{(6,5)^2 * 12 * 0,9 * 60 * 42}{4117,7} = 279,25201 \text{ gal/min}$$

El caudal de la bomba dúplex para el bombeo de cemento es 279,25201 gal/min.

3.3.11. Tiempo de desplazamiento del cemento

$$tdc = \frac{\text{Volumen de Desplazamiento}}{\text{Caudal de Bombeo del cemento}}$$

Primera Etapa. –

Reemplazando en la fórmula los datos obtenidos en los anteriores cálculos

Volumen de Desplazamiento = 20424,472 gal

Caudal de bombeo de cemento = 279,25201 gal/min

$$tdc = \frac{20424,472}{279,25201} = 73,139928 \text{ min}$$

Segunda Etapa. –

Volumen de Desplazamiento = 17066,3458 gal

Caudal de bombeo de cemento = 279,25201 gal/min

$$tdc = \frac{17066,3458}{279,25201} = 134,254424 \text{ min}$$

3.3.12. Tiempo de mezclado y bombeo

$$tmb = \frac{\text{cantidad de sacos a cementar}}{\text{capacidad de mezcla y bombeo}}$$

Reemplazando en la fórmula anterior los datos obtenidos en los anteriores cálculos, para ambas etapas

Primera Etapa. –

Cantidad de sacos a cementar = 227,983451 sacos

Capacidad de Mezcla y bombeo = 20 sacos/min

$$tmb = \frac{227,983451}{20} = 11,3991 \text{ min}$$

Segunda Etapa. –

Cantidad de sacos a cementar = 97,1933 sacos

Capacidad de Mezcla y bombeo = 20 sacos/min

$$tmb = \frac{97,1933}{20} = 4,8596 \text{ min}$$

Tiempo Total de Mezclado y Bombeo = 11,3991+4,8596 = 16,2588 min

3.3.13. Tiempo de cementación

$$Tc = tdc + tmb$$

Reemplazando en la fórmula los datos de tiempo de desplazamiento de cemento y tiempo de mezclado de bombeo para ambas etapas se obtuvo:

Primera Etapa. –

$$Tc = 73,139928 \text{ min} + 11,3991 \text{ min} = 84,5391 \text{ min} = 1,4089 \text{ hrs}$$

Segunda Etapa. –

$$Tc = 61,1144 \text{ min} + 4,8596 \text{ min} = 65,9741 \text{ min} = 1,0995 \text{ hrs}$$

Tiempo Total de Cementación = 150,513266 min

3.3.14. Secuencia de bombeo

- Correr cañería de 7" hasta la profundidad programada de 3953 m, dejando al menos 1 m de cámara desde zapato casing hasta fondo pozo. Instalar los siguientes accesorios:

a.- Trépano 8 ½" (Cia. Casing Drilling)

b.- zapato flotador

- c.- collar flotador
- d.- SwellPacker
- e.- Collar doble etapa
- d.- “n” piezas de cañerías 7” N-80, Blue Dpls hasta superficie

- Circular pozo hasta tener retorno limpio en zaranda
- Llenar la cañería cada pieza
- Dimensionar sarta de cañería 7” de modo de dejar cupla de la cañería a 3m de la cabeza de pozo para realizar el corte y se evite el riesgo de dejar la cupla de cañería en posición del colgador. Tomar en cuenta el Swell Packer 7” debe quedar en +/- 3274 m (entre cañerías).
- Cuando la cañería llegue a la profundidad del zapato de 9 5/8” romper circulación para asegurarse que los flotadores no se encuentran taponados antes de entrar en agujero abierto.
- Armar cabeza de cementación e instalar el acople rápido “Quick Latch” sobre el crossover Blue x BTC de la cañería de 7”
- Conectar líneas superficiales de bombeo y probar las mismas con 400 Psi
- Cementar la cañería utilizando tapón superior primera etapa. Desplazar con lodo hasta efectuar tope tapón. El supervisor de perforación deberá presenciar el aumento de presión cuando el tapón llegue al collar.
- Monitorear los retornos durante la cementación, bajar el caudal de desplazamiento a ± 2 bpm cuando el tapón de desplazamiento esté cerca del collar flotador.
- Asentar el Tapón +/- 1000 psi.
- Una vez verificado el funcionamiento de los accesorios, abrir la cabeza de cementación, liberar el Tapón de Apertura (Torpedo) para abrir puertos de circulación del collar de doble etapa. Tiempo de caída 200 ft/min.
- Iniciar Bombeo:
- Dando un total de +/- 30 min para asentar en la profundidad del collar doble etapa. Una vez el torpedo asienta en el collar aplicar una presión de 820 Psi para abrir los puertos y verificar circulación.

- Abrir puertos de circulación con unidad de bombeo, tener aproximadamente 10 bbl de lodo para restablecer circulación una vez se abran los puertos, es muy importante mantener la circulación continua en todo momento por lo cual inmediatamente se realizará el cambio de válvula de la 'Y' para continuar la circulación con las bombas del equipo de perforación.
- Al verificar circulación, iniciar el bombeo de fluidos para cementación segunda etapa de acuerdo al programa de cementación.
- Durante el desplazamiento verificar la llegada del tapón superior de segunda etapa observando la presión final de circulación y presurizar con 1300psi más un factor de seguridad de 250psi sobre la misma, esto con el fin de cerrar la camisa de los puertos de circulación del collar doble etapa
- Desmontar cabeza de cementación y líneas.



