

**UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS**

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**CARRERA DE INGENIERÍA PETROLERA**



**PROYECTO DE GRADO**

**PROPUESTA DE CEMENTACIÓN FORZADA APLICANDO  
LA TECNOLOGÍA LITECRETE EN EL POZO SAL 15ML,  
TRAMO LINER**

**POSTULANTE: CRISTHIAN ARNOLD ALCOCER ALCOCER**

**TUTOR: M. SC. ING. SERGIO EDDY VISCARRA ORTUÑO**

LA PAZ- BOLIVIA

2021



**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

*Quiero dedicar este proyecto a mi madre **Yolanda Alcocer**, por la paciencia por los consejos, por ser mi apoyo y mi fuerza a lo largo de toda mi carrera universitaria y a lo largo de mi vida.*

*También a todas las personas especiales que me acompañaron en esta etapa, aportando a mi formación tanto profesional y como ser humano.*



## **AGRADECIMIENTOS**

*Agradecer a Dios por ser mi guía y acompañarme en el transcurso de mi vida.*

*Agradecer a mi madre por haber sido siempre mi ejemplo, por los consejos y el apoyo incondicional, pero sobre todo por la paciencia.*

*Agradecer a mi familia, por sus enseñanzas, principios que me guiaron para ser la persona que soy.*

*Agradecer a la Universidad Mayor de San Andrés por haberme brindado la oportunidad de realizar mi formación académica, particularmente a toda la carrera de Ingeniería Petrolera por haberme permitido formarme como profesional.*

*Agradecer a todos los docentes de la carrera de Ingeniería Petrolera, por la enseñanza impartida a lo largo de mi carrera universitaria. De manera especial agradecer al Ing. Sergio Eddy Viscarra Ortuño, por su tiempo empleado y toda la ayuda brindada.*

*Agradecer a todos mis amigos por la confianza que me brindaron, por todas las experiencias pasadas a lo largo de mi carrera universitaria.*

***Muchas gracias***

## ÍNDICE GENERAL

DEDICATORIA	i
AGRADECIMIENTOS	ii
ÍNDICE GENERAL	iii
ÍNDICE DE FIGURAS	vii
ÍNDICE DE TABLAS	ix
ABREVIATURAS Y SIMBOLOS	x
RESUMEN EJECUTIVO	xi
<b>CAPITULO 1 - GENERALIDADES</b>	<b>1</b>
1.1. INTRODUCCIÓN	1
1.2. ANTECEDENTES	2
1.2.1. ANTECEDENTES DE LA TECNOLOGÍA	2
1.2.2. ANTECEDENTES DEL CAMPO SAN ALBERTO	4
1.2.3. ANTECEDENTES DEL POZO SAL-15	7
1.2.4. ANTECEDENTES DEL RAMAL SUPERIOR (TRAMO LINER DE 7")	11
1.2.4.1. ESTRATIGRAFÍA DE TRAMO LINER Y LAS DETECCIONES DE GAS Y CONDENSADO	13
1.3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	16
1.3.1. IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA	16
1.3.2. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA	17
1.4. OBJETIVOS	17
1.4.1. OBJETIVO GENERAL	17
1.4.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS	17
1.5. JUSTIFICACIÓN	18



1.5.1.	JUSTIFICACIÓN GENERAL	18
1.5.2.	JUSTIFICACIÓN TÉCNICA	18
1.5.3.	JUSTIFICACIÓN OPERATIVA	19
1.5.4.	JUSTIFICACIÓN ECONÓMICA	20
1.5.5.	JUSTIFICACIÓN SOCIO AMBIENTAL	21
<b>CAPITULO 2 - MARCO TEORICO</b>		<b>22</b>
2.1.	DEFINICIONES	22
2.1.1.	CEMENTACIÓN	22
2.1.1.1.	OBJETIVOS DE LA CEMENTACIÓN	22
2.1.1.2.	CLASIFICACIÓN DE LA CEMENTACIÓN	23
2.1.1.2.1.	CEMENTACIÓN PRIMARIA	23
2.1.1.2.2.	CEMENTACIÓN SECUNDARIA O SQUEEZE	27
2.1.1.2.2.1.	POR COLOCACIÓN	28
2.1.1.2.2.2.	POR TIPO DE BOMBEO	29
2.1.1.2.2.3.	POR APLICACIÓN	31
2.1.2.	CEMENTO	34
2.1.2.1.	COMPUESTOS DEL CEMENTO	35
2.1.2.2.	CLASIFICACIÓN DE LOS CEMENTOS	36
2.1.2.3.	CEMENTOS ESPECIALES	39
2.1.2.4.	ADITIVOS DEL CEMENTO	40
2.1.2.5.	EVALUACIÓN DE LA CEMENTACIÓN	45
2.1.2.5.1.	REGISTRO CBL/VDL	45
2.1.2.5.2.	REGISTRO ULTRASÓNICO	50
2.1.2.6.	MODELO DE BINGAM PARA EL CÁLCULO HIDRÁULICO	52

2.1.2.7. EXPLICACION DE LA TECNOLOGÍA LITECRETE _____	56
2.1.2.7.1. COMPOSICIÓN Y PROPIEDADES QUÍMICAS DEL LITECRETE	57
2.1.2.7.2. EVALUACIÓN DEL CEMENTO LITECRETE _____	63
2.1.2.8. CAUSAS DE FALLA DE ADHERENCIA Y MAL AISLAMIENTO HIDRÁULICO DEL CEMENTO _____	64
2.1.2.8.1. FALLAS EN LA CEMENTACIÓN PRIMARIA _____	64
<b>CAPITULO 3 - APLICACIÓN PRÁCTICA _____</b>	<b>70</b>
3.1. CEMENTACIÓN PRIMARIA Y FORZADA DEL RAMAL SUPERIOR __	70
3.2. CARACTERÍSTICAS DE LA FORMACIÓN IQIRI. _____	71
3.3. CARACTERÍSTICAS DE LA FORMACIÓN LOS MONOS. _____	72
3.4. CARACTERÍSTICAS DE LA FORMACIÓN HUAMAMPAMPA. _____	72
3.5. CÁLCULO HIDRÁULICO MEDIANTE LA LEY DE BINGHAM PARA EL FLUIDO LAVADOR INICIAL _____	74
3.6. CÁLCULO HIDRÁULICO DEL ESPACIADOR 1 Y ESPACIADOR 2 __	80
3.7. Cálculo de la presión de Fractura _____	87
3.7.1. ACTIVIDAD 2 _____	89
3.8. Cálculo hidráulico mediante la ley de Bingham para la Lechada _____	89
3.9. CÁLCULO DE VOLUMEN DE LECHADA _____	94
<b>CAPITULO 4 - ANÁLISIS ECONÓMICO _____</b>	<b>97</b>
4.1. Análisis Económico _____	97
4.1.1. EVALUACIÓN DE COSTOS DEL PROYECTO _____	97
4.1.2. Costos para el tramo Perforado en el Pozo SAL-15. _____	100
4.1.3. Análisis de Costos de la Perforación convencional. _____	101
4.1.4. Beneficios aplicando la técnica. _____	102
<b>CAPITULO 5 - CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES _____</b>	<b>105</b>



5.1. CONCLUSIONES	_____	105
5.2. RECOMENDACIONES	_____	105
BIBLIOGRAFIA	_____	106
ANEXOS	_____	108



## ÍNDICE DE FIGURAS

<i>Fig. 1.1 “Diagrama del pozo Pilkis-1”</i>	<b>4</b>
<i>Fig. 1.2 Ubicación del Campo San Alberto</i>	<b>5</b>
<i>Fig. 1.3 Corte Estructural del pozo Sal-15</i>	<b>9</b>
<i>Fig. 1.4 Arreglo Sub Superficial del pozo Sal-15</i>	<b>10</b>
<i>Fig. 1.5 Estratigrafía del ramal superior</i>	<b>11</b>
<i>Fig. 1.6 Arreglo sub superficial del ramal superior del tramo liner 7” y 5”</i>	<b>12</b>
<i>Fig. 2.1 Cementacion del pozo</i>	<b>22</b>
<i>Fig. 2.2 Aislamiento zonal</i>	<b>24</b>
<i>Fig. 2.3 Objetivos de la cementación</i>	<b>25</b>
<i>Fig. 2.4 Representación de la cementación forzada</i>	<b>27</b>
<i>Fig. 2.5 Técnicas de Cementacion Forzada</i>	<b>28</b>
<i>Fig. 2.6 Técnica de bombeo continuo</i>	<b>30</b>
<i>Fig. 2.7 Técnica de bombeo intermitente</i>	<b>31</b>
<i>Fig. 2.8 Packer con tubería de fondo</i>	<b>32</b>
<i>Fig. 2.9 Empacador sin tubería de cola</i>	<b>33</b>
<i>Fig. 2.10 Configuración de la Herramienta CBL/VDL</i>	<b>47</b>
<i>Fig. 2.11 Ejemplo de un registro de evaluación de adherencia del cemento (CBL) y el registro de densidad variable (VDL)</i>	<b>50</b>
<i>Fig. 2.12 Medición y principios Ultrasonicos</i>	<b>51</b>
<i>Fig. 2.13 Distribución optimizada del tamaño de partícula del Litecrete</i>	<b>57</b>
<i>Fig. 2.14 Distribución optimizada del tamaño de partícula del Litecrete</i>	<b>59</b>
<i>Fig. 2.15 Comparación de la distribución de la permeabilidad del cemento fraguado</i>	<b>60</b>
<i>Fig. 2.16 Fibras del cemento CemNet.</i>	<b>61</b>

Fig. 2.17 Tope de cemento Ligero _____	63
Fig. 2.18 “Problemas de cementación densidad errónea” _____	65
Fig. 2.19 “Problemas de cementación Remoción deficiente de lodo” _____	65
Fig.2.20 “Problemas de cementación Gelificación prematura” _____	66
Fig. 2.21 “Problemas de cementación Pérdida excesiva de fluido” _____	66
Fig. 2.22 “Problemas de cementación Lechada altamente permeable” _____	67
Fig. 2.23 “Problemas de cementación Contracción excesiva del cemento” _____	68
Fig. 2.24 “Problemas de cementación Falla por esfuerzos tectónicos” _____	68
Fig. 2.25 “Corte transversal de microanillo” _____	69
Fig. 2.26 “Problemas de cementación Adherencia interfacial deficiente (micro anillos)” _____	69
Fig. 3.1 ULTIMO REGISTRO CBL/VDL DEL POZO SAL-15 LINER 7” _____	74
Fig. 3.2 Diagrama de Resumen de los cálculos Hidráulicos _____	79
Fig. 3.3 Diagrama de cálculos volumétricos del Fluido Lavador, Espaciador e Impulsor _____	82
Fig. 3.3 Diagrama con los aditivos que se utilizaran _____	86
Fig. 3.4 Diagrama del cálculo hidráulico de la Lechada _____	95
Fig. 3.5 Diagrama de la cementación forzada en el Liner 7” del ramal superior _	95
Fig. 3.6 Diagrama de las posiciones de los fluidos para el proceso de la cementación forzada _____	96
Fig 4.1 - Comparación de costos en el tramo 8 ½” del ramal superior. _____	103

## ÍNDICE DE TABLAS

<b>Tabla.1.1 “Datos de tuberías del liner de 7 5/8”</b>	<b>3</b>
<b>Tabla 1.2 “detalle de los pozos del campo san Alberto”</b>	<b>6</b>
<b>Tabla.1.3 “Datos generales del pozo SAL -15”</b>	<b>7</b>
<b>Tabla. 1.4 Detecciones de gas representativas, con evaluación cromatográfica Fm. Iquiri -Los Monos</b>	<b>13</b>
<b>Tabla. 1.5 Detecciones de gas representativas, con evaluación cromatográfica Fm. H0</b>	<b>14</b>
<b>Tabla.1.6 Detecciones de gas representativas, con evaluación cromatográfica Arenisca H1</b>	<b>15</b>
<b>Tabla. 1.7 “Especificaciones técnicas para la aplicación de la tecnología VS propiedades del pozo SAL-15”</b>	<b>20</b>
<b>Tabla 2.1 “Clasificación API y ASTM de los cementos</b>	<b>39</b>
<b>Tabla 3.1 Aditivos Sólidos para la lechada</b>	<b>82</b>
<b>Tabla 3.2 Volúmenes, Pesos y N° sacos de los aditivos de la lechada</b>	<b>86</b>
<b>Tabla 4.2 - Costo de equipos.</b>	<b>101</b>
<b>Tabla 4.3 - Resumen de las operaciones de perforación convencional.</b>	<b>102</b>
<b>Tabla 4.4 - Beneficios de la la técnica.</b>	<b>103</b>

## ABREVIATURAS Y SIMBOLOS

**API** = (American Petroleum Institute) Instituto americano del petróleo.

**Bbl** = Unidad de volumen “barriles de petróleo”

**Bbl/d**= Barriles por día

**Bpm**= Barriles por minuto

**Ft** = Pies.

**Fm** = Formación

**Gf** = gradiente de fractura.

**GPM** = Galones por minuto

**In** = pulgadas o también expresada como (")(pg).

**Mbbp**= Metros bajo boca de pozo

**mts** = metros.

**md** = mili darcys.

**MD**= Profundidad Medida

**PSI** = (pounds quare inch) libra por pulgada cuadrada.

**Pf** = Presión de formación

**PF** = Presión de fractura

**Ph** = Presión Hidrostática

**Ppg**= Libras por Galón

**SAL-15** = Abreviatura del pozo San Alberto – 15

**TVD**= True Vertical Deep “Profundidad vertical verdadera”

**UTM** = Unidad Técnica de Mercator.



## RESUMEN EJECUTIVO

El proyecto está dirigido al ámbito de la Ingeniería Petrolera en la rama de Perforación (Cementación), el tema específico está basado en la tecnología Litecrete aplicado en el pozo SAL -15 del Campo San Alberto, para el aislamiento zonal y minimizar la migración de gas y condensado en el tramo liner 7” ramal superior.

Se eligió el pozo SAL-15 porque tiene formaciones geológicas muy problemáticas<sup>1</sup>, que ocasionaron pérdidas de tiempos prolongados durante las operaciones de Perforación, es por eso que se plantea con el Proyecto como alternativa para solucionar estos problemas la tecnología.

El proyecto tiene la finalidad de demostrar que si se hubiera aplicado la tecnología Litecrete en el tramo Liner de 7” ramal superior del pozo SAL-15, comparado con una cementación convencional éste tendría menor pérdida de circulación del fluido y mayor eficiencia en el rendimiento de penetración, optimizando el tiempo de Perforación. La razón que hace importante el proyecto es que durante la Perforación convencional en el tramo (4128.7 – 4454 m) del ramal superior en las Formaciones Los Monos y Huamampampa, donde se presentó la invasión de los fluidos de Perforación a la formación debido a micro fracturas y la abrasividad y dureza de las Formaciones ocasionaron pérdidas de circulación y baja eficiencia en el rendimiento de penetración, provocando TNP prolongados durante la Perforación. Del presente Proyecto se espera obtener una mayor ROP (Rate Of Penetration) y menor pérdida de circulación del fluido de perforación a la Formación en el tramo liner 7”, que fue perforado con el sistema convencional utilizando trépanos PDC (Compactos de Diamante Policristalino) en la formación Los Monos y en las Arenas H0, H1 de la Formación Huamampampa,

El proyecto abarca la gran cadena de Upstream el área de aplicación de la cadena productiva de la explotación de hidrocarburos, en el campo específico de la Perforación, con la tecnología y el diseño de la cementación forzada con la

---

<sup>1</sup> informes de geología y de perforación del pozo SAL – 15 Petrobras S.A.- 2008.

tecnología Litecrete con los aditivos respectivos para la disminución del aporte de gas y condensado y los cálculos respectivos para no fracturar la formación.

El presente proyecto no cubrirá los problemas relacionados como inestabilidad, derrumbes de la formación, cálculos de factor Skin, análisis de la corrosión del fluido de perforación debido a que la fase gaseosa es aire que contiene

# CAPITULO 1 - GENERALIDADES

## 1.1. INTRODUCCIÓN

La cementación es una de las etapas más críticas durante la perforación de un pozo. Este procedimiento debe ser cuidadosamente planificado y ejecutado.

El presente proyecto tiene la finalidad de lograr un aislamiento zonal eficiente de la formación Iquiri/Los Monos y Huamampampa con la aplicación de la tecnología Litecrete, la formación Huamampampa en sus niveles H0 y H1, que presenta problemas de migración de gas y condensado de 54° API, se encuentra a una profundidad de 4128 mts hasta los 4437.5 mts en el tramo liner con tubería de revestimiento de 7" de diámetro perteneciente al ramal superior del pozo. Para llevar a cabo la cementación forzada en el tramo se enviará un fluido lavador con un volumen de 26 Bbl conjuntamente se envía 8 Bbl de fluido espaciador y el tramo Liner 7" será cementado con Litecrete con un volumen aproximado 23.26 Bbl, por detrás le continuarán 8 Bbl de fluido espaciador y para la limpieza del pozo se enviará 26 Bbl de fluido lavador y es necesario 16.92 Bbl de fluido impulsor<sup>2</sup>.

La razón principal para llevarse a cabo el presente proyecto de grado es que el pozo SAL-15ML en el ramal superior siendo el primer pozo multilateral, hubo una mala selección de cemento y aditivos en el procedimiento de cementación primaria causando un deficiente aislamiento zonal, desembocando una migración de gas y condensado de las formaciones Huamampampa, lo que obligó a realizar cementaciones forzadas<sup>2</sup>. Dichas operaciones no tuvieron resultados óptimos en el aislamiento de este tramo.

Lo que se espera lograr con el proyecto es el aislamiento zonal en el ramal superior del tramo liner de 7" desde 4128 mts hasta 4437.5 mts de profundidad y minimizar el aporte de gas y condensado de 54 API a fin de reducir el riesgo operacional con el que se está operando mediante la aplicación de cementación forzada utilizando

---

<sup>2</sup> Informe final, campo San Alberto, área de contrato bloque San Alberto, Petrobras, 2011



la tecnología de Litecrete con el apoyo de aditivos como gas block para el control de la migración de gas y para el control de las pérdidas de circulación.

Se va a demostrar que con la aplicación del cemento Litecrete con la adecuada selección de aditivos se puede solucionar la ineficiente cementación primaria y secundaria obteniendo un aislamiento zonal óptimo, siendo una solución completa a los problemas que presenta este tramo.

Las áreas de investigación que abarcará el presente proyecto en la cadena productiva será el Upstream. En el área de exploración, profundizando en la etapa de perforación, en el área de cementación haciendo énfasis en la etapa de cementación forzada.

Los límites que no se tomarán en cuenta serán la conificación presente y la presencia de acuíferos salinos en la base de la formación Iquiri y el tope de la formación Los Monos reduciendo de esta manera la eficiencia de la recuperación de recortes y la estabilidad del pozo. Tampoco se tomarán en cuenta las herramientas y los equipos en superficie para la aplicación de la cementación forzada, ni la composición química de los aditivos que se utilizarán en la lechada.

## **1.2. ANTECEDENTES**

### **1.2.1. ANTECEDENTES DE LA TECNOLOGÍA**

La tecnología del cemento Litecrete lo proporciona la empresa de servicios Schlumberger S.A. Dicha técnica tiene antecedentes históricos a nivel mundial en conjunto con el CemNet en la plataforma continental de Noruega con problemas de pérdida de circulación.

La tecnología Litecrete se aplicó en México en el pozo Piklis-1, operada por la empresa Pemex en aguas profundas, que se localiza a 144 kilómetros al noroeste de Catzacalcos, sus resultados fueron satisfactorios, sin embargo, durante la operación de cementación se presentaron algunos problemas que se solucionaron de forma exitosa con el uso de tecnologías especiales de Fibras CemNet, Gas Block. La propuesta para la cementación del liner de 7 5/8", asentado a 4,800 mts de profundidad, simulado en base a la información geológica del pozo, se utilizó



para esta operación de cementación un sistema de lechada con densidad de 1.35 [g/cm<sup>3</sup>] (11.25 lb/gal).

Para lograr la remoción del lodo (enjarre) presente en el pozo durante la cementación, la secuencia de preflujos considera el uso de baches espaciadores MUDPUSH II de densidad 1.19 [g/cm<sup>3</sup>] (10 lb/gal). Lechada y espaciadores consideran la adición de fibras CemNET, para prevenir y mitigar la presencia de pérdidas durante la cementación y gas block para el control de la migración de gas.<sup>3</sup>

*Tabla.1.1 “Datos de tuberías del liner de 7 5/8”*

Prof. (m)	OD (pg)	Junta (m)	Peso (lb/pie)	ID (pg)	Grado	Colapso (Psi)	Temp. °C
4800	<b>7 5/8</b>	<b>12.2</b>	<b>39.0</b>	<b>6.625</b>	<b>P-110</b>	<b>11080</b>	<b>72</b>

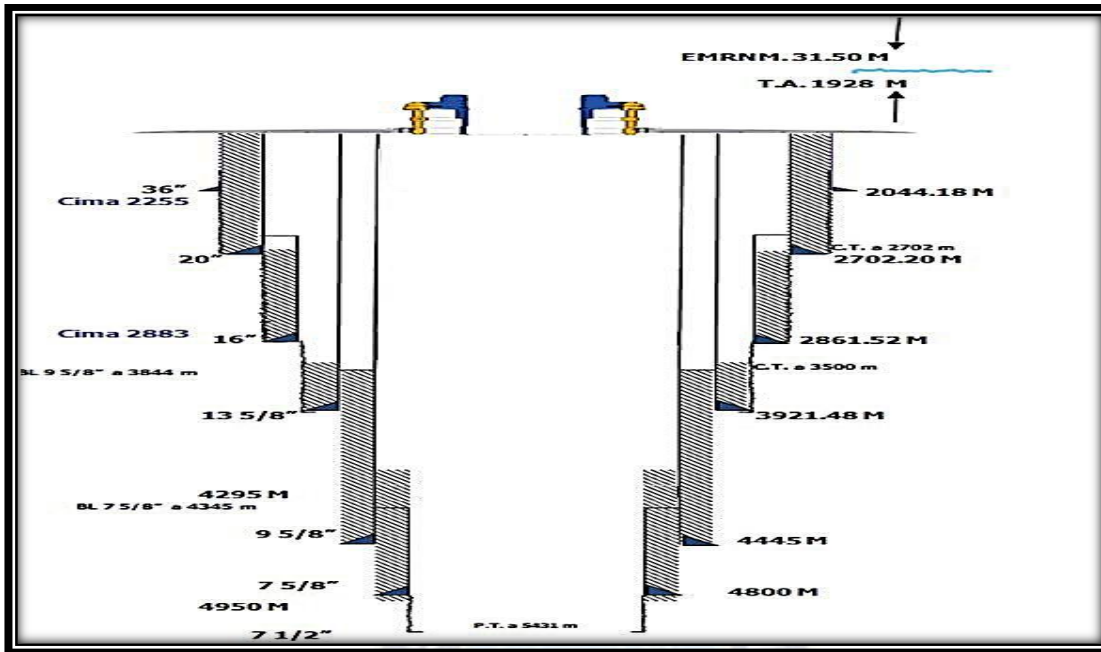
Fuente: “Cementación de pozos petroleros en aguas profundas, autores Albarrán Flores Hernández Sandoval Armando, 2012”

Los objetivos de la aplicación de esta tecnología en este pozo fueron:

- ✓ Obtener aislamiento que establezca las condiciones ideales para las pruebas de las zonas de interés identificadas y confirmadas por la Unidad Operativa.
- ✓ Cementar exitosamente el revestimiento del liner de 7 5/8” sin ningún tipo de daño que pueda afectar la salud, seguridad y el medio ambiente.
- ✓ Obtener sello hidráulico en la zapata que no requiera otra cementación remedial.

<sup>3</sup> [http://www.scielo.org.mx/scielo.php?script=sci\\_arttext&pid=S1665-952X2008000300005](http://www.scielo.org.mx/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1665-952X2008000300005)

**Fig.1.1 “Diagrama del pozo Pilkis-1”**



Fuente: Tesis “Cementación de pozos petroleros en aguas profundas, autores Albarrán Flores Hernández Sandoval Armando, 2012”

Los resultados de la aplicación en este pozo fueron que la aplicación de Litecrete con los aditivos Cemnet en los espaciadores, contribuyeron a restablecer la circulación en fondo a pesar de las pérdidas iniciales de circulación y evitar la migración de gas.

### **1.2.2. ANTECEDENTES DEL CAMPO SAN ALBERTO**

El Campo San Alberto se encuentra ubicado en la Serranía de San Antonio de la faja Sub Andina Sur, en la provincia Gran Chaco del Departamento de Tarija, ocupando parte de los Municipios de Yacuiba y Caraparí y es vecino de 11 comunidades.

