

**UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRES  
FACULTAD DE INGENIERIA  
CARRERA DE INGENIERÍA PETROLERA**



PROYECTO DE GRADO

**“PROGRAMA DE TRABAJO PARA DISEÑAR UNA CEMENTACION  
OPTIMA DE UN LINER DE PRODUCCION EN POZOS HPHT  
APLICADO AL POZO ICS-5”**

**Postulante:**

Harlet Leny Venegas caspa

**Tutor:**

Mba.Msc.Ing. Carlos Iver Saravia Vidal

Ing. Pedro Reynaldo Marín Domínguez

**LA PAZ- BOLIVIA**

**Abril – 2022**



**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.**

### *Agradecimientos:*

*Al CREADOR de todas las cosas, el que me ha dado fortaleza para continuar cuando he estado a punto de caer; por ello dedico toda mi humildad que de mi corazón pueda emanar, dedico primeramente mi trabajo a DIOS.*

*A Mis padres, Reynaldo Venegas y Leny Caspa, por haberme apoyado en todo los años de estudios y dificultades, que han sabido formarme con buenos sentimientos, hábitos, valores y enseñarme que el estudio es importante para poder salir adelante.*

*A mis hermanos, Cristian, Aylen e Ignacio, por su apoyo incondicional en mis estudios.*

*A nuestros docentes de la Carrera de Ingeniería Petrolera de la Universidad Mayor de San Andrés, por haber compartido sus conocimientos a lo largo de la preparación de mi profesión, de manera especial, a los ingenieros Reynaldo Marín e Iver Saravia tutores del proyecto de grado, quienes me han guiado con su paciencia, y su rectitud como docentes.*

### ***Dedicatoria:***

*Mi dedicatoria se dirige a quien ha forjado mi camino y me ha dirigido por el sendero correcto, a DIOS, el que en todo momento está conmigo ayudándome a aprender de mis errores y a no cometerlos otra vez. Eres quien guía el destino de mi vida. Te lo agradezco Padre Celestial.*

*A mis padres Reynaldo Venegas y Leny Caspa, por haberme forjado como la persona que soy en la actualidad; muchos de los logros se los debo a ustedes, en los que incluyo este. Me formaron con reglas y ciertas libertades, pero al final de cuentas, me motivaron con constancia para alcanzar mis anhelos.*

*A mis hermanos por su cariño y apoyo incondicional, durante todo este proceso, por estar conmigo en todo momento gracias y a todos aquellos que ayudaron directa o indirectamente a realizar este documento.*



## **CONTENIDO**

CONTENIDO.....	I
INDICE DE TABLAS .....	X
INDICE DE FIGURAS .....	XI
GLOSARIO .....	XIII
ACRÓNIMOS .....	XV
RESUMEN .....	XVI
1. Capítulo I Generalidades .....	1
1.1. Introducción.....	1
1.2. Antecedentes .....	2
1.3. Planteamiento del Problema .....	4
1.3.1. Identificación del problema.....	4
1.3.2. Formulación del problema.....	4
1.4. Objetivos .....	4
1.4.1. Objetivo General. ....	4
1.4.2. Objetivos Específicos.....	4
1.5. Justificaciones .....	5
1.5.1. Justificación técnica. ....	5
1.5.2. Justificación económica. ....	5
1.5.3. Justificación ambiental. ....	5
1.6. Alcance.....	5
1.6.1. Alcance temático.....	5
1.6.2. Alcance geográfico.....	5
2. Capitulo II Características De Reservorio Y Fluidos De Perforación .....	7



2.1. Definiciones Básicas .....	7
2.1.1. Aislación de zonas productoras. ....	7
2.1.2. Cementación.....	7
2.1.3. Liner de producción.....	8
2.1.4. Concepto de pozo HPHT. ....	8
2.1.5. Clasificación de pozos HPHT.....	9
2.2. Características Del Reservorio .....	11
2.2.1. Reservorio.....	11
2.2.2. Temperatura del yacimiento.....	12
2.2.3. Presión en la zona de hidrocarburos.....	12
2.2.4. Presión de fractura.....	12
2.2.5. Características de las rocas .....	13
2.2.5.1. Porosidad.....	13
2.2.5.2. Permeabilidad.....	13
2.2.5.3. Saturación.....	14
2.2.5.4. Compresibilidad.....	14
2.2.6. Yacimientos naturalmente fracturados.....	15
2.3. Características De Los Fluidos De Perforación .....	16
2.3.1. Definición.....	16
2.3.2. Funciones de los fluidos.....	16
2.3.3. Clasificación de los fluidos de perforación.....	17
2.3.3.1. Fluidos base agua.....	17
2.3.3.2. Fluidos base aceite.....	18
2.3.3.3. Fluidos sintéticos con polímeros.....	18



2.3.4. Diferencias de desempeño de lodos base agua, base aceite y sintéticos en condiciones HPHT.....	19
2.3.4.1. <i>Consideraciones ambientales de los lodos de perforación HPHT base aceite, base agua y sintéticos.</i> .....	22
2.3.5. Propiedades de los fluidos de perforación. ....	23
2.3.5.1. <i>Propiedades físicas.</i> .....	23
2.3.5.2. <i>Propiedades químicas.</i> ....	26
2.3.6. Equipos para ensayos físicos.....	27
2.3.7. Composición de los fluidos.....	27
2.3.7.1. <i>Fase líquida.</i> ....	28
2.3.7.2. <i>Fase coloidal o reactiva.</i> ....	28
2.3.7.3. <i>Fase inerte.</i> .....	28
2.3.7.4. <i>Fase química.</i> ....	28
2.3.8. Aditivos. ....	28
2.3.8.1. <i>Densificante.</i> .....	29
2.3.8.2. <i>Viscosificante.</i> .....	29
2.3.8.3. <i>Materiales para controlar el filtrado.</i> .....	29
2.3.8.4. <i>Materiales para controlar reología.</i> ....	29
2.3.8.5. <i>Materiales para controlar pH.</i> .....	30
2.3.8.6. <i>Materiales para controlar pérdidas de circulación.</i> .....	30
2.3.8.7. <i>Materiales para dar lubricidad.</i> .....	30
2.3.8.8. <i>Materiales surfactantes.</i> .....	31
2.3.8.9. <i>Materiales para flocular.</i> .....	31
2.3.8.10. <i>Estabilizador de lutitas.</i> .....	31
2.3.8.11. <i>Materiales para controlar la corrosión.</i> .....	32
2.3.8.12. <i>Controlador de bacterias y hongos.</i> .....	32



2.3.8.13. <i>Materiales para precipitar contaminantes.</i> .....	32
3. Capitulo III Diseño De Cementación De Un Liner .....	33
3.1. Identificación De Litología .....	33
3.1.1. Curva de potencial espontaneo (SP). .....	33
3.1.2. Curva de rayos gamma. ....	33
3.2. Registro De Resistividad .....	34
3.3. Medición De Porosidad .....	35
3.3.1. Registro de velocidad acústica.....	35
3.3.2. Registro de densidad. ....	36
3.3.3. Registro de neutrón.....	36
3.4. Geometría Del Pozo .....	37
3.5. Evaluación De Trabajo De Cemento .....	38
3.5.1. CBL (Cement Bound Logging). ....	38
3.5.2. VLD (Variable Density Log).....	39
3.6. Diseño De La Cementación.....	39
3.6.1. Cementación.....	39
3.6.1.1. <i>Clasificación API de cemento.</i> .....	39
3.6.2. Aditivos. ....	41
3.6.2.1. <i>Aceleradores.</i> .....	41
3.6.2.2. <i>Retardadores.</i> .....	42
3.6.2.3. <i>Extendedores.</i> .....	43
3.6.2.4. <i>Densificantes.</i> .....	45
3.6.2.5. <i>Reductores de filtrado.</i> .....	46
3.6.2.6. <i>Obturantes.</i> .....	47
3.6.2.7. <i>Dispersantes.</i> .....	47



3.6.2.8.	<i>Controlador de migración de gas.</i>	48
3.6.2.9.	<i>Gelificantes o tixotrópicos.</i>	48
3.6.3.	Propiedades de la lechada de cemento.	48
3.6.3.1.	<i>Contenido de agua.</i>	48
3.6.3.2.	<i>Tiempo de bombeabilidad.</i>	50
3.6.3.3.	<i>Densidad y rendimiento.</i>	50
3.6.3.4.	<i>Control de filtrado.</i>	50
3.6.3.5.	<i>Resistencia de las pérdidas de circulación.</i>	51
3.6.3.6.	<i>Propiedades de flujo.</i>	51
3.6.4.	Propiedades de cemento fraguado.	52
3.6.4.1.	<i>Resistencia a la compresión.</i>	52
3.6.4.2.	<i>Pérdida de la resistencia o retrogresión.</i>	52
3.6.4.3.	<i>Expansión.</i>	52
3.6.5.	Fluidos espaciadores.	53
3.6.5.1.	<i>Lavador.</i>	53
3.6.5.2.	<i>Espaciador.</i>	54
3.6.6.	Remoción de lodo.	55
3.6.6.1.	<i>Diferencia de densidades.</i>	55
3.6.6.2.	<i>Gasto mínimo.</i>	56
3.6.6.3.	<i>Diferencia de reología.</i>	56
3.6.6.4.	<i>Gasto máximo.</i>	56
3.6.7.	Reología hidráulica de cementación.	56
3.6.7.1.	<i>Reología</i>	57
3.6.7.2.	<i>Propiedades de los fluidos.</i>	57
3.6.8.	Clasificación de fluidos.	59



3.6.8.1.	<i>Newtonianos</i> .....	59
3.6.8.2.	<i>No newtonianos</i> .....	59
3.6.9.	Propiedades reológicas.....	61
3.6.9.1.	<i>Viscosidad plástica</i> .....	61
3.6.9.2.	<i>Punto cedente</i> .....	61
3.6.9.3.	<i>Índice de constancia (k) e índice de comportamiento de flujo (n)</i> .....	61
3.6.10.	Régimen de flujo.....	61
3.6.10.1.	<i>Flujo tapón</i> .....	62
3.6.10.2.	<i>Flujo laminar</i> .....	62
3.6.10.3.	<i>Flujo turbulento</i> .....	62
3.6.10.4.	<i>Número de Reynolds</i> .....	63
3.6.11.	Factores que afectan al desplazamiento de la lechada.....	63
3.6.11.1.	<i>Velocidad crítica</i> .....	63
3.6.11.2.	<i>Caudal crítico</i> .....	63
3.6.11.3.	<i>Diámetro equivalente</i> .....	63
3.6.11.4.	<i>Factor de fricción</i> .....	64
3.6.11.5.	<i>Perdida de presión por fricción</i> .....	64
3.6.12.	Ecuaciones para el cálculo de flujo.....	64
3.6.12.1.	<i>Modelo plástico de Bingham</i> .....	64
3.6.12.2.	<i>Procedimiento hidráulico</i> .....	65
3.6.12.3.	<i>Modelo ley de potencia</i> .....	69
3.6.12.4.	<i>Procedimiento de cálculo hidráulico</i> .....	70
3.6.12.5.	<i>Densidad equivalente de circulación</i> .....	74
3.6.12.6.	<i>Cálculos de volumen</i> .....	74
3.6.12.7.	<i>Espacio entre centralizadores</i> .....	76



3.6.13.	Presion de cierre.....	77
3.6.13.1.	<i>Presion de cierre de la tubería de perforación SIDPP.</i> .....	77
3.6.13.2.	<i>Presion de cierre de la tubería de revestimiento SICP.</i> .....	77
3.6.14.	Equipos de cementación.....	78
3.6.14.1.	<i>Equipo de flotación.</i> .....	78
3.6.14.2.	Equipo de tratamiento.....	80
3.6.14.3.	Equipos para la cementación .....	82
4.	Capitulo IV Aplicación Práctica De Diseño De Cementación De Un Liner De Producción En Condiciones HPTP Pozo Incahuasi 5 (ICS-5).....	84
4.1.	Cementación De Un Liner .....	84
4.1.1.	Tiempo de bombeabilidad.....	84
4.1.2.	Densidad de la lechada.....	84
4.1.2.1.	<i>Resistencia de fraguado.</i> .....	85
4.1.2.2.	<i>Control de filtrado.</i> .....	85
4.1.2.3.	<i>Control de viscosidad.</i> .....	85
4.1.2.4.	<i>Propiedades especiales.</i> .....	85
4.1.2.5.	<i>Mezcla de lechada.</i> .....	86
4.1.3.	Mezclas de cemento. ....	86
4.2.	Aplicación .....	87
4.2.1.	Antecedentes. ....	87
4.2.1.1.	<i>Descripción del Campo Incahuasi.</i> .....	87
4.2.1.1.1.	<i>Fracturas naturales.</i> .....	87
4.2.2.	Descripción del pozo Incahuasi – 5 (ICS-5). ....	87
4.2.2.1.	<i>Datos generales.</i> .....	88
4.2.2.2.	<i>Ubicación.</i> .....	89



4.2.2.3.	<i>Estado sub superficial.</i>	90
4.2.2.4.	<i>Secuencia geológica atravesada.</i>	90
4.2.2.5.	<i>Fracturas naturales.</i>	91
4.2.2.6.	<i>Análisis de presiones.</i>	92
4.2.2.6.1.	<i>Hipótesis caso más probable.</i>	92
4.2.2.6.2.	<i>Hipótesis caso de compromiso.</i>	93
4.2.2.7.	<i>Perfil de temperatura.</i>	94
4.2.3.	Registros eléctricos	95
4.2.4.	Fluidos de perforación	95
4.3.	Diseño De La Cementación	96
4.3.1.	Datos de entrada	96
4.3.2.	Lechada de cemento y espaciadores	97
4.3.2.1.	<i>Densidades.</i>	97
4.3.2.2.	<i>Aditivos.</i>	98
4.3.2.3.	<i>Balance de materiales.</i>	99
4.3.2.4.	<i>Volúmenes.</i>	102
4.3.3.	Arreglo de fondo	103
4.3.3.1.	<i>Posición final.</i>	104
4.3.4.	Hidráulica de bombeo	104
4.3.5.	Tiempo de bombeo	137
5.	Capítulo V Análisis De Costos	138
5.1.	Introducción	138
5.2.	Costos Que Afectan	138
5.2.1.	Pérdida de sello de cemento	138
5.2.2.	Pérdida de la lechada	138



5.2.3. Daño al medio ambiente. ....	138
5.2.4. Costo reparación de la cementación.....	139
5.3. Comparación De Costos .....	139
6. Capítulo VI Conclusiones Y Recomendaciones.....	142
6.1. Conclusiones.....	142
6.2. Recomendaciones.....	142
Bibliografía .....	144
Anexos	



## **INDICE DE TABLAS**

### **CAPITULO I**

**Tabla 1.1:** Coordenadas de Superficie ICS-5

### **CAPITULO II**

**Tabla 2.1:** Clasificación de yacimientos HPHT

**Tabla 2.2:** Diferencias de desempeño de lodos base agua, base aceite y sintéticos en condiciones HPHT

### **CAPITULO III**

**Tabla 3.1:** Retardadores comúnmente usados

**Tabla 3.2:** Tipo de densificantes

### **CAPITULO IV**

**Tabla 4.1:** Topes de las formaciones esperadas

**Tabla 4.2:** datos de entrada para el diseño de la cementación

### **CAPITULO V**

**Tabla 5.1:** Tabla de costos total de cementación del tramo liner



## **INDICE DE FIGURAS**

### **CAPITULO I**

**Figura 1.1.** Mapa del bloque Ipati

### **CAPITULO II**

**Figura 2.1.** Pozo con una buena cementación

**Figura 2.2.** Liner de producción

**Figura 2.3.** Clasificación de yacimientos HPHT

**Figura 2.4.** Reservorio

**Figura 2.5.** Diagrama de fases de yacimientos

**Figura 2.6.** Porosidad y permeabilidad de las rocas

**Figura 2.7.** Fractura en la formación

**Figura 2.8.** Fluidos de perforación

### **CAPITULO III**

**Figura 3.1.** Curva de potencial espontaneo

**Figura 3.2:** Curva de rayos gamma

**Figura 3.3:** Registro de densidad – neutrón con zonas gaseosas identificadas

**Figura 3.4:** Registros de geometría del pozo

**Figura 3.5:** Curva de los fluidos newtonianos

**Figura 3.6:** Modelo plástico de Bingham

**Figura 3.7:** Perfiles de velocidad

**Figura 3.8:** Diagrama de Moody

**Figura 3.9:** Equipos de cementación

**Figura 3.10:** Zapato Flotador



**Figura 3.11:** Collar flotador

**Figura 3.12:** Centralizadores

**Figura 3.13:** Alojamiento de tapones

**Figura 3.14:** Cabeza de cementación

**Figura 3.15:** Tapón superior y tapón inferior

**Figura 3.16:** Unidad de bombeo de cemento

#### **CAPITULO IV**

**Figura 4.1:** Productos petroquímicos a partir del gas natural

**Figura 4.2:** Ubicación del pozo ICS-5

**Figura 4.3:** Estado sub superficial del pozo ICS-5

**Figura 4.4:** Sísmica 2D pozo Incahuasi ICS-5

**Figura 4.5:** Perfil de presión de poro (caso más probable)

**Figura 4.6:** Perfil de presión de poro (caso compromiso)

**Figura 4.7:** Perfil de temperatura pozo Incahuasi 5 ICS-5

**Figura 4.8:** Ventana operacional



## GLOSARIO

**Balanza de lodos:** La balanza permite conocer, además de la densidad en lb/gal y lb/pie<sup>3</sup> la gravedad específica y el gradiente de presión por cada mil pies.

**Embudo de Marsh:** El embudo se utiliza para determinar la viscosidad del fluido en segundos por cuarto de galón.

**Filtro prensa API:** Los filtros prensas cumplen con las especificaciones API 13B-1 de la norma API para determinar el filtrado o pérdida de agua que pasa hacia la formación permeable cuando el fluido es sometido a una presión diferencial.

**Filtro prensa HPHT:** Los filtros prensas cumplen con las especificaciones 13B-2 de las normas API para determinar el filtrado de los fluidos base aceite que pasa hacia la formación cuando el fluido es sometido a una presión diferencial.

**Kit de arena:** Se utiliza para determinar el porcentaje en volumen de arena en los fluidos de perforación.

**pH-metro:** Es un instrumento utilizado para determinar el pH de soluciones acuosas, midiendo el electro potencial generado entre el electrodo especial de vidrio y el electrodo de referencia.

**Porosidad primaria:** Es aquella que se desarrolla u origina en el momento de la formación o depositación del estrato. Los poros formados son espacios vacíos entre granos individuales de sedimento.

**Porosidad secundaria o inducida:** Es aquella que se forma posteriormente, debido a un proceso geológico subsecuente a la depositación del material del estrato o capa.

**Retorta:** Se utiliza para determinar el porcentaje en volumen de sólidos y líquidos que contiene el fluido.

**Saturación de agua:** Es la fracción del volumen poroso de un yacimiento ocupada por el agua connata.

**Saturación del gas:** Es la fracción del volumen poroso de un yacimiento ocupada por el gas.



**Saturación de petróleo:** Es la fracción del volumen poroso de un yacimiento ocupada por el petróleo.

**Viscosímetro:** El viscosímetro se utiliza para determinar las propiedades reológicas del fluido, es decir, la viscosidad plástica, el punto cedente y la fuerza gel.



## **ACRÓNIMOS**

**API:** American Petroleum Institute

**E&P:** Exploration and Production

**GPSA:** Gas processors Suppliers Association

**GR:** Gamma Ray log

**HP:** High Pressure

**HT:** High Temperature

**ICS-5 :** Incahuasi 5

**MBT:** Methylene Blue Test

**ROP:** Rate Of Penetration

**SIDCP:** Shut In Pressure in Casing

**SIDPP:** Shut In Drill Pipe Pressure

**SP:** Spontaneous Potential

**SPE:** Society of Petroleum Engineers

**TD:** Total Depth

**TVD:** True Vertical Depth

**YPFB:** Yacimientos Petroliferos Fiscales Bolivianos



## Resumen

El presente proyecto de grado, tuvo como propósito diseñar un programa de trabajo para una cementación óptima de un liner de Produccion en pozos HPHT aplicado al pozo ICS-5 se desarrollará los objetivos específicos, que significa, mencionar, elaborar y describir todo lo relacionado con los yacimientos productores de gas acido en el sub andino sur de Bolivia (Huamampampa – Santa Rosa – Icla), que son los gases ácidos y los componentes nocivos ( $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{S}$ , Hg), el desarrollo del cemento en cuanto a toda la teoría de todos los componentes químicos, la reología, los espaciadores y lodos de perforación.

Basado en el software de cementación ICM el cual se elaboró en Excel el cual contiene macros y Basic, donde primeramente se realizará el análisis de balance de materiales, para realizar el óptimo diseño de los espaciadores y la lechada de cementación en cuanto a su reología, densidad y viscosidad, así como también su volumen.

Se realizará la hidráulica de cementación que consiste en analizar el régimen de bombeo y fluidos del lodo, espaciadores, lechada de cementación y el fluido desplazante para determinar el Numero de Reynolds (N.R.) y a través de este calcular en que flujo estará cada fluido, flujo laminar, turbulento o tapón.

Una vez conocida toda la hidráulica de cementación se analizará al igual que los tipos de flujo en los fluidos a través de N.R., se realizará un análisis de flujo dinámico.

Durante la cementación se debe cumplir que el ECD al fondo del pozo sea siempre mayor a la presión de reservorio para evitar influjo y descontrol de pozo, también que se encuentre por debajo del valor de gradiente de fractura.



## “PROGRAMA DE TRABAJO PARA DISEÑAR UNA CEMENTACION OPTIMA DE UN LINER DE PRODUCCION EN POZOS HPHT APLICADO AL POZO ICS-5”

### 1. Capítulo I Generalidades

#### 1.1. Introducción

Durante la perforación de un pozo la cementación es muy importante, en el tramo liner de producción este asegura la aislación de las zonas productoras de otras zonas no deseadas.

Cementar un pozo consiste en entubar el pozo con cemento desde la superficie hasta el fondo del pozo.

La cementación debe realizarse de manera óptima debido a que una deficiencia en esta podría ocasionar:

- Daños a la formación
- Incremento de los costos.
- Riesgo de pérdida del pozo, hacia el ambiente y a la seguridad.

La lechada que consiste de cemento, agua y aditivos es bombeada al pozo mediante un equipo de bombeo.

El cemento se endurece y forma un sello hidráulico en el hoyo, evitando la migración de los fluidos de la formación hacia el espacio anular, hacia yacimientos con menor presión o a la superficie.

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

La cementación primaria tiene como objetivo:

- Sostener y adherirse a la tubería
- Restringir movimiento de fluidos.
- Sellar zonas de pérdidas de circulación o zonas ladronas.



Las condiciones para tener una cementación óptima son:

- Tener la densidad apropiada.
- Tener propiedades reológicas óptimas para remover el lodo.
- Debe ser impermeable al gas en el anular, si estuviese presente.
- Tener una permeabilidad lo más baja posible.
- Mantener todas sus propiedades bajo condiciones severas de presión y temperatura

## **1.2. Antecedentes**

En la década del año 1920 la compañía Standart Oil, realizó trabajos de geología en superficie en esta zona y confeccionó los primeros mapas geológicos. No llegó a efectuar perforaciones exploratorias

YPFB entre los años 1963-1964, en base a la exploración de superficie determinó varias culminaciones, en las cuales perforó los pozos someros Aquio-X1, Lagunillas -X1 y Pincal-X1, que resultaron negativos. Tecpetrol perforó los pozos someros Curuyuqui-X1001 y La Montaña-X1001, también con resultados negativos.

TOTAL E&P la nueva operadora del área realizó trabajos exploratorios que condujeron a la perforación del pozo Incahuasi-X1 que, aunque resultó improductivo fue aprovechado para la apertura de una ventana en la cañería que permitió direccionar.

El mega campo Incahuasi es un yacimiento de gas y condensado el cual comprende dos bloques: Ipati y Aquio.

Ambos bloques se encuentran atravesados de norte a sur por la serranía de Incahuasi, cuya cresta sirve de línea divisoria entre las provincias Luis Calvo del departamento de Chuquisaca y Cordillera del departamento de Santa Cruz.

Se encuentran situados a 250 kilómetros de distancia al sur de la ciudad de Santa Cruz de la Sierra, en la faja Sub andina sur, siendo lagunillas la localidad principal del área.

Los reservorios potencialmente productores del bloque Aquio pertenecen a las formaciones: Huamampampa (HMP), Icla (en parte) y Santa Rosa. Los objetivos en el



área están formados por arenisca, cuarcitas del devónico mayormente de porosidad secundaria (fracturación)

**AQI-X1:** perforado en 1962-1963 por YPFB hasta una profundidad de 2209 m. en la Formación Los Monos.

**AQI-X1001:** Perforado 2010-2011. Pozo completado. Objetivos HMP, Icla, Santa Rosa  
Los reservorios potencialmente productores en el área del Bloque Ipati, al igual que más al sur, pertenecen a las formaciones de HMP, Icla y Santa Rosa, de manera particular los pozos ICS-X1 ST-1, ICS-2 e ICS-3 finalizaron en la Formación HMP.

**ICS-X1 ST:** Perforado en 2003-2004, hasta una profundidad de 5600 m.MD en la Formación HMP.

**ICS-2:** Perforado en 2012-2013, hasta una profundidad de 5636 m.MD en la Formación HMP. Está ubicada al sur del pozo ICS-X1.

**ICS-3:** Perforado en 2013-2014, hasta una profundidad total esperada 5250 m.MD en un diámetro de 8-1/2" en la Formación HMP. La 'lanchada del pozo ICS-3 está ubicada al sur del pozo ICS-2

El nuevo pozo, ICS-5, ubicado a 250 kilómetros al suroeste de Santa Cruz, garantiza un incremento del 7% a la producción de gas para el país, que a su vez significa el 20% de incremento en la producción total del departamento cruceño.