CAPITULO IV

EVALUACIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA DEL PROYECTO DE LA APLICACIÓN DE LA TÉCNICA DE CEMENTACIÓN DOBLE ETAPA EN EL POZO LSC - 9D

4.1. ANÁLISIS TÉCNICO DE LA CEMENTACIÓN DOBLE ETAPA

Las presiones proyectadas para las diferentes profundidades, que se obtuvieron del programa de perforación del pozo LSC - 9D.

Tabla 4.1. Datos para la Cementación Doble Etapa

SEGUNDA ETAPA							
Intervalo (m)	Prof (m) MD	Prof(pies) MD	Prof (m) TVD	Prof (pies) TVD	Gfrac. (ppg)	Dens (lb/gal)	PEquiv. (PSI)
2700-2800	2800	9186,35	2672,24	8767,19	12,9	12,9	5881,03
2800-2900	2900	9514,44	2750,24	9023,10	12,8	12,8	6005,77
2900-3000	3000	9842,52	2814,24	9233,07	12,8	12,8	6145,53
3000-3100	3100	10170,60	2876,24	9436,48	10,4	10,4	5103,25
3100-3200	3200	10498,69	2920,24	9580,84	10,2	10,2	5081,68
PRIMERA ETAPA							
3200-3300	3300	10826,77	3017,24	9899,08	13	13	6691,78
3300-3400	3400	11154,86	3189,24	10463,39	12,7	12,7	6910,02
3400-3500	3500	11482,94	3189,24	10463,389	12,7	12,7	6910,02
3500-3600	3600	11811,0236	3292,24	10801,3123	12,8	12,8	7189,35
3600-3700	3700	12139,1076	3367,24	11047,3753	13,4	13,4	7697,81
3700-3800	3800	12467,1916	3483,24	11427,9528	12,8	12,8	7606,45
3800-3900	3900	12795,2756	3610,24	11844,6194	12,7	12,7	7822,19
3900-3953	3953	12969,1601	3692,7	12115,1575	13	13	8189,85

Fuente: (YPFB Andina S.A., 2015)

Dentro de la ventana operativa de presión de poro y gradiente de presión existe un gradiente de presión de fracturar muy bajo (10,2 ppg) donde la formación tiende a ser fracturada, considerando que este valor es muy bajo en comparación al valor normal (13 ppg).

Las formaciones que tienen esta presión de poro y de fractura muy bajas, son las formaciones de Escarpment Y3 e Iquiri 1. La litología de la formación Iquiri 1 está conformada por lutitas de color negruzco que indica tener una buena porosidad por lo tanto habría presencia de gas condensado.

Las formaciones de objetivos son:

Reservorio Escarpment Y3: está considerado como el más importante ya que del mismo proviene el porcentaje de producción más alto del campo. Depósito de ambiente sedimentario es decir fluvio-glacial a glacialmarino.

Existen potentes bancos de areniscas limpias en su parte basal y areniscas un poco más sucias con intercalaciones pelíticas

Reservorio Iquiri 1: es una formación monótona, bien definida, preponderantemente pelítica (60%), representadas por lutitas de color negruzco, son carbonosas de aspecto bituminoso, laminadas escamosas planares, tabulares, fisiles, quebradizas y micáceas. Alternan una serie de niveles delgados de areniscas gris blanquecinas de grano fino a medio, subredondeado a redondeado, buena selección, cemento silíceo.

La sección 8 ½" se perforó fluido K1a Shield con una densidad de 9,3 ppg, con una diferencia en el porcentaje de sólidos de perforación con respecto a las demás secciones de un 0,5% menos de 3%.

Es diámetro del agujero de la sección anterior que es de 9.5/8" por lo tanto se utilizara una cañería de 7" para la cementación.

En la Tabla 4.2. se muestran los resultados técnicos del proyecto, donde se puede apreciar las presiones hidrostáticas y las presiones de formación en los puntos más débiles de ambas etapas.

Tabla 4.2. Resultados Técnicos Satisfactorios del Proyecto

Resultados Técnicos del Proyecto						
Etapa	Puntos Débiles	prof (m)	prof (pies)	Presión de Formación	Presión Hidrostática	Presión Fractura
2	3100-3200	3150	10334,6457	2095,86614	5050,56	5481,49606
1	3400-3500	3400	11154,8556	4292,38845	6523,31	7366,66667
1	3800-3900	3850	12631,2336	4466,4042	6523,31	8341,66667

Elaboración Propia con base a (YPFB Andina S.A., 2015)

El Diseño de cementación del tramo 8 1/2" se realizó de la siguiente manera:

Tabla 4.3. Diseño para la Cementación Doble Etapa

Resultados	Primera Etapa	Segunda Etapa	
PH (Psi)	Lechada principal	860,63	765,16
	Lechada de relleno	824,02	0
	Lodo	4838,67	4285,40
	Total	6523,32	5050,56
Agua requerida (gal/saco)	Lechada principal	5,07	10,07
	Lechada de relleno	8,25	0
Volumen total absoluto (gal)	Lechada principal	9,33	14,33
	Lechada de relleno	11,93	0
Rendimiento (pie³/saco)	Lechada principal	1,25	1,92
	Lechada de relleno	1,59	0
Volumen de la lechada para el espacio anular (pie³)	Lechada principal	112,80	186,21
	Lechada de relleno	186,37	0
Sacos de cemento sin excedente	Lechada principal	90,40	97,19
	Lechada de relleno	116,86	0
Sacos de cemento con excedente	Lechada principal	99,44	97,19
	Lechada de relleno	128,55	0
Agua de Mezcla (bbl)	Lechada principal	12,00	23,30
	Lechada de relleno	25,26	
Volumen (bbl)	Colchón químico	20	20
	Colchón lavador	20	20
Longitud (pulg)	Colchón químico	885,51	203,72
	Colchón lavador	885,51	203,72

Fuente: Elaboración Propia con base a (YPFB Andina S.A., 2015)

4.1.1. Análisis económico de la cementación doble etapa

El análisis de costos de la lechada de relleno como la lechada principal se realiza por separado, de acuerdo al volumen de lechada desplazada en el pozo más las herramientas utilizadas en la operación, al final se suma y se tiene un total que será el facturado.