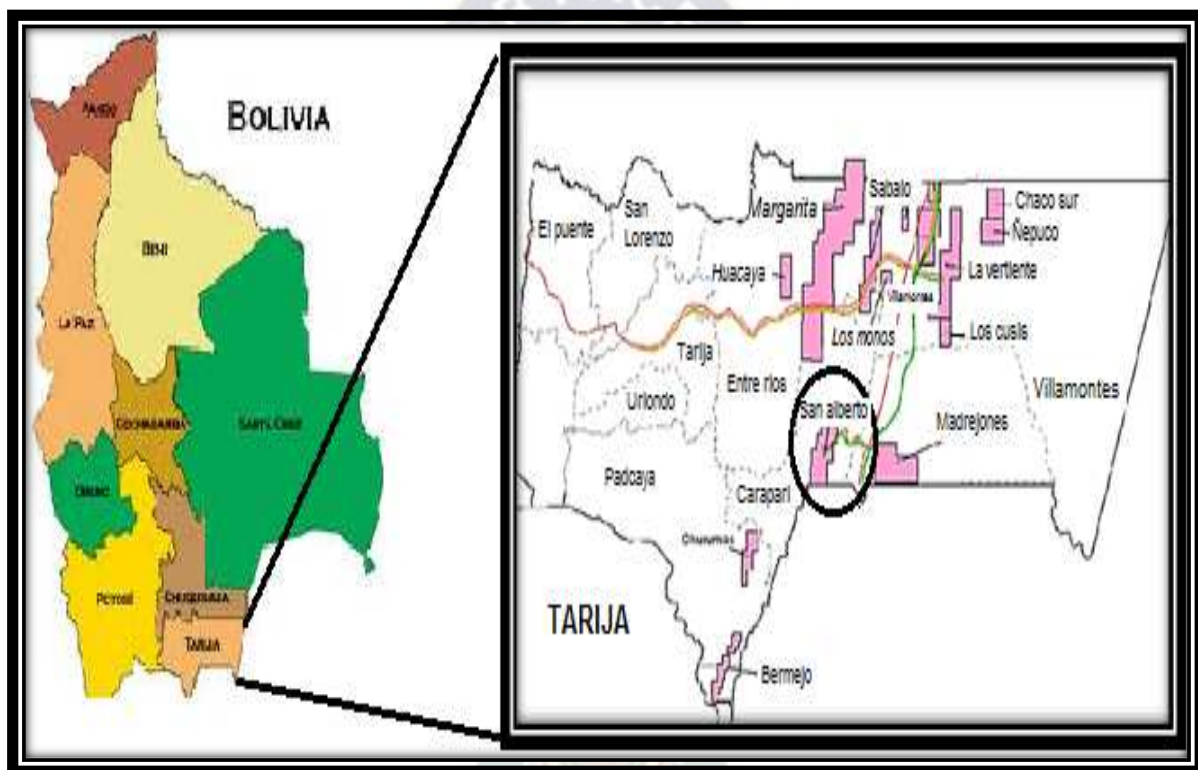
La explotación de los hidrocarburos contenidos en la estructura está referida a tres bloques comerciales. De Sur a Norte, son: MACUETA, en el Norte de Argentina; SAN ALBERTO, al Sur de Bolivia e ITAU en su porción más septentrional.

Hasta el presente se han perforado un total de 15 pozos, de los cuales se encuentran en producción un total de 9 pozos: SAL-X9, SAL-X10, SAL-X11, SAL-X12, SAL-13, SAL-14, SAL-15, SAL-16, SAL-17.

En este campo hubo reservorios productores de petróleo en la denominada arenisca Miller de la Formación Tarija, y hay reservorios productores de gas y condensado de las Formaciones Huamampampa, Icla y Santa Rosa.

En la siguiente figura se observa la ubicación del Campo San Alberto:

**Fig. 1.2 Ubicación del Campo San Alberto**



Fuente: Mapas de bloques y campos, YPFB 2003

A continuación, se muestra la tabla del estado actual del campo San Alberto: En el campo San Alberto fueron perforados 15 pozos de los cuales 4 pozos son inyectores, 8 pozos en producción y 1 pozo en proceso de intervención.

Tabla 1.2 “detalle de los pozos del campo san Alberto”

Pozo	Clasificación	Prof. final	Estado Actual	Tipo de cemento
Sal-X9 Re entry	Pozo exploratorio de yacimiento profundo	4564.5 mts	Productor	Portland
Sal-X10	Pozo descubridor de desarrollo	5220 mts	Productor	Clase G
Sal-X11	Pozo exploratorio de yacimiento profundo	5610 mts	Productor	Clase G
Sal-X12	Pozo de avanzada	5648 mts	Productor	Flow Pro
Sal-13	Pozo productor	5733 mts	Intervención	Flow Pro
Sal-14	Pozo de desarrollo	4848 mts	Productor	Flow Pro
Sal-15	Pozo de desarrollo perforados	7884.5 mts	Productor	Clase G
Sal-16	Pozo de desarrollo	5322 mts	Productor	Flow Pro
Sal-17	Pozo de desarrollo	5285 mts	Productor	Flow Pro
Sal-101i	Pozo de desarrollo	3000 mts	Inyector	-----

Fuente: Informe final de perforación Sal-15. 2011

Los primeros estudios del campo San Alberto se realizaron en el año 1927, por la compañía Stándar Oil Company. El campo San Alberto Fue descubierto por YPFB (Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos).

El anticlinal San Alberto se constituye en uno de los principales mega campos gasíferos de Bolivia. La estructura conforma un anticlinal con más de 60 Km de largo.

El campo San Alberto es un pliegue anticlinal alargado con rumbo predominante Norte-Sur, constituido por un sistema de serranías longitudinales.

El principal componente tectónico que afecta esta estructura es la falla “San Antonio” de tipo inversa y con un buzamiento hacia el oeste de aproximadamente 70°.

En superficie se corta con el flanco Occidental sin afectar a los reservorios someros y profundos del campo.<sup>4</sup>

### 1.2.3. ANTECEDENTES DEL POZO SAL-15

El pozo SAL-15 es operado por la empresa Petrobras en asociación con YPFB Andina y Total. La perforación inició sus operaciones el 15 de noviembre del 2008 y culminó el 30 de octubre de 2010.

Es el primer pozo perforado en Bolivia de tipo multilateral (Dos ramales: superior e inferior).

El pozo SAL-15 está ubicado en el Bloque San Alberto, campo San Alberto del departamento de Tarija, en la provincia Gran chaco. En la parte septentrional del campo a 1.5 Km del límite al norte que lo divide del campo Itau, a 2.4 Km Sur Oeste del pozo Itu-X2. El pozo SAL-X12 dista 3.8 Km Nor Este y SAL-X9 que dista a 6.9 Km Sur Oeste.

*Tabla.1.3 “Datos generales del pozo SAL -15”*

Bloque	San Alberto
Campo	<b>San Alberto</b>
Sociedad	<b>Petrobras S.A.- 35%</b> <b>Andina - 50%, Total</b> <b>15%.</b>

<sup>4</sup> Informe geológico final cuenca Tarija-Bol. Campo San Alberto carpeta 1/4, Petrobras, 2011.

Cuenca	<b>Subandina Sur</b>
Departamento	<b>Tarija</b>
Provincia	<b>Gran Chaco</b>
Latitud	<b>21°49´32”S</b>
Longitud	<b>63°50´52” W</b>
Ubicación Fisiográfica	<b>Subandino sur</b>
Estructura	<b>Anticlinal de San Alberto</b>

*Fuente: Informe final Sal-15*

Inicialmente se perforo un pozo piloto con una profundidad final de 5615 m, con un tramo guía con zapata a los 80 mts con tubería de revestimiento de 30”. El tramo superficial con tubería de revestimiento de 20” a la profundidad de 1499 mts. El tramo intermedio con zapata a la profundidad de 2800 mts con tubería de revestimiento de 13 3/8” y el tramo productor con tubería de revestimiento de 9 5/8” con la zapata a la profundidad de 4318 mts.

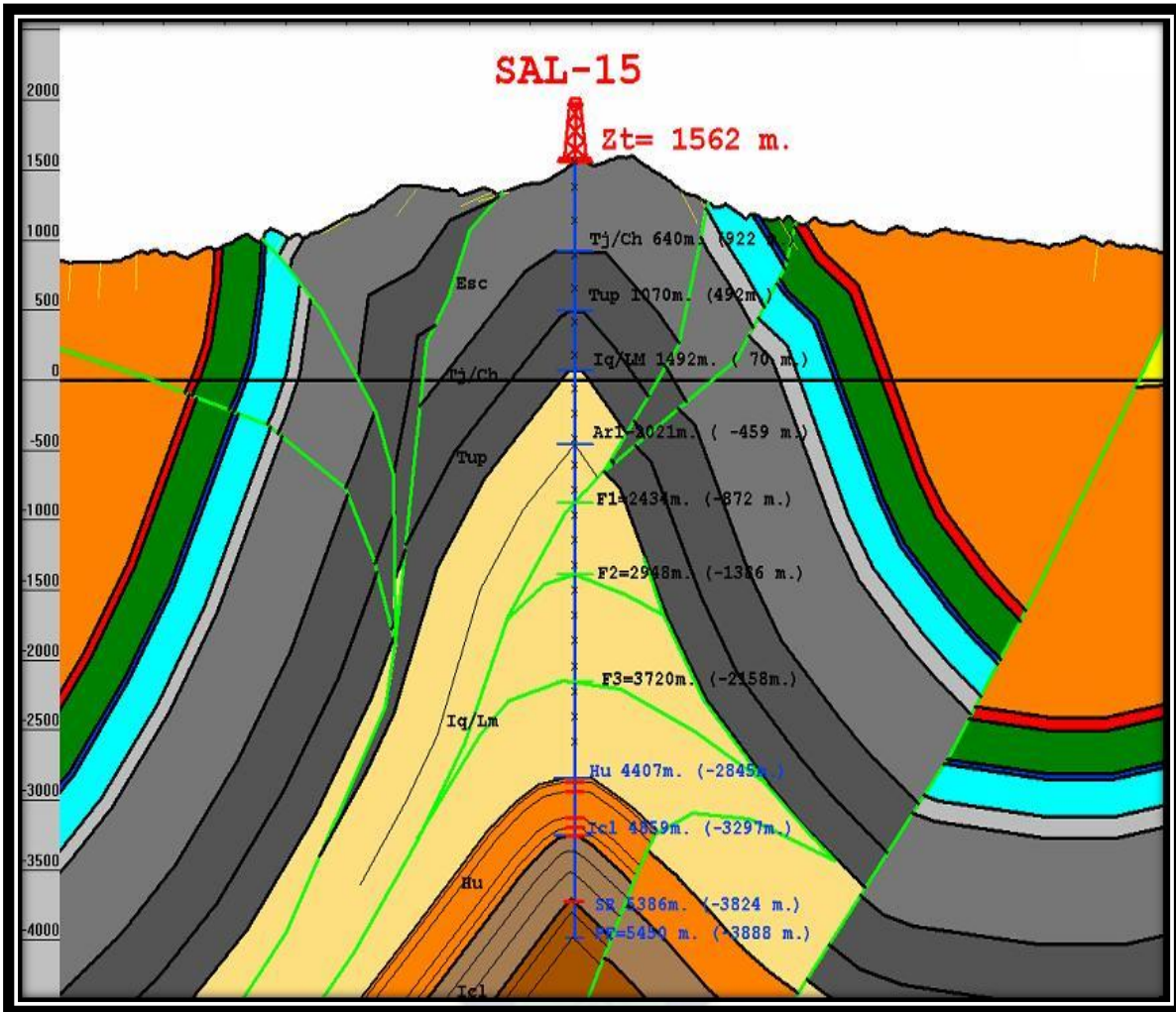
Seguidamente se realiza KOP para el ramal inferior Realizándose el side-track a la profundidad de 5141 mts (MD) en dos fases con diámetros de liner de 7” y 5” respectivamente hasta la profundidad de 5359 mts (MD) en la primera fase, para la segunda fase se logró alcanzar una profundidad final de 6057mts (MD)

Se abre ventana para el ramal superior a la profundidad de 4128.7 mts (MD), en una primera etapa con un diámetro de pozo de 8 1/2” hasta la profundidad de 4442.6 mts (MD) donde se inició la segunda etapa con un diámetro de pozo de 6” llegando a la profundidad final de 4945 mts (MD).

El pozo piloto con una profundidad final de 5615 mts, el ramal superior con una profundidad final de 4945 mts (MD) y su ramal inferior llego a una profundidad final de 6057 mts (MD).

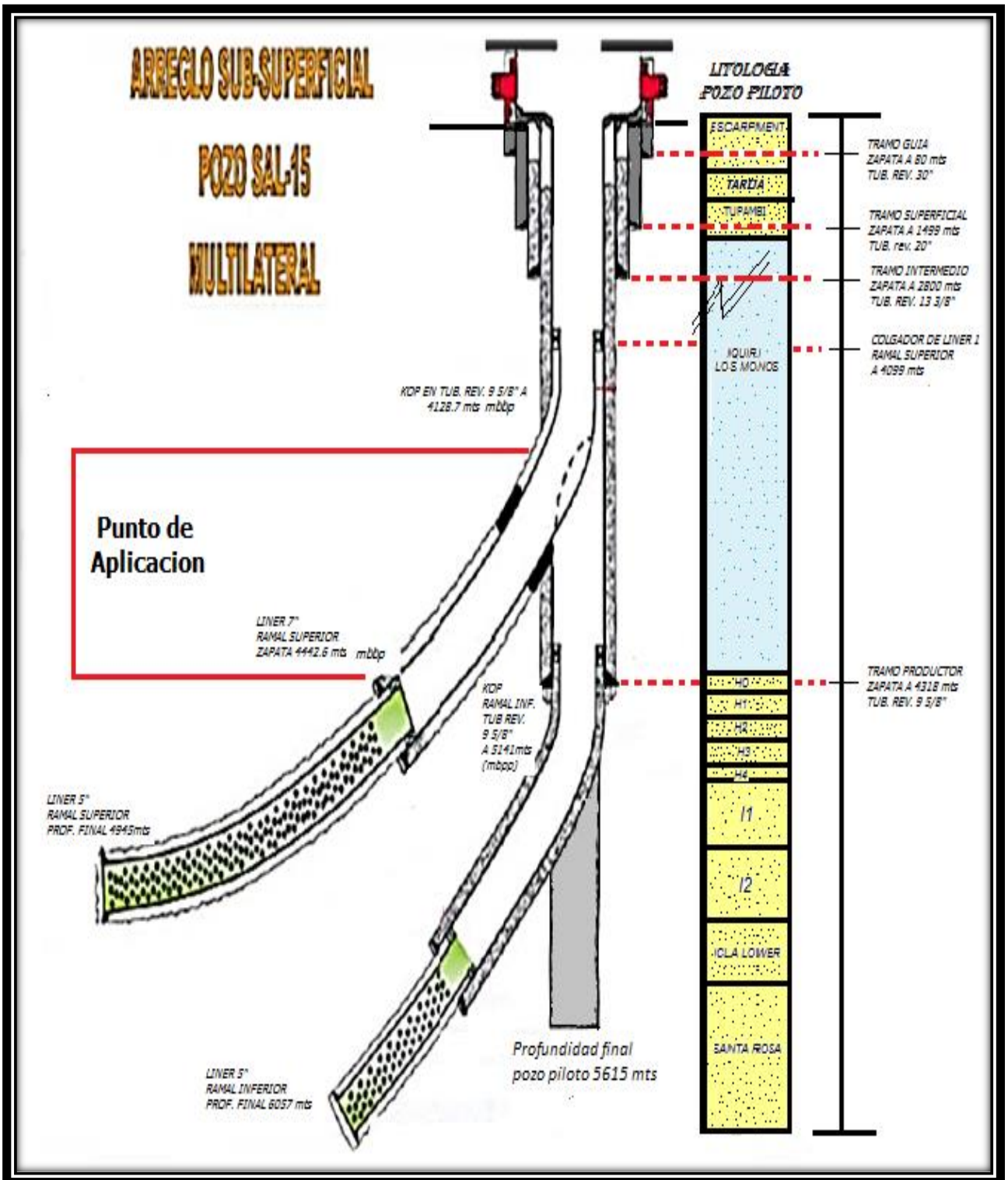


Fig.1.3 Corte Estructural del pozo Sal-15



Fuente: Informe geológico final pozo Sal-15. 2011

Fig.1.4 Arreglo Sub Superficial del pozo Sal-15



Fuente: Informe final del pozo Sal-15, Petrobras S.A. 2011



### 1.2.4. ANTECEDENTES DEL RAMAL SUPERIOR (TRAMO LINER DE 7")

Con la perforación del ramal superior se llegó a atravesar las formaciones Los Monos, Huamampampa e Icla en dos fases de liner 7" y 5" llegando a la profundidad final de 4945 mts (MD) con ángulo de desviación de 23° con la apertura de side-track a la profundidad de 4128.7 mts (MD).

Fig. 1.5 Estratigrafía del ramal superior

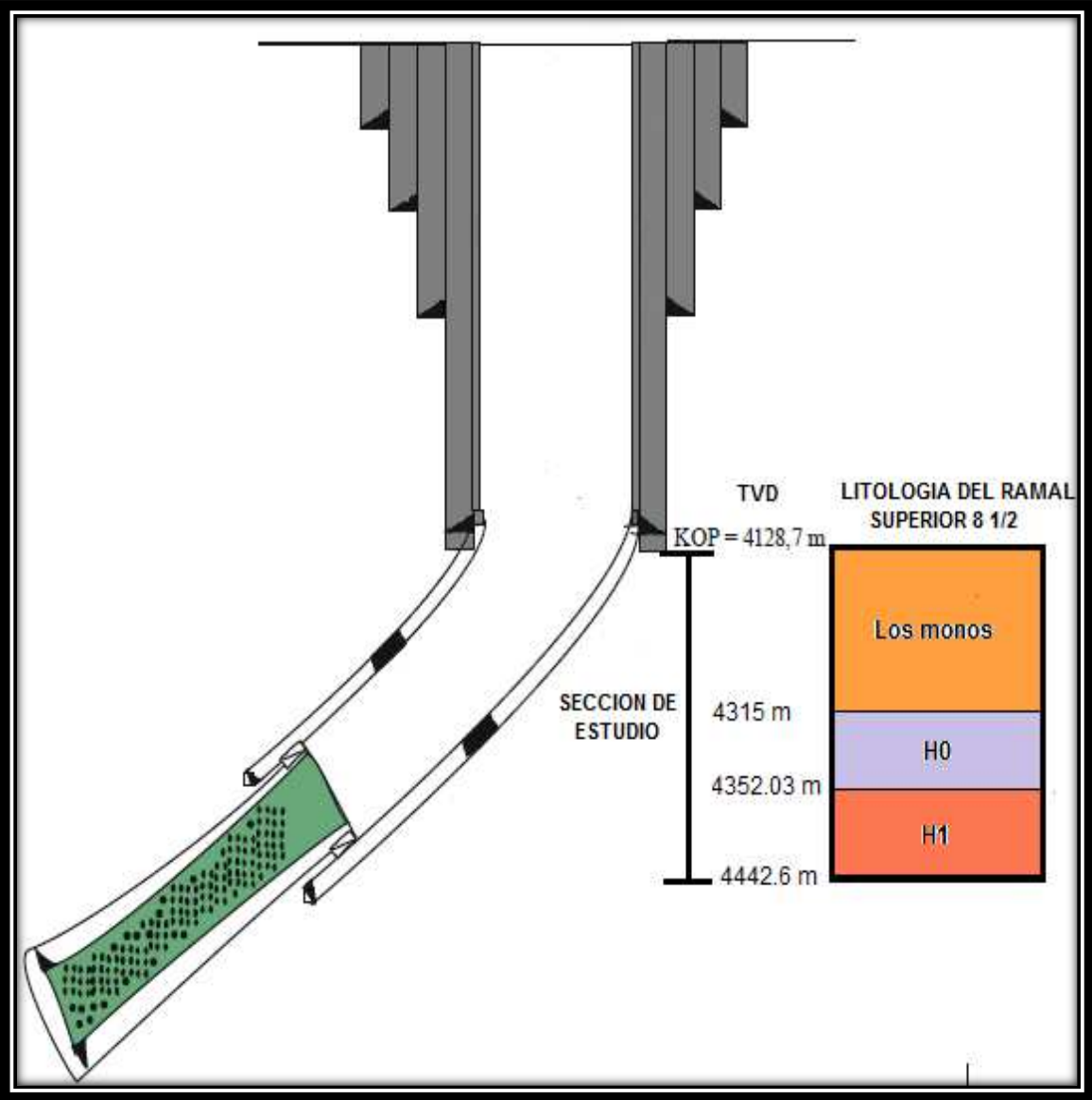
PERIODO	FORMACIÓN	TOPE TVD [m]	ESPESOR [FT]	LITOLOGÍA	DESCRIPCIÓN
DEVONICO	LOS MONOS	4122.9	154		Predomina la lutita con intercalaciones de arenisca, limolitas y la arenisca tiene pobre porosidad.
			135		Arenisca gris marrón claro, grano muy fino, cuarzosa, consolidada, dura y deformada su estructura.
			210		Predomina la lutita con intercalaciones de arenisca, limolitas, consolidadas, dura y deformada su textura y estructura.
			29		Arenisca gris marrón claro, grano muy fino y cuarzosa.
			93		Predomina la lutita con intercalaciones de arenisca, limolitas, consolidadas y con minerales cuarcitas.
	HUAMPAMPAPA (H0 y H1)	4352.03	59		Predomina la lutita con intercalaciones de arenisca, limolitas, consolidadas y con minerales cuarcitas.
			66		Arenisca gris marrón claro, grano muy fino, cuarzosa, consolidada, dura y deformada su estructura.
			36		Predomina la lutita con intercalaciones de arenisca, limolitas, consolidadas y con minerales cuarcitas.
			62		
			49		Arenisca gris marrón claro, grano muy fino, cuarzosa, consolidada y muy dura.
			128		Arenisca gris marrón claro, grano muy fino, cuarzosa, consolidada, dura y deformada su estructura.
			26		Lutita con intercalaciones de arenisca y limolitas.

Fuente: Informe final geológico del pozo Sal-15, Petrobras S.A. 2011.

El tramo liner con tubería de revestimiento de 7" de diámetro nominal teniendo una distancia total de 313.9 mts, este tramo fue perforado con un trepano de 8 ½",

atravesando la formación Los Monos con tope a la profundidad de hasta 4315.5 mts, dando un espesor de arena 195.83 mts y la formación Huamampampa en sus niveles H0 y H1 con sus topes en 4315.50 mts, 4352.03 mts y sus bases 4352.03 mts, 4442.6 mts respectivamente.

**Fig. 1.6 Arreglo sub superficial del ramal superior del tramo liner 7" y 5"**



Fuente: Informe final del pozo Sal-15. 2011

### 1.2.4.1. ESTRATIGRAFÍA DE TRAMO LINER Y LAS DETECCIONES DE GAS Y CONDENSADO

- **Reservorio Iquiri / Los Monos**

La litología de la formación Los Monos se describe como una sucesión de lutitas de color gris oscuro a negro, laminares a físilas, muy micáceas, bituminosas o carbonosas con intercalaciones variables de areniscas y limolitas que aparecen en bancos individuales muy delgados. Extremadamente afectada por plegamientos y fallas.

La formación Iquiri / Los Monos está constituida por:

90% Arenisca gris marrón claro, gris medio claro, con granos de cuarzo finos, sub redondeados de buena selección, consolidada, dura, recuperada mayormente triturada.

10% Lutitas gris oscuro, gris medio oscuro, sub planares fractura irregular, con micro fisuras rellenas por carbonato de calcio compactas y duras, algunos recortes de aspecto limosa.

*TABLA. 1.4 Detecciones de gas representativas, con evaluación cromatográfica Fm. Iquiri -Los Monos*

Prof. MD(mts)	C1 ppm	C2 ppm	C3 ppm	i-C4 ppm	n-C4	C5	Evaluación
4123	4596	294	73	0	12	0	Gas
4124	2971	201	51	0	0	0	Gas
4125	16019	705	151	17	22	0	Gas
4127	44366	1675	334	37	46	0	Gas
4128	42445	1650	342	38	48	0	Gas
4129	46169	1787	367	42	53	0	Gas
4130	35365	1396	293	33	43	0	Gas
4131	17268	750	169	19	17	0	Gas
4132	10253	463	105	10	17	0	Gas

<b>4133</b>	<b>13709</b>	<b>610</b>	<b>133</b>	<b>16</b>	<b>21</b>	<b>0</b>	<b>Gas</b>
<b>4134</b>	<b>10127</b>	<b>497</b>	<b>114</b>	<b>13</b>	<b>17</b>	<b>0</b>	<b>Gas</b>
<b>4135</b>	<b>9364</b>	<b>560</b>	<b>135</b>	<b>17</b>	<b>22</b>	<b>0</b>	<b>Gas</b>

*Fuente: Informe final del pozo Sal-15, Petrobras S.A. 2011*

- **Reservorio Huamampampa H0**

El reservorio está constituido por:

10-60% Areniscas gris medio claro, gris claro, con granos de cuarzo muy finos, finos, sub angulares, sub redondeados, buena selección, cemento silíceo, consolidadas duras, con líticos grises y verdosos, micro micáceas (Estas areniscas se recuperaron mayormente molidas).