El ICS-5 tiene una profundidad de 5.040 metros, está ubicado en el Campo Incahuasi, Bloque Ipati este en la faja sub-andina. El gas proveniente de este pozo será procesado en la Planta Incahuasi, Camiri.

Este proyecto es parte de una serie de obras que está desarrollando en este momento Total E&P Bolívia, con sus socios Gazprom, Tecpetrol, YPFB Chaco bajo Contrato de Operación con YPFB, que incluye la ampliación de la capacidad de procesamiento de la Planta Incahuasi hasta 11 millones de metros cúbicos por día (MMmcd).

El desarrollo es operado por Total (50%), con los socios Gazprom (20%), Tecpetrol (20%) e YPFB Chaco (10%).



### **1.3. Planteamiento del Problema**

#### **1.3.1. Identificación del problema.**

La producción sin inconvenientes durante el mayor tiempo posible para poder recuperar el mayor volumen de hidrocarburos es el objetivo final, evitando así las pérdidas de fluidos (espaciadores, lechada de cementación y fluido de perforación), hacia los reservorios productores durante la cementación del liner de 7" debido a los altos gradientes de presión y temperatura que se manejan en este pozo denominado HPHT, que pueden dañar el reservorio

#### **1.3.2. Formulación del problema.**

¿Será posible una aislación total del liner productor de 7" a través de un óptimo diseño de cementación para evitar daño a los reservorios productores HPHT en el pozo ICS-5?

### **1.4. Objetivos**

#### **1.4.1. Objetivo General.**

Proponer la aplicación de un programa de trabajo para diseñar una cementación óptima, aislación de los dos reservorios productores, de un liner de producción en pozos HPHT aplicado al pozo ICS-5

#### **1.4.2. Objetivos Específicos.**

- Caracterizar el tipo de formación productora y el fluido producido del Reservorio Huamampampa del pozo ICS-5.
- Recopilar datos de Fluidos de Perforación usados y Registros Eléctricos del pozo.
- Efectuar el diseño óptimo de cementación (Espaciadores Químicos, Mecánicos y de la Lechada de Cemento).
- Realizar la evaluación técnica y económica para hacer factible la aislación completa del liner de 7" del pozo ICS-5.



## **1.5. Justificaciones**

### **1.5.1. Justificación técnica.**

El aislamiento de la zona productora es muy importante para este debemos realizar un óptimo diseño de hidráulica de cementación para encontrar la densidad equivalente de circulación óptimo de los espaciadores y lechada de cementación el cual debe encontrarse dentro del margen operativo para así no fracturar la formación productora ni generar un influjo de gas durante la cementación.

### **1.5.2. Justificación económica.**

Realizar una evaluación del diseño de la cementación tanto de los espaciadores y las lechadas, así como las operaciones de bombeo de la operación de cementación, al realizar esto se logrará optimizar los costos de la aislación del liner de 7" para este pozo y para los próximos pozos a futuro.

### **1.5.3. Justificación ambiental.**

Todos los fluidos utilizados para la cementación que son echados en superficie como: lodos, espaciadores lechada de cementación, eviten derrames y daño al medio ambiente, flora, fauna y al personal que trabaja, evitar algún incidente o riesgo de accidente.

## **1.6. Alcance**

### **1.6.1. Alcance temático.**

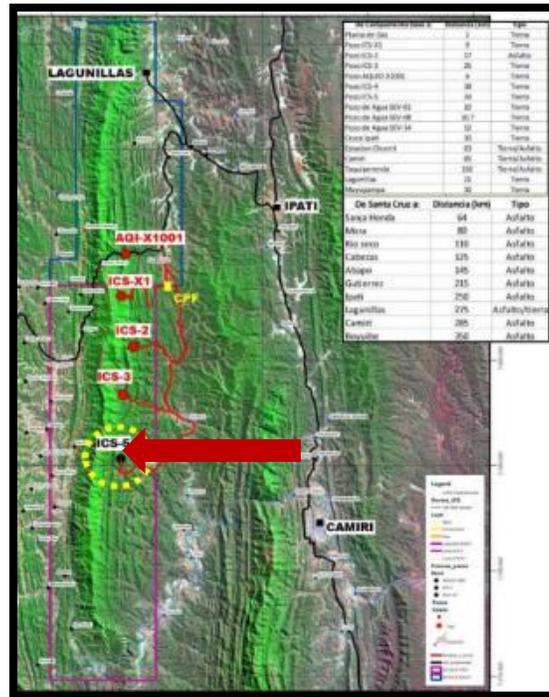
El presente trabajo estará bajo las siguientes áreas de la industria petrolera: Ingeniería de producción, Geología de petróleo, Fluidos de complementación, Cementación. El objetivo principal es describir un diseño de trabajo para una óptima cementación total del tramo liner de producción de un pozo HPHT para asegurar el aislamiento de las zonas del agujero abierto.

### **1.6.2. Alcance geográfico.**

Las áreas de explotación de los bloques de Ipati y Aquio se encuentran ubicados entre la provincia Cordillera, del departamento de Santa Cruz y la provincia Luis Calvo del departamento de Chuquisaca, a 250km de la ciudad de Santa Cruz de la Sierra.



Figura 1.1: "Mapa del bloque Ipati"



Fuente: Informe YPFB campo Incahuasi

Tabla 1.1: "Coordenadas de Superficie ICS-5"

Coordenadas de Superficie ICS-5	
Grilla de Coordenadas	Coordenadas Geograficas
<b>Proyección:</b> UTM	<b>Datum Geodésico:</b> WGS-84
<b>Zona:</b> 20 S	<b>Elipsoide:</b> internacional(Hayford 1909)
<b>X=</b> 426,605.00 m ( E )	<b>Longitud:</b> 63°42´ 05.518" W
<b>Y=</b> 7,790,657.00 m (N)	<b>Latitud:</b> 19°58´45,442" S

Fuente: Total E&P Bolivia



## 2. Capítulo II Características De Reservorio Y Fluidos De Perforación

### 2.1. Definiciones Básicas

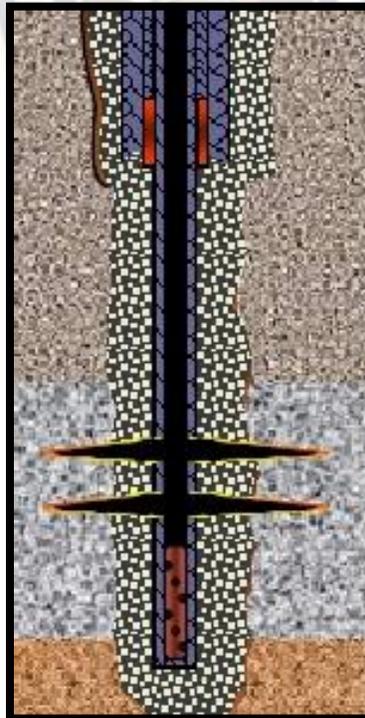
#### 2.1.1. Aislación de zonas productoras.

La aislación de zonas se refiere a la cementación para separar una zona (formación) del pozo, esta aislación se produce en las paredes del pozo. La aislación de zonas productoras es la cementación en zonas de interés que requieren un mayor cuidado para evitar el daño a la formación y una exitosa separación del pozo y de la zona de interés.

#### 2.1.2. Cementación.

Es la introducción de un material cementante en la región anular entre la tubería de revestimiento y el agujero abierto para lograr aislamiento de la zona, soportar cargas de la sarta de revestimiento, lograr soporte y protección y sostener las paredes del pozo perforado.

Figura 2.1: Pozo con una buena cementación



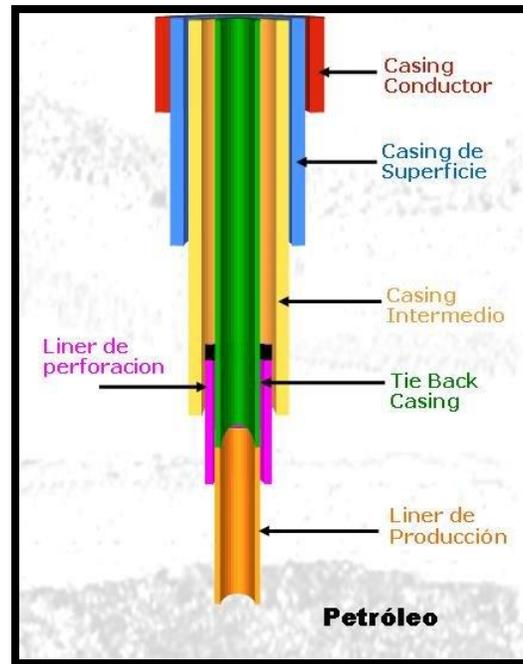
Fuente: Cementación y fluidos de perforación UNEFA



### 2.1.3. Liner de producción

Es una tubería cuyo extremo superior está localizado bajo la superficie, colgado dentro de la cañería anterior y corrida hasta su profundidad de asentamiento por medio de la tubería de perforación.

Figura 2.2: Liner de producción



Fuente: Cementación y fluidos de perforación UNEFA

### 2.1.4. Concepto de pozo HPHT.

Se llaman pozos HPHT (High Pressure High Temperature) a aquellos cuyos valores de temperatura de fondo y de presión estática, presentan una magnitud mayor a los rangos considerados "habituales" de operación. Este tipo de pozos representan problemas relacionados directamente con condiciones extremas, las cuales ponen a prueba las capacidades tecnológicas e incrementan el riesgo de las operaciones.

HPHT es un término relativo a los pozos con valores de temperatura o presión estática de fondo estáticos más altos que lo normal del gradiente hidrostático de presión y del gradiente geotérmico de la tierra.



### **2.1.5. Clasificación de pozos HPHT.**

Según el glosario de la SPE E&P, alta temperatura es donde la temperatura estática del fondo de pozo, en la profundidad en la que se encuentra el yacimiento, es mayor que 300°F (149°C). Para alta presión, la definición es alcanzada cuando la máxima presión estática anticipada en la formación porosa a ser perforada excede el gradiente hidrostático de 0.8 psi/ft, o el requerimiento de presión del equipo de control está trabajando a una presión que marca una presión superior a los 10,000 psi.

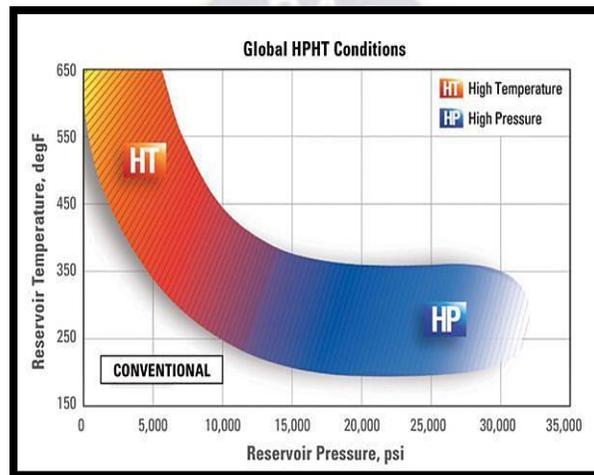
La clasificación de condiciones HPHT es dada según cada compañía, ya sea operadora, prestadora de servicio, fabricantes de equipo para pruebas de fluidos de perforación, cementos y fabricantes de tubería. Esto se debe al hecho de que para un ingeniero de lodos es más preocupante la determinación de la presión y temperatura a la cual el fluido de perforación podría fallar, mientras que un ingeniero de cementos le da prioridad a la rapidez con la que el cemento fijará a estas mismas condiciones. Además, las regulaciones en varias localidades geográficas también afectan la definición, por ejemplo, en Noruega se da la clasificación HPHT si se cumple por lo menos una de las condiciones, ya sea la presión o la temperatura antes citadas. En el mar del norte algunos proyectos con temperaturas de 250 °F (120°C) aún son considerados como HPHT. En el pasado el término HPHT era dado a cualquier condición con temperatura y presión estática de fondo por encima de las condiciones atmosféricas. La definición más común de HPHT es aquella donde la presión de fondo estática excede los 10,000 psi (690 bar) y la temperatura alcanza los 300 °F. Según algunos estudios realizados, en el futuro cercano, HPHT será definido como aquellos donde la presión exceda los 15,000 psi y la temperatura alcance más de 300° F. Para ayudar a identificar los ambientes operativos HPHT, y las brechas tecnológicas actuales, nuevas clasificaciones deben de ser desarrolladas. Estas clasificaciones dividen al término HPHT en tres categorías principales:

- La primera categoría se refiere a los pozos con presiones iniciales entre los 10,000 psi y los 20,000 psi y una temperatura de yacimiento de los 300°F a los 400 °F. Actualmente, muchas de las operaciones HPHT caen dentro de la primera categoría.



- La segunda categoría es llamada “Ultra HPHT” e incluye a cualquier yacimiento con presiones de más de 20,000 y menos de 30,000 psi, con temperaturas entre los 400 y 500 °F. Varios yacimientos profundos de gas en los Estados Unidos y en la plataforma continental del Golfo de México caen dentro de esta categoría.
- La tercera clasificación se llama “HPHT extremo” con presiones de yacimiento que van de los 30,000 a los 40,000 psi y con temperaturas entre los 500 y 600 °F. Esta categoría es la que presenta las brechas tecnológicas más significativas.

**Figura 2.3:** Clasificación de yacimientos HPHT



**Fuente:** Tecnologías de perforación HPHT, LINKEDIN sección SPE 2020

Si bien los pozos de alta presión y alta temperatura en esencia son perforados, estimulados, producidos y monitoreados en forma similar a los pozos con condiciones menos exigentes, el ambiente HPHT limita el rango de materiales y tecnologías disponibles para explotar estos yacimientos. No existen normas aplicables a toda la industria que definan las condiciones HPHT y la interrelación asociada entre la temperatura y la presión. En un esfuerzo para esclarecer esas definiciones, varias compañías y operadoras han dado diferentes clasificaciones. Es importante destacar que el esquema de clasificación HPHT de cualquier operadora o prestadora de servicio no se limita a pozos que satisfacen simultáneamente los criterios de temperatura y presión. Si cualquiera de los parámetros cae dentro de una de las tres regiones HPHT, el pozo se clasifica según sea la región en la que se encuentre. Otra manera de definir a los pozos HPHT es:



**Tabla 2.1:** “Clasificación de yacimientos HPHT”

Clasificación	Temperatura en el fondo del pozo	Presión estática en el fondo de Pozo
HP/HT	>300°F (150°C)-350°F (175°C)	>10.000 PSI (69 MPa) – 15.000 PSI (103 MPa)
HP/HT Extrema	>350°F (175°C)-400°F (200°C)	>15.000 PSI (103 MPa) – 20.000 PSI (138 MPa)
Ultra HP/HT	>400°F (200°C) y mayor	>20.000 PSI (138 MPa) y mayor

Fuente: Tecnologías de perforación HPHT

## 2.2. Características Del Reservorio

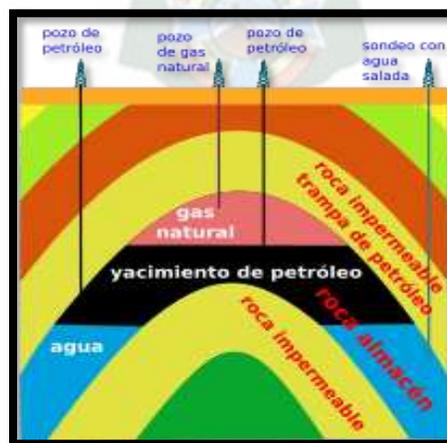
### 2.2.1. Reservorio

Un reservorio es una roca existente en el subsuelo con suficiente porosidad y permeabilidad de modo que puede almacenar y transmitir fluidos. Los reservorios son estructuras rodeadas por rocas impermeables. De esta manera los fluidos permanecen en el reservorio. (HAWKINS, 1991)

La roca reservorio comprende ciertas características para almacenar cantidades comerciales de hidrocarburos, se consideran los tipos de rocas y sus propiedades físicas.

El tipo de roca que presenta características favorables para ser roca reservorio es la roca sedimentaria debido a su porosidad y permeabilidad principalmente.

**Figura 2.4:** Reservorio



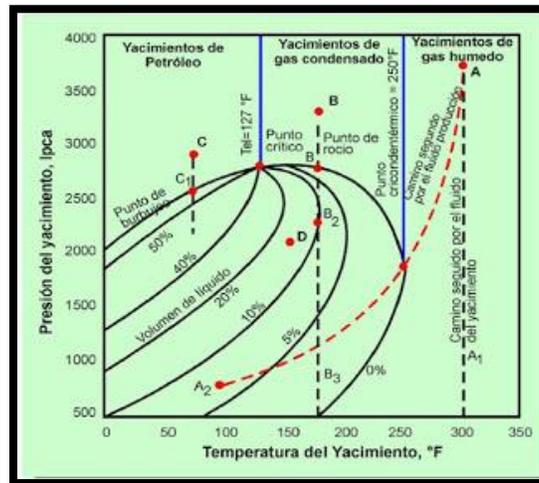
Fuente: Manual de geología



## 2.2.2. Temperatura del yacimiento.

La magnitud del gradiente geotérmico promedio de una cuenca petrolífera está directamente relacionada con el flujo de calor de la tierra que mide el aumento de la temperatura de la tierra con la profundidad y es aproximadamente 1.4°F/100 pies. (FERRER 2009)

Figura 2.5: Diagrama de fases de reservorios P VS T



Fuente: Comunidad petrolera

## 2.2.3. Presión en la zona de hidrocarburos.

La presión total a cualquier profundidad, como consecuencia del peso combinado de la formación y de los fluidos (petróleo, agua o gas), se conoce como presión de las capas suprayacentes o presión de sobrecarga. En la mayoría de las rocas sedimentarias esta presión aumenta linealmente con profundidad, y típicamente tiene una presión de 1psi/1pie. (FERRER 2009)

Esta presión de formación se refiere a la presión de poro, esta presión es efecto de toda la estructura por encima que ejerce un peso, es decir, una presión.

## 2.2.4. Presión de fractura.

Es la fuerza por unidad de área necesaria para vencer la presión de formación y la resistencia de las rocas. La resistencia que opone una formación a ser fracturada



depende de la solidez o cohesión de la roca y de los esfuerzos de compresión a los que se someta.

Es la presión que rebasa la presión de formación originando una falla mecánica que se presenta con la pérdida de fluido hacia la fractura.

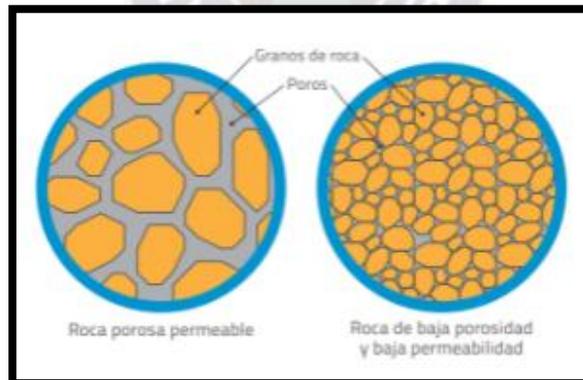
Aunque los términos presión de fractura y gradiente no son técnicamente los mismos, a menudo se emplean para designar lo mismo. La presión de fractura se expresa como un gradiente (psi/pie). Las gradientes de fractura usualmente se incrementan con la profundidad.

## 2.2.5. Características de las rocas

### 2.2.5.1. Porosidad.

La porosidad es una medida de la capacidad de almacenamiento de fluidos que posee una roca y se define como la fracción del volumen total de la roca que corresponde a espacios que pueden almacenar fluidos. Es la fracción del volumen total de la roca no ocupada o libre de material. (MANNUCCI 2004)

Figura 2.6: Porosidad y permeabilidad de las rocas



Fuente: Asociación colombiana de gas y petróleo

### 2.2.5.2. Permeabilidad.

Es la medida de la facilidad con que una roca permite que los fluidos se muevan dentro del volumen poroso interconectado. (MANNUCCI 2004)



Según las fases presentes en el medio poroso, se tienen los siguientes tipos de permeabilidad:

**a) Permeabilidad absoluta**

Es aquella que tiene un medio poroso saturado 100% por una única fase.

**b) Permeabilidad efectiva.**

Es aquella que corresponde a una determinada fase cuando fluyan en el medio poroso dos o más fases. Es una función de la saturación del fluido en consideración y su valor siempre es menor que la permeabilidad absoluta.

**c) Permeabilidad relativa.**

Es la relación que hay entre la permeabilidad efectiva de un fluido y la absoluta. Depende de la saturación del fluido considerado y siempre es menor a la unidad.

**2.2.5.3. Saturación.**

Es la fracción del volumen poro del yacimiento ocupado por determinado fluido. (MANNUCCI, 2004)

En el yacimiento se presentan tres fluidos, petróleo, gas y agua.

**2.2.5.4. Compresibilidad.**

Un yacimiento con varios miles de pies de profundidad está sujeto a presiones de sobrecarga causadas por el peso de los estratos superiores, las cuales varían de área 17 en área según la profundidad, naturaleza de la estructura, consolidación de la formación e historia geológica de la roca. La variación más importante de la presión se presenta con la profundidad, y un valor típico es aproximadamente un psi por pie de profundidad. (FERRER, 2009)

En un yacimiento consolidado el peso de los estratos superiores solo aplica una fuerza compresiva que no se transmite a los fluidos dentro del espacio poroso, donde la presión típica puede ser de 0,5 psi por pie de profundidad. Esta diferencia de presión entre la presión de sobrecarga y la presión interna se denomina presión de sobrecarga efectiva.



A medida que el yacimiento produce, la presión interna en los poros disminuye y, por lo tanto, la presión de sobrecarga efectiva aumenta, causando los siguientes efectos:

- El volumen bruto del yacimiento se reduce.
- Los granos de arena dentro del espacio poroso se expanden.

Estos dos cambios en el volumen tienden a reducir el espacio poroso y por lo tanto, la porosidad de la roca.

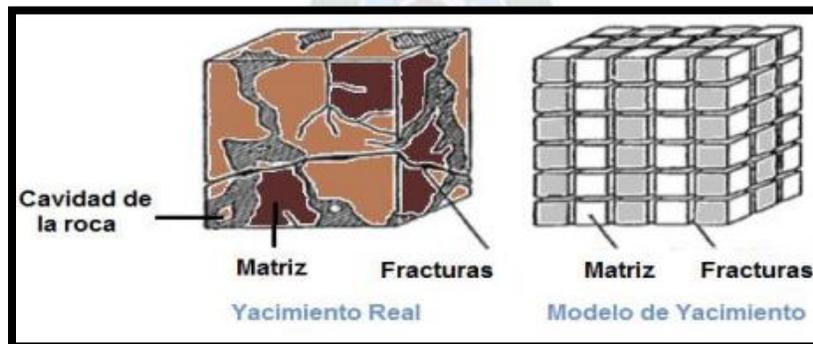
### 2.2.6. Yacimientos naturalmente fracturados.

En estos yacimientos, se observan dos tipos de porosidades. La matriz tiene menor permeabilidad y su porosidad es pequeña comparada con la de las fracturas, la cual también tiene alta permeabilidad. Sin embargo, existen casos donde la matriz tiene porosidad y permeabilidad con valor cero, entonces el flujo solo ocurre desde las fracturas. (ESCOBAR, 2003)

Un yacimiento es naturalmente fracturado, cuando este contiene fracturas que han sido creadas por acción de la naturaleza y que tienen un efecto significativo sobre las características que definen el flujo de fluidos a través de éste (ver fig.2.2)

La presencia de fracturas naturales en un yacimiento puede tener efectos positivos, por ejemplo, al maximizar la capacidad de flujo de petróleo, aunque también los efectos pueden ser negativos, cuando se presenta canalización de fluidos hacia los pozos.

**Figura 2.7:** *Fractura en la formación*



**Fuente:** Well Test Analysis for Fractured Reservoir Evaluation, DA PRAT



### 2.3. Características De Los Fluidos De Perforación

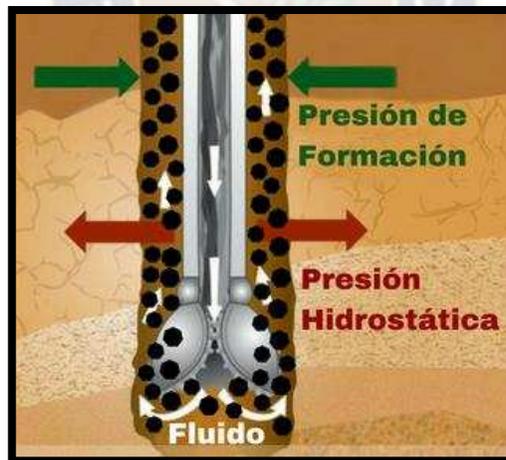
Los fluidos deben cumplir con funciones específicas que faciliten el avance de la perforación, minimizando problemas de estabilidad del hoyo y problemas operacionales.

#### 2.3.1. Definición.

El fluido de perforación o lodo como comúnmente se le llama, puede ser cualquier sustancia o mezcla de sustancias con características físicas y químicas apropiadas, como ser, por ejemplo: aire o gas, agua, petróleo o combinaciones de agua y aceite con determinado porcentaje de sólidos.