Primero como información se tiene, el diámetro del hoyo y el diámetro de la tubería de revestimiento, la profundidad total de 3953 m y la distancia entre la profundidad y el tope del cemento en el punto de la última tubería de revestimiento. El Tope de Cemento (TOC) de la primera etapa así también de la segunda etapa.

El volumen medido en barriles de la lechada de relleno con su densidad y el volumen en barriles de la lechada de cola con su densidad, se suman los volúmenes de ambas lechadas, el número de centralizadores debe ser ingresado más las herramientas, aditivos líquidos y sólidos separado del cemento que representara el costo de materiales.

A continuación, se presentan los equipos, accesorios, productos con los costos respectivos para la cementación doble etapa.

Tabla 4.4. Costos de Productos para la Cementación

COSTOS DE PRODUCTOS					
Descripción Del Producto	Producto	Función		Unidad	Precio USD
	Nombre Comercial	Primaria	Secundaria		
Cemento Clase G	Cemento Clase G	Aislación	Aislación	Saco	32
Aditivo	Bentonita			kg	30
Aditivo	Cloruro De Calcio	Acelerador	Viscosificante	Lbs	0,6
Aditivo	Gas Stop	Control De Gas	Viscosificante	Lbs	86,25

Fuente: (Halliburton, 2019)

Tabla 4.5. Costos del Alquiler de Equipo de Cementación

ALQUILER DE EQUIPO		
Articulo	Velocidad Stand By (USD/Dia)	Movilización (USD/Km)
Unidad De Cemento Y Afines Equipo	500	5
Tanques Presurizados Para Almacenamiento De Cemento Para 600 Pie ³	30	5
Tanques Presurizados Para Almacenamiento De Bentonita Para 600 Pie ³	30	5
Tanque De Mezcla De Agua De 250 Bbl	25	5
Mezclador (Batch Mixer) 50 Bbl	400	5
Compresor De Aire	25	2

Fuente: (Halliburton, 2019)

Tabla 4.6. Costos de Accesorios para la Cementación

ACCESORIOS	
Para tubería de 7"	Costo Unidad USD
Centralizador	80
Stop Collar	55
Swell Packer	32

Fuente: (Halliburton, 2019)

Tabla 4.7. Costos del Equipo de Flotación, Tapones de Cemento y Otros

EQUIPO DE FLOTACIÓN, TAPONES DE CEMENTO Y OTROS				
	Características De La Tubería			Unid. Costo USD
	Tamaño	Peso	Grado	
Zapato Flotador (Tenaris Blue)	7"	26-29	N-80	3241
Collar Flotación (BTC) Inner String	7"	54,5	K-55	2836
Set De Tapón Superior E Inferior	7"	26-29	N-80	778
Collar Doble Etapa (Tenaris Blue) Y Plug Set	7"	26-29	N-80	24448,61

Fuente: (Halliburton, 2019)

En la Tabla 4.8, (Halliburton, 2019) se detalla La suma total con los respectivos precios unitarios, por la cantidad que se requiere de cada equipo, producto, accesorio, expresándose en precio total de 46559,113 USD, en el cual se puede observar que una cementación doble etapa no requiere de muchos accesorios, y el costo no muy elevado como el de una cementación correctiva.

Tabla 4.8. Costo total de la cementación doble etapa en el tramo 8 1/2" del Pozo LSC - 9D

Nombre	Unidad	Precio USD	Cantidad	Precio Total USD
Cemento Clase G	Saco	32	326	10432
Cloruro De Calcio	Lbs	0,6	1,88	1,128
Gas Stop	Lbs	86,25	4,7	405,375
Unidad De Cemento Y Afines Equipo	Velocidad Stand By (USD/Dia)	500	1	500
Tanques Presurizados Para Almacenamiento De Cemento Para 600 Pie3	Velocidad Stand By (USD/Dia)	30	1	30
Tanques Presurizados Para Almacenamiento De Bentonita Para 600 Pie3	Velocidad Stand By (USD/Dia)	30	1	30
Tanque De Mezcla De Agua De 250 Bbl	Velocidad Stand By (USD/Dia)	25	1	25
Mezclador (Batch Mixer) 50 Bbl	Velocidad Stand By (USD/Dia)	400	1	400
Compresor De Aire	Velocidad Stand By (USD/Dia)	25	1	25
Unidad De Cemento Y Afines Equipo	Movilización (USD/Km)	5	120	600
Tanques Presurizados Para Almacenamiento De Cemento Para 600 Pie3	Movilización (USD/Km)	5	120	600
Tanques Presurizados Para Almacenamiento De Bentonita Para 600 Pie3	Movilización (USD/Km)	5	120	600
Tanque De Mezcla De Agua De 250 Bbl	Movilización (USD/Km)	5	120	600
Mezclador (Batch Mixer) 50 Bbl	Movilización (USD/Km)	5	120	600
Compresor De Aire	Movilización (USD/Km)	2	120	240
Swell Packer		32	1	32
Centralizador		80	1	80
Stop Collar		55	1	55
Zapato Flotador (Tenaris Blue)		3241	1	3241
Collar Flotación (BTC) Inner String		2836	1	2836
Set De Tapón Superior E Inferior		778	1	778
Collar Doble Etapa (Tenaris Blue) Y Plug Ste		24448,6	1	24448,61
		1		
TOTAL				46559,11

Fuente: (Halliburton, 2019)

CAPITULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. CONCLUSIONES

Una vez concluido el presente proyecto de grado, se arribó a las siguientes conclusiones:

Se realizó el diagnóstico de las características de presiones de poro y de fractura de las diferentes formaciones atravesadas en la perforación del pozo LSC - 9D, llegando a determinar que al nivel de la formación Escarpment Y3, intervalo de 3000-3200 m, existe un descenso en el gradiente de fractura hasta un valor equivalente a 10,2 ppg; lo que representa un potencial riesgo de fractura de la formación, durante la cementación del agujero de 8 ½", debido a las elevadas densidades de las lechadas utilizadas.