10-20% Limolitas gris medio oscuro, gris medio, sub bloques, fractura irregular, micro micáceas, compactas, duras, en parte gradan a limolitas arenosas.

30-90% Lutitas gris oscuro, gris medio oscuro, sub planares, fractura irregular micáceas, lustre sedoso, compactas, duras.

*TABLA. 1.5 Detecciones de gas representativas, con evaluación cromatográfica Fm. H0*

Prof. MD(mts)	C1 ppm	C2 ppm	C3 ppm	i-C4 ppm	n-C4	C5	Evaluación
<b>4325</b>	<b>9104</b>	<b>380</b>	<b>57</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>Gas</b>
<b>4326</b>	<b>14705</b>	<b>528</b>	<b>77</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>Gas</b>
<b>4327</b>	<b>8009</b>	<b>350</b>	<b>43</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>Gas</b>
<b>4330</b>	<b>20696</b>	<b>813</b>	<b>129</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>Gas</b>
<b>4331</b>	<b>6551</b>	<b>200</b>	<b>54</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>Gas</b>
<b>4333</b>	<b>6919</b>	<b>370</b>	<b>62</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>Gas</b>
<b>4337</b>	<b>9723</b>	<b>465</b>	<b>82</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>Gas</b>
<b>4338</b>	<b>14290</b>	<b>677</b>	<b>115</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>Gas</b>
<b>4342</b>	<b>12576</b>	<b>647</b>	<b>120</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>Gas</b>
<b>4343</b>	<b>11796</b>	<b>636</b>	<b>115</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>Gas</b>

4344	7193	502	96	0	0	0	Gas
4346	6699	427	86	0	0	0	Gas
4347	7705	461	93	0	0	0	Gas
4348	1517	470	92	0	0	0	Gas
4349	8016	466	92	0	0	0	Gas
4350	8335	476	99	0	0	0	Gas
4355	6945	418	88	0	0	0	Gas
4356	6511	392	86	0	0	0	Gas
4358	6446	370	81	0	0	0	Gas
4359	6787	350	76	0	0	0	Gas

Fuente: Informe final del pozo Sal-15, Petrobras S.A. 2011

- **Reservorio Huamampampa H1**

Este reservorio está constituido por:

40-100% - Areniscas gris a medio claro, gris claro, tono levemente verdoso, con granos de cuarzo muy finos, sub redondeados, buena selección, cemento silíceo, en parte levemente calcáreo, consolidadas, micro micáceas con diminutos líticos oscuros escasos verdosos, pobre porosidad visual, sin rastros de hidrocarburos, ni fluorescencia.

20-100% Limolitas gris medio, gris medio oscuro, masivas, sub bloques, fractura irregular, micro micáceas, compactas, en parte gradan a limolitas arenosas.

00-40% Lutitas gris medio, gris medio oscuro, recuperadas mayormente como material negruzco.

*Tabla.1.6 Detecciones de gas representativas, con evaluación cromatográfica Arenisca H1*

Prof. MD(mts)	C1 ppm	C2 ppm	C3 ppm	i-C4 ppm	n-C4	C5	Evaluación
4364	10027	952	284	51	78	119	Condensado

4365	6162	736	252	51	66	153	Condensado
4366	6903	778	283	86	158	356	Petróleo
4367	6253	680	249	52	87	155	Gas+ Pet.
4371	15968	614	166	35	59	121	Condensado
4374	23215	769	174	35	77	219	Condensado
4376	12752	477	119	26	50	134	Condensado
4377	14679	452	101	21	37	90	Condensado
4378	10592	359	86	18	37	108	Condensado
4380	12813	538	125	24	46	137	Condensado
4381	9194	412	97	20	41	115	Condensado
4382	9104	299	65	15	27	81	Condensado
4386	9414	322	68	25	72	158	Condensado
4391	13748	430	78	17	40	118	Condensado
4392	14647	403	74	16	39	110	Condensado
4395	11586	387	61	63	14	99	Condensado
4402	20085	601	81	0	23	73	Condensado
4403	13821	429	65	0	22	86	Condensado
4404	12481	547	69	0	18	65	Condensado
4412	17256	513	101	12	19	26	Condensado
4418	16256	891	216	29	40	27	Gas
4420	13558	849	198	26	35	26	Gas
4424	11281	679	190	31	41	25	Condensado

*Fuente: Informe final de perforación del pozo Sal-15. 2011*

### 1.3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

#### 1.3.1. IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA

En el pozo San Alberto-15 tiene problemas por las características de las formaciones, dichos problemas están relacionados de la siguiente manera:



Causa	Problema	Efecto
Presencia de micro-fracturas en la estratigrafía de las formaciones del tramo liner 7" del ramal superior y la mala selección de cemento y aditivos para el tramo.	Migración de Gas y condensado de 54°API de las formaciones Iquiri/Los Monos y Huamampampa en sus niveles H0 y H1 del tramo liner 7" a superficie.	Contaminación en superficie y un continuo riesgo operacional.

### 1.3.2. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

¿Será que aplicando la tecnología de cementación forzada con la tecnología Litecrete con los aditivos gas block, cemnet se logrará resolver los problemas de migración de hidrocarburo de la formación Iquiri/Los Monos y Huamampampa en sus niveles H0 y H1 en el tramo liner 7" del ramal superior?

### 1.4. OBJETIVOS

#### 1.4.1. OBJETIVO GENERAL

Proponer el nuevo diseño del programa de cementación forzada aplicando Litecrete para el aislamiento zonal cementando el espacio anular de las formaciones Iquiri / Los Monos, Huamampampa niveles H0 y H1, presentes desde 4128mts hasta la profundidad de 4437.5 mts corrigiendo la cementación primaria y forzada de las formaciones atravesadas sin sobrepasar la presión de fractura.

#### 1.4.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- ❖ Recopilar y evaluar la información de la cementación primaria y cementaciones forzadas que hubo con el cemento Baker tipo N1 en el tramo liner de 7" del ramal superior e información estratigráfica, petrofísica, termodinámica, mineralógica de las arenas atravesadas, Iquiri / Los Monos, H0 y H1 de Huamampampa, para determinar las características necesarias de la lechada optima a utilizar y realizar los cálculos del fluido lavador.

- ❖ Determinar los parámetros óptimos del cemento Litecrete y el porcentaje de aditivos necesarios, para la efectiva cementación y aislamiento zonal en la formación Iquiri /los monos Huamampampa H0 y H1.
- ❖ Realizar los cálculos de presión, hidráulicos, volumétricos de la lechada de cemento, para la cementación forzada en el tramo liner de 7” del ramal superior en los niveles Iquiri /Los Monos H0 y H1 de la Fm. Huamampampa, y presentar gráficamente el estado final de cementación forzada con el detalle de profundidades volúmenes y presiones finales de inyección.

## **1.5. JUSTIFICACIÓN**

### **1.5.1. JUSTIFICACIÓN GENERAL**

El motivo principal del presente proyecto es que a pesar de los esfuerzos realizados en la cementación primaria y secundarias no se obtuvo un aislamiento zonal adecuado a los requerimientos de la litología de las formaciones atravesadas en la formación Iquiri/ Los Monos y Huamampampa, que por la ineficiente cementación presentó los problemas de migración de hidrocarburos.

Las aportaciones que realizará este proyecto para solucionar el problema principal de la migración de gas debido a la inadecuada selección de cemento y aditivos que se utilizaron será recabar información para hacer un análisis de la estratigrafía y litología del tramo liner que atravesó los niveles H0 Y H1 de la formación Huamampampa e Iquiri/ Los Monos.

### **1.5.2. JUSTIFICACIÓN TÉCNICA**

La empresa Schlumberger S.A. es una compañía Estadounidense que presta servicio para la industria de Petróleo y Gas. Ofrece los servicios y tecnologías de perforación, estimulación, completación de pozo, etc. La compañía tiene su sub sede Bolivia en el departamento de Santa Cruz y otros países de América Latina.

El presente proyecto se basa en las normas nacionales estipulada en el Reglamento de normas técnicas y de seguridad para la exploración y explotación de hidrocarburos, 2 de julio de 1997, Capítulo III de Terminación e Intervención de pozos, en sus artículos 122, 128 y normas internacionales API 10 A (Anexo N° 3).



Aplicando la tecnología del cemento Litecrete en la cementación forzada tiene un alto grado de efectividad en conjunto con los aditivos y viabilidad de aplicación.

En el presente proyecto no se tendrían dificultades para su ampliación o desarrollo en pozos vecinos e incluso en otros campos que atraviesen la formación Huamampampa ya que es un reservorio naturalmente fracturado.

El actual proyecto es aplicable mientras en el pozo no se ejecute la cementación forzada con Litecrete se solucione la migración de hidrocarburo.

### **1.5.3. JUSTIFICACIÓN OPERATIVA**

En fecha 15 de septiembre del año 2019 mediante una carta dirigida al señor Lic. Carlos Villegas Quiroga, presidente ejecutivo de YPFB, se comunica a la compañía la intención de realizar el perfil de proyecto “Propuesta de cementación forzada en el ramal superior con cemento Litecrete para el aislamiento zonal en el tramo Liner del pozo SAL-15 en el campo San Alberto” se adjunta en el anexo No 2 con lo que se estaría garantizando el apoyo al proyecto.

El pozo SAL-15 tiene una terminación multilateral. Inicialmente en su ramal superior se hizo la cementación primaria utilizando cemento clase G (Baker tipo N1), gas block y antiespumante como aditivos con densidades de 9 a 12 LPG, debido a esta densidad de lodo y las microfracturas presentes en la formación es posible que haya fracturamiento hidráulico descontrolado causando las pérdidas de circulación parciales y totales. A causa de esto no se logró el aislamiento efectivo con la cementación primaria, y se realizó siete cementaciones forzadas de distintas configuraciones del cemento con aditivos en el tramo liner de 7” en las formaciones Iquiri/ Los Monos y Huamampampa en los niveles H0 y H1 sin tener resultados óptimos de aislamiento zonal, como consecuencia se plantea la aplicación del cemento Litecrete de características livianas y de densidades bajas de operación y con aditivos CemNet para el control de filtrado, y gas block para el control de la migración de hidrocarburos.

Las condiciones operativas del cemento Litecrete son:

Tabla. 1.7 “Especificaciones técnicas para la aplicación de la tecnología VS propiedades del pozo SAL-15”

	<b>Especificaciones técnicas</b>	<b>Pozo</b>	<b>VALIDACION</b>
<b>Profundidad de Operación (mts)</b>	<5500 mts	4122.97mts- 4437.5mts	Si cumple
<b>Permeabilidad (md)</b>	-	48-72 md	Si cumple
<b>Porosidad %</b>	-	6-6.6	Si cumple
<b>Temperatura de operación</b>	80-450 °F	210 °F	Si cumple
<b>Presión de operación</b>	8000 psi	5300 Psi	Si cumple
<b>Gravedad °API</b>	-	54	Si cumple
<b>Presión de Fractura</b>	<2.5 gr/cm3	1.70 gr/cm3	Si cumple
<b>Densidad de la lechada</b>	8.2 a 14 LPG	9.2- 12 LPG	Si cumple

*Fuente: Elaborado en base a cálculos realizados*

En la tabla anterior se puede observar que el pozo cumple con las especificaciones técnicas mínimas para poder aplicar la tecnología.

#### **1.5.4. JUSTIFICACIÓN ECONÓMICA**

El aporte continuo de gas y condensado de 54 ° API genera una contaminación permanente al medio ambiente, de acuerdo a normas ambientales esta emanación continua debe ser tratada el costo para el tratamiento de esta contaminación es elevado, y la remediación de dicha contaminación resulta costosa.

Considerando que se continúe con la migración de hidrocarburo en superficie siempre estará presente el riesgo operacional.

### **1.5.5. JUSTIFICACIÓN SOCIO AMBIENTAL**

En el aspecto medio-ambiental, al lograr un aislamiento zonal de los niveles H0 y H1 de la formación Huamampampa e Iquiri/ Los Monos teniendo el aislamiento zonal eficiente se asegura la producción con un riesgo menor al actual, se reducirá la emanación de CO<sub>2</sub> hacia la atmosfera cumpliendo las normas nacionales como el Reglamento para la quema de gas natural y el Reglamento Ambiental para el sector hidrocarburífero.

En lo social no se coadyuvará de manera directa con las comunidades cercanas, pero sí de manera indirecta para que no exista contaminación de ríos cercanos de las poblaciones más cercanas.



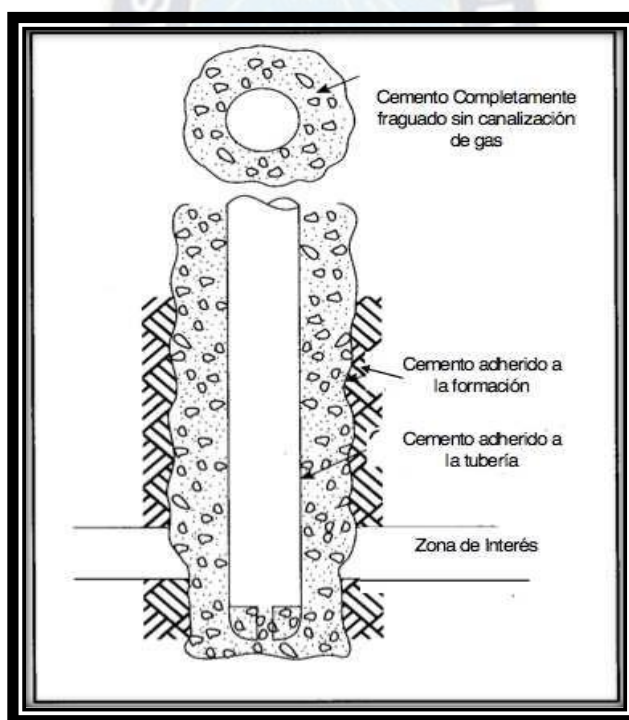
## CAPITULO 2 - MARCO TEORICO

### 2.1. DEFINICIONES

#### 2.1.1. 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 en su primera etapa la preparación de la lechada, que se compone de cemento en polvo, agua, y aditivos químicos para controlar las propiedades del cemento.

Fig. 2.1 Cementación del pozo



*Fuente: Manual Ingeniería de cementaciones*

#### 2.1.1.1. OBJETIVOS DE LA CEMENTACIÓN

El principal objetivo de la cementación es 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 se tienen:

- 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 producidos por la re-perforación, así como también soportar las fuerzas axiales y tangenciales producidas por el suelo.<sup>5</sup>

#### **2.1.1.2. CLASIFICACIÓN DE LA CEMENTACIÓN**

La clasificación de las operaciones de cementación se realiza de acuerdo con los objetivos que se persiguen, en este sentido se tiene:

- Cementación Primaria.
- Cementación secundaria o Forzada.

##### **2.1.1.2.1. CEMENTACIÓN PRIMARIA**

Es el proceso mediante el cual se bombea una lechada de cemento en el espacio anular existente entre la formación y la tubería de revestimiento. Después de la colocación, el cemento endurece formando un sello hidráulico en el pozo, previniendo la migración de los fluidos de la formación al anular. Por lo tanto, la cementación primaria es una de las etapas más críticas durante la perforación y completación de un pozo. Este procedimiento puede ser planeado y ejecutado cuidadosamente, porque hay solo una oportunidad para completar el trabajo satisfactoriamente.

##### **Objetivos de la cementación primaria**

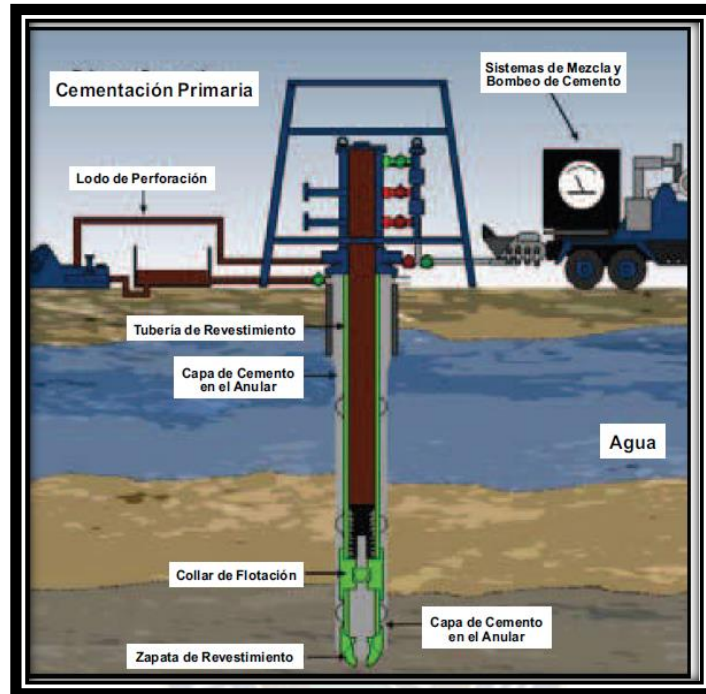
- Proporcionar **aislamiento zonal** entre las zonas del pozo que contiene gas, petróleo y agua. Consiste en sellar unas zonas con respecto a otras. Esto evita

---

<sup>5</sup> Ingeniería de cementación petrolera, 2009 de la compañía Schlumberger S.A.

el desplazamiento de líquidos y gases entre las zonas de la formación a través del anular. En la Figura 2.2 vemos un ejemplo del cemento para evitar que el gas y el petróleo se mezclen con el agua de la zona superior.

**Fig. 2.2 Aislamiento zonal**



*Fuente: Manual de cementaciones*

➤ **Soporte de la tubería de revestimiento (Casing)**

La capa de cemento proporciona soporte axial a la tubería de revestimiento de la superficie, así como a cualquier otra tubería de revestimiento que se instale en lo posterior (Por ejemplo, Liners).

➤ **Protección de la tubería de revestimiento**

El cemento sirve como soporte y protección contra las formaciones plásticas (Por ejemplo, sales) y fluidos corrosivos de la formación (Por ejemplo, H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub>).

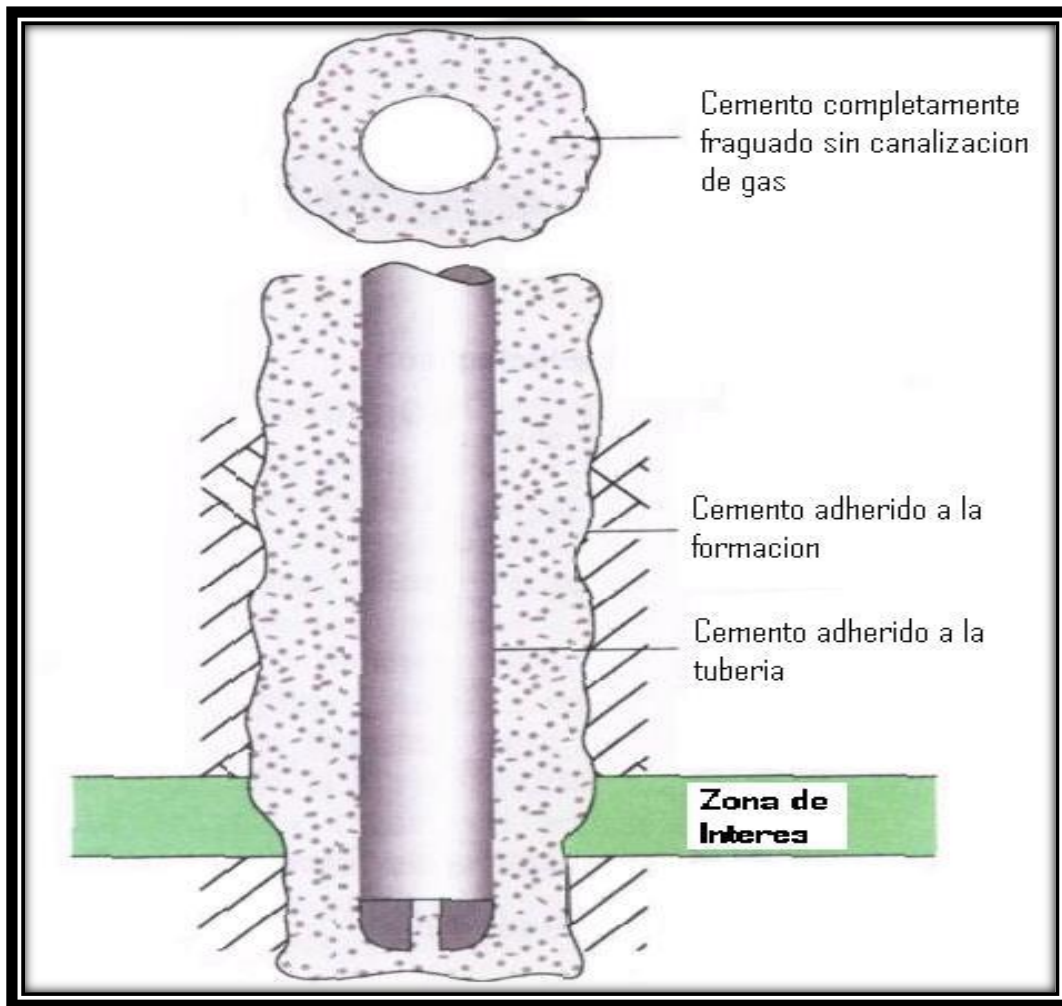
➤ **Soporte del pozo**

El cemento actúa como soporte para el pozo en formaciones plásticas, sensibles al agua o no consolidadas.



El reto principal es obtener sellos hidráulicos efectivos en las zonas de interés que tienen fluidos a presión. Para lograrlo es indispensable mejorar el desplazamiento del lodo de perforación del tramo de espacio anular que se va a cementar consiguiendo así una buena adherencia sobre la cara de la formación y de la tubería de revestimiento, sin canalizaciones en la capa de cemento y con un llenado completo.<sup>6</sup>

**Fig. 2.3 Objetivos de la cementación**



Fuente: Well Cementing. Schlumberger

En la actualidad existen varias técnicas de cementación primaria, y la selección de cuál es la más acertada a usar depende de varios factores, a continuación, se presentan las técnicas de cementación más comunes y cuando se las utiliza.

<sup>6</sup> Manual de cementación, 2010 Handbook, Pag 9-14

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

#### **a) Cementación en una etapa**

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

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

#### **b) Cementación en dos Etapas.**

Esta cementación consiste en ubicar la lechada de cemento primero en la parte inferior del espacio anular casing-formación, y luego la parte superior de la lechada a través de un dispositivo desviador.

Este tipo de técnica se utiliza cuando:

Las formaciones de fondo de pozo no soportan las presiones hidrostáticas ejercidas por la columna de cemento.

- Zonas de interés están muy separadas entre sí y es necesario cementarlas.
- Zonas superiores a ser cementadas con cementos no contaminados.
- Pozos profundos y calientes requieren lechadas diferentes de acuerdo a las características propias de un nivel determinado.

La mayoría de las razones para la cementación en varias etapas cae dentro de la primera categoría.<sup>7</sup>

Tres técnicas estándar de cementación en varias etapas son comúnmente empleadas:

- Cementación regular de dos etapas.
- Cementación continua de dos etapas.

---

<sup>7</sup> Nelson E. 2006 Well Cementing 2006.



- Cementación en tres etapas.

### c) Cementación de Liner.

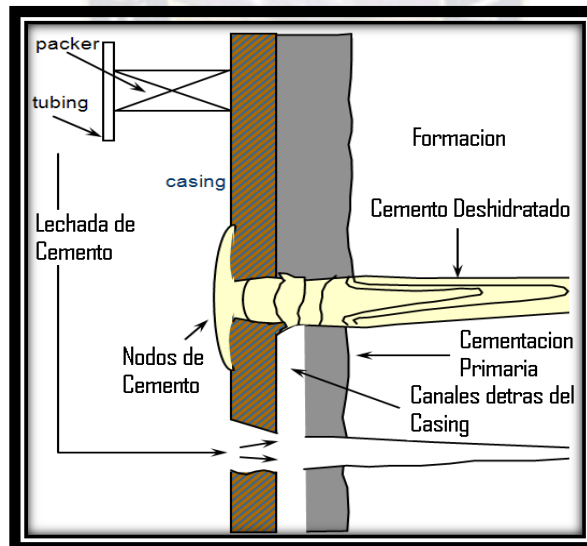
Una sarta de liner usualmente incluye una zapata y un collar flotador, junto con una tubería de revestimiento más larga y un colgador de liner, colocado hidráulica o mecánicamente, para asegurar la parte superior, todo el ensamblaje es corrido con tubería de perforación y luego se coloca el colgador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

#### 2.1.1.2.2. CEMENTACIÓN SECUNDARIA O SQUEEZE

Es el proceso que consiste en inyectar cemento a presión a través de disparos en la tubería de revestimiento al espacio anular. Esta es una medida para remediar una cementación primaria defectuosa entre la formación y el casing.