El fluido no debe ser tóxico, corrosivo, ni inflamable, pero sí inerte a las contaminaciones de sales solubles o minerales y estable a altas temperaturas. Además, debe mantener sus propiedades según las experiencias de las operaciones, debe ser inmune al desarrollo de bacterias. (PDVSA, 2002)

Figura 2.8: Fluidos de perforación



Fuente: Manual de fluidos de perforación

#### 2.3.2. Funciones de los fluidos.

El propósito fundamental del fluido de perforación es ayudar a hacer rápida y segura la perforación del pozo, mediante el cumplimiento de las siguientes funciones:

- Capacidad de transporte



- Enfriar y lubricar
- Formar revoque
- Controlar la presión de formación.
- Capacidad de suspensión.
- Flotabilidad
- Estabilidad
- Evaluación
- Hidráulica

### **2.3.3. Clasificación de los fluidos de perforación.**

Los fluidos de perforación son diseñados para cumplir todas las funciones mencionadas anteriormente. Mientras la lista de los aditivos usados en el lodo de perforación para que este ejecute determinadas funciones es sumamente amplia, existen básicamente cuatro tipos de fluidos de perforación:

- Fluidos de perforación base Agua
- Fluidos de perforación base Aceite
- Fluidos de perforación sintéticos

#### **2.3.3.1. Fluidos base agua.**

Este es el sistema de lodo más usado en la industria, consta de una fase líquida continua (agua) en la que las arcillas están suspendidas (fase continua). Para lograr propiedades determinadas en el lodo, se adicionan determinadas cantidades de sólidos reactivos y no reactivos. Un lodo base agua está compuesto de tres componentes: agua, sólidos reactivos y sólidos inertes. Las soluciones son compuestos de productos químicos que no se separan del agua, aunque ésta quedara estática por un tiempo prolongado. Entre ellas se encuentran las salmueras, que pueden ser de cloruro de sodio, cloruro de calcio, cloruro de potasio y otras. Estas soluciones salinas se mezclan con facilidad, algunas su costo es relativamente bajo, no existe el peligro de incendio o explosión. Sin embargo, en algunos lugares pueden constituir un riesgo para el entorno ecológico.



Las emulsiones: Son fluidos cuya fase continua es el agua y la discontinua o emulsificante es el aceite.

Los lodos son formados por una suspensión de sólidos, como son las arcillas, la barita y los ripios de la formación en cualquiera de los líquidos anteriores. En ocasiones se les agrega ciertas sustancias químicas según se requiera para mejorar o modificar las propiedades generales.

### **2.3.3.2. Fluidos base aceite.**

El aceite en su componente principal y como máximo debe contener menos de un 10% de agua emulsionada en una composición general. Este fluido podrá ser aceite mineral o diésel. El uso no provoca daños a los intervalos abiertos, pero está limitado su empleo para pozos de baja presión. Deberán tenerse los equipos adecuados para extinguir fuegos y en lugares de fácil acceso.

Emulsión Inversa: En estos fluidos el aceite es la fase continua y el agua dulce o salada es la fase discontinua. En su composición el contenido de agua es mayor al 10% y su estabilidad dependerá de uno o más de los siguientes componentes: agentes de suspensión, agentes humectantes y emulsificantes, agentes de control de filtración, reductores de viscosidad, cantidad y tipo de material sólidos para aumentar su densidad.

Emulsión directa: En este caso el agua constituye la fase dispersa (continua) y el aceite forma la fase discontinua. Cuando éstos son analizados, los filtrados son bajos y siempre será aceite. Al agregarle determinados agentes de suspensión permiten elevadas viscosidades y poder de suspensión, para lo cual deberán atenderseles constantemente en su tratamiento, evitando durante su preparación que no se excedan materiales sólidos que provoque taponamiento en la formación.

### **2.3.3.3. Fluidos sintéticos con polímeros.**

Estos lodos incorporan químicos generalmente de cadena larga de alto peso molecular, son efectivas en la floculación del lodo, incrementando viscosidad, reduciendo pérdidas de filtrado y estabilizando la formación. Varios tipos de polímeros están disponibles para este propósito, incluyendo bentonitas extendidas las cuales tienen una alta solubilidad al



ácido que las bentonitas y por lo tanto reducen la cantidad de arcilla necesaria para mantener viscosidad. Biopolímeros y polímeros de enlace cruzado son normalmente usados y se obtienen buenas propiedades débiles de corte a concentraciones bajas de productos. Son fluidos preparados con polímeros orgánicos de fase continua como los ésteres, los éteres, las poli-olefinas, los glicoles.

Estos fluidos se diseñaron como una alternativa para mejorar los lodos de aceites y aceite mineral con la finalidad de superar el impacto negativo en el entorno ecológico de los fluidos tradicionales de emulsión inversa. En su preparación contienen los mismos componentes que los de base aceite, adicionándoles otros productos químicos para mantener sus características y propiedades requeridas.

#### 2.3.4. Diferencias de desempeño de lodos base agua, base aceite y sintéticos en condiciones HPHT.

Para operaciones HPHT son utilizados tanto lodos base agua como base aceite, sin embargo, los lodos base aceite son mayormente utilizados, ya que permiten superar más fácilmente la problemática en condiciones HPHT.

**Tabla 2.2:** Diferencias de desempeño de lodos base agua, base aceite y sintéticos en condiciones HPHT

Característica	Base aceite	Sintéticos	Base agua
<b>Altas temperaturas por largos periodos de tiempo.</b>	Mayor Resistencia que los sistemas convencionales base agua.	Buena resistencia en compuestos de Alfaolefinas y olefinas internas o isomerizadas.	Menor resistencia, con altas pérdidas de viscosidad y de fluido
<b>En Lutitas</b>	No hidratan las arcillas.	Los compuestos de olefinas no hidratan las arcillas.	Se requieren inhibidores de arcillas para su manejo.
<b>Ritmo de penetración</b>	Mayores a los fluidos base agua en ambientes HPHT.		Tasas bajas de penetración debido a la destrucción de sus propiedades.



<b>Domos salinos</b>	Los atraviesan fácilmente.	No representan un problema.	Los disuelven.
<b>Lubricación</b>	Buena lubricación, especialmente en sistemas de cortadores fijos.	Deben añadirse aditivos lubricantes.	Deben añadirse aditivos lubricantes
<b>Pegaduras</b>	Bajo riesgo		Mayor riesgo
<b>Corrosión</b>	Previenen la corrosión.	Previenen la corrosión.	Mayor corrosión que los fluidos base aceite y sintéticos.
<b>Durabilidad y reusó</b>	Buena durabilidad, alto reutilización.	Buena durabilidad.	Baja durabilidad.
<b>Mantenimiento</b>	Costoso	Costoso	Barato
<b>Daño a la formación</b>	Bajo		Alto
<b>Contaminantes anhídrita, sal co2, h2s</b>	Resistentes con excepción al gas de formación, debido a la solubilidad.	Buena resistencia a contaminantes en fluidos a base de ésteres, acetales y éteres.	Menos resistentes a contaminantes que los base aceite y sintéticos.
<b>Ambiental</b>	Muy contaminante	Desarrollados para ser amigables con el medio ambiente.	Poco contaminante, con excepción de los que utilizan cromo.
<b>Toma de información y/o Registros eléctricos</b>	Dificulta la toma de registros eléctricos.		Buen tipo de fluidos para realizar la toma de registros
<b>Cuidados</b>	Especiales	Tienen una larga lista de restricciones y modificaciones del equipo de perforación para su manejo	Ninguno



<b>Costo</b>	Alto	Alto	Bajo
--------------	------	------	------

**Fuente.** Tecnologías de perforación HPHT.

Como se puede observar en la tabla anterior, existe un gran número de limitaciones para los lodos base agua en cuanto a su desempeño en condiciones de HPHT. Sin embargo, muchas de las veces no son posibles ni rentable el utilizar el lodo base aceite en todas las operaciones de perforación debido a que existen restricciones de tipo ambiental, operativo y económico. Dichas restricciones han impulsado la investigación y el desarrollo de lodos de base agua que sean capaces de operar a las mismas condiciones que lo haría un lodo base aceite. Las consideraciones económicas y ambientales han llevado al incremento del uso de lodos base agua en aplicaciones donde el lodo base aceite hubiera sido preferido anteriormente. Los lodos dispersos a base de agua se encuentran entre los fluidos de perforación más populares debido a su reputación de ser fáciles de mantener y ser económicamente competitivos. Sin embargo, los lodos base agua presentan grandes problemáticas en aplicaciones de HPHT, principalmente por la floculación de la arcilla y a la rápida pérdida de sus condiciones reológicas debido a la exposición a altas temperaturas. En aplicaciones HPHT, los lodos base agua requieren de estabilizadores de bentonita (adelgazantes) para prevenir que la arcilla flocule y mantener de este modo una reología favorable y buen control de pérdidas de fluido. Para mejorar la estabilidad en la reología y el control de pérdidas de fluido en altas temperaturas, se han implementado satisfactoriamente adelgazantes a base de cromo. La desventaja que presenta este tipo de adelgazantes tiene que ver con el medio ambiente, y es que las regulaciones hacia estos mismos aún son demasiado estrictas. Una alternativa al cromo es la manufactura de aditivos de lignosulfonatos mezclados con otros metales tales como el fierro, titanio y zirconio. Dichas combinaciones han sido probadas y han demostrado su efectividad en temperaturas de hasta 400 °F (mezcla de citrato de zirconio y titanio/zirconio). Otra solución eficiente a los lignitos o lignosulfonatos con mezcla de metal son los polímeros sintéticos que son capaces de funcionar a altas temperaturas y resistir varios contaminantes. Estos polímeros aniónicos de bajo peso molecular funcionan químicamente de la misma manera que los lignosulfonatos, neutralizando las cargas positivas de la arcilla y previniendo la floculación. Una



alternativa más al uso de los lignitos y lignosulfonatos mezclados con cromo son los polímeros sulfatados, copolímeros y terpolímeros. En comparación con los biopolímeros, los polímeros sintéticos exhiben una estabilidad térmica mayor, además de alta resistencia a los contaminantes. Aún se necesita una alternativa que sea resistente a varios contaminantes, que mantenga controlada la reología, y sea estable a altas temperaturas. El uso de un producto único que remplace los acondicionadores basados en cromo, aunque ideal, no se ha descubierto. Solamente mediante una combinación de aditivos libres de cromo como los mencionados anteriormente, se ha logrado igualar el desempeño de los lodos base agua basados en cromo.

#### **2.3.4.1. Consideraciones ambientales de los lodos de perforación HPHT base aceite, base agua y sintéticos.**

Hoy en día, con el incremento de las preocupaciones ambientales, el uso de lodos base aceite es prohibido o severamente restringido en muchos países. Las regulaciones ambientales restringen y prohíben el uso de fluidos de perforación que tengan el potencial de contaminar la tierra y los acuíferos. Algunos de los países que prohíben el uso de lodos base aceite son los Estados Unidos, Reino Unido, Holanda, Noruega, Nigeria, países europeos, Arabia Saudita y Qatar. En algunas áreas, la perforación con fluidos base aceite requiere de sitios aprobados de desecho para los fluidos utilizados y los recortes generados. En el caso de la perforación costa fuera el desecho de los recortes generados ya sea de las operaciones de perforación con fluidos base agua o aceite, puede generar efectos adversos en el hábitat biológico del lecho marino vecino a la plataforma. Los efectos de los fluidos base aceite y sus recortes se deben principalmente a la toxicidad de ciertas fracciones del aceite utilizado, tal como los hidrocarburos aromáticos. Con la información obtenida hasta la fecha no ha sido posible obtener un resultado acerca de los efectos ecológicos que generan los lodos hechos con diésel y los lodos con bases alternativas. Sin embargo, en todos los campos de estudio, las áreas en donde se ven los efectos biológicos más notorios están confinadas dentro de los 500 metros de radio adyacentes al sitio de perforación. Rodeando el área de mayor impacto se encuentra una zona de transición en la cual se observan efectos biológicos más sutiles, los cuales van disminuyendo en alrededor de 200-1000 metros. La forma y



extensión de esta zona es variable, y es ampliamente determinada por las mareas y el alcance de las operaciones de perforación. Se han dado casos en los cuales las corrientes en el fondo fueron tan grandes, y las operaciones de perforación tan profundas, que el área de transición llegó a alcanzar los 2000 metros en la dirección del mayor movimiento de agua. El costo de almacenamiento, transporte y desecho de los lodos de base aceite, puede incrementar notablemente el costo de las operaciones. El uso de lodos base agua es menos dañino al medio ambiente lo que lo hace una opción viable en los países con altas regulaciones al uso de lodos base aceite. La lista de efectos biológicos es mayor cuando se trata de la utilización de fluidos base aceite y sus recortes. Actualmente ya se cuenta con lodos base agua que pueden llegar a tener las mismas características y desempeño en condiciones HPHT que los lodos base aceite. La principal problemática que presenta este tipo de lodos es que utilizan cromo como dispersante y agente de control de pérdidas de fluido. El cromo no es amigable con el medio ambiente por lo que actualmente se está trabajando en nuevos desarrollos para remplazar el cromo con una mezcla de arcillas y polímeros sintéticos en lodos base agua.

### **2.3.5. Propiedades de los fluidos de perforación.**

De acuerdo con el Instituto Americano del Petróleo (API), las propiedades del fluido a mantener durante la perforación del pozo son físicas y químicas.

#### **2.3.5.1. Propiedades físicas.**

##### **a) Densidad o peso.**

Es la propiedad del fluido que tiene por función principal mantener en sitio los fluidos de la formación.

La densidad se expresa por lo general en lb/gal, y es uno de los dos factores, de los cuales depende la presión hidrostática ejercida por la columna de fluido. Durante la perforación de un pozo se trata de mantener una presión hidrostática ligeramente mayor a la presión de la formación, para evitar en lo posible una arremetida, lo cual dependerá de las características de la formación. (PDVSA, 2002)



### **b) Viscosidad API.**

Es determinada con el Embudo de Marsh, y sirve para comparar la fluidez de un líquido con la del agua. A la viscosidad embudo se le concede cierta importancia práctica, aunque carece de base científica, y el único beneficio que tiene, es el de suspender el ripio de formación en el espacio anular, cuando el flujo es laminar. (PDVSA, 2002)

### **c) Viscosidad plástica.**

Es la viscosidad que resulta de la fricción mecánica entre:

- Sólidos
- Sólidos y Líquidos
- Líquidos y Líquidos

Esta viscosidad depende de la concentración, tamaño y forma de los sólidos presentes en el fluido, y se controla con equipos mecánicos de Control de Sólidos. Este control es indispensable para mejorar el comportamiento reológico y sobre todo para obtener altas tasas de penetración (ROP). Una baja viscosidad plástica aunada a un alto punto cedente permite una limpieza efectiva del hoyo con alta tasa de penetración. (PDVSA, 2002)

### **d) Punto cedente.**

Es una medida de la fuerza de atracción entre las partículas, bajo condiciones dinámicas o de flujo. Es la fuerza que ayuda a mantener el fluido una vez que entra en movimiento.

### **e) Resistencia o esfuerzo gel.**

Esta resistencia o fuerza de gel es una medida de la atracción física y electroquímica bajo condiciones estáticas. Está relacionado con la capacidad de suspensión del fluido y se controla, en la misma forma, como se controla el punto cedente, puesto que la origina el mismo tipo de sólido (reactivo). (PDVSA, 2002)



Las mediciones comunes de esta propiedad se toman a los diez segundos y a los diez minutos, pero pueden ser medidas para cualquier espacio de tiempo deseado. (API, 2001)

Esta fuerza debe ser lo suficiente baja para:

- Permitir el asentamiento de los sólidos en los tanques de superficie, principalmente en la trampa de arena.
- Permitir buen rendimiento de las bombas y una adecuada velocidad de circulación.
- Minimizar el efecto de succión cuando se saca la tubería.
- Permitir el desprendimiento del gas incorporado al fluido, para facilitar el funcionamiento del desgasificador.

**f) Filtrado API y a HP-HT (Alta Presión – Alta Temperatura).**

El filtrado indica la cantidad relativa de líquido que se filtra a través del revoque hacia las formaciones permeables, cuando el fluido es sometido a una presión diferencial. Esta característica es afectada por los siguientes factores:

- Presión
- Dispersión
- Temperatura
- Tiempo

Se mide en condiciones estáticas, a baja temperatura y presión para los fluidos base agua y a alta presión (HP) y alta temperatura (HT) para los fluidos base aceite. Su control depende del tipo de formación. En formaciones permeables no productoras se controla desarrollando un revoque de calidad, lo cual es posible, si se tiene alta concentración y dispersión de sólidos arcillosos que son verdaderos aditivos de control de filtración. Por ello, es práctica efectiva usar bentonita prehidratada para controlar el filtrado API. (PDVSA, 2002)



### **g) PH.**

El pH indica si el lodo es ácido o básico. La mayoría de los fluidos base acuosa son alcalinos y trabajan con un rango de pH entre 7,5 a 11,5. Cuando el pH varía de 7,5 a 9,5 el fluido es de bajo pH y cuando varía de 9,5 a 11,5 es de alto pH. Las interacciones de la arcilla, la solubilidad de distintos componentes y la eficacia de los aditivos dependen del pH. (API, 2001)

### **h) % Arena.**

La arena es un sólido no reactivo indeseable de baja gravedad específica. El porcentaje de arena durante la perforación de un pozo debe mantenerse en el mínimo posible para evitar daños a los equipos de perforación. La arena es completamente abrasiva y causa daño considerable a las camisas de las bombas de lodo. (PDVSA, 2002)

### **i) % Sólidos y Líquidos.**

El porcentaje de sólidos y líquidos se determina con una prueba de retorta. Los resultados obtenidos permiten conocer a través de un análisis de sólidos, el porcentaje de sólidos de alta y baja gravedad específica. (API, 2001)

En los fluidos base agua, se pueden conocer los porcentajes de bentonita, arcilla de formación y sólidos no reactivos de formación, pero en los fluidos base aceite, no es posible conocer este tipo de información, porque resulta imposible hacerles una prueba de MBT (Methylene Blue Test).

## **2.3.5.2. Propiedades químicas.**

### **a) Dureza.**

Es causada por la cantidad de sales de calcio y magnesio disueltas en el agua o en el filtrado de lodo. El calcio por lo general es un contaminante de los fluidos base agua.

### **b) Cloruro.**

Es la cantidad de iones de cloro presentes en el filtrado de lodo. Una alta concentración de cloruros causa efectos adversos en un fluido base agua.



### **c) Alcalinidad.**

La alcalinidad de una solución se puede definir como la concentración de iones solubles en agua que pueden neutralizar ácidos.

### **d) MBT (methylene blue test).**

Es una medida de la concentración total de sólidos arcillosos que contiene el fluido.

### **2.3.6. Equipos para ensayos físicos**

Los equipos utilizados para los ensayos físicos son:

- Balanza de lodos
- Embudo de Marsh
- Viscosímetro
- Filtro prensa API
- Retorta
- Filtro prensa HPHT
- PH- metro
- Kit de arena

### **2.3.7. Composición de los fluidos.**

La composición de un fluido depende de las exigencias de cada operación de perforación en particular. La perforación debe hacerse atravesando diferentes tipos de formaciones, que a la vez, pueden requerir diferentes tipos de fluidos. Por consiguiente, es lógico que varias mejoras sean necesarias efectuarle al fluido para enfrentar las distintas condiciones que se encuentran a medida que avance la perforación. (PDVSA, 2002)

Los lodos forman un sistema constituido por las siguientes fases:

- Fase líquida
- Fracción coloidal, que es la porción reactiva
- Fracción Inerte, que consiste en arena, material de peso
- Fase química



### **2.3.7.1. Fase líquida.**

Constituye al elemento de mayor proporción que mantendrá en suspensión los diferentes aditivos que forman las otras fases. Esta fase puede ser agua (dulce o salada) o una emulsión (agua – petróleo). (MARTINEZ, 2010)

### **2.3.7.2. Fase coloidal o reactiva.**

Esta fase está constituida por la arcilla, que será el elemento primario utilizado para darle cuerpo al fluido. Se utilizan dos tipos de arcilla dependiendo de la salinidad del agua. (MARTINEZ, 2010)

### **2.3.7.3. Fase inerte.**

Esta fase está constituida por el material densificante (Barita), el cual es sulfato de bario pulverizado de alta gravedad específica. Los sólidos no deseables como la arena y sólidos de perforación, también se ubican en esta fase. (MARTINEZ, 2010)

### **2.3.7.4. Fase química.**

Está constituida por iones y sustancias en solución tales como dispersantes, emulsificantes, sólidos disueltos, reductores de filtrado, y otras sustancias químicas, que controlan el comportamiento de las arcillas y se encargan de mantener el fluido según lo requerido por el diseño. (MARTINEZ, 2010)

### **2.3.8. Aditivos.**

En la formación de los fluidos base agua o aceite se usan aditivos químicos en diferentes concentraciones para cumplir funciones específicas, establecidas en los programas de operación. Para la preparación del fluido hay que tomar en cuenta muchos factores con el fin de seleccionar el material a mezclar. Deben considerarse entre otros:

- La densidad necesaria
- La presencia de hueco abierto o revestido
- La presencia de gas



### **2.3.8.1. *Densificante.***

Son materiales no tóxicos ni peligrosos de manejar, que se utilizan para incrementar la densidad del fluido y, en consecuencia, controlar la presión de la formación y los derrumbes que ocurren en aquellas áreas que fueron tectónicamente activas. (PDVSA, 2002)

### **2.3.8.2. *Viscosificante.***

Estos productos son agregados a los fluidos para mejorar la habilidad de los mismos de remover los sólidos perforados y suspender el material densificante, durante la perforación de un pozo. Sin embargo, no todos los viscosificantes potenciales van a brindar una limpieza efectiva y económica del hoyo, y tampoco se hallan totalmente a salvo de las interferencias mecánicas y químicas del medio ambiente. (PDVSA, 2002)

### **2.3.8.3. *Materiales para controlar el filtrado.***

El filtrado o pérdida de agua es el paso de la fase líquida hacia la formación permeable, cuando el fluido es sometido a una presión diferencial. Los materiales más utilizados para controlar filtrado son: bentonita, polímeros manufacturados, almidones, adelgazantes orgánicos y carbonato de calcio (acción de puenteo). (PDVSA, 2002) El mecanismo de control de filtrado es:

- Desarrollo de un revoque impermeable y altamente compresible.
- Incremento de la viscosidad de la fase líquida.
- Disminución de la permeabilidad mediante una acción de puenteo.

### **2.3.8.4. *Materiales para controlar reología.***

La reología está relacionada con la capacidad de limpieza y suspensión de los fluidos de perforación, además esta se incrementa con agentes viscosificantes y se disminuye con adelgazantes químicos o mediante un proceso de dilución. (PDVSA, 2002)



### **2.3.8.5. Materiales para controlar pH.**

Para mantener un rango de pH en el sistema que asegure el máximo desempeño de los otros aditivos empleados en la formación de fluido se utilizan aditivos alcalinos en concentraciones que varían de acuerdo al pH deseado. (PDVSA, 2002)

### **2.3.8.6. Materiales para controlar pérdidas de circulación.**

Estos materiales son utilizados para controlar parcial o totalmente las pérdidas de fluido que pueden producirse durante la perforación del pozo (formaciones productoras y no productoras). (PDVSA, 2002)

#### **a) Fibra celulósica.**

Este material es muy efectivo para controlar pérdida de circulación en formaciones no productoras, cuando se perfora con fluidos base agua o base aceite.

#### **b) Grafito siliconizado.**

El uso del grafito Siliconizado con fibra celulósica micronizada recubierta con gilsonita es muy efectivo para sellar microfracturas en formaciones no productoras.

#### **c) Carbonato de calcio ( $\text{CaCO}_3$ ).**

Es un material inerte procedente del mármol molido a diferente granulometría.

### **2.3.8.7. Materiales para dar lubricidad.**

Los problemas de torque y arrastre que se presentan usualmente durante la perforación de un pozo, afectan la rotación de la sarta y los viajes de tubería. Por ello, es conveniente incrementar la lubricidad a los fluidos base agua con lubricantes especiales desarrollados para tal fin. (PDVSA, 2002)

Hay una gama amplia de lubricantes que se utilizan con el propósito de reducir el torque y el arrastre en las operaciones de perforación. La mayoría de ellos están constituidos por:

- Aceites, minerales



- Surfactantes
- Grafito
- Gilsonita
- Bolillas de Vidrio

#### **2.3.8.8. *Materiales surfactantes.***

Los surfactantes son materiales que tienden a concentrarse en la interfase de dos medios: solido/agua, aceite/agua, agua/aire, modificando la tensión interfacial. Se utilizan para controlar el grado de emulsificación, agregación, dispersión, espuma, humectación, etc. En los fluidos de perforación. (PDVSA, 2002)

#### **2.3.8.9. *Materiales para flocular.***

Durante las operaciones de perforación se generan una gran cantidad de sólidos que deben ser removidos del sistema de circulación lo antes posible y en forma eficiente. Existen dos métodos: el químico que incluye la dilución y la floculación/coagulación y el mecánico que se utiliza equipos mecánicos de control de sólidos. (PDVSA, 2002)

La floculación se logra mediante la atracción o reemplazo de cargas causadas por polímeros, mientras que la coagulación es lograda por la modificación de cargas causada por sales minerales. Con estos procesos se logra incrementar el tamaño de los sólidos coloidales para facilitar su remoción a través de una centrifuga de altas revoluciones.