De la descripción de las características de la técnica de cementación doble etapa, se determinó que esta técnica es aplicable en pozos donde el perfil de presiones de poro y de fractura, presenta un comportamiento muy irregular, generando secciones del agujero abierto con bajos límites de presiones de fractura; lo que se adecua a las condiciones operativas encontradas en la sección del agujero de 8 ½" del pozo objeto de estudio.

Se realizó el diseño de la cementación doble etapa para el hueco de 8 ½" del pozo LSC - 9D, donde el máximo valor de presión ejercido sobre la formación Escarpment Y3, equivale a un valor de 5081,67748 psi; siendo este inferior al límite de fractura de la formación, el cual equivale a 10,2 ppg, lo que evita cualquier riesgo de fractura y pérdida de fluidos a la formación por efecto de un excesivo sobrebalance.

Se logró demostrar la viabilidad de la aplicación de esta técnica de cementación de doble etapa en pozos donde se presenta este tipo de escenarios, con perfiles de presiones de poro y de fractura muy variados, lo que garantiza un efectivo sello hidráulico en toda la sección del hueco abierto; evitando fracturar la formación y

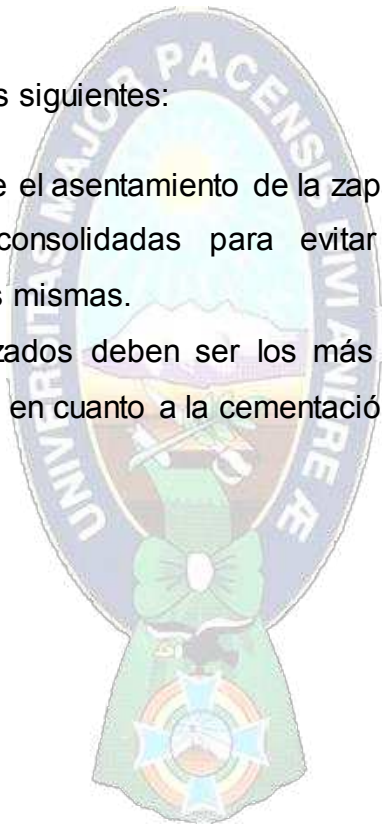
ocasionar pérdidas de circulación, tal como sucede con una cementación primaria de una sola etapa.

La aplicación de esta técnica para el caso de estudio implicaría una inversión de 46559,11 USD, valor que pudiera resultar mayor al de una cementación de una sola etapa, sin embargo, considerando los costos incrementales por cementaciones correctivas que derivarían por la fractura de la formación, la cementación doble etapa resulta ser más económica.

5.2. RECOMENDACIONES

Las recomendaciones son las siguientes:

- Se recomienda que el asentamiento de la zapata de las cañerías se realice en formaciones consolidadas para evitar problemas posteriores de inestabilidad de las mismas.
- Los cálculos realizados deben ser los más exactos posibles para tener resultados óptimos en cuanto a la cementación.



REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

YPFB Andina S.A. (2015). Programa de Perforación Pozo Los Sauces X4 Dirigido. Santa Cruz de la Sierra - Bolivia.

Agencia Nacional de Hidrocarburos. (2017). Obtenido de https://www.anh.gob.bo/InsideFiles/Documentos/Documentos_Id-585-180725-0528-0.pdf

American Petroleum Institute (API). (2019). Publications Programs Services 2019, 18. Obtenido de https://www.api.org/~media/Files/Publications/2019_Catalog/2019_Pubs%20Catalog_final.pdf

Arévalo, F., Barzallo, D., & Guerrero, R. (2010). Metodología en Operaciones de Cementación Primaria y Forzada Utilizando Nuevas Tecnologías. Tesina de Grado. Escuela Superior Politécnica del Litoral, Guayaquil, Ecuador.

BJ Services-EDC LAR. (2004). Manual de Equipos de Cementación. Neuquén, Argentina. Obtenido de <https://www.coursehero.com/file/27321871/Capitulo-4pdf/>

Borbor, E., & Torrez, J. (2014). Cementación Primaria en el Pozo EDJO 15, Ubicado en el Campo Virginia del Oriente Ecuatoriano. Tesina de Graduación. Escuela Superior Politécnica del Litoral, Guayaquil, Ecuador.