Esta cementación forzada principalmente sirve para aislar la producción de hidrocarburos de aquellas formaciones que producen otros fluidos (figura 2.4)

**Fig. 2.4 Representación de la cementación forzada**



*Fuente: Well Cementing, Schlumberger*

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

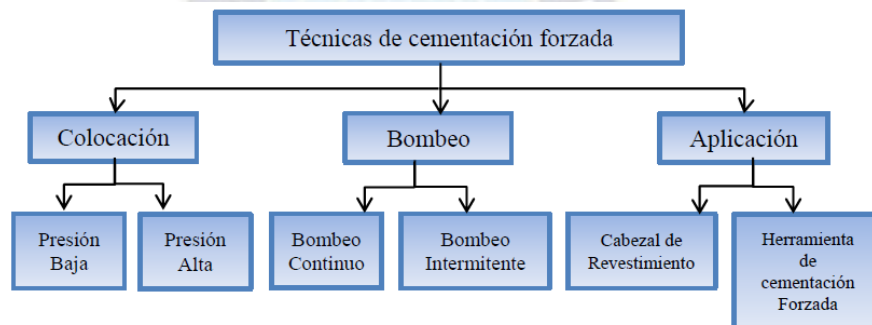
- Reparar un trabajo de cementación primaria fallida debido a canalización de lodo o una altura de cemento insuficiente en el espacio anular.

- Eliminar la intrusión de agua proveniente de arriba, debajo o dentro de la zona productora de hidrocarburos.
- Reducir la relación gas petróleo de producción a través del aislamiento de la zona de gas del intervalo de petróleo adyacente.
- Reparar tuberías fracturadas debido a corrosión o fallas por ruptura.
- Abandonar una zona no productiva o depletada.
- Sellar zonas de pérdida de circulación.

La cementación forzada se puede clasificar bajo tres principales categorías:

- Por Tipo de bombeo
- Por colocación
- Por aplicación

**Fig. 2.5 Técnicas de Cementación Forzada**



Fuente: Elaborado en base a investigación realizada

#### 2.1.1.2.2.1. 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.

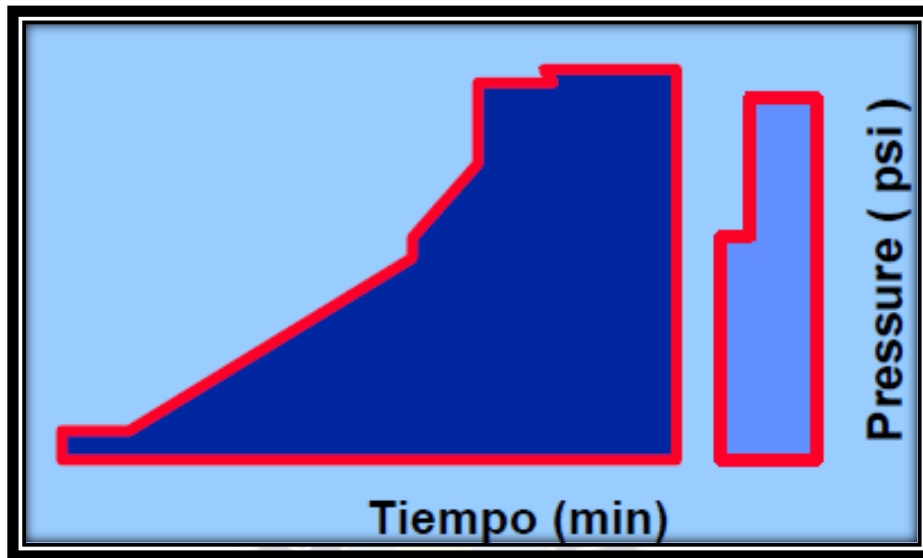
El volumen de la lechada es generalmente pequeño debido a que no es necesaria la inyección de lechada dentro de la formación. Las precauciones especiales se deben tomar para asegurarse que la formación no es fracturada.

#### **2.1.1.2.2. POR TIPO DE BOMBEO**

##### ❖ **Continuo**

Un forzamiento continuo significa tener que mantener constante el bombeo del volumen de lechada calculado hasta alcanzar la presión final de forzamiento. Si la presión final de forzamiento permanece constante el trabajo es terminado y volver a correr otro trabajo hasta que la presión final es constante. Esta técnica se puede usar para forzamiento de baja y alta presión, pero generalmente resulta en grandes volúmenes de lechada que tienen que ser bombeados.

**Fig. 2.6 Técnica de bombeo continuo**



*Fuente: Cementación Forzada Teoría y cálculos, Schlumberger.*

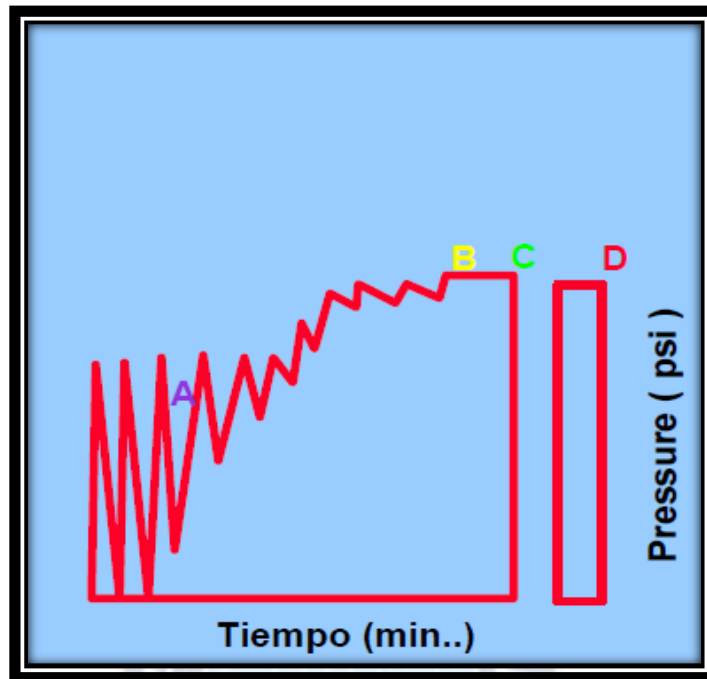
#### ❖ **Intermitente**

La técnica de Forzamiento Intermitente envuelve la aplicación intermitente de presión, a caudales de 0.25 – 0.5 bpm en periodos de 10-20 minutos, hasta alcanzar la presión final de cementación forzada.

El filtrado generalmente es muy alto al inicio, pero decrece conforme la retorta crece, relativamente pequeños volúmenes de lechada son usados en Hesitación comparado con la técnica de forzamiento continuo. El tiempo de la operación intermitente depende del tipo de formación, puede ser en el rango de 5 minutos en formaciones apretadas a 30 minutos en formaciones blandas.

Este tiempo deberá ser considerado para determinar el tiempo de bombeo de la lechada a ser bombeada durante el trabajo.

**Fig. 2.7 Técnica de bombeo intermitente**



*Fuente: Cementación Forzada Teoría y cálculos, Schlumberger.*

### **2.1.1.2.2.3. POR APLICACIÓN**

La técnica de forzamiento con herramientas envuelve el uso de cualquier tipo de herramienta de fondo de pozo recuperable o movable. Ejemplos de herramientas recuperables pueden ser:

- El empacador Positrieve.
- Empacador Hurricane.
- Herramientas cortas de forzamiento.
- Tapón puente recuperable (RBP).

Estas herramientas se pueden recuperar después del trabajo, revestirlas y reusarlas en otro trabajo.

Un tubo de cola se puede correr por debajo de los empacadores para facilitar el mejor desplazamiento de la lechada a través de la zona.

Ejemplos de Herramientas de fondo móviles son:

- El Retenedor de Cemento.
- Tapón puente de Baker modelo K-1.<sup>8</sup>

<sup>8</sup> Cementación forzada teoría y cálculos, 2007 de la compañía Schlumberger S.A.

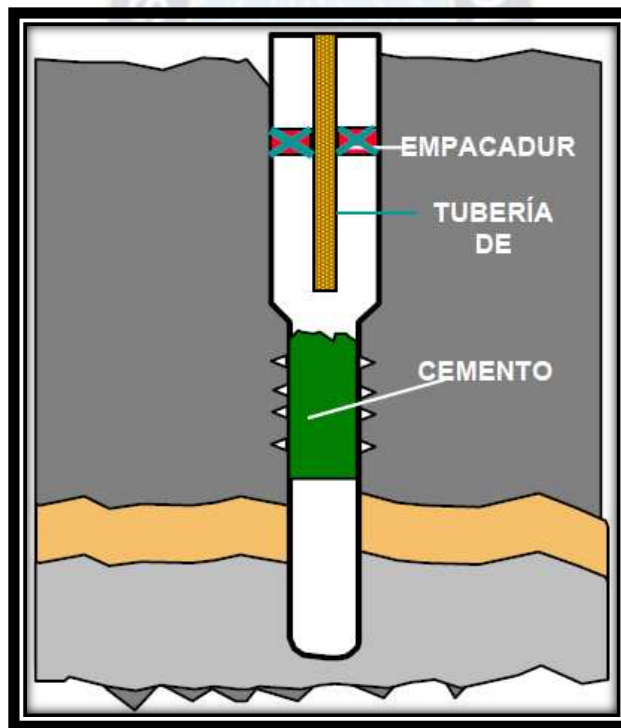
Estas herramientas pueden correr solamente una vez y son molidas para sacarlas después de que el cemento ha fraguado. Ellas generalmente se corren con tubería de Perforación, Tubería de Producción o con cable.

- **Packer con tubería de fondo**

Esta técnica envuelve el uso de un empacador recuperable (Positrieve, Hurricane, Herramienta corta de Forzamiento, etc.), para aislar la parte superior del casing y la cabeza del pozo de la presión de forzamiento.

Este método se prefiere cuando la integridad del casing está en duda (en pozos viejos) y solamente cuando es necesario colocar la lechada a través de un intervalo largo, casing rotos o liners con perforaciones por debajo de la zona de tratamiento.

**Fig. 2.8 Packer con tubería de fondo**



*Fuente: Tesis de grado, La importancia de la reología en la cementación remedial del pozo Laguna*

La tubería de fondo es usada para asegurarse de tener una buena colocación de la lechada a través de la zona y también es indispensable colocar un tapón puente en

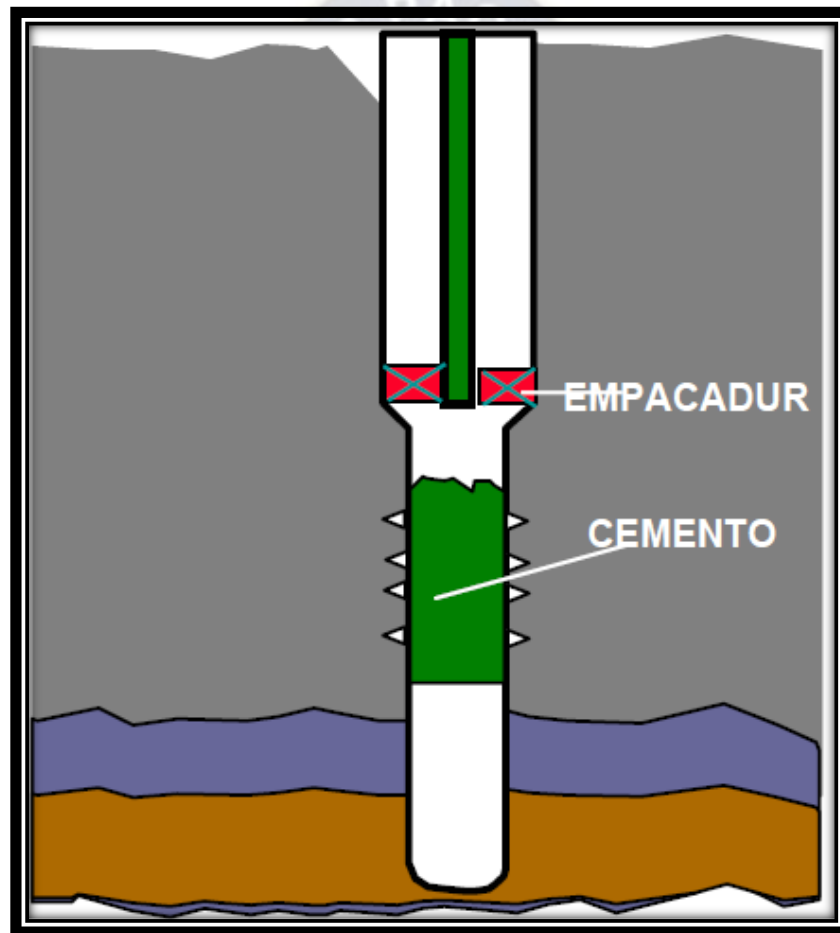
un liner cuando se efectúa un forzamiento al colgador del liner o perforaciones o roturas en casing previos.

- **Packer sin tubería de fondo**

Esta técnica, otras veces llamada Forzamiento Suicida, envuelve el bombeo continuo y la inyección de la lechada dentro de la zona.

Un empacador recuperable (sin tubería de cola) se usa para aislar el casing y la cabeza del pozo.

**Fig.2.9 Empacador sin tubería de cola**



*Fuente: Tesis de grado, La importancia de la reología en la cementación remedial del pozo Laguna*

Las ventajas de esta técnica son similares a la de usar un empacador con tubería de fondo, pero el principal problema es la posibilidad de cementar el empacador en el agujero debido al efecto U-tubing y la posibilidad de un fraguado flash de la lechada.

Este método es usado generalmente en intervalos cortos y roturas de tuberías. No es recomendable usarlo para forzar en canales por detrás del casing debido a la posibilidad de comunicación entre las zonas o canales. Una técnica de forzamiento continuo es recomendada cuando se forza con packer sin tubería de fondo. Procedimiento típico para Forzamiento con packer sin tubería de fondo.

- Aislar cualquier perforación abierta por debajo de la zona de interés.
- Correr abajo con el empacador a la profundidad de asentamiento.
- Anclar el packer
- Realizar prueba de admisión.
- Abrir el bypass del packer
- Bombear agua enfrente, Lechada de cemento, agua detrás.
- Desplazar hasta que la lechada está a 1 Bbls. de altura del final del tubing.
- Cerrar el bypass del packer.
- Inyectar la lechada en la zona, si es necesario ( si no incrementa la presión) hasta la presión final de forzamiento.
- Abrir el bypass del packer.
- Circular en inversa para limpiar el tubing y el packer (1.5 veces el volumen del tubing).
- Reaplicar la presión de forzamiento y esperar tiempo de fragüe.

### **2.1.2. 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 pétrea, 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.

#### **2.1.2.1. 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 (4CaO.AI2O3.Fe2O3)**

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.

### **2.1.2.2. 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**”.<sup>9</sup>

#### **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

---

<sup>9</sup> Dan Mueller, BJ Services: “An Evaluation of well cements for use in High Stress Environments”, 1999

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 tricalcico. 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 mts. (8.000 pies), tal como se fabrican.

Pueden modificarse con aceleradores o retardadores de frague, 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. 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 mts de profundidad, sin necesidad del empleo de harina sílica, que evite la regresión de la resistencia a la compresión.

Tabla 2.1 "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

### 2.1.2.3. 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 Diesel
- Cementos Látex
- Cementos Plásticos
- Cementos para ambientes fríos

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

#### 2.1.2.4. ADITIVOS DEL CEMENTO

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

##### a) 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 ( $\text{CaCl}$ )

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 bombeable.

- Cloruro de sodio ( $\text{NaCl}$ )

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 ( $\text{CaSO}_4$ )

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.

##### b) 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 lignosulfatos 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 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 hidroxilcarboxílico 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 a 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.

### c) **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.

#### **d) 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

#### **e) 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.

#### **f) 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.

### **g) Antiespumantes**

Ayudan a reducir el entrapamiento de aire durante la preparación de la lechada, ya que el cemento tiende a entrapar 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.

### **h) Anti-sedimentación**

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

## **2.1.2.5. 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.

### **2.1.2.5.1. 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:

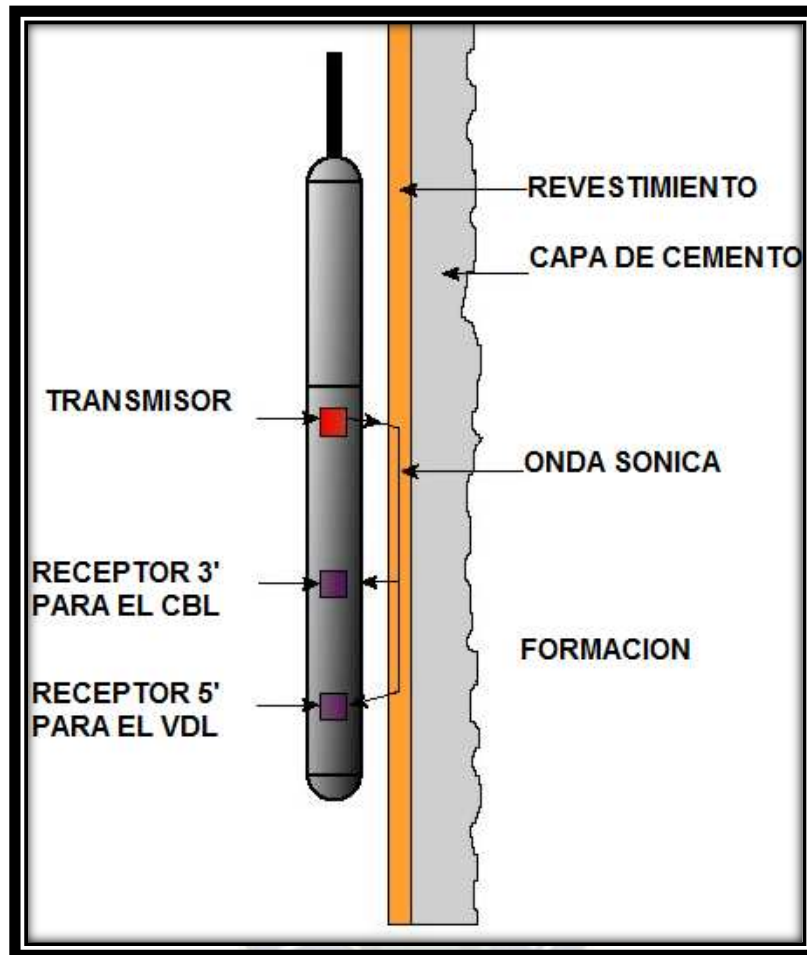
- Evaluación de la calidad del cemento al revestimiento
- Evaluación de la calidad del cemento a la formación y
- Evaluación de la extensión vertical de buena calidad de adherencia

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.

Fig. 2.10 Configuración de la Herramienta CBL/VDL



Fuente: Well Cementing, Erick B Nelson.

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.

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:

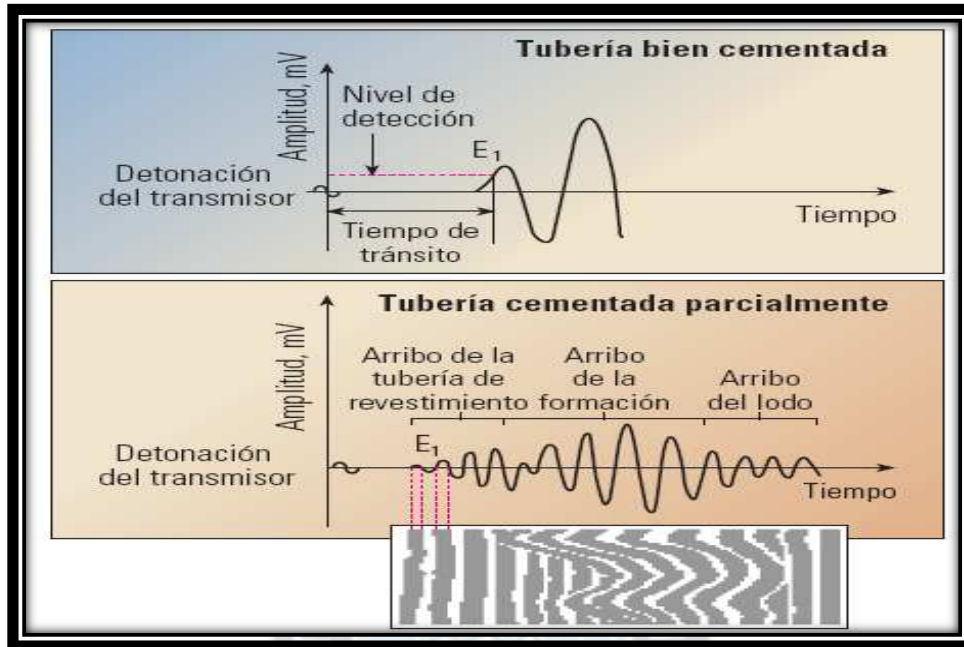
- La magnitud del pulso original del sonido.
- El diámetro interno del revestimiento.
- El tipo de fluido en el pozo.
- El espesor de las paredes del revestimiento.
- La cantidad de cemento adherido al revestimiento.
- El esfuerzo compresivo del cemento adherido al revestimiento.

La medida del CBL, 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. El orden más común de los arribos es: (1) la señal del revestimiento, (2) la señal de la formación y (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.



**Fig. 2.11 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

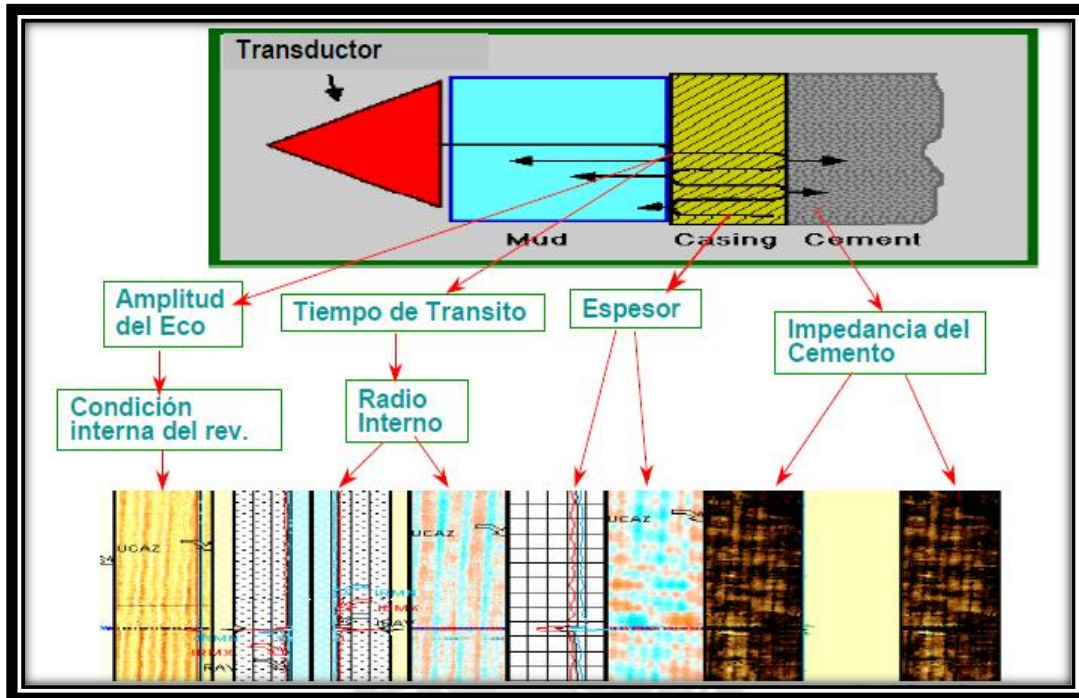
#### 2.1.2.5.2. REGISTRO ULTRASÓNICO

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 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.

**Fig.2.12 Medición y principios Ultrasonicos**



Fuente: Schlumberger Paper

Esta herramienta, explora el revestimiento, a razón de 71/2 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.

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.

#### 2.1.2.6. MODELO DE BINGAM PARA EL CÁLCULO HIDRÁULICO

Es un modelo que utiliza diferentes ecuaciones para determinar la velocidad crítica en el interior de la tubería como del espacio anular, este modelo se usa para fluidos base agua (W.B.M.) “water base mud”.

##### a) VELOCIDAD CRÍTICA

La velocidad crítica es la velocidad máxima a la cual un fluido puede fluir sin romper el flujo laminar, una vez sobrepasada esta velocidad el flujo se vuelve turbulento, la velocidad crítica puede ser calculada con la siguiente ecuación.