#### **2.3.8.10. *Estabilizador de lutitas.***

Las formaciones reactivas se derrumban con facilidad cuando entran en contacto con la fase líquida de los fluidos base agua, por tal razón es conveniente perforar este tipo de formaciones con fluidos cien por ciento aceite o fluidos a base agua con alta concentración de iones inhibidores de lutitas. Las arcillas de las lutitas se hidratan y dispersan cuando toman agua, incrementando considerablemente su volumen y en consecuencia causando el derrumbe de la formación. Para evitar esto se utilizan aditivos especiales que inhiben la hidratación y dispersión de las arcillas. (PDVSA, 2002)



### **2.3.8.11. Materiales para controlar la corrosión.**

Durante el proceso de perforación las sartas de tubería están sujetas a ser afectadas por agentes corrosivos y sustancias químicas que pueden crear un potencial eléctrico espontáneo. Entre los agentes oxidantes tenemos el oxígeno y los gases ácidos (CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S). El oxígeno siempre está presente, introduciéndose en el sistema a través del embudo cuando se mezclan productos químicos y durante las conexiones de tubería. (MARTINEZ, 2010)

El mejor método para combatir la corrosión por oxígeno es minimizar la entrada de aire en la superficie. Si hay problemas de oxígeno se deben usar secuestradores para poder removerlo de una manera efectiva. Los agentes más utilizados son sales solubles de sulfito y de cromato. (PDVSA, 2002)

### **2.3.8.12. Controlador de bacterias y hongos.**

Los organismos microscópicos como bacterias, algas y hongos pueden existir en los lodos bajo diversas condiciones de pH. Como la mayoría de los fluidos de perforación contiene materiales orgánicos que son susceptibles a la degradación, la aplicación de estos productos va a inhibir o eliminar la reproducción y el crecimiento de bacterias y hongos. (PDVSA, 2002)

### **2.3.8.13. Materiales para precipitar contaminantes.**

Los contaminantes afectan las propiedades de los fluidos de perforación cuando se encuentra en estado de solubilidad. Existen aditivos que se agregan al sistema con el propósito de remover los componentes solubles mediante una reacción que los convierte en un precipitado insoluble. (MARTINEZ, 2010)

Entre los materiales que comúnmente se usan como precipitantes están:

- Cal
- Yeso
- Bicarbonato de Sodio



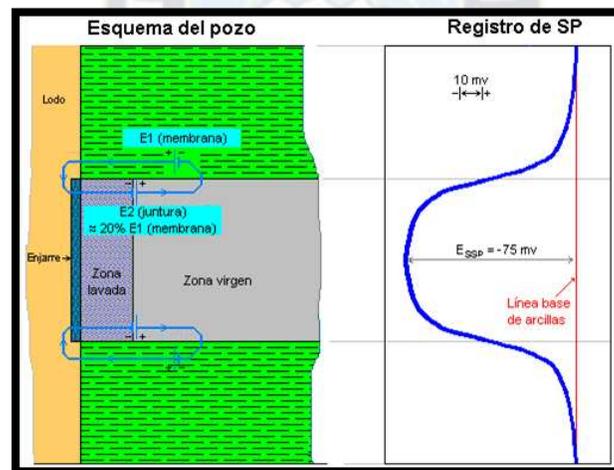
### 3. Capítulo III Diseño De Cementación De Un Liner

#### 3.1. Identificación De Litología

##### 3.1.1. Curva de potencial espontaneo (SP).

La curva SP es una medida de las corrientes eléctricas que se producen dentro del pozo debido al contacto entre diversos fluidos con salinidades diferentes; por consiguiente, este registro se usa normalmente en pozos perforados con fluidos cuya base es agua dulce. Los filtrados de lodo de perforación invaden aquellas zonas que exhiben alguna permeabilidad y en consecuencia generan corrientes. Si la zona es impermeable, como en el caso de las lutitas, no habrá invasión de filtrado y no se generarán corrientes SP, por lo tanto, el trazo de la curva será relativamente recto y sin caracteres distintivos. (HALLIBURTON, 2006)

Figura 3.1: Curva de potencial espontaneo



Fuente: Interpretación de perfiles eléctricos UDO

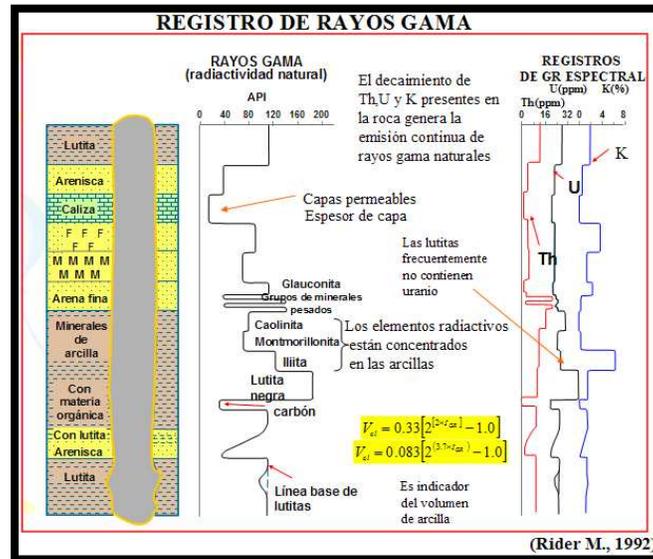
##### 3.1.2. Curva de rayos gamma.

Es una medición de la radiación natural de la formación y generalmente refleja el contenido de arcilla o lutita de las rocas sedimentarias. Los elementos altamente radiactivos tienden a concentrarse en las arcillas o lutitas; por consiguiente, lutitas y arenas lutíticas muestran una reactividad alta, en tanto que arenas limpias y carbonatos generalmente exhiben niveles bajos de radioactividad. En otras palabras la curva de



rayos gamma permite diferenciar entre lutitas y posibles rocas almacenadoras; es decir, se puede utilizar para determinar la litología. (HALLIBURTON, 2006)

Figura 3.2: Curva de rayos gamma



Fuente: Introducción al análisis de los registros de pozo, RIDER M.

### 3.2. Registro De Resistividad

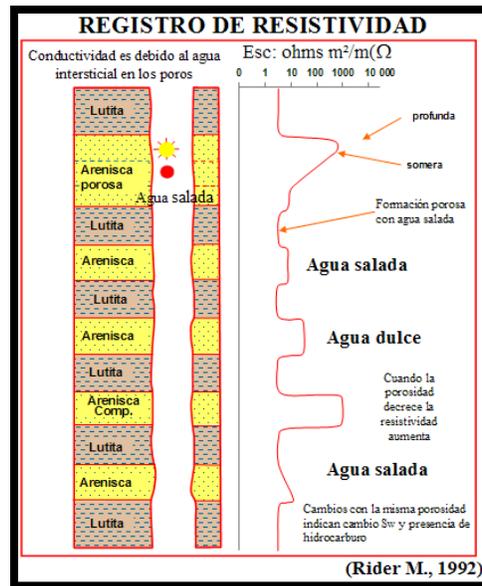
Debido a que la saturación en agua (y en consecuencia, la saturación en hidrocarburos) se basa en los valores de la resistividad, la resistividad de la formación (o su recíproca, la conductividad) es una de las mediciones más importantes en los registros de pozos. (HALLIBURTON, 2006)

En la evaluación del pozo y sus condiciones no serán tomados en cuenta estos tipos de registros, los resultados de estos tipos de registro están enfocados en determinar la presencia o ausencia de hidrocarburos en la zona evaluada. A continuación, se muestran los registros que entran en esta categoría:

- Registro de Inducción Eléctrica
- Registro de Inducción Doble
- Microesférico Enfocado



**Figura 3.3: Registro de resistividad**



Fuente: introducción al análisis de registro de pozos, RIDER M.

### 3.3. Medición De Porosidad

#### 3.3.1. Registro de velocidad acústica.

El registro de velocidad acústica, como su nombre lo indica, mide la velocidad del sonido en la formación. Este tipo de registro es un derivado de los estudios de reflexión sísmica que se han llevado a cabo durante muchos años.

El instrumento acústico contiene un transmisor y dos receptores. Cuando se activa el transmisor, la onda acústica se transmite por la columna de lodo, entra en la formación, regresa a la columna de lodo y se registra en los receptores.

Lo que se registra es el tiempo de recorrido, el cual es recíproco de la velocidad. El tiempo de recorrido del sonido en una formación es principalmente función de la litología y de la porosidad.

En consecuencia, a mayor densidad o consolidación, corresponderá un menor tiempo de recorrido; por otro lado, un aumento en el tiempo de recorrido indica un incremento en la porosidad. (HALLIBURTON, 2006)



### **3.3.2. Registro de densidad.**

El registro de densidad mide la densidad de los electrones en la formación mediante una fuente química de rayos gamma y dos receptores sellados de dichos rayos. Todo el instrumento está montado en una almohadilla. El número de electrones que pueden transmitirse de la fuente a los receptores es proporcional a la densidad de la formación. Para la mayor parte de los minerales que se encuentran en la exploración para petróleo, la densidad de los electrones es igual a la densidad total y tal igualdad se acepta en esta publicación.

La densidad total de una formación es la relación entre su masa y su volumen. En las formaciones con densidad baja (alta porosidad) la mayor parte de los rayos gamma producidos por la fuente llegan hasta el receptor y pueden ser contados; a medida que aumenta la densidad (disminuye la porosidad), menos y menos rayos llegan al receptor. (HALLIBURTON, 2006)

### **3.3.3. Registro de neutrón.**

Es una medición de la radiación inducida en la formación. Esta inducción se obtiene bombardeando la formación con neutrones que se mueven a gran velocidad.

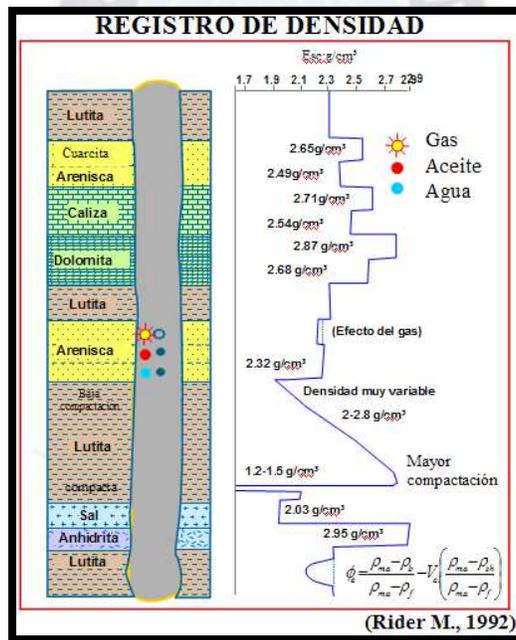
Los neutrones son partículas eléctricamente neutras cuya masa se aproxima a la del núcleo de hidrogeno. Cuando los neutrones veloces se emiten en una fuente química dentro del instrumento de registro, penetran la formación densa, tal como la matriz de las arenas o calizas, en forma más fácil que las partículas con cargas eléctricas, además de que sufren una menor pérdida en la cantidad de energía o velocidad. Sin embargo, cuando un neutrón choca con uno de los núcleos de hidrogeno (cuya masa es aproximadamente igual) del fluido en los poros, el neutrón perderá aproximadamente la mitad de su energía. Después de alrededor 20 choques con los núcleos de hidrogeno, la velocidad térmica del neutrón se habrá reducido tanto que será capturado fácilmente por cualquiera de los elementos presentes en la formación. Los neutrones así capturados emiten un rayo gamma de origen secundario. (HALLIBURTON, 2006)



Debido a que la diferencia en la concentración de hidrogeno en petróleo a agua es mínima, los registros de neutrón son una medición del volumen de fluido en los poros. Si se identifica un gran número de neutrones, ello indica una porosidad baja y viceversa.

En la interpretación de los registros de neutrón existen dos factores adicionales que deben tenerse en cuenta. En primer lugar, las lutitas y zonas con un alto contenido en lutitas mostraran una porosidad muy alta debido al agua asociada. En segundo lugar, debido a la baja concentración de hidrogeno en el gas, las zonas ricas en gas mostraran una porosidad muy baja. Estos dos factores en realidad constituyen una ventaja, pues la comparación de estas porosidades con las determinadas en los núcleos o con otros tipos de registro, suministra un método conveniente para la determinación de los volúmenes de lutita y la distinción entre zonas gaseosas de aquellas ricas en petróleo o agua.

**Figura 3.3: Registro de densidad**



**Fuente:** Introducción al análisis de los registros de pozos, RIDER M.

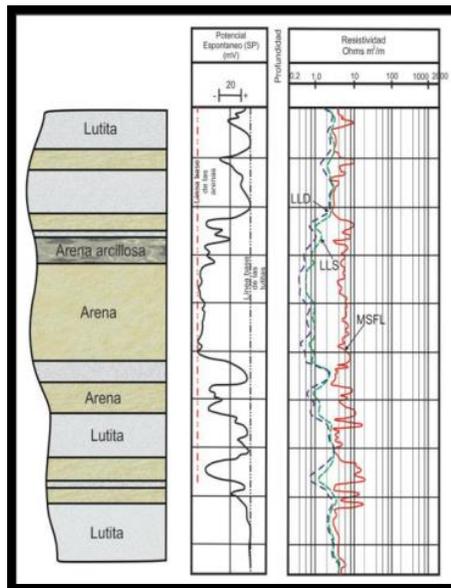
### 3.4. Geometría Del Pozo

La herramienta geométrica cuenta con cuatro a seis brazos mecánicos. Estos miden simultáneamente dos calibres de pozo independientes. También se miden el azimut de la herramienta, la desviación del pozo y el rumbo relativo. (PEMEX, 2000)



Los brazos mecánicos se abren y cierran de acuerdo al diámetro del pozo en diferentes direcciones. La medición del diámetro del pozo, no solo es importante para los analistas de registros, también se necesitan para calcular el volumen de cemento necesario en las diferentes operaciones. La Fig. 3.4 muestra un ejemplo del registro.

**Figura 3.4:** Registro de geometría del pozo



Fuente: Registros físicos, RICCO

### 3.5. Evaluación De Trabajo De Cemento

#### 3.5.1. CBL (Cement Bound Logging).

Es un registro continuo de la amplitud de la primera onda de sonido que llega al receptor a través de la tubería. Es corrido con los registros eléctricos, emite señales sónicas y debe ser centralizado para generar resultados creíbles.

Si la amplitud de esta señal es larga, 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). Sus aplicaciones son:

- Evalúa la cementación
- Verifica la integridad del cemento
- Determina la calidad del cemento



### **3.5.2. VLD (Variable Density Log).**

Es un registro continuo de la amplitud de la forma de la onda sónica para un periodo de mil microsegundos que siguen a la generación del sonido en el transmisor. Es un registro de densidad variable, que determina la buena o mala adherencia del cemento con la formación y/o la tubería mediante el comportamiento de un conjunto de curvas gruesas de acuerdo a sus ondulaciones o paralelismos y al rango en que estas se verifiquen. Sus aplicaciones son:

- Evalúa la cementación
- Verifica la integridad del cemento
- Verifica aislamiento hidráulico
- Determina la calidad del cemento
- Separa el tope del cemento

### **3.6. Diseño De La Cementación**

#### **3.6.1. Cementación.**

El principal Objetivo de una cementación es el de proporcionar aislación, protección y soporte a la cañería a través de la vida productiva del pozo. A continuación, detallamos cada uno de estos objetivos:

- Aislación. - La cementación ayuda a aislar zonas de tal manera que no haya migración de fluidos.
- Protección. - Debe producir un sello tal, que proteja la cañería de la corrosión por los fluidos de la formación y de las presiones externas que puedan producir colapso en la cañería
- Soporte. - Ayuda a soportar la columna y su peso excesivo.

#### **3.6.1.1. Clasificación API de cemento.**

API proporciona ocho clases de cemento para ser utilizado a varias presiones y profundidades y condiciones de temperatura.



**a) Clase A**

(Cemento Portland) Usado desde superficie hasta los 6000 pies de profundidad, donde no son requeridas propiedades especiales. (Similar ASTM C 150 Tipo I)

**b) Clase B**

(Cemento Rápido de Alta Resistencia) Usado desde superficie hasta los 6000 pies, cuando se requiere cementos de moderado a altamente resistentes al ataque por sulfatos. (Similar ASTM C 150 Tipo II)

**c) Clase C**

Usado desde superficie a 6000 pies, en aquellas condiciones que se requiere una alta y temprana resistencia. (Similar ASTM 150 Tipo III)

**d) Clase D**

(Cementos Retardados) Diseñados para ser usados de 6000 pies a 10000 pies de profundidad, bajo condiciones de relativa alta presión y temperatura.

**e) Clase E**

(Cementos Retardados) Para ser usado desde 10000 pies a 14000 pies, bajo condiciones de alta presión y temperatura.

**f) Clase F**

(Cementos Retardados) Rango de uso de 10000 pies a 16000 pies bajo condiciones de extrema presión y temperatura. Con la introducción de las siguientes clases de cementos, llamados básicos por que pueden ser aditivados, se limita y elimina la utilización de las anteriores clases.

**g) Clase G y H**

(Cementos Básicos) Pueden usarse desde superficie a 8000 pies de profundidad como ha sido fabricado. Con las incorporaciones de aditivos aceleradores o retardadores, puede ser aplicado en un amplio rango de profundidades y condiciones.



Los cementos clase G y H son de uso común en el proceso de una cementación primaria y secundaria, las propiedades de estos cementos pueden ser modificadas con aditivos para que cumplan los requerimientos según la necesidad.

### **3.6.2. Aditivos.**

Un aditivo del cemento es aquel material, fuera del agua, que se agrega al cemento manufacturado a fin de modificar las propiedades de la lechada o del cemento fraguado. Se han desarrollado aditivos para cubrir una amplia gama de condiciones de pozo.

#### **3.6.2.1. Aceleradores.**

Se los emplea para acelerar el desarrollo de la resistencia a la compresión a fin de reducir el tiempo de espera del fragüe. Desafortunadamente, también reducen el tiempo de espesamiento, o sea que solamente se los podrá usar en aquellos casos en que dispongamos de suficiente tiempo para bombear la lechada. Así, entonces tienen su mayor aplicación en las cementaciones del caño conductor o de cañerías guías no muy profundas donde las temperaturas son bajas y el tiempo de bombeabilidad es suficientemente corto como para completar el trabajo sin riesgos. (MARTINEZ I., 1992)

##### **a) Cloruro de calcio**

Es el aditivo más ampliamente aceptado para ser usado en todas las clases de cementos API, es un material higroscópico (elimina la humedad del aire). Las concentraciones a usar son del 1% al 4% en peso con relación al cemento, normalmente se trabaja con el 2%, en lechadas con requerimientos de agua normales. Excesiva cantidad de Cloruro de Calcio, aumenta la viscosidad de la lechada y se pierde el control sobre el tiempo de bombeabilidad.

##### **b) Cloruro de sodio**

Este aditivo es menos efectivo que el anterior, y tiene la particularidad que a baja concentraciones actúa como acelerador y a altas concentraciones como retardador. Las concentraciones normales como acelerador son del 1,5% a 5% en peso de



cemento o del 3% al 12% en peso de agua de mezcla. Este aditivo presenta otras ventajas, como ser:

- Favorecer la adherencia del cemento a formaciones lutíticas.
- Minimiza el daño en zonas sensibles al agua dulce.
- Produce una ligera expansión.

### **c) Yeso semihidratado (sulfato de calcio)**

Tiene la particularidad de ser usado a diferentes concentraciones (5% a 90%) con el cemento, la velocidad del desarrollo de la resistencia varía con la concentración del aditivo. No solo es un severo acelerador, sino que también provee propiedades expansivas al cemento, pero su beneficio principal es provocar un fraguado inicial rápido a bajas temperaturas (40 – 80 °F).

#### **3.6.2.2. Retardadores.**

A medida que la temperatura estática de fondo y la profundidad aumenta, se encuentra la necesidad de aditar la lechada a los efectos de tener tiempo de bombeabilidad suficiente para colocar el cemento en el anular con seguridad, a esta variedad de aditivos se le llama retardadores. (MARTINEZ I, 1992)

Estos aditivos deben cumplir algunos requisitos:

- Debe extender el tiempo de bombeabilidad.
- Debe ser compatible con el cemento y los otros aditivos incorporados en la lechada.
- Mantener la consistencia constante a lo largo de la bombeabilidad.

El porcentaje de aditivo a usar, en muchas oportunidades es crítico; por lo tanto, una incorrecta dosificación en el campo puede producir un corto o excesivo retardo. Los compuestos químicos comúnmente usados, los vemos en el Cuadro 3.1

**Tabla 3.1:** Retardadores comúnmente usados

Material	Concentración usual
Lignitos	0,1-1,0%
Lignosulfatos de calcio	0,1-2,5%
Carboximethyl(celulosa)	0,1-1,5%
sal saturada	14-16sk
Borax	0,1-0,5%

**Fuente:** Curso de cementación, MARTINEZ

### a) Retardadores base lignitos

Estos retardadores son derivados de la madera, ellos son usados generalmente en el rango de 0,1 al 1,0 % y se pueden utilizar con todas las clases de cemento API, hasta profundidades de 12000 a 14000 pies y desde 160 a 290 °F.

### b) Retardadores base CMHE

El CMHEC es altamente efectivo y también provee propiedades dispersantes. El rango de uso es de 0,1 al 1,5 % por peso de cemento. Para controlar la bombeabilidad arriba de los 300 °F, suele incorporarse compuestos para aumentar su efectividad. Aditivos con alta relación de agua requiere una concentración adicional de retardador para lograr un tiempo de bombeabilidad deseado. Esto porque:

- Materiales con altas áreas superficiales, que requieren generalmente alta cantidad de agua, el agua adsorberá parte del retardador, dejando menos retardador para el cemento.
- Agua adicional diluye el retardador y reduce su efectividad.

### c) Agua saturada de sal

El saturar el agua con sal convencional y usarla para mezclar cemento provee suficiente bombeabilidad para colocar el cemento Clase "A", "G", "H" hasta profundidades de 10000 a 12000 pies y temperaturas de 230 a 260 °F.

#### 3.6.2.3. *Extendedores.*

Son también llamados aliviadores de peso, cuando se prepara cemento Clase "A", "G" o "H", siendo requerimientos de agua establecido por el API, el peso de la lechada excede



las 15 lb/gal y algunas formaciones no soportarían esta columna hidrostática, consecuentemente se debe reducir el peso de la lechada; otro objetivo de estos aditivos, es el de aumentar el rendimiento en la lechada para reducir costos. (MARTINEZ I, 1992)

El mecanismo de operación de estos aditivos se los puede clasificar en tres categorías:

- Los que bajan el peso de la lechada, incorporando alta cantidad de agua. Ej. Bentonitas, Silicatos, etc.
- Los que reducen el peso de a lechada por la incorporación de aditivos de baja gravedad específica. Ej. Puzolanas, Rafaelita, Tierra de Diatomeas, Perlita, Nitrógeno, etc.
- Ambos Mecanismos

#### **a) Bentonita**

Es una arcilla coloidal (montmotillonita de sodio) que incorporada al agua dulce produce su hinchamiento hasta 10 veces su volumen original; debido a esto es que una lechada con bentonita tiene altos rendimientos y bajos pesos e imparte a esta viscosidad y tixotropía. Puede ser utilizada con cualquier clase de cemento API en concentraciones que varían de 1 a 16 % por peso de cemento.

#### **b) Puzolanas**

La incorporación de materiales de bajo peso específico provee una lechada liviana y de buena resistencia a la compresión, y este aditivo que es una ceniza volcánica tiene esta propiedad; lo cual lo hace un excelente aditivo alivianador. Las puzolanas se mezclan en diferentes proporciones con cemento para obtener una lechada de baja densidad, buena resistencia y muy baja permeabilidad del cemento fraguado.

#### **c) Rafaelita**

Otro aditivo de baja gravedad específica y bajos requerimientos de agua. Es un sólido orgánico, el cual mezclado con cemento API a diferentes proporciones (5 a 50 lb por saco de cemento) produce un aumento del volumen de la lechada, una disminución del peso y puede actuar como agente para controlar pérdidas de circulación.



#### d) Extendedores químicos

La mayor desventaja de las arcillas y de los agregados de baja gravedad específica es el gran volumen requerido. Esto complica la parte logística de almacenamiento y manipuleo. Los Extendedores de base silicato reaccionan con la cal o con el cloruro de calcio para formar un gel que permite la adición de agua sin que haya mucha separación. Estos Extendedores son utilizados en bajas concentraciones, rangos normales de 0,2 a 0,6 gal/saco.

#### 3.6.2.4. *Densificantes.*

Al trabajar en pozos de altas presiones, suele ser necesario agregar un material densificante a la lechada de cemento a los efectos de aumentar la densidad y de esa manera no desbalancear la columna hidrostática que controla los fluidos de formación. (MARTINEZ I, 1992)

Estos aditivos deben presentar las siguientes características:

- Alta gravedad específica, en el rango de 4,5 a 5,0
- Bajo requerimiento de agua.
- No reducir significativamente la resistencia del cemento.
- No afectar el tiempo de bombeabilidad.
- Mantener un tamaño uniforme de partículas.
- No debe ser químicamente reactivo.
- Debe ser compatible con los otros aditivos.
- No intervenir en el perfilaje de los pozos.

**Tabla 3.2:** Tipos de densificantes

Origen	Densidad (gr/cm <sup>3</sup> )	Nombre comercial
Hematite	5	Hi-dense 3 y 4
Barita	4,23	Sulfato de bario
Arena	2,63	Malla 20-40

**Fuente:** Manual de cementación de pozos



### a) Hematita

Este aditivo es un óxido de hierro, el cual tiene muy bajo requerimiento de agua y alta gravedad específica (5,02); lo que hace de él un excelente aditivo. El rango de temperatura de uso es entre los 80 y 500 °F, su concentración depende del peso de la lechada requerida. Esta lechada debe tener la suficiente viscosidad como para evitar la decantación de la Hematita.

### b) Arena

El aumento de la densidad de la lechada se produce por la incorporación de este aditivo que no requiere agua, aunque su gravedad específica sea menor que la del cemento (Arena = 2,63 y Cemento = 3,14); por lo tanto, no es conveniente usarla para densidades de la lechada superior a las 18 lb/gal.

### c) Baritina

Los agentes densificantes finamente divididos, por lo general requieren más agua, y es por esa razón que la mayoría de los que se usan en los lodos de perforación no son los más adecuados para utilizarlos en una cementación. Esto es lo que sucede con la baritina, por el alto requerimiento de agua no es el mejor aditivo para una cementación.

#### 3.6.2.5. *Reductores de filtrado.*

El fin de estos aditivos, es controlar la pérdida de agua de la lechada a los efectos de:

- Disminuir la posibilidad de bloqueo por hinchamiento de arcillas.
- Reducir el prematuro fragüe en el espacio anular a causa de la deshidratación.
- Otorgar la posibilidad de mantener bajas viscosidades de la lechada de cemento y disminuir las presiones de circulación.
- Posibilita el control del "desmoronamiento" frente a formaciones sensibles al agua.
- Coadyuva en el control de la migración de gas proveniente de la formación.