Caenn, R., Darley, H., & Gray, G. R. (2017). Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids (Séptima ed.). Houston, Texas, USA: ELSEVIER. Obtenido de <https://books.google.com.bo/books?id=kS6lCgAAQBAJ&pg=PR4&lpg=PR4&dq=book+composition+and+properties+of+drilling+and+completion+fluids++todas+sus+ediciones&source=bl&ots=m3Ft6BXXJ6&sig=ACfU3U0kwYdFGVHvxedNlRlXI5DENZOmrA&hl=es&sa=X&ved=2ahUKEwjS6ePamYLqAhUg>

- Estrada, P., & Olivo, J. (2009). Análisis y Aplicación de Sistema Well-Life3 para Incrementar la Vida Útil del Cemento en Pozos del Oriente Ecuatoriano. Proyecto de Grado. Escuela Politécnica Nacional, Quito.
- Halliburton. (2003). Manual de cementación 1, Cementos y Aditivos.
- Halliburton. (2013). Manual de cementación 1, Cementación Primaria.
- Halliburton. (2016). Cementación Primaria.
- Lizárraga, R. (2018). Perforación de Pozos Petroleros. Obtenido de <https://perforaciondepozospetroleros.jimdo.com/udabol-1/perforación-i/>
- Marquéz, L. (2010). Estudio de Cementación de Pozos Exploratorias en Aguas Profundas de la Región Marina de México (Versión PDF). Tesis Profesional. Instituto Politécnico Nacional, México DF., México.
- Melgarejo P., C. (2018). Diseño de una herramienta metodológica integral para la planificación, revisión y evaluación de proyectos de cementación de pozos petroleros [versión PDF]. (Trabajo Especial de Grado). Universidad Central de Venezuela, Caracas, Venezuela. Obtenido de <http://saber.ucv.ve/bitstream/10872/20066/1/TEG%20Crisostomo%20Melgarejo%20final.pdf>
- Nelson, E., & Guillot, D. (2006). Well Cementing (Segunda ed.). (D. G. Erick B. Nelson, Ed.) Schlumberger.
- PDVSA (Exploración y Producción). (1998). Manual de Diseño de Revestidores. Procedimientos de Diseño para Tuberías de Revestimientos y Producción. Venezuela. Obtenido de <https://dokumen.tips/documents/manual-de-dise-no-de-revestidores-pdvsa-completo.html>
- Petroblogger. (31 de Diciembre de 2009). Propiedades y Aditivos de los Cementos. Obtenido de <http://www.ingenieriadepetroleo.com/propiedades-y-aditivos-de-los->

Wild Well Control. (2015). Fundamentos y conceptos sobre Presión. Obtenido de <https://wildwell.com/wp-content/uploads/pressure-basics-and-concepts-esp.pdf>

Yépez, N. (2012). Factibilidad de la cementación de zonas productoras con tecnología CemCRETE en los campos VHR y CUBAYENO [versión PDF]. (Proyecto del Trabajo de Grado). Universidad Central del Ecuador, Quito, Ecuador. Obtenido de <https://core.ac.uk/download/pdf/71898132.pdf>

YPFB Andina S.A. (2013). YPFB Andina S.A. Obtenido de Historia: <http://www.ypfb-andina.com.bo/index.php/ypfb-andina/historia>

YPFB Andina s.a. (2016). programa de perforación pozo los sauces 9 dirigido. santa cruz de la sierra - bolivia.



ANEXOS

ANEXO A: DATOS DEL LIBRO REDBOOK DE HALLIBURTON

CEMENTING MATERIALS AND ADMIXTURES PHYSICAL PROPERTIES AND WATER REQUIREMENTS

Material	Bulk Weight lbs/cuft	Specific Gravity	Absolute Volume		Activity %	Dry/ Liquid	Liquid Base	Water Requirements gals/lb
			gals/lb	cu ft/lb				
API Cements	94	3.14	0.0382	0.0051	100	Dry		0.045 to 0.055
Trinity Lite-Wate	75	2.8	0.0429	0.0057	100	Dry		0.080 to 0.103
Micro-Matrix	50	3	0.0400	0.0053	100	Dry		0.120 to 0.180
Micro-Fly Ash	65	2.54	0.0473	0.0063	100	Dry		0.120 to 0.180
Micro-Matrix Cmt Ret		1.15	0.1044	0.0140	100	Liquid	Water	
PozMix A	74	2.46	0.0488	0.0065	100	Dry		0.049 to 0.053
SilicaLite	18	2.52	0.0476	0.0064	100	Dry		0.4
Attapulgit	40	2.58	0.0465	0.0062	100	Dry		0.69
Barite	135	4.23	0.0284	0.0038	100	Dry		0.0264
Bentonite	60	2.65	0.0453	0.0061	100	Dry		0.69
Calcium Carbonate	22.3	2.71	0.0443	0.0059	100	Dry		none
Calcium Chloride	50.5	1.96	0.0612	0.0082	100	Dry		none
CAHT-1	45	1.75	0.0686	0.0092	100	Dry		none
CFA-S		1.05	0.1143	0.0153	100	Liquid	Water	
Cal-Seal	75	2.7	0.0445	0.0059	100	Dry		0.048
CFR-2	43	1.3	0.0923	0.0123	100	Dry		none
CFR-2L		1.18	0.1017	0.0136	33	Liquid	Water	
CFR-3	38	1.28	0.0938	0.0125	100	Dry		none
CFR-3L		1.17	0.1026	0.0137	33	Liquid	Water	
D-Air-1	25.2	1.35	0.0889	0.0119	100	Dry		none
D-Air-2		1.01	0.1189	0.0159	100	Liquid	Suspension	
D-Air-3		1	0.1200	0.0160	100	Liquid		
Diacel A	60.3	2.62	0.0458	0.0061	100	Dry		none
Diesel Oil		0.85	0.1412	0.0189	100	Liquid		
DSMA		1.006	0.1193	0.0160	40	Liquid	Water	
Econolite	75	2.4	0.0500	0.0067	100	Dry		Varies
Econolite Liquid		1.4	0.0857	0.0115	40	Liquid	Water	
EX-1		2.4	0.0500	0.0067	100	Dry		Varies
Flocele	15	1.42	0.0845	0.0113	100	Dry		none
FWCA	32	1.4	0.0857	0.0115	100	Dry		none
GasCon 469		1.1	0.1091	0.0146	15	Liquid	Water	
GasStop	19	1.19	0.1009	0.0135	100	Dry		none
GasStop HT	19	1.43	0.0839	0.0112	100	Dry		none
GasStop LXP		0.994	0.1208	0.0161	42.3	Liquid	Suspension	
Gilsonite	50	1.07	0.1122	0.0150	100	Dry		0.04
Halad-9	37.2	1.22	0.0984	0.0132	100	Dry		none < 0.5%
Halad-9 LXP		0.987	0.1216	0.0163	42.6	Liquid	Suspension	
Halad-14	39.5	1.31	0.0916	0.0123	100	Dry		none
Halad-22A	23.5	1.32	0.0909	0.0122	100	Dry		none < 0.5%
Halad-22A LXP		1.003	0.1197	0.0160	41.9	Liquid	Suspension	
Halad-100A	15.62	1.36	0.0883	0.0118	100	Dry		none
Halad-100AL		1.034	0.1161	0.0155	10	Liquid	Water	
Halad-322	35.2	1.28	0.0938	0.0125	100	Dry		none
Halad-322 LXP		0.984	0.1220	0.0163	50	Liquid	Suspension	
Halad-344	19	1.19	0.1009	0.0135	100	Dry		none
Halad-344 LXP		1.01	0.1189	0.0159	42.3	Liquid	Suspension	
Suspend HT	55	1.53	0.0785	0.0105	100	Dry		varies
Tuf Plug	48	1.28	0.0938	0.0125	100	Dry		none
VersaSet	50	2.32	0.0517	0.0069	100	Dry		none
Water		1	0.1200	0.0160		Liquid		
ZoneSeal Retarder	29	1.36	0.0883	0.0118	100	Dry		none