**Ecuación 1** para cálculo de velocidad crítica dentro la tubería

$$V_c = \frac{(64,57 * VP) + 64,57 * (VP^2 + 12,34 * d^2 * YP * \rho)^{0,5}}{\rho * d}$$

**Ecuación 2** para cálculo de velocidad crítica en el espacio anular.

$$V_c = \frac{(64,57 * VP) + 64,57 * (VP^2 + 12,34 * (d_2 - d_1)^2 * YP * \rho)^{0,5}}{\rho * (d_2 - d_1)^2}$$

Donde:

V<sub>c</sub> = velocidad crítica (ft/min)

VP = viscosidad plástica (cp)

ρ = densidad del fluido (lpg); (lb/gal)

d = diámetro interno de la cañería (in)

d<sub>2</sub> = diámetro interno de la cañería de revestimiento (in)

d<sub>1</sub> = diámetro externo de la cañería de perforación o herramienta (in)

YP = “yeld point” punto cedente (lb/100ft<sup>2</sup>)

## b) Velocidad promedio

El cálculo de la velocidad promedio da el parámetro de la velocidad promedio a lo largo de la cañería o herramienta que se está utilizando, así como en el espacio anular, si la velocidad promedio es menor a la velocidad crítica el fluido tiene un flujo laminar, pero si la velocidad promedio es mayor a la velocidad crítica el flujo es turbulento.

$$V < V_c = \text{Flujo Laminar}$$

$$V > V_c = \text{Flujo Turbulento}$$

**La ecuación 3** para calcular la velocidad promedio es:

$$v = 24,51 * \frac{Q}{d^2}$$

**Ecuación 4** para la velocidad promedio por el espacio anular

$$v = 24,51 * \frac{Q}{d_2^2 - d_1^2}$$

Donde:

$v$  = velocidad promedio (ft/min)

$Q$  = caudal de la bomba (gal/min)

$d$  = diámetro interior de tubería o herramienta (in)

$d_2$  = diámetro interno de cañería de revestimiento (in)

$d_1$  = diámetro externo de cañería o herramienta (in)

## c) Cálculo del número de Reynolds

El número de Reynolds nos da un parámetro para flujo laminar y turbulento, también nos ayuda a calcular el factor de Fanning, todo esto para calcular la caída de presión en los tramos correspondientes.

**Ecuación 5** de numero de Reynold dentro la tubería

$$NR = \frac{15,46 * d * v * \rho}{VP}$$

**Ecuación 6** de número de reynolds para el espacio anular:

$$NR = \frac{15,46 * (d2 - d1) * v * \rho}{vD}$$

Donde:

NR = número de reynolds (adimensional)

d = diámetro interno de cañería o de la herramienta (in)

d2 = diámetro interno de la cañería de revestimiento (in)

d1 = diámetro externo de la cañería de herramienta (in)

#### d) **Factor de Fanning**

El factor de Fanning está en base al número de reynolds. **Ecuación 7**

$$f = \frac{c}{NR^m}$$

Las constantes c y m cambian de acuerdo al tramo que el fluido atraviesa.

Para agujero abierto c = 0,0406; m = 0,157

Para agujero entubado c = 0,0488; m = 0,183

Para interior de herramienta c = 0,0562; m = 0,203

#### e) **Cálculo de las caídas de presión**

La caída de presión se calcula con diferentes fórmulas para flujo laminar y flujo turbulento.

Ecuación de caídas de presión para flujo turbulento  $V > V_c$ .

**Ecuación 8** Caída de presión por interior de cañería.

$$\Delta P = \frac{f * L * \rho * v^2}{92800 * d}$$

### **Ecuación 9** Caída de presión por el espacio anular

$$\Delta P = \frac{f * L * \rho * v^2}{92800 * (d2 - d1)}$$

Donde:

$\Delta P$  = caída de presión (psi)

$f$  = factor de Fanning (adimensional)

$L$  = longitud (ft)

$\rho$  = densidad del fluido (lpg)

$v$  = velocidad promedio (ft/min)

$d$  = diámetro interior de tubería o herramienta (in)

$d2$  = diámetro interno de la cañería de revestimiento (in)

$d1$  = diámetro externo de la cañería o herramienta (in)

La ecuación para calcular las caídas de presión para un flujo laminar  $V < Vc$ .

**Ecuación 9** Caída de presión por interior de cañería.

$$\Delta P = \frac{VP * L * \rho * v^2}{90000 * d^2} + \frac{YP * L}{225 * d}$$

**Ecuación 10** Caída de presión Por el espacio anular

$$\Delta P = \frac{VP * L * \rho * v^2}{60000 * (d2 - d1)^2} + \frac{YP * L}{200 * d2 - d1}$$

Donde:

$\Delta P$  = caída de presión (psi)

$L$  = longitud (ft)

$\rho$  = densidad del fluido (lpg)

$v$  = velocidad promedio (ft/min)

$d$  = diámetro interior de tubería o herramienta (in)

$d2$  = diámetro interno de la cañería de revestimiento (in)

$d1$  = diámetro externo de la cañería o herramienta (in)

$YP$  = "Yeld Point" punto cedente (lb/100\*ft<sup>2</sup>)

$VP$  = viscosidad plástica (cp).



### 2.1.2.7. EXPLICACION 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 a nivel mundial, Schlumberger en sus productos y servicios, desarrollo un cemento que es ligero pero muy sólido (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.

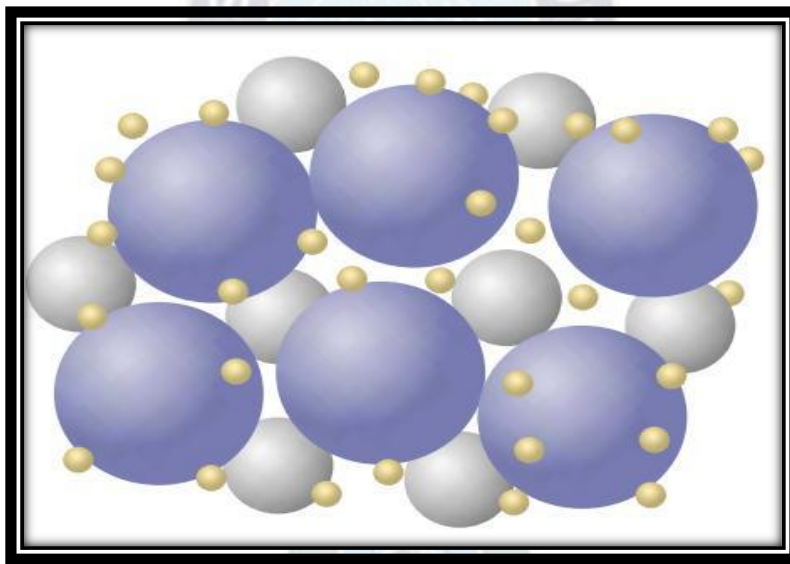
La permeabilidad del cemento ligero fraguado es menor que la del cemento portland convencional clase G, y la resistencia a la compresión es comparable a la del cemento portland. Las aplicaciones de la tecnología Litecrete son eficaces a temperaturas que varían de (27°C 232°C) a (80°F 450°F), presiones de fondo del pozo de hasta 55.15 [Mpa] (8000 psi) y lechadas cuyas densidades varían de 0.98 a 1.50 [g/cm<sup>3</sup>] (8.2 a 14 lb/gal).

Para crear estas lechadas de alto rendimiento (Figura 2.13), 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.

**Fig. 2.13 Distribución optimizada del tamaño de partícula del Litecrete**



*Fuente: Paper Schlumberger*

#### **2.1.2.7.1. 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 (So<sub>3</sub>), Silicato Tricalcico (C3S), Aluminato Tricalcico (C3A), Ferroaluminato 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

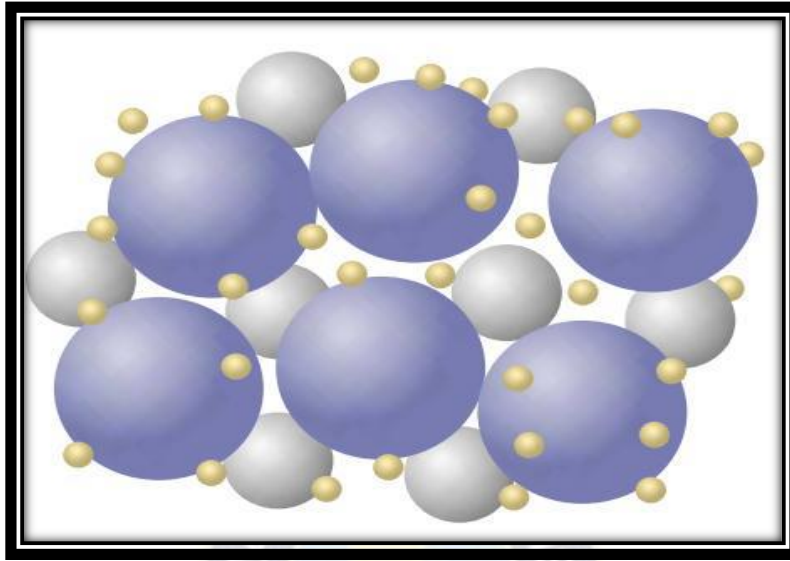
Media: D188 micro burbujas de vidrio

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.

**Fig.2.14 Distribución optimizada del tamaño de partícula del Litecrete**

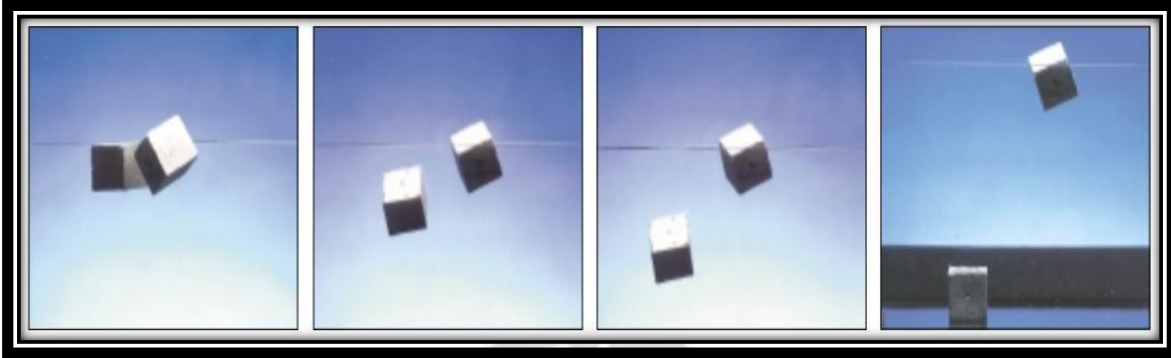


*Fuente: Paper Schlumberger*

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 mejora 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/cm<sup>3</sup>] (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.

**Fig.2.15 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 fibras cement se logran obtener óptimos resultados.

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

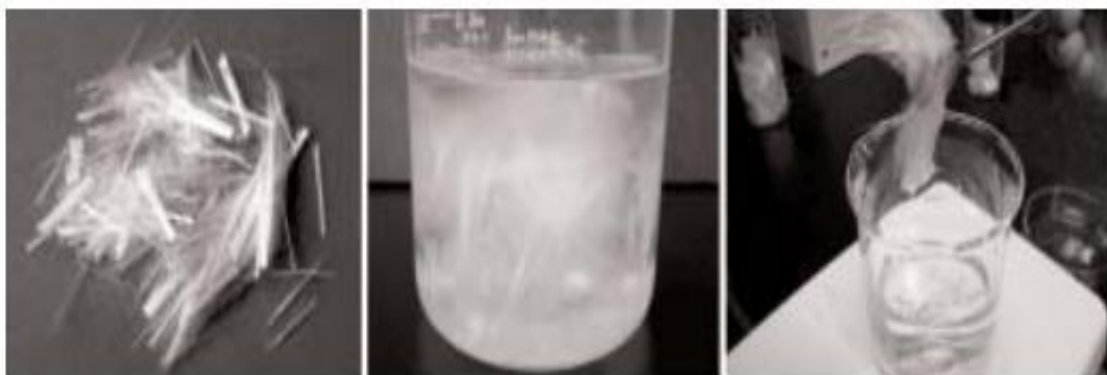
### Beneficios

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 sólidos 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.

**Fig. 2.16 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 película de baja permeabilidad 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



### 2.1.2.7.2. EVALUACIÓN DEL CEMENTO LITECRETE

La cementación con cementos ligeros generalmente son más difíciles de evaluar por:

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

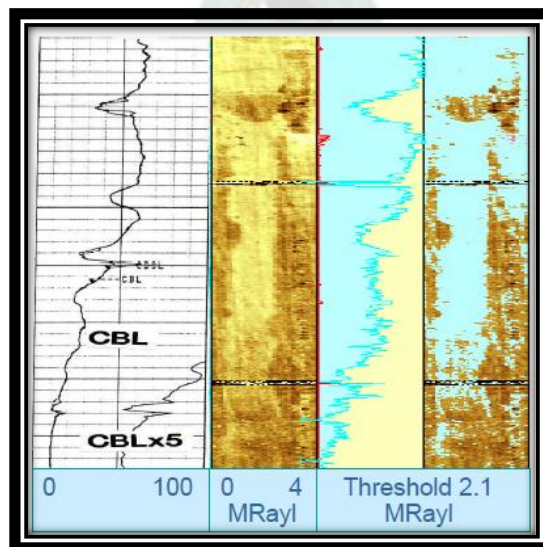
Para una densidad determinada, no todos los cementos ligeros son iguales

- ❖ 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 límite Líquido/sólido está ajustado bajo para cemento ligero (2.1)
- CBL concuerda con el USI

**Fig. 2.17 Tope de cemento Ligero**



*Fuente: Schlumberger paper*



## **2.1.2.8. CAUSAS DE FALLA DE ADHERENCIA Y MAL AISLAMIENTO HIDRÁULICO DEL CEMENTO**

Las fallas por mala adherencia del cemento causan migración de fluidos, por lo cual se intenta crear nuevas tecnologías y métodos de cementación que resulten más eficientes, dando una cementación primaria de mayor resistencia y duración a las variaciones de presión, temperatura. Existen diversas causas por las cuales el cemento puede llegar a tener fallas, pueden ser por malos trabajos de limpieza del revoque de lodo en los espacios anulares, hasta deterioro del cemento por la acción del tiempo. Aunque se realice un trabajo de cementación perfecto, el cemento tiene un tiempo límite de duración por lo cual es necesario hacer el mantenimiento de los pozos cementados. Cada cierto tiempo es requerido un procedimiento de cementación forzada para corregir estas fallas. Las causas más frecuentes de las fallas de adherencia y aislamiento zonal pueden ser por una densidad errónea del cemento, remoción errónea del revoque o enjarre del lodo de perforación. Una verificación del cemento prematura: pérdida excesiva del fluido en el espacio anular, lechada altamente permeable causada por lo general al cementar formaciones con contenido de fluidos gaseosos que invaden el cemento, contracción significativa del cemento durante el fraguado, agrietamiento por movimientos telúricos o fallas que atraviesen el pozo, adherencia interfacial deficiente entre la roca y el cemento o entre cemento y la tubería de revestimiento, o ambos casos.

A continuación, se explican las fallas de cemento anteriormente mencionadas.

### **2.1.2.8.1. FALLAS EN LA CEMENTACIÓN PRIMARIA**

- a) Densidad Errónea. - Este tipo de deficiencia se presenta cuando la densidad del cemento que se utiliza no es bien calculada, provocando una presión hidrostática menor a la de la presión de formación, causando un desequilibrio de presiones, lo cual desemboca en una mala cementación y mala adherencia del cemento con la formación, no logrando el sello adecuado para impedir las filtraciones.

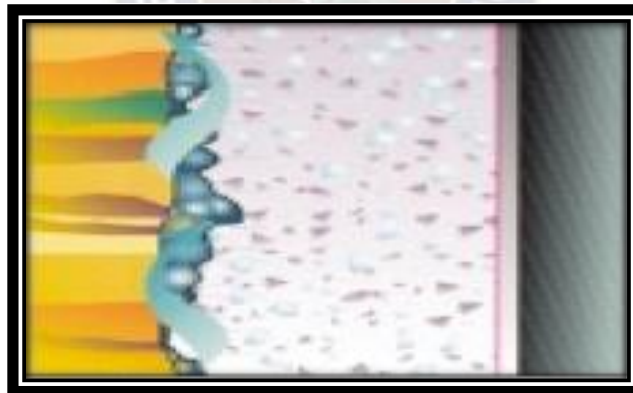
**Fig. 2.18 “Problemas de cementación densidad errónea”**



*Fuente “El principio del fin: Revisión de las prácticas de abandono y desmantelamiento” (año 2002)*

- b) Remoción errónea del lodo y del revoque de filtración. - Esto se presenta cuando no se realiza una limpieza del espacio anular correctamente o con los fluidos adecuados para la limpieza como surfactantes. Esto causa la filtración y la mala adherencia del cemento a la roca.

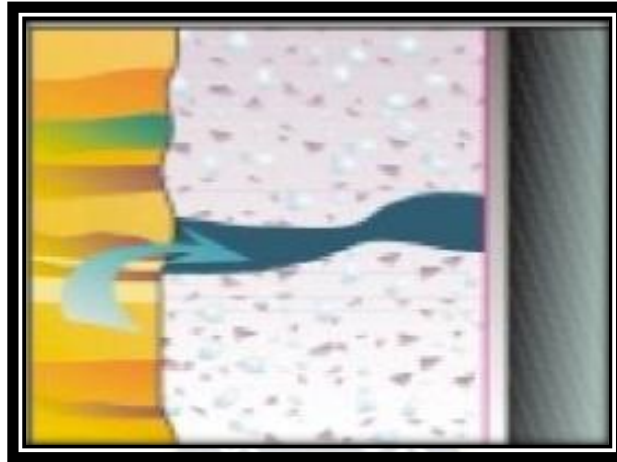
**Fig. 2.19 “Problemas de cementación Remoción deficiente de lodo”**



*Fuente “El principio del fin: Revisión de las prácticas de abandono y desmantelamiento” (año 2002)*

- c) Gelificación prematura. - Se presenta cuando la mezcla de cemento presenta variaciones en la presión y temperatura del espacio anular en el cual está ingresando, generando una gelificación prematura debido a que no logró llenar o sellar por completo todo el espacio anular requerido, generando una filtración a través del cemento.

**Fig.2.20 “Problemas de cementación Gelificación prematura”**



Fuente “El principio del fin: Revisión de las prácticas de abandono y desmantelamiento” (año 2002)

- d) Pérdida excesiva de fluido. - Este fenómeno se da cuando se inyecta la mezcla o lechada sin embargo se advierte una pérdida de mezcla, con lo cual es posible que sea generado por la presencia de una falla, o que la densidad de la lechada que se está introduciendo sea mucho mayor a la presión de formación, con lo cual se está dañando la roca, así como perdiendo fluido. También las formaciones cavernosas pueden traer este tipo de problemas.

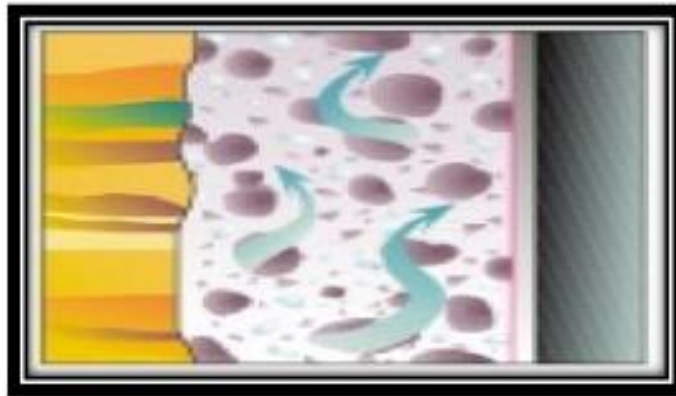
**Fig. 2.21 “Problemas de cementación Pérdida excesiva de fluido”**



Fuente “El principio del fin: Revisión de las prácticas de abandono y desmantelamiento” (año 2002)

- e) Lechada altamente permeable. - Esto puede darse cuando la arena que se quiere cementar, tiene presencia de fluidos gaseosos, mayor presión de formación que la presión hidrostática que tiene el cemento, el gas empieza a crear cavernas dentro del cemento aun no fraguado, haciendo que el cemento sea altamente permeable, vale decir que deja varios poros conectados por donde el fluido de la formación puede migrar hacia otras formaciones o hacia superficie.

**Fig. 2.22 “Problemas de cementación Lechada altamente permeable”**



Fuente “El principio del fin: Revisión de las prácticas de abandono y desmantelamiento” (año 2002)

- f) Contracción significativa del cemento. - Una vez que el cemento llega a fraguar, pierde un poco de su volumen original debido a que pierde una cierta cantidad de líquido; sin embargo, con esta disminución se debería lograr un sello adecuado y una sujeción del revestimiento correctos; pero debido a factores de presión o temperatura puede llegar a tener una contracción mayor a la habitual dando como resultado un espacio entre el cemento y la roca, generando también grietas pequeñas en el cemento, dando lugar a filtraciones.

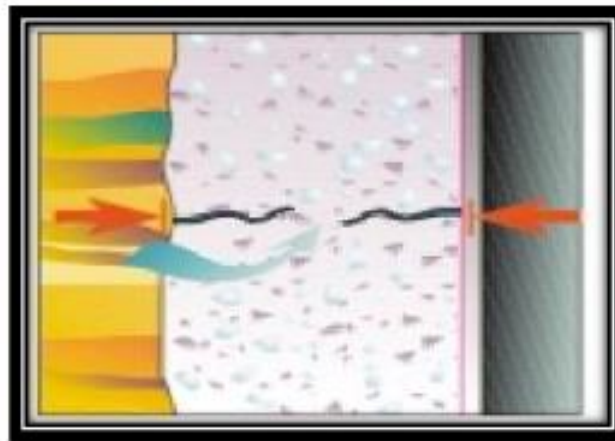
**Fig. 2.23 “Problemas de cementación Contracción excesiva del cemento”**



Fuente “El principio del fin: Revisión de las prácticas de abandono y desmantelamiento” (año 2002)

- g) Falla de cemento por esfuerzos tectónicos. - En la mayoría de los pozos se atraviesan fallas, las cuales generan esfuerzos en la roca y también en el cemento que se usa en el espacio anular entre la formación y la tubería de revestimiento, estos esfuerzos logran quebrar o hacer fisuras en el cemento, dando lugar a filtraciones.

**Fig. 2.24 “Problemas de cementación Falla por esfuerzos tectónicos”**

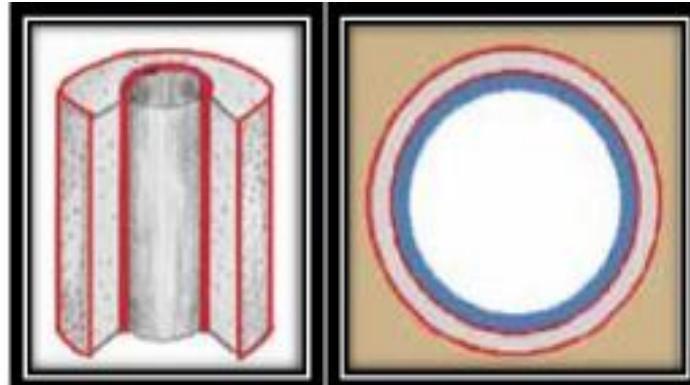


Fuente “El principio del fin: Revisión de las prácticas de abandono y desmantelamiento” (año 2002)

- h) Adherencia interfacial deficiente. - También se conoce como la formación de “microanillos” son espaciamientos que se generan alrededor de la tubería de

revestimiento o entre la pared del pozo y el cemento. Estos dos espaciamientos son pequeños sin embargo no logran un sello uniforme y genera filtraciones que al paso del tiempo deterioran la tubería de revestimiento y dejan fluir fluidos entre formaciones o a superficie o de superficie a las formaciones.

**Fig. 2.25 “Corte transversal de microanillo”**



Fuente “El principio del fin: Revisión de las prácticas de abandono y desmantelamiento” (año 2002)

**Fig. 2.26 “Problemas de cementación Adherencia interfacial deficiente (micro anillos)”**



Fuente “El principio del fin: Revisión de las prácticas de abandono y desmantelamiento” (año 2002)



## CAPITULO 3 - APLICACIÓN PRÁCTICA

### 3.1. CEMENTACIÓN PRIMARIA Y FORZADA DEL RAMAL SUPERIOR

El 01 de junio del 2010 se inicia la cementación del liner de 7” del ramal superior con 31Bbl de lechada con presión final de bombeo de 440 psi observándose presencia de gas, se realiza un registro CBL donde se muestra un pobre cemento distribuido alrededor de la tubería de revestimiento y un registro VDL que muestra alguna adherencia a la formación. No se puede observar anillos completos de cemento que proporcionen aislación de las zonas, por lo cual se decide realizar la cementación forzada.

Primera Cementación Forzada en 4432 m el 10 /06/2010: Se inyecta 33Bbl de cemento clase G a diferente caudal de 1.5bpm con 2000 psi hasta 0.5bpm con 1500 psi. Se corre registro VDL y se observa una cementación de mala calidad, por lo cual se decide realizar una segunda cementación forzada.

Segunda Cementación Forzada en 4430 m el 14/06/2010: En el segundo intento de sellar el zapato del liner 7” se procede a inyectar 25.5Bbl de cemento a la formación a diferente caudal de 0.5bpm con 2300psi hasta 0.5bpm con 1650psi. En su evaluación se corre registro y se observa la cementación de mala calidad y sin aislamiento y se programa la tercera cementación forzada.