Estos aditivos actúan:



- Formando una película, la que controla el flujo de agua de la lechada de cemento y previene una rápida deshidratación.
- Mejorando la distribución del tamaño de partículas, con la cual controla la pérdida del agua de la lechada.

#### **3.6.2.6. Obturantes.**

Son también llamados aditivos que controlan pérdidas de circulación. La pérdida de circulación es definida como la pérdida del lodo de perforación o cemento hacia la formación a través de fracturas naturales y/o fisuras de varios tamaños. Esto no debe ser confundido con la pérdida de filtrado. (MARTINEZ I, 1992)

Usualmente hay dos etapas en el combate de una pérdida de circulación, la primera es reducir la densidad de la lechada y la segunda incorporar aditivos que actúan como puente o taponamiento. De acuerdo a la severidad del problema, puede llegar a usarse técnicas combinadas y aun trabajar con diferentes fluidos llamados semisólidos, cementos tixotrópicos, etc.

#### **3.6.2.7. Dispersantes.**

Una de las técnicas recomendadas que contribuye al desplazamiento del lodo por el cemento en el espacio anular, es el trabajar a flujo turbulento, para lo cual estos aditivos comienzan a ser preponderantes.

Cumplen las siguientes funciones:

- Alcanzar turbulencia a los menores caudales posibles.
- Reducir la pérdida por fricción.
- Reducir la cantidad de agua.
- Mejorar la eficiencia de los aditivos.
- Dar control de filtrado.

Estos aditivos son complejos químicos aniónicos (grupo hidrofílico cargado negativamente), que se adsorben sobre la partícula de cemento y las repelen o sea las separan suspendiéndolas uniformemente en el agua de mezcla.



Esta separación resulta en una menor resistencia al movimiento y a la mayor movilidad de las partículas, que sumadas al efecto lubricador del “agua libre” proporciona una disminución considerable de la viscosidad.

Esto nos ayuda a inducir el flujo turbulento, que es el propósito fundamental de estos aditivos, llamados también reductores de fricción. (MARTINEZ I, 1992)

### **3.6.2.8. Controlador de migración de gas.**

Este aditivo nos ayuda a controlar el desarrollo de la resistencia del gel, utilizado en un rango de temperatura de 180°F a 350°F. Ayuda a proveer transmisión de presión hidrostática a zonas potenciales de gas cuando la pérdida de filtrado hacia la formación es significativa.

- Es compatible con aditivos densificantes, alivianadores de peso, agentes de control de agua, retardadores.
- Con el uso de este aditivo menos concentraciones de agentes de control de agua son requeridas.
- Altas concentraciones de este aditivo pueden generar viscosidades altas.

### **3.6.2.9. Gelificantes o tixotrópicos.**

Los cementos llamados tixotrópicos son aquellos que tienen la particularidad de desarrollar rápidamente una alta resistencia de gel cuando permanecen estáticos; si dentro de un corto periodo de tiempo se reinicia el bombeo se rompe fácilmente el gel y se restituye la consistencia original en movimiento. Estos cementos son utilizados para combatir la pérdida de circulación y minimizar la migración de gas por el rápido desarrollo de la resistencia de gel. (MARTINEZ I, 1992)

## **3.6.3. Propiedades de la lechada de cemento.**

### **3.6.3.1. Contenido de agua.**

Cada clase de cemento debe tener una cantidad de agua perfectamente definida, que ha sido regulada por el API. Esta agua contribuye a obtener una viscosidad o consistencia tal, que logre una mayor eficiencia del desplazamiento del lodo y permita



una buena adherencia entre formación y cañería. El tamaño de las partículas de cemento, su área superficial y aditivos influyen la cantidad de agua de mezcla requerida para lograr una determinada viscosidad. Hay rangos de viscosidad, que nos indica lo consistente que puede ser una lechada y todavía permanecer bombeable bajo condiciones dadas. (MARTINEZ I, 1992)

Esa cantidad de agua es definida como:

**a) Agua máxima**

Es la cantidad de agua requerida para una cantidad de cemento, que no tenga más de 1,5% de agua libre. Esta agua es usada en la mayoría de las lechadas, ya que provee el máximo volumen de lechada o sea el máximo rendimiento.

**b) Agua normal**

Es la cantidad de agua de mezcla de 11 Bc (unidades de consistencia), después de ser mezclada y agitada después de 20 minutos en el consistómetro atmosférico. Esta agua es llamada también "agua óptima" por que provee una buena y bombeable lechada.

**c) Agua mínima**

Es la cantidad de agua que provee una lechada de cemento de 30 Bc después de 20 minutos de agitación.

Este concepto es muy importante, ya que, por ejemplo, un exceso de agua libre, puede producir:

- Discontinuidad del anillo de cemento.
- Colapso de la cañería en pozos inyectoros de vapor de agua.
- Percolación de gas a otras formaciones
- Aumenta el tiempo de bombeabilidad, disminuye la resistencia, aumenta el tiempo de fragüe, etc.



### **3.6.3.2. Tiempo de bombeabilidad.**

Es el tiempo en el cual una lechada en movimiento se mantiene fluida, bajo condiciones de pozo simuladas sin tener ningún periodo estático. El equipo usado para medir este tiempo de bombeabilidad es el consistometro de alta presión y alta temperatura.

Como el equipo aplica continuamente presión y temperatura a la lechada en continuo movimiento, se puede representar las condiciones del pozo y registrar en forma continua la consistencia de la lechada; el límite de bombeabilidad es cuando la lechada alcanza una consistencia de 70 a 100 Bc. Podemos definir entonces que el tiempo de bombeabilidad de una lechada en determinadas condiciones, es aquel tiempo en el que alcanza 70 a 100 Bc. Es importante recordar que la temperatura es el parámetro que más influye en la determinación del tiempo de bombeabilidad. (MARTINEZ I, 1992)

### **3.6.3.3. Densidad y rendimiento.**

La densidad de una lechada es el peso por unidad de volumen. Las unidades más comunes son libras por galón (lpg), libras por pie cubico (lb/pie<sup>3</sup> ).

El rendimiento nos indica el volumen de lechada que se obtiene a partir de un volumen dado de cemento seco, más aditivos, mezclados con la cantidad de agua correspondiente. Las unidades más usadas son pie<sup>3</sup> /sk o lt/sk. Por lo general un cambio de densidad traerá aparejado una variación del rendimiento, así una lechada más liviana requiere más agua y el rendimiento es mayor, mientras que una lechada pesada, que lleva menos agua rinde menos.

### **3.6.3.4. Control de filtrado.**

El control de filtrado en una lechada de cementos es muy importante, sobre todo en cementaciones primarias en pozos profundos, gasíferos y en cementaciones secundarias. La pérdida de filtrado a través de un medio permeable causara que la viscosidad de la lechada aumente con el consecuente inconveniente en el desplazamiento del lodo, cambio de propiedades y el depósito de un grueso revoque que puede restringir el flujo en el anular.



### **3.6.3.5. Resistencia de las pérdidas de circulación.**

El filtrado es la pérdida de agua de la lechada, contra una zona permeable, y aunque ello ocurra no debería cortarse la circulación del pozo. La pérdida de circulación, en cambio, significa que todo el fluido desaparece dentro de la formación, es decir que nada retorna a la superficie.

Esto puede ocurrir en formaciones que tienen grandes y largos poros; sin embargo aunque los poros fueran grandes la interconexión de los mismos es generalmente más pequeña que las partículas sólidas del cemento y estas deberían obturar los mismos. Así vemos, que la razón por la cual se puede producir pérdida de circulación es la presión hidrostática que se ejerce contra la zona.

### **3.6.3.6. Propiedades de flujo.**

En las operaciones de cementación nos interesa como se mueve el lodo y la lechada en el espacio anular durante el desplazamiento.

#### **a) Viscosidad**

Es la medida de la resistencia interna al flujo de los líquidos y gases. El agua por ejemplo, tiene una viscosidad relativamente baja, mientras que la cera y el alquitrán tienen viscosidades elevadas. Las lechadas de cemento y los lodos de perforación están en algún lugar intermedio mientras los gases son mucho menos viscosos que los líquidos.

#### **b) Tixotropía**

Esta es otra propiedad que los aditivos pueden transmitirle al cemento. Una lechada es tixotrópica cuando tiene una viscosidad relativamente baja mientras esta en movimiento y desarrolla una estructura gelificada cuando queda quieta; puesta nuevamente en marcha se torna liviana otra vez.



### **3.6.4. Propiedades de cemento fraguado.**

#### **3.6.4.1. Resistencia a la compresión.**

Una vez que la lechada ha fraguado, deberá ser suficientemente fuerte para cumplir las siguientes funciones:

- Proveer punto de apoyo para la cañería.
- Mantener firmes las piezas inferiores.
- Mantener abierto los canales.
- Aislar las cañerías de forma que las presiones y diferentes fluidos no se comuniquen.

Además, podemos definir como tiempo de fragüe o tiempo de espera del cemento WOC (waiting on cement) como el tiempo transcurrido en que el cemento alcanza una Rc (resistencia a la compresión) de 500 psi.

#### **3.6.4.2. Pérdida de la resistencia o retrogresión.**

En condiciones normales, la reacción de hidratación del cemento continua luego del fragüe en forma más lenta, y la máxima resistencia a la compresión se desarrolla luego de un año o más, luego se mantiene relativamente constante si no hay fuerzas externas que ataquen. A temperaturas mayores a 230 °F, el cemento desarrollara su máxima resistencia durante las primeras semanas y lo mantendrá por un tiempo, pero luego comenzara a perderla. Esta disminución de la resistencia se conoce como retrogresión y puede seguir hasta el punto en que el cemento se rompa.

#### **3.6.4.3. Expansión.**

La adherencia entre la cañería y el cemento se ve afectada por los cambios de presión y temperatura que hacen que la cañería se expanda o se contraiga alternativamente. Durante el fragüe del cemento, la cañería esta expandida debido al calor generado por la reacción de hidratación y a la presión hidrostática que ejerce el fluido de desplazamiento.



La posterior reducción de la temperatura y de la hidrostática, cuando cambiemos al fluido de terminación o cuando el pozo entre en producción, causaran una contracción de la cañería, con la consiguiente pérdida de adherencia entre la cañería y el cemento.

### **3.6.5. Fluidos espaciadores.**

Estos fluidos se usan para remover de forma eficiente el lodo y el revoque que se encuentra dentro del espacio anular, para que la lechada de cemento se ubique posteriormente en este espacio anular y pueda tener un mejor agarre de las paredes del pozo y la tubería; esta es la causa por la que se envía primero el colchón y después se envía la lechada de cemento. Los fluidos espaciadores deben cumplir tres principales atributos:

- Ser compatibles con ambos, el lodo y la lechada de cemento.
- Presentar optima reología y densidad bajo el pozo.
- Tener apropiada química para limpiar superficies sólidas y dejar en ella mojabilidad.

#### **3.6.5.1. Lavador.**

Es un fluido con una densidad y viscosidad muy cercana a la del agua. Esta puede ser bombeada en flujo turbulento. Es más usado para una eficiente remoción y dispersión del lodo; además contiene mezclas de dispersantes y surfactantes, los cuales facilitan el ablandamiento del revoque y lodo gelificado y su posterior dispersión.

Como los lavadores generalmente son fluidos no densificados de baja viscosidad, los medios que utilizan para la remoción del lodo de perforación y el revoque son:

#### **a) Mecánico**

El mecanismo utilizado para este propósito es el régimen de flujo que normalmente es turbulento ya que, al ser un fluido newtoniano, entra en turbulencia a muy bajos caudales.



## b) Químico

Este mecanismo consiste, en producir la deshidratación de las arcillas o romper el revoque desestabilizándolo por medio de químicos; este fluido está constituido en regla general por una sal acida o acido débil, un dispersante y surfactante.

Una de las funciones de este fluido es el de proteger las formaciones, esto se logra cuidando no desbalancear hidrostáticamente el pozo, lo que nos puede llevar a la surgencia de los fluidos de la formación y el punto débil en esta situación se presenta cuando tenemos todos los lavadores en el anular a partir del zapato, sin que el fluido más pesado haya entrado al anular.

### 3.6.5.2. *Espaciador.*

Son fluidos de mayor densidad y reología diseñada cuidadosamente, los cuales contienen una mayor cantidad de partículas sólidas que los lavadores; en tal sentido, la principal diferencia entre ellos es que los espaciadores son densificados mientras que los lavadores no. Algunos pueden ser bombeados en flujo turbulento con caudales altos, causando el mismo efecto de limpieza que los lavadores, otros se diseñan para ser bombeados en flujo laminar.

Para obtener buenos resultados solo se debe mantener la densidad y las propiedades reológicas del espaciador dentro del rango determinado por las características del lodo y de la lechada de cemento. Para lo cual la densidad ideal del espaciador debe estar entre la densidad del lodo y la del cemento.

Entre sus características tenemos que:

- Se prefiere un régimen de flujo turbulento para general desplazamiento y erosión de revoque de pared, eficiente.
- Un mínimo de tiempo de contacto de 10 minutos, es considerado suficiente y determinara el volumen bombeado.
- Bajo condiciones de flujo laminar, la densidad y presión de fricción del espaciador debería ser mayor a la del fluido desplazado.



### **3.6.6. Remoción de lodo.**

Uno de los aspectos más importantes en el diseño de una cementación consiste en considerar una adecuada remoción de lodo para que la eficiencia de desplazamiento sea optimizada. La eficiencia de desplazamiento es la relación entre el área cementada y el espacio anular. (PEMEX E, 2005)

Para asegurar que exista una remoción adecuada de lodo se debe verificar que los baches al pasar por el espacio anular estén en régimen turbulento, para alcanzar este régimen se debe tener en el espacio anular un gasto crítico que depende de la reología del fluido, centralización de la tubería y del gradiente de fractura, ya que debemos vigilar que no se rebase. Este régimen es difícil de alcanzar por lo que si a través de los calculas de hidráulica se observa que no es posible alcanzarlo sin inducir pérdidas de circulación o bien existen limitaciones del equipo de bombeo o tubería de línea, en este caso debemos optimizar a régimen laminar, para que se remueva el lodo de forma efectiva en este régimen, se deben considerar los siguientes criterios:

- Diferencia de densidades
- Gasto mínimo
- Diferencia de reología
- Gasto máximo

Otro aspecto que debe vigilarse consiste en la compatibilidad de fluidos, las consecuencias de que no se cumpla este aspecto podrían ser: reacciones interfaciales indeseadas, alta reología, viscosidades muy altas, gelificación muy alta, cambios en las propiedades de la lechada de cemento, alteración del tiempo bombeable, incremento en la pérdida de fluido, reducción en el esfuerzo compresivo y reducción de la adherencia del cemento.

#### **3.6.6.1. Diferencia de densidades.**

En este caso la densidad del fluido desplazante debe ser mayor que la del fluido que desplaza, es decir, la densidad del bache espaciador debe ser 10% mayor que la



densidad del lodo en el pozo y la densidad del cemento debe ser 10% mayor que la densidad del bache espaciador.

#### **3.6.6.2. Gasto mínimo.**

Se refiere al gasto mínimo que debe alcanzarse para asegurar que la diferencia de presiones sea mínima, asegurando que todo el lodo este en movimiento en el espacio anular. Está en función de la reología y la centralización, para conocer el gasto mínimo es necesario contar con un simulador que facilite su cálculo.

#### **3.6.6.3. Diferencia de reología.**

Para asegurar que la presión por fricción del fluido desplazante sea mayor que la del fluido desplazado, el fluido desplazante debe tener reologías mayores. Se considera que el punto de cedencia del fluido desplazante debe ser 20% mayor que el fluido que desplaza. Este criterio promueve una interface plana y con muchas menos posibilidades de interdigitación viscosa.

#### **3.6.6.4. Gasto máximo.**

Las velocidades deben ser iguales alrededor de la tubería, por lo que se establece un gasto máximo para que se Cumpla este criterio, depende de la centralización y de la diferencia de densidades. Este criterio impone un gasto mínimo anular, se requiere de un simulador para determinar este gasto.

#### **3.6.7. Reología hidráulica de cementación.**

Previo a la cementación se efectúan cálculos respecto la reología de la lechada de cemento y además de la hidráulica de la cementación, para ello es necesario conocer algunos conceptos importantes, para el propósito del presente estudio.



### **3.6.7.1. Reología**

Ciencia que estudia e interpreta el movimiento de los fluidos y/o como fluyen. La aplicación de sus principios ayuda a predecir el comportamiento de los fluidos que se bombea al pozo (agua, lodo, lechadas de cemento, etc.)

La utilización de los parámetros reológicos de lechadas de cemento y de los fluidos en general permite el cómputo de:

- Velocidad en el interior y anular, caudal de bombeo necesario para establecer régimen de flujo tapón, turbulento, o laminar.
- Presión de fricción en liner y en el anular en los diferentes tipos de fluidos a bombear.
- Presión de cabeza del pozo, potencia hidráulica necesaria.
- Volumen de lechada, colchones, etc. Para determinado tiempo de contacto.
- Tiempo necesario para realizar la operación.

### **3.6.7.2. Propiedades de los fluidos.**

Las propiedades de los fluidos en el pozo (agua, lechadas de cemento, espaciadores y fluidos de desplazamiento) están clasificados como fluidos verdaderos plásticos.

A los primeros se los conoce como newtonianos que en el pasado se los definió como una viscosidad constante y que actualmente los nuevos conceptos demuestran que la viscosidad cambia con el flujo en la mayoría de los fluidos, especialmente en los plásticos para los cuales se ha introducido el término de viscosidad aparente en vez de la viscosidad verdadera tal como sucede con la lechada de cemento y fluidos de perforación o fracturamiento, los que se los conocen como fluidos no newtonianos.

#### **a) Viscosidad verdadera**

Es la resistencia del fluido al flujo causado por:

- La concentración de sólidos.
- Tamaño y forma de los sólidos.
- Viscosidad del fluido que lo contiene.



$$\mu = \frac{\tau}{Sr} \quad \text{Ec. 3.1.}$$

Donde:

$\mu$ : Viscosidad, (cps)

$\tau$ : Esfuerzo de corte, (lb/100pie<sup>2</sup>)

$Sr$ : Velocidad del corte, (seg<sup>-1</sup>)

### b) Esfuerzo de corte

Es el esfuerzo de atracción entre las partículas dispersas en el fluido debido a:

- Cargas de iones disueltos en el fluido.
- Concentración y tipo de iones.

Fuerza de fricción que se ejerce cuando una lámina de fluido se desliza sobre otra.

$$\tau = \frac{F}{A}$$

Ec. 3.2.

Donde:

$\tau$ : Esfuerzo de corte, (lb/100pie<sup>2</sup>)

$F$ : fuerza aplicada, (lbs)

$A$ : Area, (pie<sup>2</sup>)

### c) Velocidad de corte

Velocidad relativa de dos láminas de fluidos dividida por la distancia (velocidad por unidad de longitud).

$$Sr = \frac{(V_2 - V_1)}{r} \quad \text{Ec. 3.3.}$$

Donde:

$Sr$ : Velocidad del corte, (seg<sup>-1</sup>)



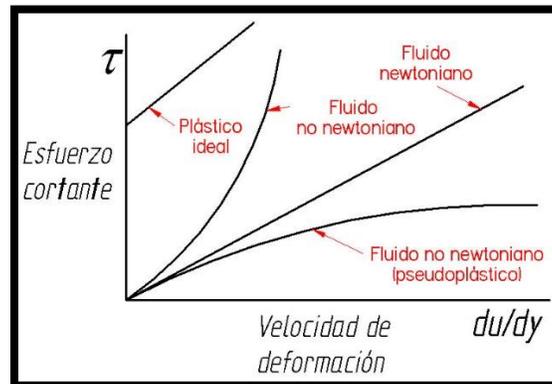
$V_1, V_2$ : Velocidad de láminas, (pie/seg)

$r$ : Radio, (pie)

### 3.6.8. Clasificación de fluidos.

Los fluidos se clasifican en dos tipos: newtonianos y no newtonianos.

Figura 3.5: Curva de los fluidos newtonianos



Fuente: Texto base de la asignatura cementación de pozos petroleros

#### 3.6.8.1. Newtonianos.

Este tipo de fluido presenta una proporcionalidad directa y constante entre la velocidad de corte y el esfuerzo de corte durante el régimen de flujo laminar. La viscosidad es independiente de la velocidad de corte a temperatura y presión constante y comienza a fluir inmediatamente aplicada una fuerza. Cuando esta presión deja de ejercerse el fluido retorna a su estado inicial. (API, 2001)

#### 3.6.8.2. No newtonianos.

Los fluidos no newtonianos tienen un comportamiento diferente (lechadas, fluidos de inyección, lodos, etc.). Son reológicamente complejos y se los designa generalmente como plásticos de Bingham o fluido (power law) Ley de Potencia. No presentan una directa proporcionalidad entre la fuerza y flujo de presión y temperatura constante; algunos comienzan a moverse inmediatamente de aplicada una fuerza, pero cumplen con las distintas etapas de flujo. (API, 2001)

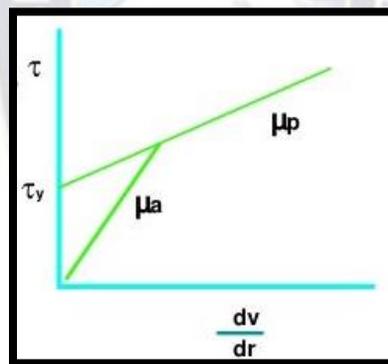


### a) Fluido plástico de Bingham

Es un modelo ampliamente utilizado y se asume que la lechada y fluidos de perforación se comportan como plásticos de Bingham ideal y que todos los cálculos se pueden hacer sobre la base de una relación lineal entre la velocidad de corte y esfuerzo de corte.

Se definen como aquellos cuya viscosidad no es constante a una presión y temperatura determinada, variando esta con la tensión de corte o tiempo de aplicación de la misma; además la viscosidad depende en si del mismo flujo como factor adicional. En estos fluidos se considera una estructura interna, la extensión de esta estructura está definida por la viscosidad plástica y el punto cedente, introducido por Bingham, por lo tanto, estos fluidos requieren de una tensión inicial que debe ser excedida antes de que tenga lugar el flujo. (API, 2001)

Figura 3.6: Modelo plástico de Bingham



Fuente: Reología de cementos, SCHLUMBERGER

### b) Fluido pseudo plástico

Este tipo de fluido dentro de los no newtonianos y al igual que los plásticos de Bingham, sus propiedades reológicas están en función de la presión, temperatura y tensión cortante. Las propiedades reológicas de estos fluidos, están definidos por el índice de consistencia (k) (equivalente al punto de fluencia de Bingham) y el índice de comportamiento de flujo (n), además de presentar una estructura interna.



Las ecuaciones son más complejas, pero más exactas que la del modelo de Bingham y los resultados muy cercanos al comportamiento exacto de la lechada de cemento en el fondo del pozo. (API, 2001)

### **3.6.9. Propiedades reológicas.**

#### **3.6.9.1. Viscosidad plástica.**

La viscosidad plástica, es la viscosidad calculada sobre la base de la viscosidad aparente, siendo constante y similar a la viscosidad verdadera de los fluidos newtonianos dentro del régimen laminar.

#### **3.6.9.2. Punto cedente.**

Los fluidos plásticos requieren una tensión inicial, que tiene que ser excedida antes de que pueda tener lugar el flujo. Esta fuerza necesaria para vencer las fuerzas químicas de atracción (debidas al proceso de hidratación del cemento) entre las partículas sólidas en un sistema plástico fluyente, se conocen como punto cedente.

#### **3.6.9.3. Índice de constancia ( $k$ ) e índice de comportamiento de flujo ( $n$ ).**

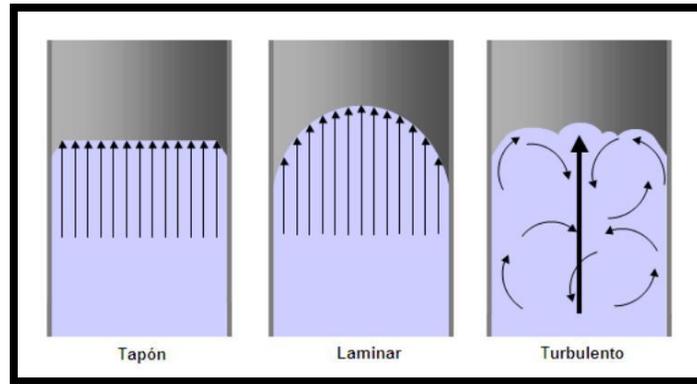
Las lechadas y una gran variedad de fluidos se comportan como fluidos no newtonianos pseudo plásticos. Para estos fluidos no es posible determinar sus propiedades reológicas y flujo mediante un solo parámetro con la viscosidad, ya que la relación de tensión cortante, velocidad de corte no es constante y directa.

#### **3.6.10. Régimen de flujo.**

Cuando un fluido fluye por medio de una tubería o cañería, por lo general se presentan tres tipos de flujo: laminar, tapón y turbulento. Estos tres tipos de flujo se presentan a medida que aumenta la velocidad de flujo.



**Figura 3.7:** *Perfiles de velocidad*



**Fuente:** Tipos de flujo, UNI Perú

### **3.6.10.1. Flujo tapón.**

Aquellos fluidos de un punto cedente, presentan el flujo tapón. Este flujo se produce a caudales y velocidades bajas en el cual, el fluido se mueve a través de la cañería como un tapón sólido.

### **3.6.10.2. Flujo laminar.**

El fluido en régimen laminar se mueve como un tapón central (velocidades altas) con un avance muy lento cerca de las paredes de la cañería, la velocidad en el centro es dos veces la velocidad promedio y la distribución de velocidades es parabólica.