ANEXO B: PROPIEDADES FISICAS Y REQUERIMIENTO DE AGUA DE MATERIALES DE CEMENTACIÓN Y ADITIVOS

CEMENTING MATERIALS AND ADMIXTURES PHYSICAL PROPERTIES AND WATER REQUIREMENTS							
Material	Bulk Weight Kg/m3	Specific Gravity	Absolute Volume L/Kg	Activity %	Dry/Liquid	Liquid Base	Water Requirements L/Kg
API Cements	1506	3.14	0.3190	100	Dry		0.376 to 0.459
Trinity Lite-Wate	1201	2.8	0.3578	100	Dry		0.668 to 0.859
Micro-Matrix	801	3	0.3339	100	Dry		1.001 to 1.502
Micro-Fly Ash	1041	2.54	0.3944	100	Dry		1.001 to 1.502
Micro-Matrix Cmt Ret		1.15	0.8711	100	Liquid	Water	
PozMix A	1185	2.46	0.4072	100	Dry		0.409 to 0.442
SilicaLite	288	2.52	0.3975	100	Dry		3.338
Attapulgite	641	2.58	0.3883	100	Dry		5.758
Barite	2162	4.23	0.2368	100	Dry		0.22
Bentonite	961	2.65	0.3780	100	Dry		5.758
Calcium Carbonate	357	2.71	0.3697	100	Dry		none
Calcium Chloride	809	1.96	0.5111	100	Dry		none
CAHT-1	721	1.75	0.5725	100	Dry		none
CFA-S		1.05	0.9541	100	Liquid	Water	
Cal-Seal	1201	2.7	0.3710	100	Dry		0.401
CFR-2	689	1.3	0.7706	100	Dry		none
CFR-2L		1.18	0.8490	33	Liquid	Water	
CFR-3	609	1.28	0.7827	100	Dry		none
CFR-3L		1.17	0.8562	33	Liquid	Water	
D-Air-1	404	1.35	0.7421	100	Dry		none
D-Air-2		1.01	0.9919	100	Liquid	Suspension	
D-Air-3		1	1.0018	100	Liquid		
Diacel A	966	2.62	0.3824	100	Dry		none
Diesel Oil		0.85	1.1786	100	Liquid		
DSMA		1.006	0.9958	40	Liquid	Water	
Econolite	1201	2.4	0.4174	100	Dry		Varies
Econolite Liquid		1.4	0.7156	40	Liquid	Water	
EX-1		2.4	0.4174	100	Dry		Varies
Flocele	240	1.42	0.7055	100	Dry		none
FWCA	513	1.4	0.7156	100	Dry		none
GasCon 469		1.1	0.9107	15	Liquid	Water	
GasStop	304	1.19	0.8418	100	Dry		none
GasStop HT	304	1.43	0.7006	100	Dry		none
GasStop LXP		0.994	1.0078	42.3	Liquid	Suspension	

ANEXO C: FACTORES DE FLOTABILIDAD

BUOYANCY FACTORS FOR STEEL PIPE IN VARIOUS WEIGHT FLUIDS (Fluid Density — lb./gal.)