Tercera Cementación Forzada en 4447m el 17/06/2010: Se programa la tercera cementación forzada inyectando 23.5Bbl de cemento (Baker Tipo N1) a diferente caudal de 0.5bpm y un máximo de presión de 2700psi. Se re perfora el cemento blando y se observa detecciones de gas durante las maniobras, por tal razón se decide una nueva cementación.

Cuarta Cementación Forzada en 4422m el 21/06/2010 Se realiza la cementación forzada con cemento (Baker Tipo N1), se inyecta 60Bbl de lechada a bajo caudal de 0.5bpm a una presión de 4100 psi. Se corre registros y se observa presencia de gas y no se observa buen cemento alrededor del liner por lo cual se decide intentar nuevamente la cementación.



Quinta cementación Forzada en 4395m el 29/06/2010: El quinto intento de solucionar el problema fue con 40Bbl de lechada de cemento (Baker Tipo N1) con 2400 psi a caudal continuo de 1/4 bpm. En la evaluación se observa la presencia de gas en superficie siendo una razón para realizar otra cementación.

Sexta cementación forzada en 4391m el 04/07/2010: Se inyecta 60Bbl de lechada a un a caudal continuo de 5.0bpm de cemento (Baker Tipo N1) y se observa la presencia de gas en superficie dando un indicativo de que no existe aislamiento y se decide otra cementación con las mismas características.

Séptima Cementación Forzada en 4382 m el 09/07/2010: Se bombea 66Bbl de lechada de cemento clase G a diferentes caudales 1/4bpm a una presión máxima de 4330psi. Disminuye la presencia de gas y se decide continuar con las operaciones a pesar de que siempre representará un riesgo operativo elevado.

### **3.2. CARACTERÍSTICAS DE LA FORMACIÓN IQIRI.**

Hacia el tope de la formación Los Monos comienzan a dominar areniscas cuarzosas que en los casos en que la discordancia pre-carbonífera fue poco severa logrando un respetable desarrollo. Estas areniscas han recibido el nombre de Formación Iquiri. Considerando que la Formación Iquiri representa los depósitos de alto nivel del ciclo del Devónico tardío.

**Arenisca.** - Gris marrón claro y gris medio claro, grano muy fino, fino, cuarzosa, consolidada, dura y totalmente triturada, deformada su textura y estructura, con abundantes granos de cuarzo medio a grueso.

**Arenisca y Limolita.** - Gris medio oscuro, gris medio, sub-bloque fractura irregular micromicácea, compacta, dura (recuperado mayormente como material molido gris blanquecino).

**Lutita Arenosa.** - Gris oscura, gris medio oscura, subfósil, subplanar, fractura irregular, lustre sedoso, compacto.

### **3.3. CARACTERÍSTICAS DE LA FORMACIÓN LOS MONOS.**

La formación comienza con una sucesión de capas tabulares y lenticulares, disimétricas a centimétricas, compuestas por pelitas negras micáceas laminadas y areniscas grisáceas de grano fino a medio con ondulitas.

La presencia de fósiles bénticos (bioturbaciones, trilobites y crinoideos) los registros permiten diferenciar cuatro secuencias deposicionales dentro de la formación. La primera entre el tope de la formación Huamampampa y el marcador MONOS C, es una secuencia granocreciente de un espesor de 200 a 300 m de espesor.

El intervalo de los MONOS C – MONOS B es igualmente una secuencia granocreciente con el mismo cambio litológico que la precedente. Su espesor es entre 250 y 350 m en el pozo. Los espesores más importantes que se observan son debidos a fallas inversas. La tercera secuencia es el intervalo entre las arenas MONOS A – MONOS B, se repite la litología descrita precedentemente. Su espesor es difícil evaluar a causa de algunas fallas que la afectan. La última secuencia está ubicada entre el marcador MONOS A. El tope de la formación es arcillosa, homogéneo y de espesor mayor de 1000 m.

### **3.4. CARACTERÍSTICAS DE LA FORMACIÓN HUAMAMPAMPA.**

La litología de la Formación Huamampampa se compone de un paquete sedimentario naturalmente fracturado. Los reservorios de esta formación están constituidos por areniscas cuarcíticas, compactas y muy duras, de grano muy fino, escaso medio, color gris blanquecino, en partes micáceas, intercaladas con niveles de lutitas y limolitas. Los niveles de areniscas presentan una porosidad y permeabilidad pobre, la misma que es incrementada en forma secundaria debido a la micro fracturación, (Starck 1995; Albariño et al., 2002).

**Reservorio H0.-** Gris medio claro, a gris claro, grano muy fino, fino; subangular, buena selección, cuarzosa, hialina, consolidada, dura, cemento síliceo gris, verdoso, micromicacea molida, triturada y deformado su textura.

La Inferior está compuesta por arenisca cuarzosa de pobre porosidad visible, con manchas de hidrocarburo de color café oscuro y con pobre saturación de hidrocarburos.

**Reservorio H1.-** Gris medio claro, a gris claro, grano muy fino, fino; compacto, dura, subbloque, fractura irregular micromicacea triturada y deformada.

### Datos técnicos

Presión de formación	P = 8500 psi
Temperatura del reservorio	T = 88 °F
Gravedad API del Petróleo	API = 54
Permeabilidad	48-72 md
Porosidad	6-6.6%
Gradiente de fractura	0.695 (psi/ft)

### Detalle de tuberías

Tramo Productor

OD = 9 5/8" ; ID = 8.535" ; Wt = 53.50 lb/ft; Grado P-110

Tramo liner

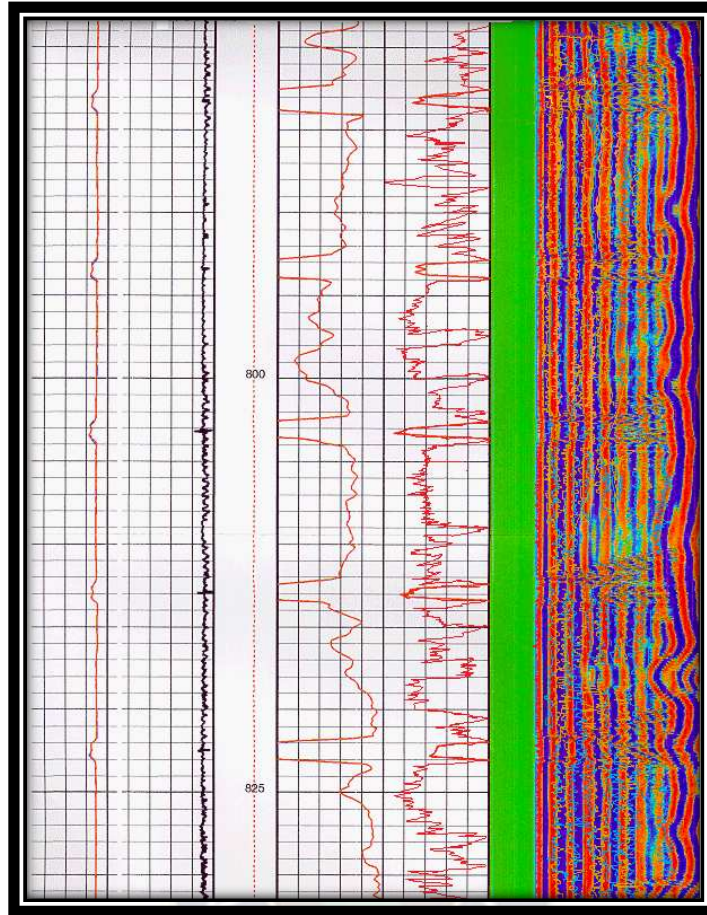
OD = 7" ; ID = 6.184" ; Wt = 29 lb/ft ; Grado P-110

Acontinuacion en la siguiente figura se observa el ultimo registro realizado en el pozo Sal-15

Se baja cable electrico y se corre registros de cemento CBL-VDL –CCL-GR, que presenta una mala cementacion en las formaciones Iquiri/ Los Monos a los 4128.7mts (MD), Huamamampampa en sus niveles H0 y H1 mostrando la presencia de fluido y precencia de gas y condensado de 54°API.

Tiene una amplitud medida Alta en la lectura del CBL lo que significa la existencia de comunicación en el anular, ademas la existencia de canales de fluido, la existencia de microanillos, el indice de adherencia del cemento del 40%, el cemento tiene una impedancia acustica menor que la esperada.

**Fig. 3.1 ULTIMO REGISTRO CBL/VDL DEL POZO SAL-15 LINER 7”**



*Fuente: Informe final Sal-15*

### **3.5. CÁLCULO HIDRÁULICO MEDIANTE LA LEY DE BINGHAM PARA EL FLUIDO LAVADOR INICIAL**

#### **Tramo I**

#### **DATOS**

**Q** = 6 bpm = 252 gpm

**OD<sub>TP</sub>** = 3 1/2”

**ID<sub>TP</sub>** = 2.764”

**Yeild Point** = 16 Lb/100 ft<sup>2</sup>

**ρ** = 9.8 ppg

**L** = 4128.7 mts = 13545. 6036 (ft)

$$VP = 21 \text{ cp}$$

❖ **Cálculo de la Velocidad Promedio**

$$v = 24.51 \times \frac{252}{2.764^2} ; v = 808.48 \text{ ft/min}$$

❖ **Cálculo de la Velocidad Crítica**

$$V_c = \frac{(64.57 \times 21) + 64.57 \times (21^2 + 12.34 \times 2.764^2 \times 16 \times 9.8)^{0.5}}{9.8 \times 2.764}$$

$$V_c = 344.17 \text{ (ft/min)}$$

❖ **Cálculo del Numero de Reynolds**

$$NR = \frac{15.46 \times 2.764 \times 808.47 \times 9.8}{21} ; NR = 16122.12$$

❖ **Cálculo de Factor de Fanning**

$$f = \frac{0.0562}{16122.12^{0.203}} ; f = 0.0079$$

Si:

$$v > V_c$$

$$808.47 \text{ (ft/min)} > 344.17 \text{ (ft/min)}$$

FLUJO TURBULENTO

❖ **Cálculo de la caída de presión**

$$\Delta P = \frac{0.0079 \times 13545.60 \times 9.8 \times 808.47^2}{92800 \times 2.764} \Delta P = 2660.13 \text{ (psi)}$$

**Tramo II**

**DATOS**

$$Q = 6 \text{ bpm} = 252 \text{ gpm}$$

$$OD_{TP} = 3 \frac{1}{2}''$$

$$ID_{TP} = 2.764''$$



**Yeild Point** = 16 Lb/100 ft<sup>2</sup>

**ρ** = 9.8 ppg

**L** = 196 mts = 643.046 (ft)

**VP** = 21 cp

❖ **Cálculo de la Velocidad Promedio**

$$v = 24.51 \times \frac{252}{2.764^2} ; v = 808.4772 \text{ ft/min}$$

❖ **Cálculo de la Velocidad Crítica**

$$V_c = \frac{(64.57 \cdot 21) + 64.57 \cdot (21^2 + 12.34 \cdot 2.764^2 \cdot 16 \cdot 9.8)^{0.5}}{9.8 \cdot 2.764}$$

$$V_c = 344.17 \text{ (ft/min)}$$

❖ **Cálculo del Numero de Reynolds**

$$NR = \frac{15.46 \cdot 2.764 \cdot 808.47 \cdot 9.8}{21} ; NR = 16122.12$$

❖ **Cálculo de Factor de Fanning**

$$f = \frac{0.0562}{16122.12^{0.203}} ; f = 0.0079$$

Si:

$$v > V_c$$

$$808.4772 \text{ (ft/min)} > 344.17 \text{ (ft/min)}$$

FLUJO TURBULENTO

❖ **Cálculo de la caída de presión**

$$\Delta P = \frac{0.0079 \cdot 643.046 \cdot 9.8 \cdot 808.47^2}{92800 \cdot 2.764}$$

$$\Delta P = 126.28 \text{ (psi)}$$

### Tramo III

#### DATOS

$$Q = 6 \text{ bpm} = 252 \text{ gpm}$$

$$OD_{TP} = 3 \frac{1}{2}''$$

$$ID_{Csg-pozo} = 6.184''$$

$$\text{Yeild Point} = 16 \text{ Lb}/100 \text{ ft}^2$$

$$\rho = 9.8 \text{ ppg}$$

$$L = 196 \text{ mts} = 643.046 \text{ (ft)}$$

$$VP = 21 \text{ cp}$$

#### ❖ Cálculo de la Velocidad Promedio

$$v = 24.51 * \frac{252}{(6.184^2 - 3.5^2)} ; v = 237.63 \text{ (ft/min)}$$

#### ❖ Cálculo de la Velocidad Crítica

$$V_c = \frac{(64.57 * 21) + 64.57 * (21^2 + 9.26 * (6.184^2 - 3.5^2) * 16 * 9.8)^{0.5}}{9.8 * (6.184 - 3.5)}$$

$$V_c = 307.85 \text{ (ft/min)}$$

#### ❖ Cálculo del Numero de Reynolds

$$NR = \frac{15.46 * (6.184 - 3.5) * 237.63 * 9.8}{21} ; NR = 4601.56$$

#### ❖ Cálculo de Factor de Fanning

$$f = \frac{0.0488}{4601.56^{0.183}} ; f = 0.01042$$

$$\text{Si: } v > V_c$$

$$237.63 \text{ (ft/min)} > 297.86 \text{ (ft/min)}$$



## FLUJO LAMINAR

### ❖ Cálculo de la caída de presión

$$\Delta P = \frac{21 \cdot 643.046 \cdot 237.63}{60000 \cdot (6.184 - 3.5)^2} * \frac{16 \cdot 643.046}{200 \cdot (6.184 - 3.5)}$$

$$\Delta P = 26.59 \text{ (psi)}$$

### Tramo IV

#### DATOS

$$Q = 6 \text{ bpm} = 252 \text{ gpm}$$

$$OD_{TP} = 3 \frac{1}{2}''$$

$$ID_{TP} = 8.535''$$

$$\text{Yeild Point} = 16 \text{ Lb/100 ft}^2$$

$$\rho = 9.8 \text{ ppg}$$

$$L = 4128.7 \text{ mts} = 13545.60 \text{ (ft)}$$

$$VP = 21 \text{ cp}$$

### ❖ Cálculo de la Velocidad Promedio

$$v = 24.51 * \frac{252}{(8.535^2 - 3.5^2)} ; v = 101.93 \text{ (ft/min)}$$

### ❖ Cálculo de la Velocidad Crítica

$$V_c = \frac{(64.57 \cdot 21) + 64.57 \cdot (18^2 + 9.26 \cdot (8.535 - 3.5)^2 \cdot 16 \cdot 9.3)^{0.5}}{9.3 \cdot (8.535 - 3.5)}$$

$$V_c = 280.04 \text{ (ft/min)}$$

### ❖ Cálculo del Numero de Reynolds

$$NR = \frac{15.46 \cdot (8.535 - 3.5) \cdot 101.93 \cdot 9.8}{21} ; NR = 3702.66$$

❖ **Cálculo de Factor de Fanning**

$$f = \frac{0.0488}{3702.66 \cdot 37^{0.183}} \quad ; \quad f = 0.01084$$

Si:  $v > V_c$

$$101.93 \text{ (ft/min)} > 280.04 \text{ (ft/min)}$$

FLUJO LAMINAR

❖ **Cálculo de la caída de presión**

$$\Delta P = \frac{16 \cdot 13535.60 \cdot 101.93}{60000 \cdot (8.535 - 3.5)^2} * \frac{21 \cdot 13545.60}{200 \cdot (8.535 - 3.5)}$$

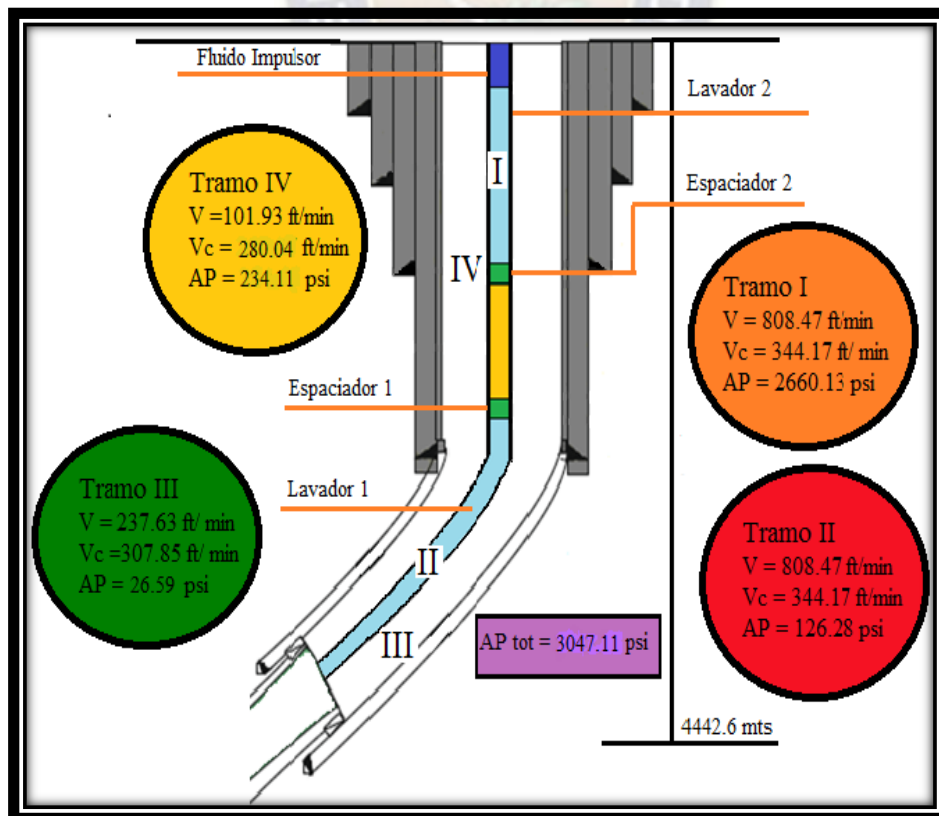
$$\Delta P = 234.11 \text{ (psi)}$$

❖ **Cálculo de la caída de presión total**

$$\Delta P_{\text{TOTAL}} = 2660.13 + 126.28 + 26.59 + 234.11$$

$$\Delta P_{\text{TOTAL}} = 3047.11 \text{ (psi)}$$

**Fig. 3.2 Diagrama de Resumen de los cálculos Hidráulicos**



Fuente: Elaboración en base a cálculos realizados

❖ **Cálculo de volumen del fluido lavador**

**Datos**

$$ID_{CSG} = 6.184''$$

$$OD_{TP} = 3.5''$$

$$L = 1029.85 \text{ ft}$$

$$Vol_{EA(III)} = \frac{6.184^2 - 3.5^2}{1029.4} * 1029.85$$

$$Vol_{EA(III)} = 26.003 \text{ (Bbl)}$$

❖ **Cálculo de altura del fluido lavador dentro la tubería**

$$H = \frac{26.003 * 1029.4}{2.764^2} \quad H = 3503.74 \text{ (ft)} = 1067.94 \text{ mts}$$

❖ **Cálculo de la presión hidrostática del fluido lavador**

$$Ph_{LAV(I)} = 0.052 * 9.8 * 3116.33$$

$$Ph_{LAV(I)} = 1588.08 \text{ (psi)}$$

Se toma en cuenta el mismo cálculo hidráulico por el método de Bingham que se realizó para el fluido lavador inicial, así también los cálculos de altura dentro la tubería y la presión hidrostática del fluido lavador inicial y final.

### 3.6. CÁLCULO HIDRÁULICO DEL ESPACIADOR 1 Y ESPACIADOR 2

Se toma en cuenta el cálculo hidráulico del fluido lavador inicial y final para los respectivos cálculos del Espaciador 1 y 2.

❖ **Cálculo de altura del espaciador 1 y 2**

**Datos**

$$ID_{TP} = 2.764''$$

$$OD_{TP} = 3.5''$$

$$Vol = 8 \text{ Bbl}$$

$$\rho = 9.16 \text{ Ppg}$$

❖ **Cálculo de altura del espaciador 1 y 2 dentro la tubería**

$$H_{TP} = \frac{8 * 1029.4}{2.764^2}$$

$$H_{TP} = 1077.95 \text{ (ft)} = 328.56 \text{ mts}$$

❖ **Cálculo de altura del espaciador 1 y 2 en el espacio anular**

$$H_{\text{ESP-EA}} = \frac{8 \cdot 1029.4}{6.184^2 - 3.5^2}$$

$$H_{\text{ESP-EA}} = 316.83 \text{ (ft)} = 96.57 \text{ mts}$$

❖ **Cálculo de la presión hidrostática del espaciador**

$$Ph_{\text{ESPI}} = 0.052 \cdot 9.16 \cdot 1077.95$$

$$Ph_{\text{ESPI}} = 513.45 \text{ (psi)}$$

❖ **Cálculo hidráulico del fluido impulsor**

Para el fluido impulsor se toma en cuenta los cálculos hidráulicos anteriormente realizados para el fluido lavador.

El fluido impulsor a usar será Mud Push proporcionado por la empresa Schlumberger.

❖ **Cálculo de altura del fluido impulsor**

**Datos**

$$ID_{\text{TP}} = 2.764''$$

$$OD_{\text{TP}} = 3.5''$$

$$H = 694.97 \text{ mts} = 2280.08 \text{ (ft)}$$

$$Q = 8 \text{ Bbl/min}$$

❖ **Cálculo de volumen del fluido impulsor**

$$Vol_{\text{FI}} = \frac{2.764^2}{1029.4} \cdot 2280.08$$

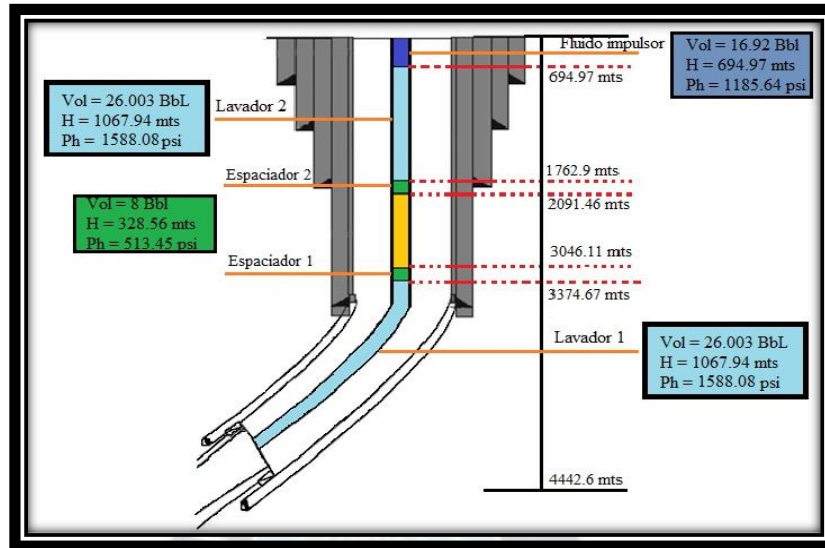
$$Vol_{\text{FI}} = 16.92 \text{ (Bbl)}$$

❖ **Cálculo de la presión hidrostática del espaciador**

$$Ph_{\text{(FI)}} = 0.052 \cdot 10 \cdot 2280.08$$

$$Ph_{\text{(FI)}} = 1185.64 \text{ (psi)}$$

**Fig. 3.3 Diagrama de cálculos volumétricos del Fluido Lavador, Espaciador e Impulsor**



Fuente: Elaboración en base a cálculos realizados.