### **3.6.10.3. Flujo turbulento.**

El régimen de flujo turbulento, más difundido que los anteriores por su gran propiedad de régimen del lado tanto en cañería como en la pared del pozo. Esta caracterizado por remolinos en toda su extensión de flujo; es decir, que las líneas de flujo se distribuyen en todas las direcciones (por lo que no existe dirección exacta de este régimen de flujo).

La velocidad en las paredes de la cañería o pozo es aproximadamente la mitad de la velocidad en el centro. Este tipo de flujo se presenta cuando sobrepasa su velocidad determinada (velocidad crítica).



El flujo obtenido por encima de la velocidad crítica, es el régimen más efectivo para desplazar el lodo. Un desplazamiento o remoción mayor del lodo reducen las posibilidades de canalización después de que el cemento ha fraguado en el espacio anular, cuya eficiencia de remoción del lodo bajo este flujo es de un 95%.

#### **3.6.10.4. Número de Reynolds.**

El parámetro que determina el flujo de fluidos mediante la relación existente entre las fuerzas de inercia y de viscosidad está definido por el número de Reynolds, este valor o número no solo indica en qué tipo de régimen fluyente se encuentra el fluido sino que también nos permite calcular la pérdida de presión en el sistema. El método preferido para colocar el cemento en el fondo del pozo siempre que las condiciones lo permitan, es disminuir la viscosidad con el objeto de obtener flujo turbulento con un caudal moderado.

#### **3.6.11. Factores que afectan al desplazamiento de la lechada.**

##### **3.6.11.1. Velocidad crítica.**

La velocidad crítica es la medida lineal por encima de la cual un fluido cualquiera, bajo ciertas condiciones de flujo entrara en regímenes de flujo turbulento. Una velocidad superior para un número de Reynolds igual a 2100 por encima del cual el flujo será turbulento. Esto demuestra que si obtenemos un valor menor del número de Reynolds bajo ciertas condiciones entonces el régimen del flujo será laminar, transición o tapón.

##### **3.6.11.2. Caudal crítico.**

Es el caudal mínimo para la turbulencia en el espacio anular.

##### **3.6.11.3. Diámetro equivalente.**

Se define como la relación de cuatro veces el área de sección transversal al flujo dividido por el perímetro mojado. Para la cañería, esta expresión se reduce al diámetro real del pozo en el espacio anular a la diferencia del diámetro exterior de la cañería, es decir, diámetro del pozo menos diámetro exterior de la cañería.



#### **3.6.11.4. Factor de fricción.**

Es causado por la fricción o razonamiento del fluido en un conducto y se define como la relación de la fuerza al corte del fluido en la superficie del conducto al promedio de la energía cinética del fluido fluyente. Este factor se relaciona con el número de Reynolds.

#### **3.6.11.5. Pérdida de presión por fricción.**

La circulación de un flujo a través de un conducto, encuentra resistencia al flujo. Esta resistencia es conocida como pérdida de presión por fricción, representando una pérdida de energía. Es en este sentido que se requiere de una potencia hidráulica adicional para compensar esta pérdida, a medida que la velocidad de flujo aumenta, la pérdida de presión aumenta, esta pérdida se produce en el interior de la cañería como en el espacio anular.

#### **3.6.12. Ecuaciones para el cálculo de flujo.**

Existe diferencia muy pequeña entre los resultados de cálculos realizados por el modelo Plástico de Bingham y resultados de cálculos realizados por el modelo Ley de Potencia para fluidos no newtonianos. Una diferencia mayor puede ser el resultado de laboratorio.

Dado su comportamiento se deben aplicar las ecuaciones correspondientes, para ello es necesario efectuar mediciones de laboratorio en el viscosímetro de Fann, en la que la velocidad de corte ( $S_r$ ) está dada por la rotación del rotor (RPM) y la tensión de corte por la deflexión la cual es leída del dial del instrumento (presión o torque debido a la viscosidad de la lechada). Las lecturas se efectúan a 600, 300, 100, 6 y 3 RPM respectivamente, de acuerdo a las normas API. Sin embargo en la actualidad para hacer los cálculos reológicos de laboratorio se toman las lecturas 300, 200, 100 RPM.

##### **3.6.12.1. Modelo plástico de Bingham.**

Los cálculos reológicos se pueden realizar sobre la base de una relación lineal entre la velocidad de corte y esfuerzo de corte. En esta relación se determina viscosidad aparente y se la obtiene del viscosímetro y como resultado tenemos las siguientes ecuaciones:

$$\mu\rho = (L_{300} - L_{100}) * 1,5$$

Ec. 3.4.



Donde:

$\mu\rho$ : Viscosidad plástica, (cps)

$L_{300}$ : Lectura de 300 del rotor, (rpm)

$L_{100}$ : Lectura de 100 del rotor, (rpm)

$$\gamma\rho = (L_{300} - \mu\rho) * 1,066 \quad \text{Ec. 3.5.}$$

Donde:

$\gamma\rho$ : Punto cedente, (lb/100pie<sup>2</sup>)

### 3.6.12.2. Procedimiento hidráulico.

#### a) Diámetro equivalente (De)

$$De = OD - ID \quad \text{Ec. 3.6.}$$

Donde:

$De$ : Diámetro equivalente, (pulg)

$OD$ : Diámetro del agujero, (pulg)

$ID$ : Diámetro externo de la cañería, (plg)

#### b) Número de Reynolds (Nre)

$$Nre = \frac{2985 * D * V * \delta}{\mu\rho} \quad \text{Ec. 3.7.}$$

Donde:

$Nre$ : Número de Reynolds, (adimensional)

$D$ : Diámetro, (plg)

$V$ : Velocidad, (pie/seg)

$\delta$ : Peso específico, (lpg)



$\mu\rho$ : Viscosidad plástica, (cps)

**c) Velocidad crítica anterior** (velocidad para obtener turbulencia en el EA)

Ec. 3.8.

$$V_{ci} = \frac{1,08 * \mu\rho + 1,08\sqrt{(\mu\rho^2 + 12,3 * De^2 * \delta * \gamma\rho)}}{\delta * De}$$

Donde:

$V_{ci}$ : Velocidad crítica interior, (pies/seg)

$De$ : Diámetro equivalente, (plg)

$\gamma\rho$ : Punto cedente, (lb/100pie<sup>2</sup>)

**d) Caudal crítico**

$$Q_{ci} = \frac{V_{ci} * (OD^2 - ID^2)}{17,15}$$

Ec. 3.9.

Donde:

$Q_{ci}$ : Caudal crítico, (Bbl/min)

**e) Velocidad promedio**

$$V_{can} = \frac{17,15 * Q_{ci}}{(ID)^2}$$

Ec. 3.10.

Donde:

$V_{can}$ : Velocidad promedio, (pies/seg)

**f) Factor de fricción**

$$f = 0,0014 + \frac{0,09}{(Nre)^{0,27}}$$

Ec. 3.11.

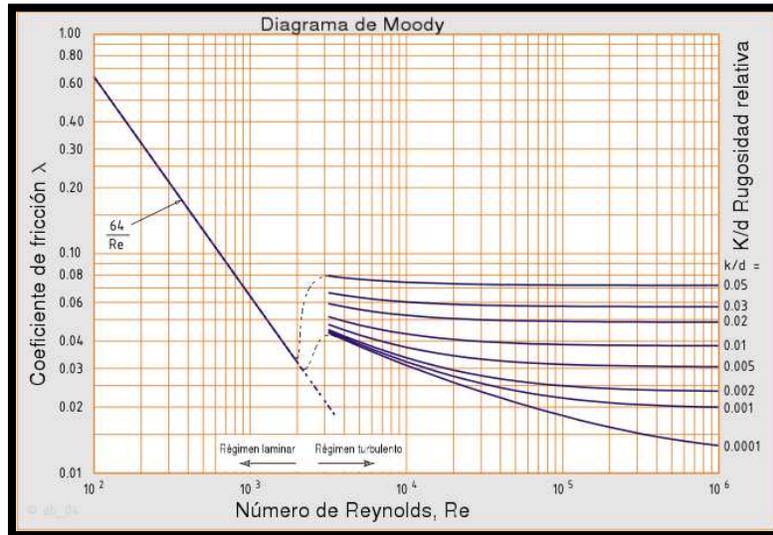
Donde:

$f$ : Factor de fricción, (adimensional)



Factor empírico para la región turbulenta, que puede ser obtenido del diagrama de Moody

**Figura 3.8:** Diagrama de Moody



Fuente: Hidráulica de los canales abiertos, CHOW

**g) Pérdida de presión por fricción**

$$PF = \frac{0,039 * f * V^2 * \delta * L}{De} \quad \text{Ec. 3.12.}$$

Donde:

*Pf*: Pérdida de presión por fricción, (psi)

*L*: Longitud o altura de fluido ocupado, (pies)

**h) Presión hidrostática**

$$Ph = 0,052 * \delta * h \quad \text{Ec. 3.13.}$$

Donde:

*Ph*: Presión hidrostática, (psi)

*h*: Altura del fluido, (pies)

**i) Presión final en superficie (Ps)**

$$Ps = \sum APf + Pha - Phc \quad \text{Ec. 3.14.}$$



Donde:

*Ps*: Presión final en superficie, (psi)

$\sum AP_f$ : Pérdida de presión por fricción del sistema, (psi)

*Pha*: Presión hidrostática en el anular, (psi)

*Phc*: Presión hidrostática en la cañería, (psi)

#### **j) Presión de fondo de cañería**

$$PF_c = P_s + P_{hc} + \Delta P_{fc} \quad \text{Ec. 3.15.}$$

Donde:

*PF<sub>c</sub>*: Presión de fondo de cañería, (psi)

*Ps*: Presión de superficie, (psi)

*Phc*: Presión hidrostática en cañería, (psi)

$\Delta P_{fc}$ : Pérdida de presión por fricción en cañerías, (psi)

#### **k) Presión de fondo en el espacio anular**

$$PF = P_{ha} + \Delta P_{fa} \quad \text{Ec. 3.16.}$$

Donde:

*PF*: Presión de fondo en el espacio anular, (Psi)

*Pha*: Presión hidrostática en el espacio anular, (Psi)

$\Delta P_{fa}$ : Pérdida de presión por fricción en el espacio anular, (psi)

#### **l) Potencia hidráulica necesaria (HP)**

$$HHP = 0,0245 * P * Q \quad \text{Ec. 3.17.}$$

Donde:

*HHP*: Potencia hidráulica, (HP)



*P: Presión final de superficie, (pie)*

*Q: Caudal, (Bbl/min)*

### 3.6.12.3. Modelo ley de potencia.

En este modelo según el comportamiento del fluido o lechada, inicialmente es necesario conocer los parámetros como son el índice de comportamiento de flujo y el índice de consistencia respectivamente ( $n$  y  $k$ ) obtenidos de laboratorio, mediante el viscosímetro de Fann, tomando las lecturas de 300 y 100 rpm, con las cuales se obtienen las siguientes ecuaciones y su posterior empleo en los cálculos de flujo.

$$n = 3,32 * \log \left( \frac{L_{300}}{L_{100}} \right) \quad \text{Ec. 3.18.}$$

Donde:

*n: Índice de comportamiento de flujo, (adimensional)*

$$k = \frac{N * L_{100} * 1,066}{100 * (511)^n} \quad \text{Ec. 3.19.}$$

Donde:

*k: Índice de consistencia, (lb-seg/100pie<sup>2</sup>)*

*N: Factor que depende del torque del resorte de Fann*

Cuando no se dan valores de viscosidad y punto cedente:

$$n = 3.32 * \log \left( \frac{2 * \mu\rho + \gamma\rho}{\mu\rho + \gamma\rho} \right) \quad \text{Ec. 3.20.}$$

$$k = \frac{N * (\mu\rho + \gamma\rho) * 1,066}{100 * (511)^n} \quad \text{Ec. 3.21.}$$

Donde:

*$\mu\rho$ : Viscosidad plástica, (cps)*

*$\gamma\rho$ : Punto cedente (lb/100pie<sup>2</sup>)*



Para fluidos newtonianos:

$$n = 1$$

$$k = \frac{\mu\rho}{47880} \quad \text{Ec. 3.22.}$$

### 3.6.12.4. Procedimiento de cálculo hidráulico.

#### a) Diámetro equivalente (De)

$$De = OD - ID \quad \text{Ec. 3.23.}$$

Donde:

*De*: Diámetro equivalente, (pulg)

*OD*: Diámetro del agujero, (pulg)

*ID*: Diámetro externo de la cañería, (plg)

#### b) Número de Reynolds.

$$Nre = \frac{1,86 * V^{(n-2)} * \delta}{k * \left(\frac{96}{D}\right)^n} \quad \text{Ec. 3.24.}$$

Donde:

*Nre*: Número de Reynolds, (adimensional)

*V*: Velocidad, (pie/seg)

$\delta$ : Peso específico, (lpg)

#### c) Velocidad crítica.

$$Vci = \left( \frac{1129 * k * \left(\frac{96}{D}\right)^n}{\delta} \right)^{\left(\frac{1}{2-n}\right)} \quad \text{Ec. 3.25.}$$

Donde:

*Vci*: Velocidad crítica interior, (pies/seg)



Velocidad mínima para obtener turbulencia en el espacio anular.

**d) Caudal crítico.**

$$Q_c = \frac{V_{ci} * (OD^2 - ID^2)}{17,15} \quad \text{Ec. 3.26.}$$

Donde:

*Qc: Caudal crítico, (Bbl/min)*

**e) Velocidad en cañería a un régimen crítico.**

$$V_{can} = \frac{17,15 * Q_c}{(ID)^2} \quad \text{Ec. 3.27.}$$

Donde:

*Vcan: Velocidad promedio, (pies/seg)*

**f) Factor de fricción**

Para los cálculos de presión de fricción el factor de Fann se obtiene del grafico de Moody Fig. 2.3, como también mediante la siguiente formula:

**Régimen laminar**

Fluidos Newtonianos y no Newtonianos

$$f = \frac{16}{Nre} \quad \text{Ec. 3.28.}$$

**Régimen turbulento**

Fluido Newtoniano

$$f = 0,0014 + 0,09 * Nre^{0,27} \quad \text{Ec. 3.29.}$$

Fluido no Newtoniano

$$f = 0,00454 + 0,645 * Nre^{0,7} \quad \text{Ec. 3.30.}$$



Donde:

*f*: factor de fricción

*Nre*: Número de Reynolds, (adimensional)

**g) Pérdida de presión por fricción**

$$PF = \frac{0,039 * f * V^2 * \delta * L}{De} \quad \text{Ec. 3.31.}$$

Donde:

*PF*: Pérdida de presión por fricción, (psi)

*L*: Longitud o altura de fluido ocupado, (pies)

*V*: Velocidad, (pies/seg)

$\delta$ : Peso específico, (lpg)

**h) Presión hidrostática**

$$Ph = 0,052 * \delta * h \quad \text{Ec. 3.32.}$$

Donde:

*Ph*: Presión hidrostática, (psi)

*h*: Altura del fluido, (pies)

**i) Presión final es superficie**

$$Ps = \sum APf + Pha - Phc \quad \text{Ec. 3.33.}$$

Donde:

*Ps*: Presión final en superficie, (psi)

$\sum APf$ : Pérdida de presión por fricción del sistema, (psi)

*Pha*: Presión hidrostática en el anular, (psi)

*Phc*: Presión hidrostática en la cañería, (psi)



### j) Presión de fondo en la cañería

$$PFc = Ps + Phc + \Delta Pfc \quad \text{Ec. 3.34.}$$

Donde:

*PFc*: Presión de fondo de cañería, (psi)

*Ps*: Presión de superficie, (psi)

*Phc*: Presión hidrostática en cañería, (psi)

*\Delta Pfc*: Pérdida de presión por fricción en cañerías, (psi)

### k) Presión de fondo en el anular

$$PF = Pha + \Delta Pfa \quad \text{Ec. 3.35.}$$

Donde:

*PF*: Presión de fondo en el espacio anular, (Psi)

*Pha*: Presión hidrostática en el espacio anular, (Psi)

*\Delta Pfa*: Pérdida de presión por fricción en el espacio anular, (psi)

La presión de fondo no podrá exceder la presión de fractura de la formación, para ello es necesario conocer el gradiente de fractura de la formación, valores que se obtienen del conocimiento de los yacimientos y el tipo de formación que poseen.

### l) Potencia hidráulica necesaria

$$HHP = 0,0245 * P * Q_b \quad \text{Ec. 3.36.}$$

Donde:

*HHP*: Potencia hidráulica, (HP)

*P*: Presión final de superficie, (pie)

*Q<sub>b</sub>*: Caudal, (Bbl/min)



Es importante hacer notar, que en la actualidad todas las compañías operadoras de cemento realizan sus operaciones de cementación en función de resultados obtenidos de sistemas de computación que simulan las condiciones del pozo. Estos sistemas (simuladores) están diseñados sobre la base de las ecuaciones de flujo hidráulico de los modelos Plástico de Bingham y Ley de Potencia.

### 3.6.12.5. Densidad equivalente de circulación.

Es necesario conocer la ec DEC en los puntos críticos a lo largo del agujero descubierto y compararla con las presiones de poro y fractura para evitar inducciones y/o pérdidas de fluido que en ambos casos afectan la efectividad de la cementación. La ec.  $\rho_{eq}$  se obtiene de la siguiente manera:

$$DEC = \frac{\Sigma \Delta Pa}{TVD * 0,052} + \rho_{LODO} \quad \text{Ec. 3.37.}$$

Donde:

*DEC: Densidad Equivalente de Circulación, (lpg)*

*$\Sigma \Delta Pa$ : Pérdida de la presión entre la profundidad y la superficie, (psi)*

*TVD: Profundidad vertical verdadera, (pies)*

*$\rho_{LODO}$ : Densidad del lodo en el pozo, (lpg)*

### 3.6.12.6. Cálculos de volumen.

#### a) Espaciador químico

Tomando en cuenta el tiempo de contacto

$$VC = Qb * tc \quad \text{Ec. 3.38.}$$

Donde:

*VC: Volumen de colchón, (Bbl)*

*Qb: Caudal de desplazamiento, (bpm)*

*tc: Tiempo de contacto, (min)*



## b) Espaciador mecánico

$$VC = N^{\circ} \text{ determinado de barriles}$$

El volumen del colchón mecánico y de la lechada removedor es determinado según el tipo de trabajo y la experiencia, además del tipo de inyección.

## c) Volúmenes de lechada

Para realizar este cálculo se tiene que considerar los siguientes aspectos:

- Tipo de cemento.
- Densidad de lechada.
- Relación agua/cemento.
- Rendimiento de la lechada.
- Aditivos.

## d) Volumen total de lechada

$$VT = Cea * L$$

Ec. 3.39.

Donde:

*VT*: Volumen total de la lechada, (Bbl)

*Cea*: Capacidad del espacio anular, (Bbl/pies)

*L*: Longitud a cementar, (pies)

## e) N° de bolsas o sacos de cemento

$$N^{\circ}Sk = \frac{VT}{Rl}$$

Ec. 3.40.

Donde:

*N°Sk*: Número de sacos de cemento, (sk)

*VT*: Volumen total de la lechada, (Bbl)

*Rl*: Rendimiento de lechada, (Bbl/sk)



**f) Agua necesaria**

$$Va = N^{\circ}Sk * Va \quad \text{Ec. 3.41.}$$

Donde:

*Va: Volumen total de agua, (Bbl)*

*N°Sk: Número de sacos de cemento, (sk)*

*Va: Volumen de agua por cada saco de cemento, (Bbl)*

**g) Volumen de desplazamiento**

$$VD = C_c * L \quad \text{Ec. 3.42.}$$

Donde:

*VD: Volumen de desplazamiento, (Bbl)*

*Cc: Capacidad cañería/sondeo, (Bbl/pies)*

*L: Longitud del casing hasta dispositivo de cierre, (pies)*

**h) Tiempo de operación**

$$\text{Mezcla - Cemento} = \frac{N^{\circ}Sk}{N^{\circ} \frac{Sk}{min}} \quad \text{Ec. 3.43.}$$

$$\text{Desplazamiento} = N^{\circ} \frac{Bbl}{Qb} \quad \text{Ec. 3.44.}$$

$$\text{Total} = \text{suma de minutos de formulas anteriores} \quad \text{Ec. 3.45.}$$

Deberá considerarse un imprevisto de 30 minutos.

**3.6.12.7. Espacio entre centralizadores.**

El espaciamiento entre centralizadores es determinado por el ángulo de la desviación y el Standoff deseado, para calcular el espaciamiento máximo se utiliza la siguiente ecuación:



Se aconseja colocar centralizadores por lo general en:

- En el zapato.
- Dos juntas por arriba del zapato.
- Arriba y por debajo del collar.

Como regla práctica se recomienda poner un centralizador, excepto en secciones críticas donde se requiere muy buena aislación y en secciones con ángulos de desviación mayor a 25 grados. En estos casos, se debe colocar dos centralizadores por unión de la cañería.

### **3.6.13. Presion de cierre.**

#### **3.6.13.1. Presion de cierre de la tubería de perforación SIDPP.**

Es la presión registrada en tubería de perforación (manómetro del tubo vertical) cuando el pozo está cerrado con un amago. La SIDPP es la presión requerida para balancear la presión de formación debido a la presión hidrostática insuficiente en la tubería de perforación.

El amago siempre ocurre en el espacio anular debido a la dirección del movimiento del lodo durante la circulación. Esto deja una columna de fluido de perforación no contaminado dentro de la tubería de perforación.

#### **3.6.13.2. Presion de cierre de la tubería de revestimiento SICP.**

La presión de cierre de la tubería de revestimiento es la presión registrada en la tubería de revestimiento cuando se cierra el pozo con un amago dentro del mismo. La SICP es similar a la SIDPP en que se trata de la cantidad de presión requerida para balancear la presión de la formación debido a la presión hidrostática insuficiente dentro del espacio anular.

Como la densidad del fluido de amago es generalmente más baja que la densidad del fluido de perforación, la SICP será mayor que la SIPP, debido a la presión hidrostática más baja en el espacio anular.

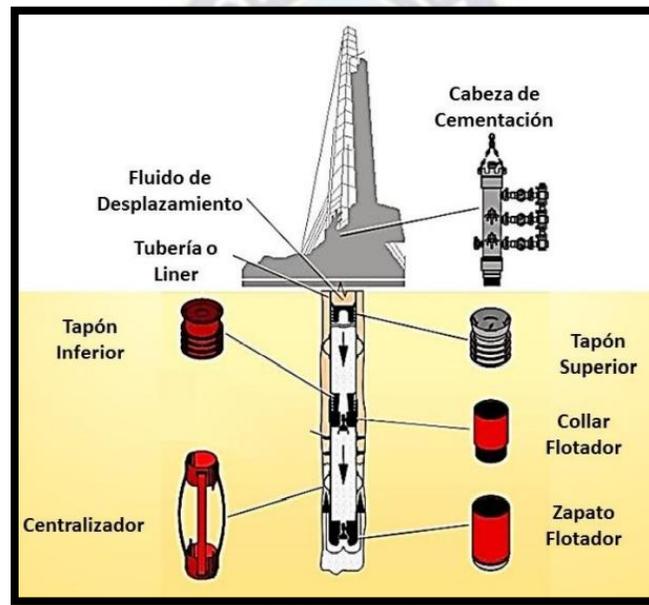


La SIDPP y la SICP pueden ser iguales bajo condiciones donde el fluido que entra tiene la misma densidad que el fluido de perforación, o si el volumen de amago es nulo o insignificante.

### 3.6.14. Equipos de cementación.

Las herramientas de cementación se clasifican en tres grupos: los equipos de flotación, los equipos de tratamiento o superficiales, y los equipos para la cementación o de bombeo.

Figura 3.9: Equipos de cementación



Fuente: Petroleum well construction, HALLIBURTON

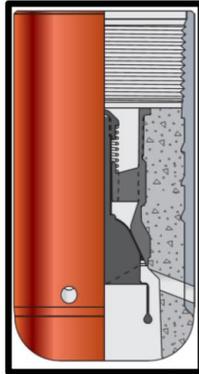
#### 3.6.14.1. Equipo de flotación.

##### a) Zapato flotador

Es colocado al fondo de la sarta de liner y provee una barrera para prevenir que fluidos de la formación ingresen a la tubería durante la corrida. En adición, las válvulas de flotación previenen el retorno de la lechada de cemento dentro del liner causado por las presiones diferenciales una vez completada la cementación. Además, posee unos orificios laterales que ayudan a circular si es que el orificio inferior es obstruido por que hace contacto con el fondo del pozo.



**Figura 3.10:** Zapato flotador

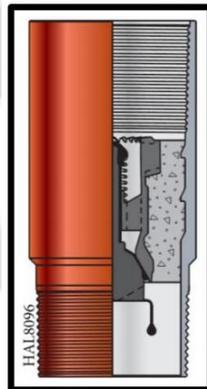


**Fuente:** Halliburton casing equipment sales catalog

### b) Collar Flotador

Ejerce diversos roles importantes en la fase de la cementación primaria de la tubería de revestimiento y pueden ser colocados una o dos juntas de revestimiento por encima del zapato flotador. Actúan como una válvula de repuesto a la localizada en el zapato flotador. También permite que el cemento contaminado como resultado de la acción de barrido en el tope del tapón de cemento sea capturado en la ruta del zapato en vez de ser bombeado dentro del anular.

**Figura 3.11:** Collar Flotador



**Fuente:** Halliburton casing equipment sales catalog

### c) Centralizadores

Un centralizador es un dispositivo mecánico que se ubica en el diámetro externo de la sarta de revestimiento a cementarse en este caso el liner, y que tiene como funciones la de proporcionar una adecuada centralización del liner en el pozo, ayuda



a prevenir en pozos desviados la pega de tubería causada por la presión diferencial, así como también ayuda a la remoción mecánica de la costra del lodo de las paredes del pozo para obtener una buena aislación zonal, es decir, buena adherencia del cemento al revestimiento.