Lb./Gal.	Buoyancy Factor	Lb./Gal.	Buoyancy Factor	Lb./Gal.	Buoyancy Factor
6.0	.9083	11.0	.8319	16.0	.7555
6.1	.9068	11.1	.8304	16.1	.7540
6.2	.9053	11.2	.8289	16.2	.7524
6.3	.9037	11.3	.8273	16.3	.7509
6.4	.9022	11.4	.8258	16.4	.7494
6.5	.9007	11.5	.8243	16.5	.7479
6.6	.8991	11.6	.8227	16.6	.7463
6.7	.8976	11.7	.8212	16.7	.7448
6.8	.8961	11.8	.8197	16.8	.7433
6.9	.8946	11.9	.8182	16.9	.7417
7.0	.8930	12.0	.8166	17.0	.7402
7.1	.8915	12.1	.8151	17.1	.7387
7.2	.8900	12.2	.8136	17.2	.7372
7.3	.8884	12.3	.8120	17.3	.7356
7.4	.8869	12.4	.8105	17.4	.7341
7.5	.8854	12.5	.8090	17.5	.7326
7.6	.8839	12.6	.8075	17.6	.7311
7.7	.8823	12.7	.8059	17.7	.7295
7.8	.8808	12.8	.8044	17.8	.7280
7.9	.8793	12.9	.8029	17.9	.7265
8.0	.8778	13.0	.8013	18.0	.7249
8.1	.8762	13.1	.7998	18.1	.7234
8.2	.8747	13.2	.7983	18.2	.7219
8.3	.8732	13.3	.7968	18.3	.7204
8.33*	.8727	13.4	.7952	18.4	.7188
8.4	.8716	13.5	.7937	18.5	.7173
8.5	.8701	13.6	.7922	18.6	.7158
8.6	.8686	13.7	.7906	18.7	.7142
8.7	.8671	13.8	.7891	18.8	.7127
8.8	.8655	13.9	.7876	18.9	.7112
8.9	.8640	14	.7861	19	.7097
9.0	.8625	14.1	.7845	19.1	.7081
9.1	.8609	14.2	.783	19.2	.7066
9.2	.8594	14.3	.7815	19.3	.7051
9.3	.8579	14.4	.7800	19.4	.7035
9.4	.8564	14.5	.7784	19.5	.7020
9.5	.8548	14.6	.7769	19.6	.7005
9.6	.8533	14.7	.7754	19.7	.6990
9.7	.8518	14.8	.7738	19.8	.6974
9.8	.8502	14.9	.7723	19.9	.6960
9.9	.8487	15.0	.7708	20.0	.6944
10.0	.8472	15.1	.7693		
10.1	.8457	15.2	.7677		
10.2	.8441	15.3	.7662		
10.3	.8426	15.4	.7647		
10.4	.8411	15.5	.7631		
10.5	.8395	15.6	.7616		
10.6	.8380	15.7	.7601		
10.7	.8365	15.8	.7586		
10.8	.8350	15.9	.7570		
10.9	.8334				

NOMBRE: Eddy Guarachi Zamora

CELULAR: 76726712

CORREO ELECTRONICO:eddy.gz795@gmail.com

DIRECCION: Calle Loayza N° 3325 Z. 27 de septiembre el Alto





MINISTERIO DE DESARROLLO
PRODUCTIVO Y ECONOMÍA PLURAL



2024-TTES-1670-D-1

**DIRECCIÓN DE DERECHO DE AUTOR
Y DERECHOS CONEXOS
RESOLUCIÓN ADMINISTRATIVA NRO. 1-3473/2024
La Paz, 04 de noviembre de 2024**

VISTOS:

La solicitud de Inscripción de Derecho de Autor presentada en fecha **29 de octubre de 2024**, por **EDDY GUARACHI ZAMORA** con C.I. N° **6787870 LP**, con número de trámite **DA 1991/2024**, señala la pretensión de inscripción del Proyecto de Grado titulado: **"CEMENTACION DOBLE ETAPA EN LA FORMACION IQIRI DEL POZO LSC-9D"**, cuyos datos y antecedentes se encuentran adjuntos y expresados en el Formulario de Declaración Jurada.

CONSIDERANDO:

Que, en observación al Artículo 4º del Decreto Supremo N° 27938 modificado parcialmente por el Decreto Supremo N° 28152 el "Servicio Nacional de Propiedad Intelectual SENAPI, administra en forma desconcentrada e integral el régimen de la Propiedad Intelectual en todos sus componentes, mediante una estricta observancia de los regímenes legales de la Propiedad Intelectual, de la vigilancia de su cumplimiento y de una efectiva protección de los derechos de exclusiva referidos a la propiedad industrial, al derecho de autor y derechos conexos; constituyéndose en la oficina nacional competente respecto de los tratados internacionales y acuerdos regionales suscritos y adheridos por el país, así como de las normas y regímenes comunes que en materia de Propiedad Intelectual se han adoptado en el marco del proceso andino de integración".

Que, el Artículo 16º del Decreto Supremo N° 27938 establece "Como núcleo técnico y operativo del SENAPI funcionan las Direcciones Técnicas que son las encargadas de la evaluación y procesamiento de las solicitudes de derechos de propiedad intelectual, de conformidad a los distintos regímenes legales aplicables a cada área de gestión". En ese marco, la Dirección de Derecho de Autor y Derechos Conexos otorga registros con carácter declarativo sobre las obras del ingenio cualquiera que sea el género o forma de expresión, sin importar el mérito literario o artístico a través de la inscripción y la difusión, en cumplimiento a la Decisión 351 Régimen Común sobre Derecho de Autor y Derechos Conexos de la Comunidad Andina, Ley de Derecho de Autor N° 1322, Decreto Reglamentario N° 23907 y demás normativa vigente sobre la materia.

Que, la solicitud presentada cumple con: el Artículo 6º de la Ley N° 1322 de Derecho de Autor, el Artículo 26º inciso a) del Decreto Supremo N° 23907 Reglamento de la Ley de Derecho de Autor, y con el Artículo 4º de la Decisión 351 Régimen Común sobre Derecho de Autor y Derechos Conexos de la Comunidad Andina.