Los aditivos que se utilizarán son los siguientes:

*Tabla N° 3.1 Aditivos Sólidos para la lechada*

Aditivo	Código	Ge	Densidad (Ppg)	Concentración
Sílica	D030	2.65	22.07	10%
Antisedimentate	D153	2.53	21.07	0.35%
Dispersante	D065	1.43	11.9	0.25%
Bentonita	D20	2.65	21.85	11%
Controlador Perdidas	D167	1.32	10.99	0.72%
CemNet	D095	2.55	21.165	0.4%
Gas Block	D600	1.02	8.5	3.83
Litecrete		0.68	8	44%
Retardador	D197	1.10	9.16	0.96%
Agua	-	1	8.33	30.49%

Fuente: Elaboración en base a cálculos realizados

## Datos

$$V_{(\text{Lech})} = 23.26 \text{ Bbl} = 976.92 \text{ gal}$$

$$\rho = 9.3 \text{ ppg}$$

$$m_{(\text{Lech})} = 9573.82 \text{ lb}$$

### Ecuación del peso

$$m_{(\text{Adit})} = \frac{\% \text{ peso} * m(\text{solucion})}{100\%}$$

### Ecuación de volumen

$$V_{(\text{Adiv})} = \frac{\% \text{ Volumen} * v(\text{solucion})}{100\%}$$

- **sílica (D030)**

$$m_{(\text{D030})} = \frac{10\% * 9573.82}{100\%}$$

$$m_{(\text{D030})} = 957.382 \text{ lb} = 434.26 \text{ Kg}$$

$$V_{(\text{D030})} = \frac{10\% * 976.92}{100\%}$$

$$V_{(\text{D030})} = 97.69 \text{ gal}$$

$$\text{N}^\circ \text{ sacos} = 434.26 \text{ kg} * \frac{1 \text{ Saco}}{50 \text{ Kg}} = \text{N}^\circ \text{ Sacos} = 8.68 = 9$$

- **Anti-sedimentario (D153)**

$$m_{(\text{D153})} = \frac{0.35\% * 9573.82}{100\%}$$

$$m_{(\text{D153})} = 33.51 \text{ lb} = 15.078 \text{ Kg}$$

$$V_{(\text{D153})} = \frac{0.35\% * 976.92}{100\%}$$

$$V_{(\text{D153})} = 3.42 \text{ gal}$$

$$\text{N}^\circ \text{ sacos} = 15.07 \text{ kg} * \frac{1 \text{ Saco}}{50 \text{ Kg}} = \text{N}^\circ \text{ Sacos} = 0.30 = 1$$

- **Dispersante (D065)**

$$m_{(D065)} = \frac{0.25\% * 9573.82}{100\%}$$

$$m_{(D030)} = 23.93 \text{ lb} = 10.77 \text{ Kg}$$

$$V_{(D065)} = \frac{0.25\% * 976.92}{100\%}$$

$$V_{D065} = 2.44 \text{ gal}$$

$$\text{N}^\circ \text{ sacos} = 10.77 \text{ kg} * \frac{1 \text{ Saco}}{50 \text{ Kg}} = \text{N}^\circ \text{ Sacos} = 0.21 = 1$$

- **Bentonita (D020)**

$$m_{(D020)} = \frac{11\% * 9573.82}{100\%}$$

$$m_{(D030)} = 1053.12 \text{ lb} = 477.68 \text{ Kg}$$

$$V_{(D020)} = \frac{11\% * 976.92}{100\%}$$

$$V_{(D020)} = 107.46 \text{ gal}$$

$$\text{N}^\circ \text{ sacos} = 477.68 \text{ kg} * \frac{1 \text{ Saco}}{50 \text{ Kg}} = \text{N}^\circ \text{ Sacos} = 9.55 = 10$$

- **Litecrete**

$$m_{(Lit)} = \frac{42\% * 9573.82}{100\%}$$

$$m_{(Lit)} = 4021.004 \text{ lb} = 1823.89 \text{ Kg}$$

$$V_{(Lit)} = \frac{42\% * 976.92}{100\%}$$

$$V_{(Lit)} = 410.31 \text{ gal}$$

$$\text{N}^\circ \text{ sacos} = 1823.89 \text{ kg} * \frac{1 \text{ Saco}}{50 \text{ Kg}} = \text{N}^\circ \text{ Sacos} = 36.48 = 37$$

- **CemNet (D095)**

$$m_{(Cem)} = \frac{0.4\% * 9573.82}{100\%}$$

$$m_{(Cem)} = 38.29 \text{ lb} = 17.23 \text{ Kg}$$

$$V_{(Cem)} = \frac{0.4\% * 976.92}{100\%}$$

$$V_{(Cem)} = 3.91 \text{ gal}$$



$$N^{\circ} \text{ sacos} = 17.23 \text{ kg} * \frac{1 \text{ Saco}}{50 \text{ Kg}} = N^{\circ} \text{ Sacos} = 0.34 = 1$$

- **Control de filtrado (D167)**

$$m_{(D167)} = \frac{0.72\% * 9573.82}{100\%} \quad m_{(D167)} = 68.93 \text{ gal} = 31.01 \text{ Kg}$$

$$V_{(D167)} = \frac{0.72\% * 976.92}{100\%} \quad V_{(D167)} = 7.03 \text{ gal}$$

$$N^{\circ} \text{ sacos} = 31.01 \text{ kg} * \frac{1 \text{ Saco}}{50 \text{ Kg}} = N^{\circ} \text{ Sacos} = 0.62 = 1$$

- **Gas Block (D600)**

$$m_{(D600)} = \frac{3.83\% * 9573.82}{100\%} \quad m_{(D600)} = 366.68 \text{ lb} = 165.00 \text{ Kg}$$

$$V_{(D600)} = \frac{3.83\% * 976.92}{100\%} \quad V_{(D600)} = 37.42 \text{ gal}$$

$$N^{\circ} \text{ sacos} = 165 \text{ kg} * \frac{1 \text{ Saco}}{50 \text{ Kg}} = N^{\circ} = 3.30 = 4$$

- **Retardador (D197)**

$$m_{(D600)} = \frac{0.96\% * 9573.82}{100\%} \quad m_{(D097)} = 91.90 \text{ lb} = 41.35 \text{ Kg}$$

$$V_{(D600)} = \frac{0.96\% * 976.92}{100\%} \quad V_{(D097)} = 9.38 \text{ gal}$$

$$N^{\circ} \text{ sacos} = 41.35 \text{ kg} * \frac{1 \text{ Saco}}{50 \text{ Kg}} = N^{\circ} \text{ Sacos} = 9.04 = 10$$

- **Agua**

$$m_{(D600)} = \frac{30.49\% * 9573.82}{100\%} \quad m_{(D097)} = 2919.06 \text{ lb} = 26.27 \text{ Kg}$$

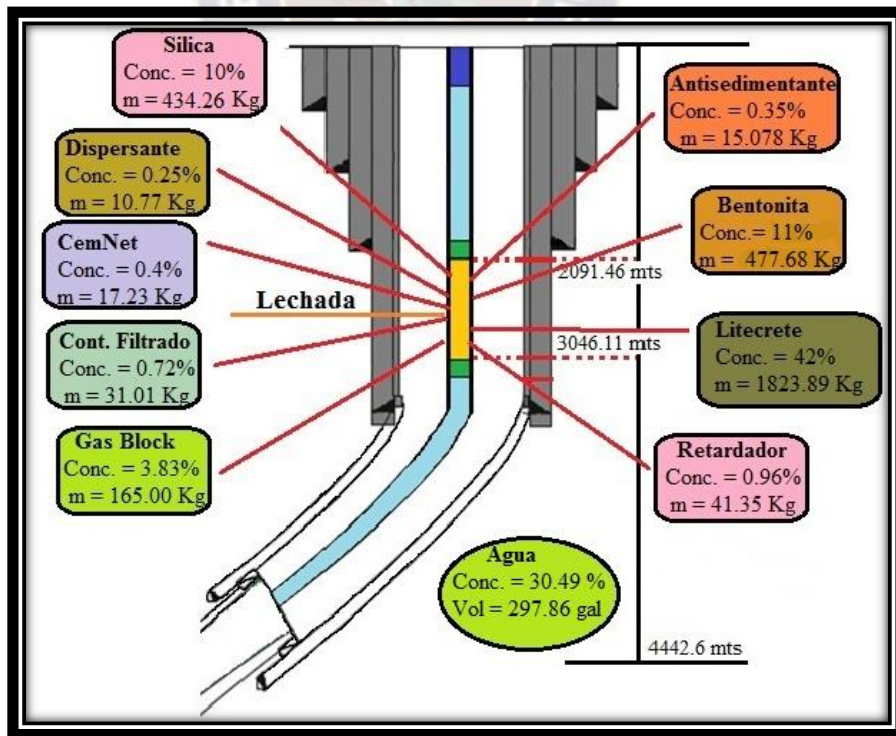
$$V_{(D600)} = \frac{30.49\% * 976.92}{100\%} \quad V_{(D097)} = 297.86 \text{ gal}$$

Tabla 3.2 Volúmenes, Pesos y N° sacos de los aditivos de la lechada

ADITIVO	Volumen (Gal)	PESO (Lb)	N° Sacos
D030	97.69	957.38	9
D153	3.42	35.51	1
D065	2.44	23.93	1
Litecrete	410.31	4021.004	36
D197	9.36	91.91	1
D167	7.03	68.93	1
D600	37.42	366.68	4
D095	3.91	38.29	1
D020	107.46	1053.12	10
Agua	297.86	2919.06	-
<b>TOTAL</b>	<b>776.90 (Gal)</b>	<b>9573.62 (Lb)</b>	

Fuente: Elaboración en base a cálculos realizados

Fig. 3.3 Diagrama con los aditivos que se utilizaran



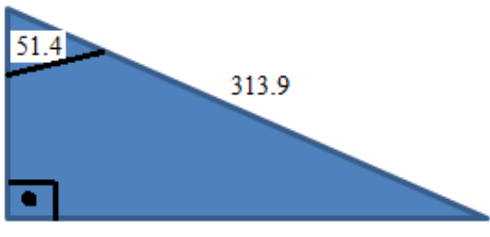
Fuente: Elaboración en base a cálculos realizados

Se realiza la colocación a baja presión, mediante bombeo continuo y con herramientas de cementación forzada.

La colocación a baja presión se debe a que la formación es naturalmente microfracturada y en la perforación y procedimientos de cementación en el liner de 7" se tuvieron varios problemas fisurando la formación y teniendo pérdidas totales. Debido a este problema se está utilizando cemento liviano que no pierda sus propiedades de dureza con un cemento con baja densidad. La colocación a bombeo continuo debido a que se hará una cementación forzada en solo una fase y hasta llegar a la presión de inyección, una presión estable, se utilizan herramientas de cementación forzada debido a que la profundidad a la que se debe realizar el procedimiento es de 4442.6 m

### 3.7. Cálculo de la presión de Fractura

La gradiente de presión de las formaciones es de  $GF = 0.695$  (psi/ft)



$$\beta = 90^\circ - 51.4^\circ = 38.61^\circ$$

$$\cos \beta = \frac{C.A.}{Hip} \rightarrow C.A. = \cos \beta * Hip$$

$$C.A. = \cos 51.4^\circ * 313.9$$

$$C.A. = 195.83$$

$$\text{Profundidad TVD} = 4128.7$$

$$\text{Profundidad final TVD} = \text{Profundidad TVD} + C.A.$$

$$\text{Profundidad final TVD} = 4128.7 + 195.83$$

$$\text{Profundidad final TVD} = 4324.53 \text{ mts} = 14188.09 \text{ (ft)}$$

## La presión de fractura

$$PF = 0.695 \text{ (psi/ft)} * 14188.09 \text{ (ft)}$$

$$PF = 9860.72 \text{ (psi)}$$

- **Cálculo de la bomba a utilizar**

Se utiliza una bomba Triplex de la empresa Continental- Emsco

Especificaciones de la bomba triplex

Modelo de la bomba = F – 500

Max. Emb/min = 190

Camisa = 4.5 “

### **Cálculo de la salida de la bomba tríplex**

$$OP = 0.000243 * (ID_{CAMISA})^2 * Carrera$$

Donde:

OP = Salida de la bomba (bbl/Emb)

ID<sub>CAMISA</sub> = Diámetro de la camisa (in)

Carrera = Longitud de carrera de la bomba (in)

$$OP = 0.00243 * 4.5^2 * 7.5$$

$$OP = 0.369 \text{ (Bbl/ Emb)}$$

### **Cálculo del caudal de la bomba**

$$Q = OP * \text{max. Emb./ min}$$

$$Q = 0.369 \text{ (Bbl/Emb)} * 190 \text{ (Emb/min)}$$

$$Q = 7.012 \text{ (Bbl/min)}$$

Eficiencia de la bomba =86%

$$\text{Eff} = 0.86 * 7.012 \text{ (bbl/min)}$$

$$\text{Eff} = 6.03 \text{ (bbl/min)}$$

### 3.7.1. ACTIVIDAD 2

Realizar los cálculos de volumen de cemento necesario para la cementación forzada tomando en cuenta la profundidad vertical medida “MD” correspondiente al tramo liner, además de los diámetros internos de las cañerías de revestimiento y pared del pozo.

### 3.8. Cálculo hidráulico mediante la ley de Bingham para la Lechada

#### Tramo I

#### DATOS

$$Q = 6 \text{ bpm} = 252 \text{ gpm}$$

$$OD_{TP} = 3 \frac{1}{2}''$$

$$ID_{TP} = 2.764''$$

$$\text{Yeild Point} = 14 \text{ Lb/100 ft}^2$$

$$\rho = 9.3 \text{ ppg}$$

$$L = 4128.7 \text{ mts} = 13545.6036 \text{ (ft)}$$

$$VP = 18 \text{ cp}$$

#### ❖ Cálculo de la Velocidad Promedio

$$v = 24.51 \times \frac{252}{2.764^2} ; v = 808.48 \text{ ft/min}$$

#### ❖ Cálculo de la Velocidad Crítica

$$V_c = \frac{(64.57*18)+64.57*(18^2+12.34*2.764^2*14*9.3)^{0.5}}{9.3*2.764}$$

$$V_c = 327.16 \text{ (ft/min)}$$

❖ **Cálculo del Numero de Reynolds**

$$NR = \frac{15.46 * 2.764 * 808.47 * 9.3}{18} ; \quad NR = 17849.49$$

❖ **Cálculo de Factor de Fanning**

$$f = \frac{0.0562}{17849.49^{0.203}} ; \quad f = 0.007703$$

Si:  $v > V_c$

$$808.4772 \text{ (ft/min)} > 327.16 \text{ (ft/min)}$$

FLUJO TURBULENTO

❖ **Cálculo de la caída de presión**

$$\Delta P = \frac{0.007703 * 13545.60 * 9.3 * 808.47^2}{92800 * 2764}$$

$$\Delta P = 2472.79 \text{ (psi)}$$

**Tramo II**

**DATOS**

$$Q = 6 \text{ bpm} = 252 \text{ gpm}$$

$$OD_{TP} = 3 \frac{1}{2}''$$

$$ID_{TP} = 2.764''$$

$$\text{Yeild Point} = 14 \text{ Lb/100 ft}^2$$

$$\rho = 9.3 \text{ ppg}$$

$$L = 196 \text{ mts} = 643.046 \text{ (ft)}$$

$$VP = 18 \text{ cp}$$

❖ **Cálculo de la Velocidad Promedio**

$$v = 24.51 \times \frac{252}{2.764^2} ; \quad v = 808.48 \text{ ft/min}$$

❖ **Cálculo de la Velocidad Crítica**

$$V_c = \frac{(64.57 \cdot 18) + 64.57 \cdot (18^2 + 12.34 \cdot 2.764^2 \cdot 14 \cdot 9.3)^{0.5}}{9.3 \cdot 2.764}$$

$$V_c = 327.16 \text{ (ft/min)}$$

❖ **Cálculo del Numero de Reynolds**

$$NR = \frac{15.46 \cdot 2.764 \cdot 808.47 \cdot 9.3}{18} ; \quad NR = 17849.49$$

❖ **Cálculo de Factor de Fanning**

$$f = \frac{0.0562}{17849.49^{0.203}} ; \quad f = 0.007703$$

Si:

$$v > V_c$$

$$808.4772 \text{ (ft/min)} > 327.16 \text{ (ft/min)}$$

FLUJO TURBULENTO

❖ **Cálculo de la caída de presión**

$$\Delta P = \frac{0.007703 \cdot 643.046 \cdot 9.3 \cdot 808.47^2}{92800 \cdot 2.764}$$

$$\Delta P = 117.39 \text{ (psi)}$$

**Tramo III**

**DATOS**

$$Q = 6 \text{ bpm} = 252 \text{ gpm}$$

$$OD_{TP} = 3 \frac{1}{2}''$$

$$ID_{Csg-pozo} = 6.184''$$

$$Yeild \text{ Point} = 14 \text{ Lb/100 ft}^2$$

$$\rho = 9.3 \text{ ppg}$$



$$L = 196 \text{ mts} = 643.046 \text{ (ft)}$$

$$VP = 18 \text{ cp}$$

❖ **Cálculo de la Velocidad Promedio**

$$v = 24.51 * \frac{252}{(6.184^2 - 3.5^2)} ; v = 237.63 \text{ (ft/min)}$$

❖ **Cálculo de la Velocidad Crítica**

$$V_c = \frac{(64.57*18) + 64.57*(18^2 + 9.26*(6.184^2 - 3.5^2)*14*9.3)^{0.5}}{9.3*(6.184 - 3.5)}$$

$$V_c = 297.86 \text{ (ft/min)}$$

❖ **Cálculo del Numero de Reynolds**

$$NR = \frac{15.46*(6.184 - 3.5)*237.63*9.3}{18} ; NR = 5094.58$$

❖ **Cálculo de Factor de Fanning**

$$f = \frac{0.0488}{5094.58^{0.183}} ; f = 0.01023$$

Si:

$$v > V_c$$

$$237.63 \text{ (ft/min)} > 292.096 \text{ (ft/min)}$$

FLUJO LAMINAR

❖ **Cálculo de la caída de presión**

$$\Delta P = \frac{18*643.046*237.63}{60000*(6.184 - 3.5)^2} * \frac{14*643.046}{200*(6.184 - 3.5)}$$

$$\Delta P = 13.87 \text{ (psi)}$$

**Tramo IV**

**DATOS**

$$OD_{TP} = 3 \frac{1}{2}''$$

$$ID_{TP} = 8.535''$$

$$\text{Yield Point} = 14 \text{ Lb}/100 \text{ ft}^2$$

$$\rho = 9.3 \text{ ppg}$$

$$L = 4128.7 \text{ mts} = 13545.60 \text{ (ft)}$$

$$VP = 18 \text{ cp}$$

❖ **Cálculo de la Velocidad Promedio**

$$v = 24.51 * \frac{252}{(8.535^2 - 3.5^2)} ; v = 101.93 \text{ (ft/min)}$$

❖ **Cálculo de la Velocidad Crítica**

$$V_c = \frac{(64.57 * 21) + 64.57 * (21^2 + 9.26 * (8.535 - 3.5)^2 * 14 * 9.8)^{0.5}}{9.8 * (8.535 - 3.5)}$$

$$V_c = 267.17 \text{ (ft/min)}$$

❖ **Cálculo del Numero de Reynolds**

$$NR = \frac{15.46 * (8.535 - 3.5) * 101.93 * 9.3}{18} ; NR = 4099.37$$

❖ **Cálculo de Factor de Fanning**

$$f = \frac{0.0488}{4099.37^{0.183}} ; f = 0.01064$$

Si:  $v > V_c$

$$101.93 \text{ (ft/min)} > 267.17 \text{ (ft/min)}$$

FLUJO LAMINAR

❖ **Cálculo de la caída de presión**

$$\Delta P = \frac{18 * 643.046 * 237.63}{60000 * (8.535 - 3.5)^2} * \frac{14 * 643.046}{200 * (8.535 - 3.5)}$$

$$\Delta P = 204.65 \text{ (psi)}$$

### 3.9. CÁLCULO DE VOLUMEN DE LECHADA

Datos

$$ID_{hue} = 8 \frac{1}{2}''$$

$$OD_{Liner} = 7''$$

$$L = 1029.85 \text{ ft}$$

$$Vol_{Lechada} = \frac{8.5^2 - 7^2}{1029.4} * 1029.85$$

$$Vol_{Lechada} = 23.26 \text{ (Bbl)}$$

❖ **Cálculo de altura de la lechada dentro la tubería**

$$H = \frac{23.26 * 1029.4}{2.764^2}$$

$$H = 3134.14 \text{ (ft)} = 954.65 \text{ mts}$$

❖ **Cálculo de la presión hidrostática de la lechada**

$$Ph_{(Lech)} = 0.052 * 9.3 * 3134.14$$

$$Ph_{(Lech)} = 1515.67.16 \text{ (psi)}$$

❖ **Cálculo de la presión hidrostática total**

$$Ph_{TOT} = Ph_{(Lav1)} + Ph_{(ESP1)} + Ph_{(LEC)} + Ph_{(ESP2)} + Ph_{(Lav2)} + Ph_{(FI)}$$

$$Ph_{TOT} = 1588.08 + 513.45 + 1515.67 + 513.45 + 1588.08 + 1185.64$$

$$Ph_{TOT} = 6903.47 \text{ (psi)}$$

SI:

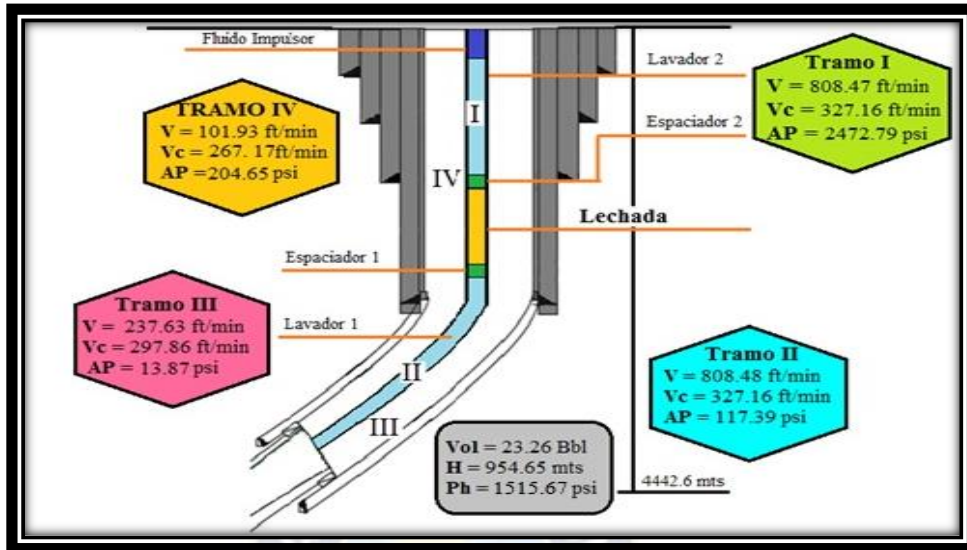
$$PF = 9860.72 \text{ (psi)}$$

$$Ph_{TOT} < PF$$

$$66903.47 < 9860.72$$

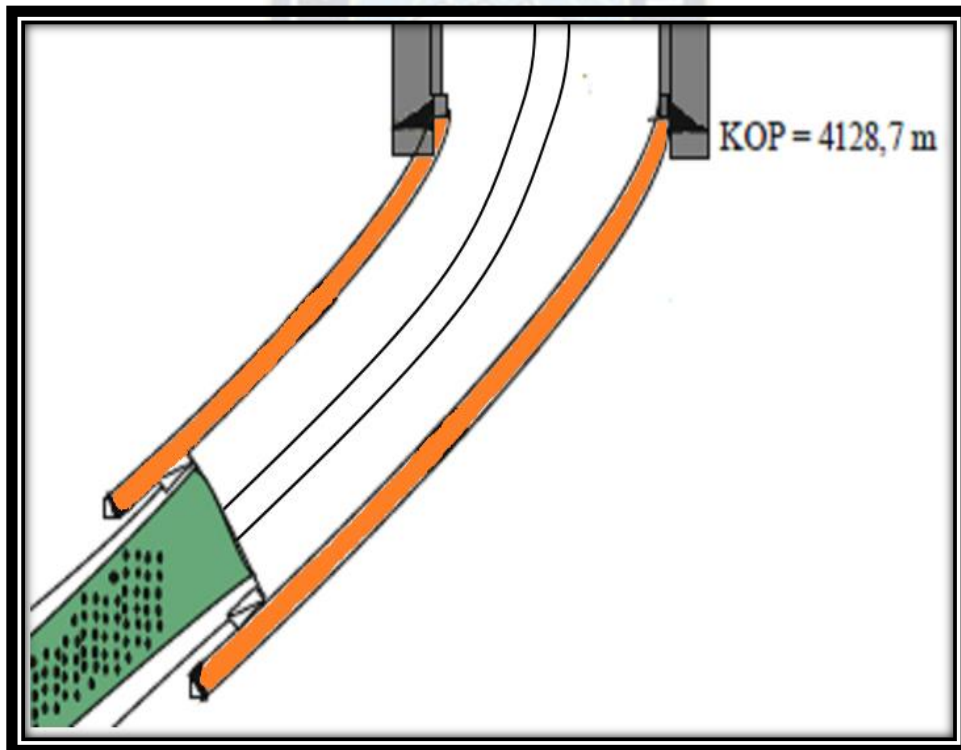
Con la presión hidrostática total no se llega a fracturar la formación.