**Figura 3.12:** Centralizadores



Fuente: Halliburton casing equipment sales catalog

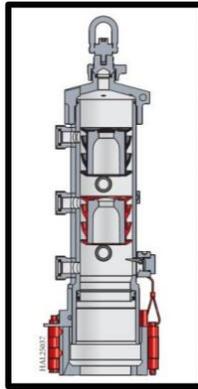
### **3.6.14.2. Equipo de tratamiento**

#### **a) Cabeza de cementación**

Las cabezas de cementación poseen dos o más codos de circulación, que sirven para desplazar la lechada, y los tapones que se encuentran entre cada par de codo (ver fig. 3.8), estos tapones son colocados antes de enroscar la cabeza de cementación a la última pieza de cañería, y permanecen aislados de la circulación hasta que se abre la válvula que posee cada codo, esta válvula permite el paso de lodo de desplazamiento hacia la parte superior del tapón, el lodo que ingresa por la válvula abierta tratara de desplazar el tapón, pero será detenido por un tornillo que atraviesa por debajo del tapón, solo cuando el tornillo es retirado el tapón puede desplazarse. Existe una gran cantidad de tipos de cabezas de cementación, pero esencialmente operan de la misma manera.

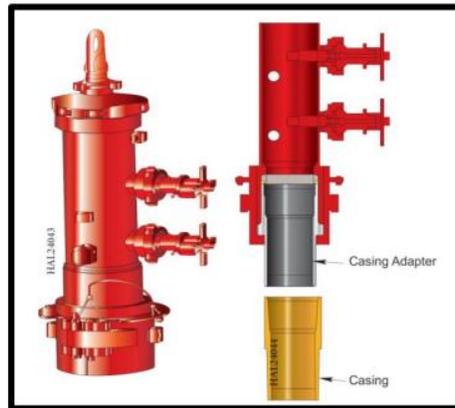


**Figura 3.13:** Alojamiento de tapones



**Fuente:** Halliburton casing equipment sales catalog

**Figura 3.14:** Cabeza de cementación



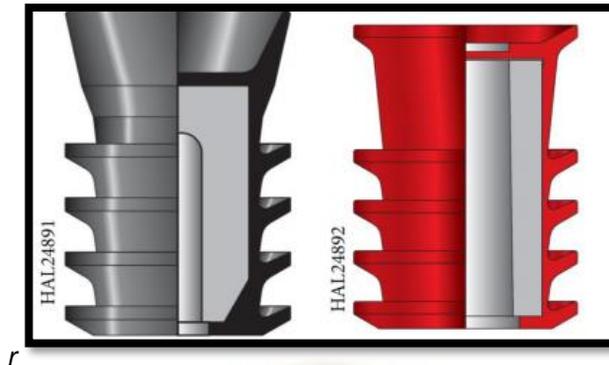
**Fuente:** Halliburton casing equipment sales catalog

## b) Tapones

En el momento de efectuar una cementación primaria el pozo y cañería está lleno de lodo, la contaminación del cemento con este puede llegar a ser tremendamente perjudicial. Por lo tanto, el uso de estos tapones resulta de suma importancia para reducir la contaminación de la lechada de cemento con el lodo del pozo y con el fluido de desplazamiento y permitir colocar una lechada de óptima calidad en el anular alrededor del zapato. Existen dos tipos de tapones, el superior que es de cuerpo sólido y no permite el paso de fluidos a través de él, y el inferior que si permite el paso de fluidos a través de el a una presión determinado para romper el paso del tapón.



**Figura 3.15:** Tapón superior y tapón inferior



Fuente: Halliburton casing equipment sales catalog

### Tapón superior

- Separa la lechada de cemento del fluido de desplazamiento.
- Limpia la pared interna de la cañería de la película de lechada.
- Su diseño, con un cuerpo rígido, las alas limpiadoras y una copa en la parte superior permite tener una identificación de la finalización del desplazamiento cuando este asienta sobre el tapón inferior o en su defecto si este no se usa, asienta sobre el collar flotador.

### Tapón inferior

- Separa la lechada de cemento del lodo del pozo.
- Limpia las paredes internas de la cañería de la película de lodo.
- Permite el pasaje de la lechada por el diafragma, el cual es roto cuando asienta el tapón inferior en el collar y se genera una presión diferencial de 200 a 400 psi. La presión de rotura del diafragma es lo suficientemente alta para prevenir roturas prematuras antes del asentamiento de tapón.

### 3.6.14.3. Equipos para la cementación

#### a) Camión de cementación

La unidad de bombeo de cemento desempeña las siguientes funciones:

- Suministra alta potencia y presión de bombeo.
- Mide los fluidos de mezcla.



- Proporciona y controla el sistema de mezclado de cemento.
- Controla el caudal y la presión de bombeo.

**Figura 3.16:** *Unidad de bombeo de cemento*



**Fuente:** The Elite™ cementing unit, HALLIBURTON





## **4. Capitulo IV Aplicación Práctica De Diseño De Cementación De Un Liner De Producción En Condiciones HPTP Pozo Incahuasi 5 (ICS-5)**

### **4.1. Cementación De Un Liner**

Es importante antes de realizar un diseño de lechada de cemento, se debe analizar los problemas de diseño de un material cementante para la aplicación de un pozo, por esta razón se describen estos problemas que son:

- Escoger una mezcla de cemento económica que pueda ser colocado bajo las condiciones del pozo y tener que mantener las propiedades necesarias para aislar zonas y servir de soporte y protección de liner a cementarse.
- Cada pozo tiene características básicas que deben ser cuidadosamente revisadas para determinar las propiedades de la lechada de cemento.
- Muchos aditivos pueden ser usados para alcanzar diferentes propiedades requeridas por las lechadas de cemento, los mismos que se encuentran disponibles hasta temperaturas sobre los 400 °F y presiones mayores de 30.000 psi.

Los factores a tomarse en cuenta para mantener el balance apropiado de las propiedades de la lechada son:

#### **4.1.1. Tiempo de bombeabilidad.**

El tiempo de bombeabilidad recomendado es el estimado del tiempo de duración del trabajo más una hora de seguridad. Los retardadores son necesarios y disponibles para temperaturas altas, por lo que es importante escoger un aditivo retardador adecuado para el rango de temperatura.

#### **4.1.2. Densidad de la lechada.**

La densidad de la lechada debe ser lo suficientemente como para controlar las presiones de las formaciones permeables, pero no debe exceder las presiones a las cuales se podría fracturar zonas débiles. Normalmente se usan densidades entre 15,4 y 16 LPG, debiendo ejercer un cuidadoso control de sólidos y de la viscosidad.



#### **4.1.2.1. Resistencia de fraguado.**

La resistencia al fraguado esta monitoreado por el esfuerzo a la compresión. La ultima resistencia al fragüe del cemento en función de la relación de agua, cuando se quiere tener un cemento como llenador, una resistencia satisfactoria es de 200 a 500 psi.

Otro problema común en la cementación de liners es la temperatura alta mayor a 200 °F donde el cemento manifiesta retrogresión en la resistencia a la compresión y también incrementa la permeabilidad, para prevenirlo se usa la silica flúor a temperatura de fondo de 230 °F de esta.

#### **4.1.2.2. Control de filtrado.**

El control del filtrado es importante para prevenir daño a la formación, reducir los taponamientos por formación de costras de cemento formadas por perdida de agua y también para mantener la relación de agua-cemento para el fragüe.

Para controlar se usan aditivos que son seleccionados de acuerdo a la temperatura. Los valores aceptables para cementar el liner es de 150-200 cc, bajo presión de 1.000 psi y una temperatura de 190°F.

#### **4.1.2.3. Control de viscosidad.**

El control de la viscosidad es necesario para el control de la gelación del cemento, la eficiencia en el barrido, presión de bombeo, estado estático y densidad de la mezcla de cemento, son propiedades que podrían variar por el control de viscosidad. Los reductores de fricción de cemento son usados para reducir la gelación del cemento de baja relación de agua.

#### **4.1.2.4. Propiedades especiales.**

Otras propiedades que podría tenerse en cuenta son el control de perdida de circulación. Se usa aditivos granulares y líquidos, que en contacto con la salmuera, gelifican taponando las zonas de perdida. Debido a que las formaciones contienen generalmente



gran variedad de arcilla, las cuales son muy sensible al agua, es de relevante importancia usar estabilizadores de arcilla en las lechadas.

#### **4.1.2.5. Mezcla de lechada.**

Es recomendable usar los recirculadores mezcladores de cemento con la finalidad de obtener mezclas homogéneas.

La cantidad de aditivos que van en la lechada debe estar uniformemente mezclados cuando están a temperatura de fondo del pozo, dado que en ese lugar es donde darán las propiedades al cemento. Normalmente las mezclas usadas en toda la cementación son:

- Pre flujos: Se usa un lavador (flujo poco viscoso), usualmente a base de agua que contiene tenso activos y diluyentes de lodo. Su función es diluir y dispensar el lodo para que este flujo sea lo suficientemente removido del pozo. debe ser usado en condiciones de flujo turbulento.
- Espaciadores: Se usan los espaciadores que son fluidos con viscosidad, densidad y resistencia de gel controlados, para que formen un espaciador entre la lechada de cemento y el lodo de perforación. Ayudan a la remoción de lodo de perforación durante las operaciones de cementación.

#### **4.1.3. Mezclas de cemento.**

La primera mezcla de cemento puede ser de alta viscosidad y además de tener función llenadora, sirve también de lavado y desplazamiento del lodo, principalmente en las cavernas.

La segunda mezcla (principal) es calculada para cubrir de 200 a 250 psi de la de la formación productiva superior, y normalmente es más pesada que la primera.



## **4.2. Aplicación**

### **4.2.1. Antecedentes.**

#### **4.2.1.1. Descripción del Campo Incahuasi.**

El campo Incahuasi se encuentra ubicado a 250 kilómetros de distancia al sur de la ciudad de Santa Cruz de la Sierra, en la faja subandina sur, siendo lagunillas la localidad principal del área.

Con la perforación del pozo ICS X1 se demostró la existencia de una columna de hidrocarburos de alrededor de 1.100 metros en los depósitos de roca arenisca fracturada en la formación Huamampampa y, que la estructura era compartida con el Bloque Aquio hasta una profundidad de 5186 metros.

Investigaciones geológicas definieron que direccionando el pozo ICS-X1, se llegaría a encontrar las formaciones de interés.

Huamampampa, Icla y Santa Rosa del Sistema Devónico en una posición estructural favorable. En consecuencia, se decidió realizar un side track en el ICSX1 a una profundidad de 2396 m y se direcciona el nuevo pozo ICS X1ST.

Esta operación fue exitosa en tiempo y costo, ya que además de conseguir el objetivo (localizar la formación Huamampampa a 4905 m y haber investigado un total de 329 m) fue declarado productor de gas y condensado, con volúmenes comerciales.

##### **4.2.1.1.1. Fracturas naturales.**

Durante el proceso de Diagénesis el sistema de porosidad primaria fue prácticamente destruida por las fuerzas tectónicas. Subsecuentemente en el plegamiento de estos estratos durante la orogénesis andina se desarrolló un sistema extenso de porosidad secundaria compuesto principalmente por fracturas y microfracturas.

### **4.2.2. Descripción del pozo Incahuasi – 5 (ICS-5).**

El pozo Incahuasi 5 (ICS-5) será perforado en el año 2022. Con este pozo se estima incrementar la producción de gas en el país en un 7 % y en un 20% en la producción total del departamento de Santa Cruz.



La formación Huamampampa está caracterizada en el bloque como arenosa de baja de porosidad, altamente consolidada y naturalmente fracturada. La información recolectada durante la perforación ayudará a actualizar el modelo geológico actual, estratigrafía de la zona y características del yacimiento; como la distribución del fluido más sus propiedades. El potencial de yacimiento también será evaluado a través de una prueba de pozo (DST).

Los objetivos que se quieren alcanzar con este pozo son:

- Alcanzar, atravesar y evaluar exitosamente las areniscas naturalmente fracturadas del reservorio Huamampampa y poder recuperar la cantidad máxima de gas y condensado.
- Con el éxito de este pozo poder dar paso a mas pozos productores.

#### **4.2.2.1. Datos generales.**

Bloque petrolero	:	Ipati
Nombre	:	Incahuasi – 5
Clasificación	:	Pozo de desarrollo
País	:	Bolivia
Departamento	:	Santa Cruz de la Sierra – Chuquisaca
Provincia	:	Lagunillas
Operador	:	Total E&P
Profundidad propuesta	:	4865 m
Cuenca geológica	:	Sub – andina sur/ Piemonte
Objetivo geológico	:	Arena Huamampampa



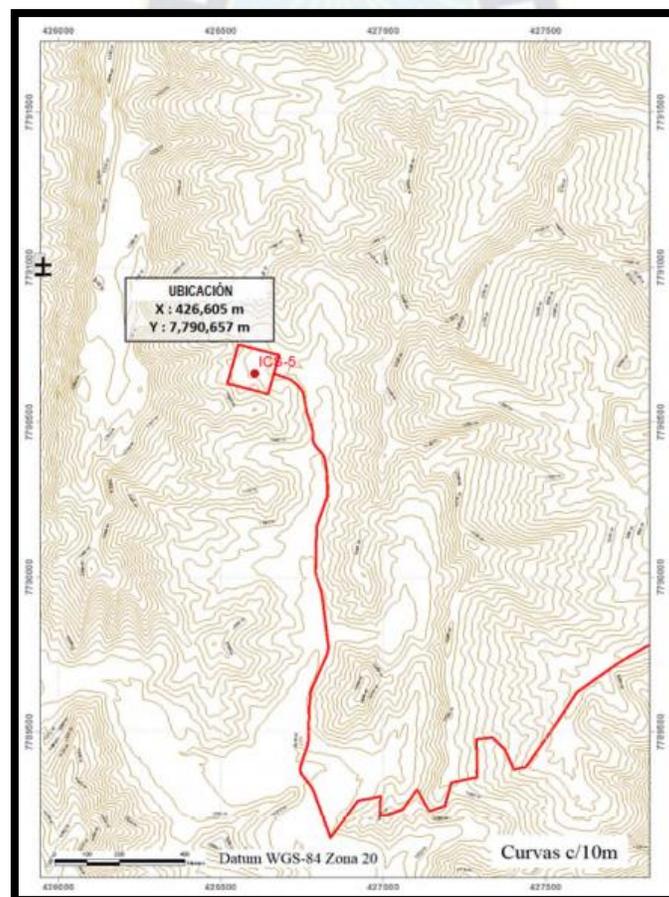
#### 4.2.2.2. Ubicación.

Las coordenadas de superficie para el pozo Incahuasi – 5 (ICS-5) se muestra en el la tabla 4.1.:

Coordenadas de Superficie ICS-5	
Grilla de Coordenadas	Coordenadas Geograficas
<b>Proyección:</b> UTM	<b>Datum Geodésico:</b> WGS-84
<b>Zona:</b> 20 S	<b>Elipsoide:</b> internacional(Hayford 1909)
<b>X=</b> 426,605.00 m ( E )	<b>Longitud:</b> 63°42´ 05.518" W
<b>Y=</b> 7,790,657.00 m (N)	<b>Latitud:</b> 19°58´45,442" S

Fuente: Total E&P Bolivia

Figura 4.3.: Ubicación del pozo ICS-5



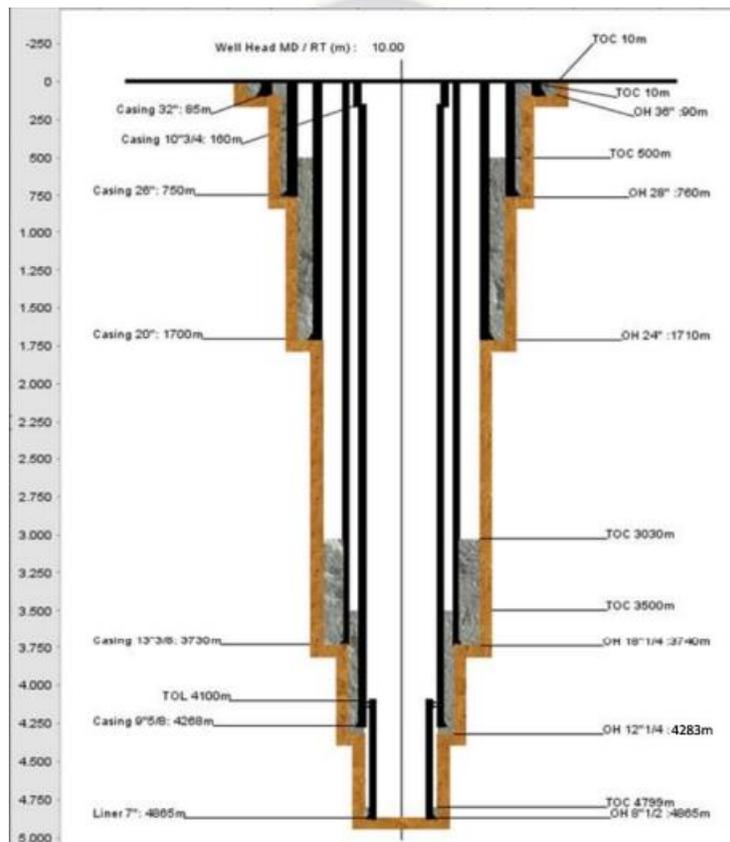
Fuente: programa geológico de perforación Pozo Incahuasi 5 ICS-5



### 4.2.2.3. Estado sub superficial.

El estado previo a la cementación se ve en la Fig. 4.3 donde se puede observar que el último zapato cementado es a 4268,0 metros (MD), a partir de esa profundidad se tiene hueco abierto hasta el fondo del pozo a 4865,0 metros (MD), este intervalo es el que realmente importa y de cual se realizara el análisis de sus propiedades y características, para una buena cementación.

Figura 4.3.: Estado sub superficial del pozo ICS-5



Fuente: Informe TOTAL E&P

### 4.2.2.4. Secuencia geológica atravesada.

A continuación, en el Cuadro 4.1 se detalla la secuencia estratigráfica que será travesada por el ICS-5 haciendo la diferenciación entre los toques de formación con sus posibles incertidumbres relacionadas a sus profundidades estimadas.



**Tabla 4.1.:** *Topes de las formaciones esperadas*

TOPES FORMACIONES	RECORTES DE POZO		
	mMD	mTVD	Espesor
Taríquia	1076	10	716
Petaca	360	726	110
Tacurú	250	836	563
Cangapi	-313	1399	139
San Telmo	-452	1538	102
Escarpment	-554	1640	554
Taiguati	-1108	2194	68
Chorro	-1176	2262	483
Tarija	-1659	2745	62
Tupambi	-1721	2807	232
Itacua	-1953	3039	48
Iquiri	-2001	3087	554
Los Monos	-2555	3641	627
Huamampampa	-3182	4268	397
Icla	-3575	4665	200
<b>PROFUNDIDAD FINAL</b>	<b>-3779</b>	<b>4865</b>	<b>200</b>

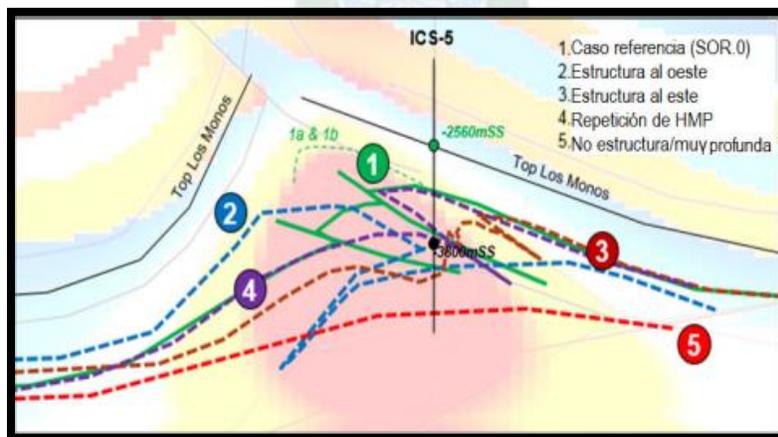
**Fuente:** elaboración propia en base al informe del programa de perforación ICS-5

#### 4.2.2.5. *Fracturas naturales.*

Por ser un reservorio naturalmente fracturado, es de mucha importancia la verificación de las microfracturas y posibles fallas a lo largo del hueco abierto.

La figura 4.4 muestra la interpretación del modelo sísmico 2D, la sección estructural ICS – 5, fue calibrada únicamente con los datos de superficie.

**Figura 4.4.:** *Sísmica 2D pozo Incahuasi 5*



**Fuente:** Programa geológico de perforación Pozo Incahuasi 5 ICS-5



#### 4.2.2.6. Análisis de presiones.

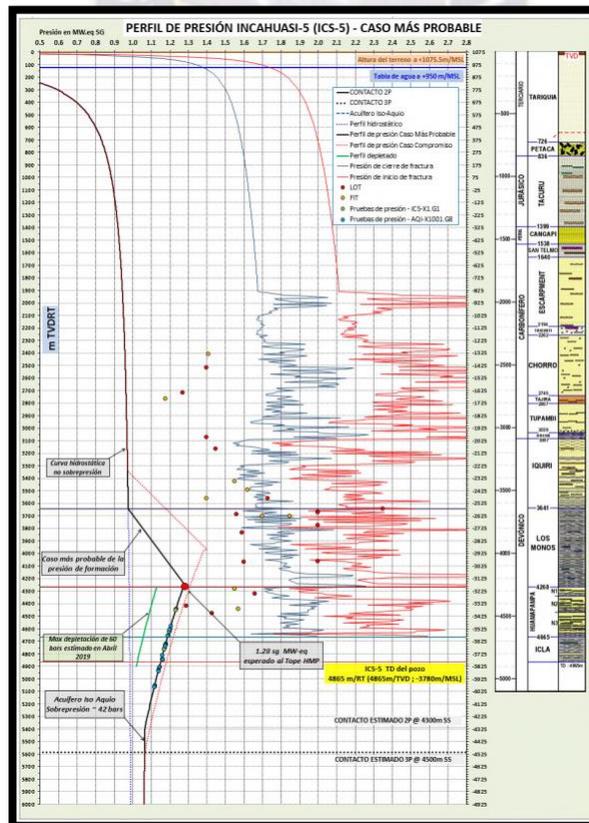
Con respecto a este pozo se tienen dos análisis de presiones de formación los cuales son:

##### 4.2.2.6.1. Hipótesis caso más probable.

Como el caso más probable, se asume una continuidad de presión lateral con los otros pozos en Incahuasi, es decir, una columna de gas en Huamampampa con un gradiente de 0.0278 bar/m (0.4 psi/m) anclado en el contacto 2P estimado como acuífero regional (-4300 m MSL). Asumiendo que el delta de presión de 100 psi a la base de Los Monos mantiene la columna de gas (la máxima presión en la Base de la Formación Los Monos = 1.29 sg EMW).

El caso más probable al tope de Huamampampa esta tiene 1.28 sg EMW a -3183m MSL.

Figura 4.5.: Perfil de presión de poro (caso más probable)



Fuente: Programa geológico de perforación Pozo Incahuasi 5 ICS-5



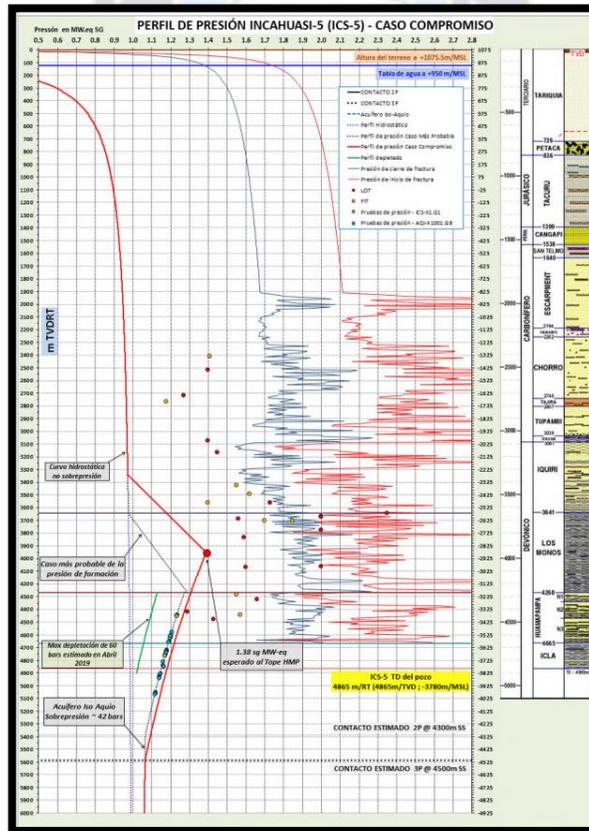
#### 4.2.2.6.2. Hipótesis caso de compromiso.

Nosotros tenemos que considerar dos posibilidades:

- La posibilidad de encontrar el tope Los Monos más alto que lo esperado en un caso base de (-300 m) tomando en cuenta las incertidumbres estructurales.
- La posibilidad de encontrar un contacto GWC más profundo. En este caso, la columna de gas está anclada en el contacto 3P estimado (-4500 m MSL), y se supone que un delta de presión de 100 psi en la base de Los Monos retiene la columna de hidrocarburos (la máxima presión en la base de Los Monos = 1.4 sg EMW).

En el caso de compromiso @ al tope de Huamampampa esta tiene 1.38 sg EMW a -2883 m MSL).

Figura 4.6.: Perfil de presión de poro (caso compromiso)



Fuente: Programa geológico de perforación Incahuasi 5 ICS-5



#### 4.2.2.7. Perfil de temperatura.

El gradiente de temperatura esperado es alrededor de 1.9 °C/100m.