Que, de conformidad al Artículo 18º de la Ley N° 1322 de Derecho de Autor en concordancia con el Artículo 18º de la Decisión 351 Régimen Común sobre Derecho de Autor y Derechos Conexos de la Comunidad Andina, referentes a la duración de los Derechos Patrimoniales, los mismos establecen que: "la duración de la protección concedida por la presente ley será para toda la vida del autor y por 50 años después de su muerte, a favor de sus herederos, legatarios y cesionarios"

Que, se deja establecido en conformidad al Artículo 4º de la Ley N° 1322 de Derecho de Autor, y Artículo 7º de la Decisión 351 Régimen Común sobre Derecho de Autor y Derechos Conexos de la Comunidad Andina que: "...No son objeto de protección las ideas contenidas en las obras literarias, artísticas, o el contenido ideológico o técnico de las obras científicas ni su aprovechamiento industrial o comercial"

Que, el artículo 4, inciso e) de la ley N° 2341 de Procedimiento Administrativo, instituye que: "... en la relación de los particulares con la Administración Pública, se presume el principio de buena fe. La confianza, la cooperación y la lealtad en la actuación de los servidores públicos y de los ciudadanos ...", por lo que se presume la buena fe de los administrados respecto a las solicitudes



Oficina Central - La Paz
Av. Montes, N° 515,
entre Esq. Uruguay y
C. Batallón Illimani.
Telfs.: 2115700
2119276 - 2119251

Oficina - Santa Cruz
Av. Uruguay, Calle
prolongación Quijarro,
N° 29, Edif. Bicentenario.
Telfs.: 3121752 - 72042936

Oficina - Cochabamba
Calle Bolívar, N° 737,
entre 16 de Julio y Antezana.
Telfs.: 4141403 - 72042957

Oficina - El Alto
Av. Juan Pablo II, N° 2560
Edif. Multicentro El Ceibo
Ltda. Piso 2, Of. 5B,
Zona 16 de Julio.
Telfs.: 2141001 - 72043029

Oficina - Chuquisaca
Calle Kilómetro 7, N° 366
casi esq. Uriolagotia,
Zona Parque Bolívar.
Telf.: 72005873

Oficina - Tarija
Av. La Paz, entre
Calle Ciro Trigo y Avaroa
Edif. Santa Clara, N° 243.
Telf.: 72015286

Oficina - Oruro
Calle 6 de Octubre, N° 5837,
entre Ayacucho
y Junín, Galería Central,
Of. 14.
Telf.: 67201288

Oficina - Potosí
Av. Villazón entre calles
Wenceslao Alba y San Alberto,
Edif. AM. Salinas N° 242,
Primer Piso, Of. 17.
Telf.: 72018160





MINISTERIO DE DESARROLLO PRODUCTIVO Y ECONOMÍA PLURAL

de registro y la declaración jurada respecto a la originalidad de la obra.

POR TANTO:

El Director de Derecho de Autor y Derechos Conexos sin ingresar en mayores consideraciones de orden legal, en ejercicio de las atribuciones conferidas.

RESUELVE:

INSCRIBIR en el Registro de Tesis, Proyectos de Grado, Monografías y Otras Similares de la Dirección de Derecho de Autor y Derechos Conexos, el Proyecto de Grado titulado: **"CEMENTACION DOBLE ETAPA EN LA FORMACION IQIRI DEL POZO LSC-9D"** a favor del autor y titular: **EDDY GUARACHI ZAMORA** con C.I. N° **6787870 LP** bajo el seudónimo **EDDY**, quedando amparado su derecho conforme a Ley, salvando el mejor derecho que terceras personas pudieren demostrar.

Regístrese, Comuníquese y Archívese.

CASA/Im

Firmado Digitalmente por:
Servicio Nacional de Propiedad Intelectual - SENAPI
CARLOS ALBERTO SORUCO ARROYO
DIRECTOR DE DERECHO DE AUTOR Y DERECHOS CONEXOS
LA PAZ - BOLIVIA

Firma:



p0fkv1Bv85u17K

PARA LA VALIDACIÓN DEL PRESENTE DOCUMENTO INGRESAR A LA PÁGINA WEB www.senapi.gob.bo/verificacion Y COLOCAR CÓDIGO DE VERIFICACIÓN O ESCANEAR CÓDIGO QR.



Oficina Central - La Paz
Av. Montes, N° 515,
entre Esq. Uruguay y
C. Batallón Illimani.
Telfs: 2115700
2119276 - 2119251

Oficina - Santa Cruz
Av. Uruguay, Calle
prolongación Quijarro,
N° 29, Edif. Bicentenario.
Telfs: 3127752 - 72042936

Oficina - Cochabamba
Calle Bolívar, N° 737,
entre 16 de Julio y Antezana.
Telfs: 4141403 - 72042957

Oficina - El Alto
Av. Juan Pablo II, N° 2560
Edif. Multicentro El Ceibo
Ltda. Piso 2, Of. 5B,
Zona 16 de Julio.
Telfs: 2141001 - 72043029

Oficina - Chuquisaca
Calle Kilómetro 7, N° 366
casi esq. Urriolagoitia,
Zona Parque Bolívar.
Telf: 72005873

Oficina - Tarija
Av. La Paz, entre
Calles Ciro Trigo y Avaroa
Edif. Santa Clara, N° 243.
Telf: 72015286

Oficina - Oruro
Calle 6 de Octubre, N° 5837,
entre Ayacucho
y Junín, Galería Central,
Of. 14.
Telf: 67201288

Oficina - Potosí
Av. Villazón entre calles
Wenceslao Alba y San Alberto,
Edif. AM. Salinas N° 242,
Primer Piso, Of. 17.
Telf: 72018160

www.senapi.gob.bo