Fig. 3.4 Diagrama del cálculo hidráulico de la Lechada



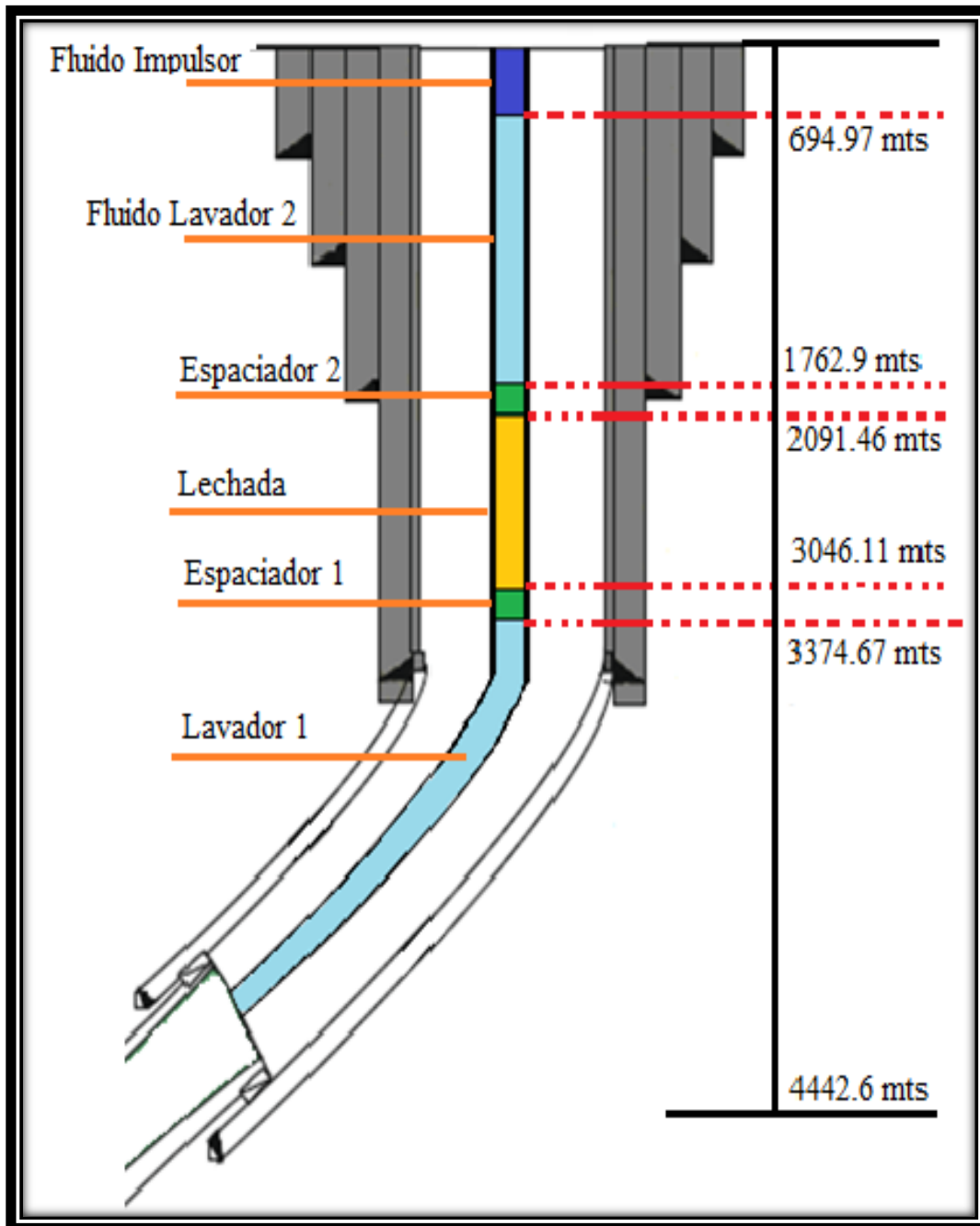
Fuente: Elaboración en base a cálculos realizados

Fig. 3.5 Diagrama de la cementación forzada en el Liner 7" del ramal superior



Fuente: Elaboración en base a cálculos realizados

Fig. 3.6 Diagrama de las posiciones de los fluidos para el proceso de la cementación forzada



Fuente: Elaboración en base a cálculos realizados

## CAPITULO 4 - ANÁLISIS ECONÓMICO

### 4.1. Análisis Económico

Los costos de perforación y cementación son muy significativos en el desarrollo de las actividades de perforación en un campo gasífero y esto no tiene un valor constante por pie perforado y cementado para todas las regiones; ellos varían de acuerdo a la profundidad perforada, a equipos utilizados, a la técnica empleada en la cementación y a las facilidades de acceso al lugar de la perforación

Una empresa al intervenir sus recursos en algún proyecto, tiene siempre presente el factor económico ya que es muy importante, que la inversión que hace se la debe recuperar en el menor tiempo posible.

El objetivo de este análisis tiene como finalidad la evolución técnica y económica de la aplicación técnica, tomando en cuenta sus parámetros de aplicación en el tramo liner 7" del ramal superior, pozo San Alberto -15.

#### 4.1.1. EVALUACIÓN DE COSTOS DEL PROYECTO

##### Cálculo del Costo Métrico

Aunque representa apenas una fracción del costo total del equipo, las barrenas son uno de los elementos más críticos para calcular el aspecto económico de la perforación.

El objetivo es lograr el menor costo de perforación sin poner en riesgo las operaciones; además se deben cumplir las especificaciones de perforación e inclusive observar restricciones que puedan existir. Para su cálculo se utiliza la siguiente ecuación:

$$C_m = \frac{C^b + C^{eq} * (T + T^c + T^v)}{m} \quad \text{Ecuación.....(4.1)}$$

Donde:

$C_m$  = Costo por metro perforado [\$/m]

$C_b$  = Costo de la barrena [\$/]



Ceq = Costo del equipo de Perforación [\$/hr]

T = Tiempo de rotación efectiva de la barrena [hrs]

Tv = Tiempo de viaje; ida y vuelta [hrs]

Tc = Tiempo de conexiones [hrs]

m = Metros perforados [m]

Prof = Profundidad [m]

Como se observa, se incluye un parámetro denominado tiempo de conexión (Tc), el cual se calcula de la siguiente manera: se divide la longitud perforada (m) entre 9.14, debido a que es la longitud estándar de un tubo de perforación. Con la operación anterior se calcula el número de conexiones, posteriormente se multiplica por el tiempo en que se efectúa una conexión; este es variable de acuerdo con la experiencia del personal, el equipo utilizado y las condiciones de operación. A continuación, se efectúa el cálculo del tiempo de conexión.

m = 325.3 [m]

Tiempo en efectuar una conexión = 10 minutos

$$T_c = \frac{325.3 (m)}{9.14 (m)} = 35.55 \text{ conexiones} * 10 \text{ min} = 355.5 \text{ min}$$

$$T_c = \frac{355.5 (min)}{60} = \quad \mathbf{T_c = 5.93 [hrs]}$$

Para determinar el tiempo de viaje como práctica de campo, se utiliza la siguiente formula:

$$T_v = 0.004 (hrs/m) * Prof (m)$$

$$T_v = 0.004 * 4454 * 2$$

$$\mathbf{T_v = 35.63 [hrs]}$$

Para determinar el factor 0.004 se supone que en 4 horas la tubería viaja 1000 m (4 hrs/1000 m = 0.004 hrs/m) sin embargo, como ya se mencionó anteriormente, esto depende totalmente de la experiencia del personal, el equipo utilizado y las

condiciones de operación. La ecuación de costo por metro perforado es válida para cualquier tipo de barrena.

Como se menciona anteriormente el tramo liner 7" ramal superior del pozo SAL-15, fue perforado en 94 días y su costo métrico fue de:

Datos:

$$C_b = 6000 \text{ [\$]}$$

$$C_{eq} = 1354 \text{ [$/hr]}$$

$$T = 2256 \text{ [hrs]}$$

$$T_c = 5.82 \text{ [hrs]}$$

$$T_v = 35.63 \text{ [hrs]}$$

$$m = 325.3 \text{ [m]}$$

$$C_m = \frac{6000 + 1354 * (2256 + 5.93 + 35.63)}{325}$$

$$325$$

$$C_m = 9590.018 \text{ \$/m}$$

El costo promedio por día de perforación fue 9590.018 \$/día de la perforación convencional.

Para el análisis de costo métrico del tramo liner 7" con la perforación UnderBalance se tomó los siguientes parámetros, en tiempo de 40 días de perforación.

Datos:

$$C_b = 7500 \text{ [\$]}$$

$$C_{eq} = 1291.6667 \text{ [$/hr]}$$

$$T_c = 5.82 \text{ [hrs]}$$

$$T_v = 35.63 \text{ [hrs]}$$

$$m = 325.3 \text{ [m]}$$

$$C_m = \frac{7500 + 1291.6667 * (960 + 5.93 + 35.63)}{325}$$

325

$$C_m = 4003.63 \text{ \$/m}$$

En conclusiones se deduce que el costo métrico de la perforación UnderBalance es mucho menor que el costo métrico de perforación convencional, aun que el costo de los equipos es mucho mayor para la técnica UnderBalance, el costo de los mismos se compensa con la reducción de los tiempos de operación, de 94 días a 40 días. Por tal motivo se reduce considerablemente los costos de operación de perforación con la técnica UnderBalance.

#### 4.1.2. Costos para el tramo Perforado en el Pozo SAL-15.

**Condiciones de Operación Actual.** Con el fin de incrementar el índice de perforación y minimizar los TNP del pozo SAL-15, se propone hacer la perforación en el tramo liner 7" del ramal superior, de dicho pozo; los costos de perforación fueron estimados en base al programa de perforación diseñado y propuesto en capítulos anteriores. El equipo de perforación UnderBalance comprende todos los equipos que se van a utilizar por un valor de 31.000 [US\$/día].

#### Parámetro de perforación

Tabla N° 4.1 - Parámetros de perforación.

Parámetros	Valor
Profundidad del tramo Liner 7"	4454 [m]
Diámetro del pozo	8 1/2 [in]
ROP	27.71 [ft/hr]
Trépanos usados	3 [Trépanos]
Tiempo de la operación	40 [días]; 960 [hr]
Espesor	325.3 [m]; 1067.309 [ft]
Pozo direccional	Tipo Slant

Fuente: Elaboración en base a cálculos realizados.

Lo primero que se evaluó fue el costo inicial del proyecto. A continuación, se describen detalladamente los costos que deben invertirse en un proyecto de perforación UnderBalance en el tramo 8 ½” del pozo SAL-15.

*Tabla N° 4.2 - Costo de equipos.*

COSTO DE DISEÑO DE EQUIPO DE PERFORACIÓN UNDERBALANCE					
Ítem	Equipo	Cantidad	Costo unitario [US\$]	Valor/día [US\$]	valor total [US\$]
1	Cabezal de pozo	2	5600	11200	448000
2	Válvulas HCR - 5000 psi	2	400	800	32000
3	Compresor de aire	2	1150	2300	92000
4	Choke Manifold	1	1500	1500	60000
5	Booster	2	1500	3000	120000
6	Tubería 2" 15.02 Para inyección	1	250	250	10000
7	Mix Pump	1	1200	1200	48000
8	Separador ANSI ISO 4 fases	1	1400	1400	56000
9	Equipo de perforación UBD (alquiler/día)	1	31000	31000	1240000
10	Trépano	2	4800	9600	384000
11	Membrana de nitrógeno	1	4000	4000	160000
12	Tank ACPM 5000 Gal	2	150	300	12000
13	Cabina oficina	1	150	150	6000
14	Equipo de flotación	1	12130	12130	485200
15	Cucharas de desviación	1	3100	3100	124000
16	Herramientas direccionales	2	1600	3200	128000
17	Movilización/desmovilización	Global 1	7800	7800	7800
18	Otros gastos		8000	8000	320000
<b>Total</b>			<b>85730</b>	<b>100930</b>	<b>3733000</b>

*Fuente: Elaboración en base a cálculos realizados.*

#### **4.1.3. Análisis de Costos de la Perforación convencional.**

En la perforación, como cualquier otra industria que compite, está continuamente buscando medios para reducir sus costos; mejorar el rendimiento, disminuir el riesgo y otros, por esto debe estar siempre de la mano con la economía de todo proyecto.

Las operaciones del equipo durante la perforación representan un porcentaje en el costo de la perforación, por esto requieren un enfoque muy importante en su costo total dentro del proceso. Tarifa de operación, Incluye equipos de control

especializado para operaciones de perforación con la técnica UBD y personal para la operación de 1.5 MM US \$.

En la siguiente tabla se muestran la comparación de los costos obtenidos en la perforación convencional detallado por cada tramo de perforación.

*Tabla N° 4.3 - Resumen de las operaciones de perforación convencional.*

<b>RESUMEN DE LAS OPERACIONES DE PERFORACIONES</b>						
Fase	avance [m]	Tiempo programado [días]	Costo [MM US\$]	Realizado avance [m]	Tiempo [días]	Costo [MM US\$]
36"	80	7	2.04	82.5	18	2.34
24"	1320	48	4.29	1420.5	68	6.37
17 1/2"	1400	50	6.91	1587.2	87	7.28
12 1/4"	1607	65	7.03	1832	68	8.94
8 1/2"	1043	70	7.51	1230	110	8.56
<b>Total</b>	<b>5450</b>	<b>240</b>	<b>27.78</b>	<b>6152.2</b>	<b>351</b>	<b>33.49</b>
<b>RAMA INFERIOR</b>						
8 1/2"	523	44	3.65	403	68	6.14
6 1/8"	340	50	5.59	513	116	10.85
<b>Total</b>	<b>863</b>	<b>94</b>	<b>9.24</b>	<b>916</b>	<b>184</b>	<b>16.99</b>
<b>RAMA SUPERIOR</b>						
7"	574	48	6.26	322.3	94	8.87
6 "	988	88	8.45	494	48	5.18
<b>Total</b>	<b>1562</b>	<b>136</b>	<b>14.71</b>	<b>816.3</b>	<b>142</b>	<b>14.05</b>

Fuente: Informe final de Petrobras S.A. -2010.

El costo total obtenido de la perforación de todo el pozo con la técnica convencional fue 64.539.189 US\$.

#### **4.1.4. Beneficios aplicando la técnica.**

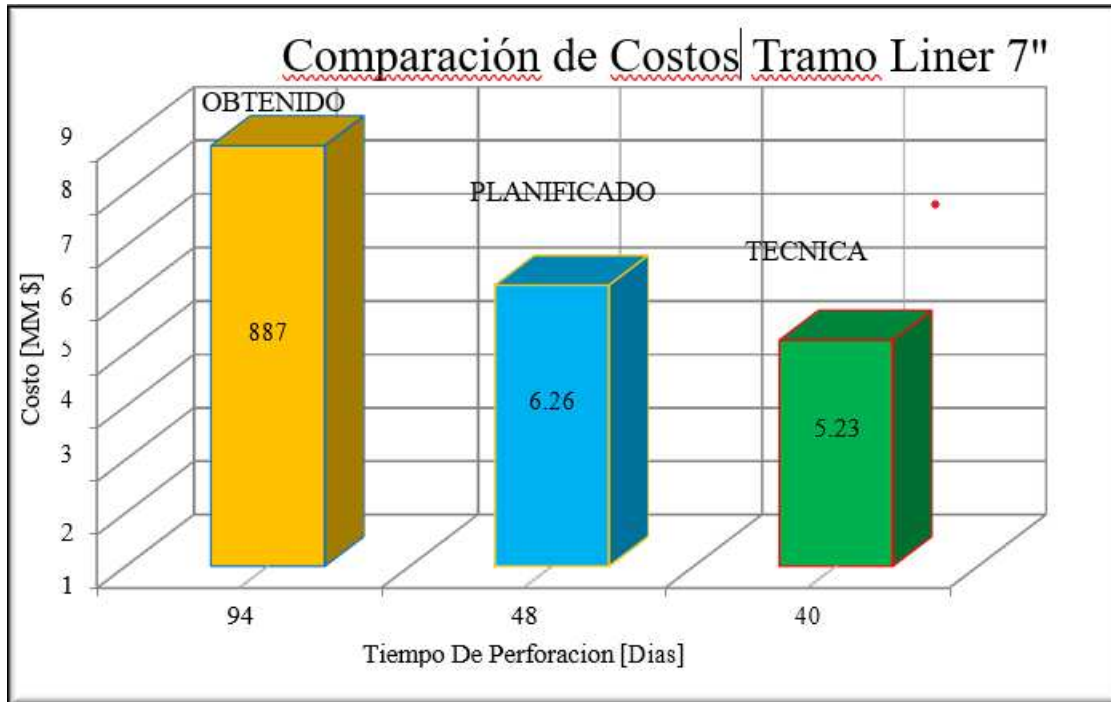
Como se puede observar en la tabla anterior para el tramo 8 1/2", tuvo un costo de planificación de 6. 26 MM US\$. Y se perforo con un costo total de 8. 87 MM US \$.<sup>10</sup>

<sup>10</sup> Informe final de perforación del pozo SAL-15, Petrobras S.A.

Con la aplicación de la técnica en el tramo planteado se logra reducir los costos de operaciones de perforación de 8. 87 MM US \$ a 5.23 MM US \$.

Esto se debe a la disminución de los días de operación de 94 a 40 días, lo cual reduce considerablemente los costos de operaciones de perforaciones como se observa en la siguiente figura:

**Figura N° 4.1 - Comparación de costos en el tramo 8 ½" del ramal superior.**



Fuente: Elaboración en base a cálculos realizados.

*Tabla N° 4.4 - Beneficios de la la técnica.*

Perforación con la técnica UBD.	Beneficios	Obstáculos al aplicar esta técnica
Índice de perforación	Se incrementa de 2 a 5 veces de lo obtenido con la perforación convencional	Mínima
Perdida de circulación	Reduce por la presión negativo de operación	Es mínima
Daño a la formación	Reduce considerablemente	Mínima
Pegamiento por presión diferencial	Disminuye considerablemente la posibilidad	Mínima
Producción temprana	Mayor capacidad de producción	Nula
Equipo en operación	Menos demora de tiempo	Mínima
Equipo parado con personal	Sucede pocas veces durante toda la perforación	Mínima

Fuente: Elaboración propia en base a otras experiencias de aplicación de la UBD.



La perforación implica un alto costo inicial, debido a los fluidos y equipos utilizados durante la operación; no obstante, los beneficios que otorga se ven representados en una disminución de costos adicionales que conllevan los diferentes problemas operacionales, como son las pegas de tuberías, las pérdidas de circulación, las bajas tasas de perforación, disminución del daño a la formación, etc.

Al minimizar estos problemas operacionales e incrementar la producción del pozo, se compensa los costos iniciales que implica la perforación UnderBalance.



## **CAPITULO 5 - CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

### **5.1. CONCLUSIONES**

- ❖ El aislamiento zonal en las formaciones Iquiri / Los Monos y Huamampampa en sus niveles H0 y H1 con la tecnología del Litecrete y aditivos Gas Block, CemNet y controlador de filtrado se logra obtener un cemento de buena calidad y poca porosidad resultando una mejor adherencia del cemento, reduciendo de esta manera la migración de gas y condensado de 54 ° API.
- ❖ Considerando que los costos de la implementación del Litecrete son más elevados que el convencional los resultados que se podrían obtener son de mejor calidad por lo que su aplicación se consideraría una inversión.
- ❖ La lechada de cemento Litecrete cumple los requerimientos que exige el pozo Sal -15, como ser presión, temperatura, reducción de la migración de gas y poca probabilidad de formación de micro anillos, fisuras o mala adherencia.

### **5.2. RECOMENDACIONES**

- ❖ La aplicación del Litecrete en nuevos pozos que presenten formaciones de baja presión, formaciones naturalmente fracturadas, dan mejores resultados, dado que las características del cemento son altamente resistentes a la compresión, torsión, tracción y a la tensión.
- ❖ Verificar la densidad adecuada de la lechada de cemento para evitar problemas en el pozo.
- ❖ Con la utilización de un fluido lavador previo a la lechada de cemento se logra una adherencia óptima entre el cemento, formación y la tubería de revestimiento. Es necesario realizar un lavado posterior a la cementación de esta manera remover los residuos de la cementación.

## **BIBLIOGRAFIA**

**Parra E. Quintero C.** 2011, "Evaluación técnico-económica para la implementación de cementos elásticos como tecnología complementaria en las operaciones de la gerencia central de Ecopetrol S.A.", Pág.74-75

**Yépez N.** 2012, "Factibilidad de la cementación de zonas productoras con tecnología cemento en los campos VHR y Cuyabeno", pág.162-164

**Albarrán D., Hernández L.** 2012 "Cementación de pozos petroleros en aguas profundas", Pag.109-114

**Huerta M. Legorreta R.** 2010 Cementación de pozos horizontales, Pág. 10-12.

**Nelson E.** 2006 Well Cementing 2006 Pág. 30, 43, 58, 63, 87, 92.

**Catálogo de productos y servicios de cementos**, 2007 de la compañía Schlumberger S.A. Texas 77478, Pág. 8-9; 40-41; 53-54

**Cementación forzada teoría y cálculos, 2007** de la compañía Schlumberger S.A. Pág. 6-12

**Ingeniería de cementación petrolera**, 2009 de la compañía Schlumberger S.A. Pág. 1-2, 9-10

**Manual de cementación**, 2010 Handbook, Pag 9-14

**O. Suman German and C. Ellis Richard Cementing**, 1977 Handbook, Pág. 55-62

**Paper Aditivos de cementación "programa de entrenamiento acelerado para supervisores de pozo**, 2008 de la compañía Schlumberger S.A. Pág. 2, 5, 6, 8, 9, 11, 15, 25.

**Paper Cementación de Liner "programa de entrenamiento acelerado para supervisores de pozo**, 2005 de la compañía Schlumberger S.A. Pág. 12-20

**Paper Control de migración "programa de entrenamiento acelerado para supervisores de pozo**, 2008 de la compañía Schlumberger S.A. Pág. 16-23

**Paper Sistema de Cementos especiales “programa de entrenamiento acelerado para supervisores de pozo, 2007 de la compañía Schlumberger S.A. Pág. 30-35**

**Paper nueva tecnología de cementación squeeze “programa de entrenamiento acelerado para supervisores de pozo, 2005 de la compañía Schlumberger S.A. Pág. 28-34**

Dan Mueller, BJ Services: “An Evaluation of well cements for use in High Stress Environments”. JPT, 1999

[Http://www.ingenieriadepetroleo.com/2011/03/tecnologia-de-cementacion-de-pozos.html](http://www.ingenieriadepetroleo.com/2011/03/tecnologia-de-cementacion-de-pozos.html)

Informe geológico final cuenca tarija-bol. Campo san alberto carpeta 1/4, petrobras, 2011, pág. 16; 50-55; 73-76.

Informe final, campo san alberto, área de contrato bloque san alberto, petrobras, 2011, pág.

<https://es.scribd.com/doc/190348731/96599216-manual-de-cementacion>

[Http://www.slb.com/services/drilling/cementing/deepwater\\_cementing/lightweight\\_slurries.aspx?t=2](http://www.slb.com/services/drilling/cementing/deepwater_cementing/lightweight_slurries.aspx?t=2)

[Http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/1087/tesis.pdf?sequence=1](http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/1087/tesis.pdf?sequence=1)

[http://www.scielo.org.mx/scielo.php?script=sci\\_arttext&pid=S1665-952X2008000300005](http://www.scielo.org.mx/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1665-952X2008000300005)

# ANEXOS

## Anexo 2

Características físicas del tramo Liner de 7" del ramal superior pozo SAL-15.

Características físicas del tramo 8 1/2" del ramal superior pozo SAL-15		
Litofacies:		Limolitas, Lutitas, arenas y areniscas Laminada.
Tipo de crudo:		Gas y condensado
Fracturas:		Micro fracturas
Permeabilidad:	[mD]	48 -72
Porosidad:	[%]	6 - 6.6
Saturación de agua:	[%]	20
Espesor neto:	[ft]	1067.309
Presión del reservorio promedio:	[Psi]	5300
Riesgo de inestabilidad:		Moderado
Temperatura:	[°F]	210
Gravedad de API:	[API]	54

Fuente: Informe final de geología del pozo SAL -15, Petrobras S.A.

### Condiciones operativas.

Condiciones operativas				
Temperatura en superficie:	Ts	=	80	°F
Entrada de agua de formación:	Qfx	=	0	Bbl/hr
Gravedad específica de la espuma:	Sfm	=	0.774	
Densidad de la fase líquida:	Pl	=	63.59	Lb/ft <sup>3</sup>
Densidad de los sólidos:	Ps	=	2.6	gr/cc
ROP:	ROP	=	27.71	ft/hr
Diámetro de los sólidos:	Ds	=	0.0066	Ft
Espesor del tramo liner 7":	H	=	1067.30	Ft

Fuente: Elaborado en base a cálculos realizados

### Resultados del modelamiento hidráulico

Parámetros	Valor		
f (factor de fricción):	=	0.005119	
RGL:	=	15	Sft <sup>3</sup> /gal
V <sub>fm-ideal</sub> :	=	46,11	ft/seg
μ <sub>e</sub> :	=	0.110061	Cp
Re:	=	7356.09	
V <sub>espuma-requerida</sub> :	=	122.77	ft/min
FT (Capacidad de acarreo de los recortes):	=	80.4	%
ΔPTP:	=	403.7	Psi



$\Delta P_{\text{tob}}$ :	=	298.36	Psi
$P_{\text{EA}}$ :	=	55.55	Psi
Fi (fuerza de impacto del chorro):	=	191.13	Lb
DEC:	=	7.45	Ppg
Pi (presión de bomba):	=	2500	Psi
Presión de retorno:	=	1742.39	Psi
Presión de fondo:	=	5300	Psi
Presión hidrostática con la espuma:	=	4885.3	Psi
Presión de desbalance:	=	- 414.7	Psi

*Fuente: Informe final de geología del pozo SAL -15, Petrobras S.A.*