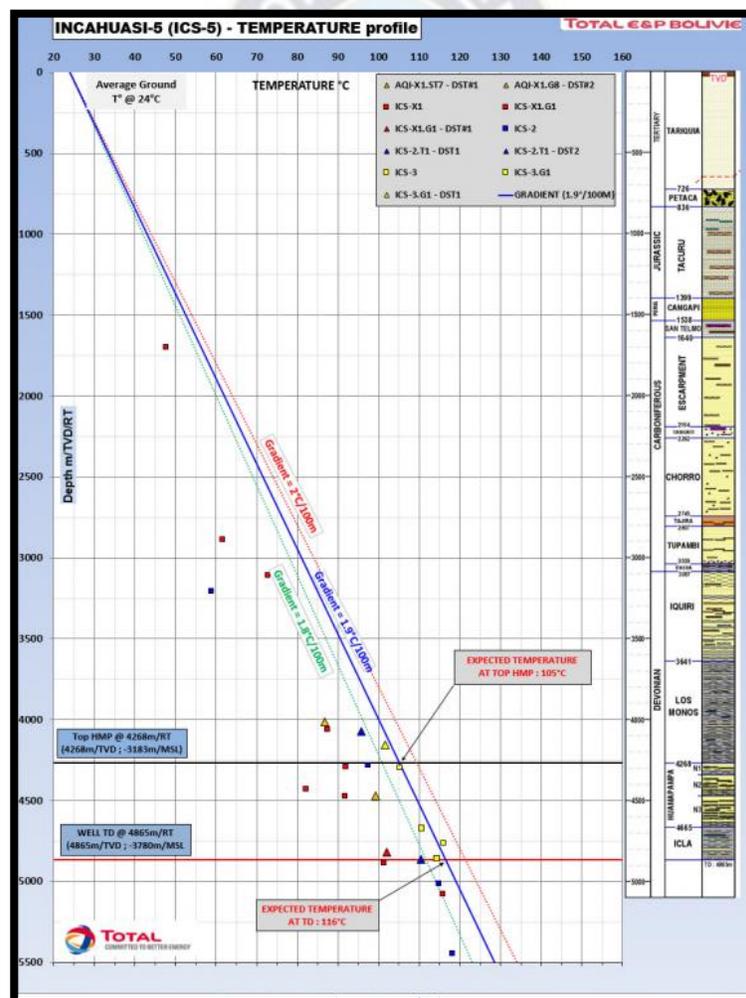
La temperatura estimada en el reservorio es:

- Tope del reservorio Huamampampa ( a 4268m TVD): +/- 105°C

La temperatura a la TD del pozo es:

- TD en la Formación Icla ( a 4865 m TVD): +/- 116°C

Figura 4.7.: Perfil de temperatura Pozo Incahuasi 5 ICS-5



Fuente: Programa geológico de perforación



### 4.2.3. Registros eléctricos.

Las operaciones de registros eléctricos comenzaran a partir de la sección de 24". La siguiente lista da una síntesis de las herramientas a usar:

#### Seccion de 24

- Carrera 1: GR – WGI – HDIP – HDIL (Determinacion de Buzamientos)
- Carrera 2: GR – XMAC-F1 (Monopolo para Ondas "P") – ORIT

#### Seccion de 18-1/4

- Carrera 1: GR – WGI – HDIP – HDIL (Determinacion de Buzamientos)
- Carrera 2: GR – XMAC-F1 (Monopolo para Ondas "P") – ORIT
- Carrera 3: GR – VSP (Solo Checkshots)
- Carrera 4: GR - SBT – CCL (Datos en Hoyo Revestido)

#### Seccion de 12-1/4

- Carrera 1: GR – Earth-Imager – ECBIL – ORIT (Imagen del Hoyo Abierto)
- Carrera 2: DSL – HDIL – XMAC-F1 – ORIT
- Carrera Opcional: GR – VSP (con 2 Offsets, 1 al oeste y otro al este)

#### Seccion de 12-1/4

- Carrera 1: GR – Earth-Imager – ECBIL – ORIT (Imagen del Hoyo Abierto)
- Carrera 2: DSL – HDIL – XMAC-F1 – ZDL – CN – ORIT
- Carrera 3: GR – FteX
- Carrera 4: GR – VSP (Solo Checkshots)

### 4.2.4. Fluidos de perforación.

Para la etapa de 8 ½", donde será colocado y cementado el liner de producción 7" se ha utilizado un lodo tipo OBM MegaPure con las siguientes características:

Base : Aceite

Densidad : 1.50 sg



YP : 20

VP : ALAP (As Low As Possible)

### 4.3. Diseño De La Cementación

#### 4.3.1. Datos de entrada.

Después de recopilar la información necesaria para realizar los cálculos de diseño, se muestra a continuación la tabla 4.2, con un resumen de todos los datos obtenidos anteriormente, esto como primer paso en el diseño de la cementación.

**Tabla 4.2.:** Datos de entrada para el diseño de la cementación

Longitud del Liner (MD)	4100 - 4865 mts
Diametro interno	6,094 plg
Diametro externo	7 plg
Grado	13CrSS-110
Peso	32 Lb/Ft
Profundidad vertical (TVD)	4865 mts
Zapata exterior (MD/TVD)	4268/4283 mts
Distancia collar - Zapato (MD)	
Diametro del trepano(Caliper)	8,855" + 10% exceso sobre caliper
Ultimo casing cementado	9,625", 53,5 Lb/Ft, P110
Gradiente de fractura	17,5 ppg @ 4860 mts 15,7 ppg @ 4268 mts
Gradiente de poro	11,9 ppg @ 4860 12,2 ppg @ 4268
Gradiente de temperatura	1,9°C / 100 mts
Fluido del pozo	Lodo MegaPure (OBM) 12,5 ppg YP/VP 20/ALAP 116°C

**Fuente:** Elaboración propia en base al Programa geológico de perforación Pozo Incahuasi 5 ICS-5



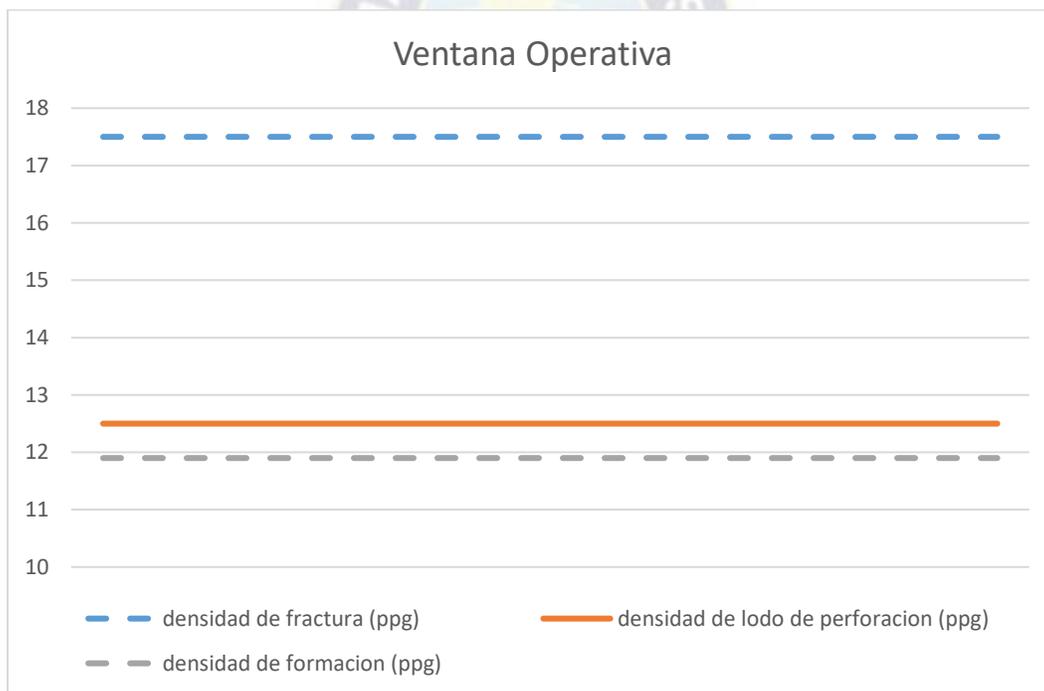
### 4.3.2. Lechada de cemento y espaciadores.

#### 4.3.2.1. Densidades.

Para determinar las propiedades de los fluidos a diseñar, primero se debe recordar la jerarquía reológica y de densidad, este principio facilitara el desplazamiento de los fluidos a la hora de ser bombeados manteniendo el orden inicial y evitando la digitación de algunos. La jerarquía de las propiedades va de menos a más, es decir, el fluido desplazante debe tener mayor densidad y mayor reología que la del fluido desplazado.

Para este análisis se muestra la fig.4.8, se puede ver las presiones de formación y de fractura en valores de densidad, el espacio entre estos es la ventana operativa.

Figura 4.8.: Ventana operativa



**Fuente:** Elaboración propia, Facultad de Ingeniería 2022

En la ventana operativa se puede observar la densidad del lodo (12,5 ppg) usada en la operación previa, es decir, la perforación del tramo que se propone cementar. Como regla general en la jerarquía de densidades, se plantea que los fluidos deben ser entre 0.5 ppg a 1 ppg mayor al fluido anterior.

Debido a la cómoda ventana operativa se propone el uso de dos espaciadores y una lechada de cemento los valores de densidad son los siguientes:



Fluido	Densidad (ppg)
Espaciador 1	13,5
Espaciador 2	14,5
Lechada de cemento	16,0

Fuente: Elaboración propia, Facultad de Ingeniería 2022

Repasando lo mencionado anteriormente acerca de la jerarquía de densidades, se puede mencionar que la lechada de cemento debió tener una densidad propuesta de 15,5 ppg, sin embargo, el tipo de cemento utilizado es de clase G (debido a la profundidad a la que se va cementar y la necesidad de agregar aditivos), este tipo de cemento con un rendimiento de agua "normal" tiene una densidad de 15.8 ppg.

#### 4.3.2.2. Aditivos.

Para la composición del cemento se propone el uso de los siguientes aditivos:

ADITIVO	RANGO DE CONCENTRACIONES	GRAVEDAD ESPECÍFICA	RANGO DE TEMPERATURA (°F)
Antiespumante	0,005 - 0,5 (gps)	0,93	200 - 260
Estabilizador de esfuerzos	35 - 100 (%)	2,63	230 - 700
Material Elastómero	3 - 5 (%)	1,01	Hasta 500
Controlador de pérdida de circulación	1 - 3 (gps)	1,03	60 - 400
Retardador	0,1 - 2 (%)	1,42	250 - 500
Densificante	5 - 70 (%)	5,2	-
Gas Stop	0,1 - 2 (%)	1,43	180 - 350

Fuente: Elaboración propia, Facultad de Ingeniería 2022

De acuerdo con las características de la formación a cementar y de los requerimientos para el bombeo, se determinó la siguiente concentración de los aditivos que se utilizarán en la lechada de cemento:



ADITIVO	CONCENTRACION
Antiespumante	0,012 (gps)
Estabilizador de esfuerzos	35 (%)
Material Elastómero	5 (%)
Controlador de pérdida de circulación	1 (gps)
Retardador	0,9 (%)
Densificante	8 (%)
Gas Stop	0,5 (%)

Fuente: Elaboración propia, Facultad de Ingeniería 2022

#### 4.3.2.3. Balance de materiales.

Teniendo las concentraciones se realizará un balance de materiales con el fin de determinar el rendimiento de agua necesario para alcanzar una densidad de 16 ppg.

ADITIVO	CONCENTRACION (%)	CONCENTRACION (gps)	GE	MASA (Libras)	VOLUMEN (Galones)
Cemento clase G	100%		3,18		
antiespumante		0,012 (gps)	0,93		
Estabilizador de esfuerzos	35%		2,65		
Material elastómero	5%		1,01		
Controlador de pérdida de circulación		1 (gps)	1,03		
Retardador	0,9%		1,42		
Densificante	8%		5,20		
Gas stop	0,5%		1,43		
Agua			1,00		

Fuente: Elaboración propia, Facultad de Ingeniería 2022

Se realizarán los cálculos para determinar la masa y el volumen de la lechada conociendo la densidad a la que se quiere llegar, esto permitirá determinar el rendimiento de agua necesaria. Se considera un saco de cemento con un peso de 110 libras.

Se calcula la masa y el volumen de los componentes utilizando las ecuaciones...



$$\text{Masa - cemento} = 100\% * 110 \text{ lb}$$

$$\text{Masa - cemento} = 110 \text{ lb}$$

$$\text{Volumen - cemento} = \frac{110 \text{ lb}}{3.18 * 8.33 \text{ (lpg)}}$$

$$\text{Volumen - cemento} = 4.15 \text{ gal}$$

$$\text{Volumen - Antiespumante} = 0.012 \frac{\text{gal}}{\text{sk}} * 1 \text{ sk}$$

$$\text{Volumen - Antiespumante} = 0.012 \text{ gal}$$

$$\text{Masa - Antiespumante} = 0.012 \text{ gal} * 0.93 * 8.33 \text{ (lpg)}$$

$$\text{Masa - Antiespumante} = 0.0930 \text{ lb}$$

ADITIVO	CONCENTRACION (%)	CONCENTRACION (gps)	GE	MASA (Libras)	VOLUMEN (Galones)
Cemento clase G	100%		3,18	110	4,1526
antiespumante		0,012 (gps)	0,93	0,093	0,012
Estabilizador de esfuerzos	35%		2,65	38,5	1,7441
Material elastómero	5%		1,01	5,5	0,6537
Controlador de pérdida de circulación		1 (gps)	1,03	8,5799	1
Retardador	0,9%		1,42	0,99	0,0837
Densificante	8%		5,20	8,8	0,2032
Gas stop	0,5%		1,43	0,55	0,0462
Agua			1,00	(x/100)*110	(x/100)*(110/8,33)
SUMA TOTAL				173,01+1,1X	7,8955+0,13205X

Fuente: Elaboración propia, Facultad de Ingeniería 2022

$$16ppg = \frac{173,01 + 1,1X}{7,8955 + 0,13205X}$$



$$2,11X - 1,1X = 173,01 - 126,328$$

$$X = \frac{46,682}{1,01}$$

$$X = 46,22$$

Este valor se convierte de litros cada 100Kg a galones por saco:

$$\text{Requerimiento de agua} = 46,22 \frac{\text{lbs}}{100\text{kg}} * \frac{49,895\text{kg}}{1\text{sk}} * \frac{1\text{gal}}{3,7854\text{lbs}}$$

$$\text{Requerimiento de agua} = 6.092$$

También se obtiene el valor del rendimiento de la lechada:

$$\text{Rendimiento} = \frac{7,90 + 0,13205 * 46,22}{7,48}$$

$$\text{Rendimiento} = 1,872 \frac{\text{pie}^3}{\text{sk}}$$

Realizado los cálculos esta será la composición final de la lechada de cemento:

ADITIVO	CONCENTRACION
Cemento clase G	100%
antiespumante	0,012 gps
Estabilizador de esfuerzos	35%
Material elastómero	5%
Controlador de pérdida de circulación	1 gps
Retardador	0,9%
Densificante	8%
Gas stop	0,5%
Agua	6,092 gps

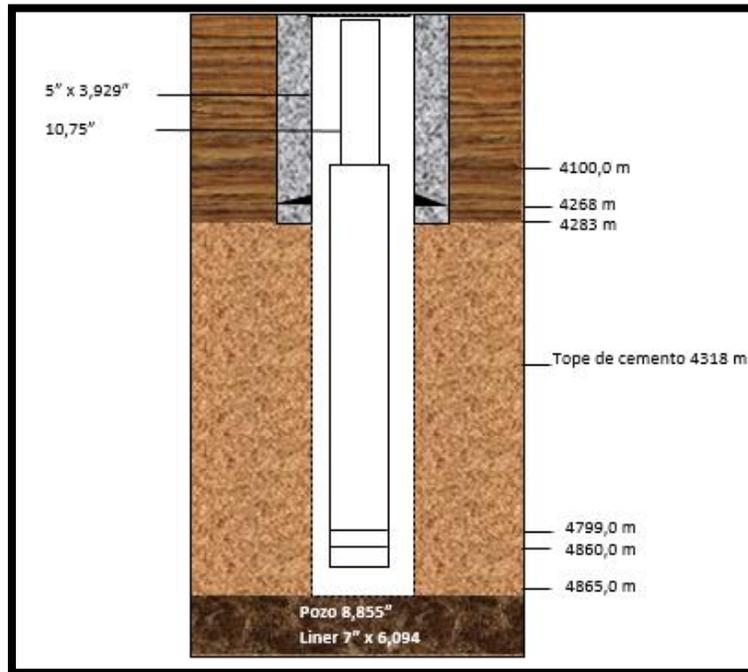
**Fuente:** Elaboración propia, Facultad de Ingeniería 2022



#### 4.3.2.4. Volúmenes.

Los fluidos que serán bombeados en la operación de cementación son, dos espaciadores una de baja reología y otro de alta reología, lechada de cemento y espaciador de baja reología.

Para realizar el cálculo de volúmenes debemos conocer el estado subsuperficial del pozo, se puede ver en la siguiente figura las condiciones del pozo.



**Fuente:** Elaboración propia, Facultad de Ingeniería 2022

En la anterior figura se puede observar los datos necesarios para el cálculo de volumen de la lechada de cemento, considerando que en el interior del liner debe llegar a la altura del Landing Collar (4799,0 metros) y en el espacio anular debe llegar a la altura de Tope de Cemento (4318,0 metros).

A continuación, se realiza el cálculo de los volúmenes en el interior del liner y en el espacio anular utilizando las ecuaciones:

$$V_{int} = \frac{6.094^2}{314} * (4860 - 4799)$$

$$V_{int} = 7,21 \text{ Bbl}$$



$$V_{\text{pozo}} = \frac{8,855^2}{314} * (4865 - 4860)$$

$$V_{\text{pozo}} = 1,25 \text{ Bbl}$$

$$V_{\text{ea}} = \frac{8,855^2 - 7^2}{314} * (4860 - 4318)$$

$$V_{\text{ea}} = 50,77 \text{ Bbl}$$

$$V_{\text{total cemento}} = 7,21 + 1,25 + 50,77$$

$$V_{\text{total cemento}} = 59.23 \text{ Bbl} \cong 54 \text{ Bbl}$$

Para obtener los volúmenes de espaciadores que serán bombeados por delante de la lechada de cemento, se considera que el espaciador debe tener 10 minutos de contacto en la zona a cementar, además se establece un caudal esperado de bombeo (6 bpm), con este dato se realiza el cálculo usando la ecuación:

$$V_{\text{esp}} = 6\text{bpm} * 10\text{min}$$

$$V_{\text{esp}} = 60 \text{ Bbl}$$

Finalmente, tenemos los siguientes volúmenes programados:

Fluido	Volumen(Bbl)
Lechada de cemento	54
Espaciador de alta reología	60
Espaciador de baja reología	60

Fuente: Elaboración propia, Facultad de Ingeniería 2022

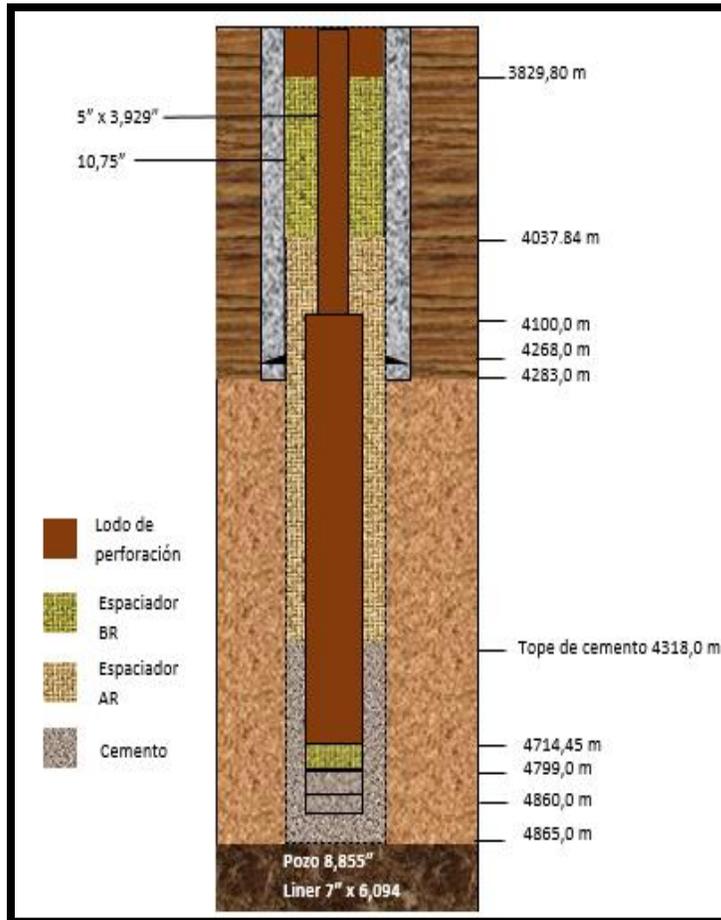
### 4.3.3. Arreglo de fondo.

En este apartado se verá la longitud del liner, de sus componentes y de la tubería de perforación usada para bajar dicho liner. Para este propósito se presenta el siguiente cuadro con las herramientas usadas:



#### 4.3.3.1. Posición final.

Habiendo visto todos los puntos anteriores, se puede determinar la situación final esperada de los fluidos en el pozo. En el siguiente gráfico se mostrará la posición final de los espaciadores y de la lechada de cemento.



Fuente: Elaboración propia, Facultad de Ingeniería 2022

#### 4.3.4. Hidráulica de bombeo.

Los cálculos de la hidráulica de bombeo son sin duda alguna los más importantes para determinar las mejores condiciones de operación, estos cálculos nos permitirán conocer las condiciones creadas a la hora de bombear los fluidos para la cementación, desde que se empieza el bombeo del primer espaciador hasta que la lechada de cemento llegue a su posición final.

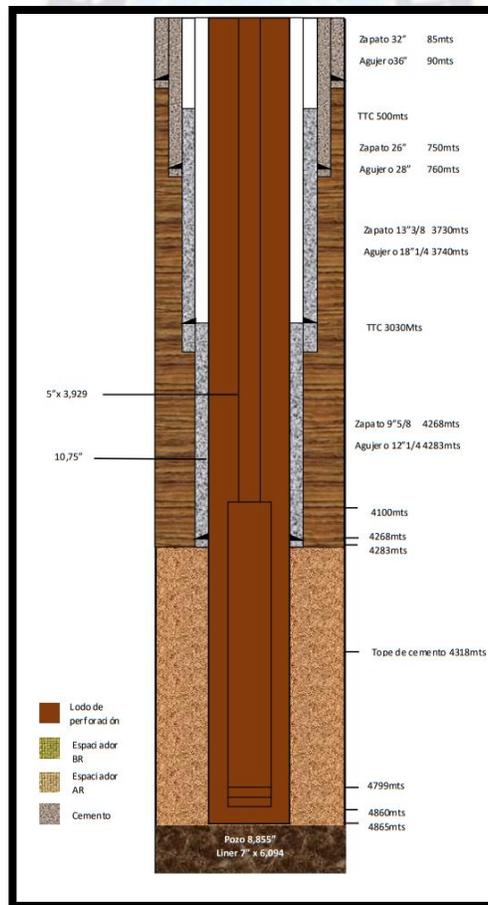


Para tal motivo, se plantean distintos escenarios, en cada uno de estos se realizarán los cálculos de hidráulica para conocer la Densidad Equivalente de Circulación, utilizando como dato de entrada determinante el caudal de bombeo en esa etapa.

Para poder determinar la DEC, se deberá calcular las pérdidas por fricción a lo largo de toda la herramienta en el espacio anular, para esto se realizaran cálculos siguiendo el modelo reología de fluidos Plásticos de Bingham, debido a que se tienen los datos necesario para desarrollar este modelo y se adecua al comportamiento de los fluidos bombeados al pozo.

### Escenario 0

En este escenario se busca iniciar la circulación del lodo de perforación, teniendo que romper el estado de gel del lodo, se bombeara a un caudal inicial de 7 bpm



Fuente: Elaboración propia, Facultad de Ingeniería 2022



Se puede observar en la anterior figura que el pozo está en su totalidad lleno de lodo de perforación, a continuación, se muestran los datos de entrada para el cálculo de la DEC a un caudal de 6 bpm.

Fluidos		
Lodo		
Volumen	-	Bbl
Densidad	-	lb/gal
VP	40,00	Cpoise
YP	20,00	lb/100ft2
<b>Caudal de Bombeo</b>	252,00	Gpm
Espaciador BR		
Volumen	60,00	Bbl
Densidad	13,50	lb/gal
VP	75,00	Cpoise
YP	15,00	lb/100ft3
Espaciador AR		
Volumen	60,00	Bbl
Densidad	14,50	lb/gal
VP	118,00	Cpoise
YP	24,00	lb/100ft3
Cemento		
Volumen	54,00	Bbl
Densidad	16,00	lb/gal
VP	120,00	Cpoise
YP	30,00	lb/100ft4

Fuente: Elaboración propia, Facultad de Ingeniería 2022

### Perdidas en el espacio anular

Drill pipe – Cañería

$$V = \frac{6 \text{ bpm} * 42 \text{ gal} / \text{bbl}}{2.448 * (10,75^2 - 5^2)}$$

$$V = 1,13668 \cong 1,14 \text{ pie} / \text{seg}$$



$$V_c = \frac{1,08 * VP + 1,08 * \sqrt{VP^2 + 9,26 * (10,75 - 5)^2 * YP * \rho}}{\rho * (ID - OD)}$$

$$V_c = \frac{1,08 * 40 + 1,08 * \sqrt{40^2 + 9,26 * (10,75 - 5)^2 * 20 * 12,5}}{12,5 * (10,75 - 5)}$$

$$V_c = 4,80 \text{ pie/s}$$

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

$$Nre = \frac{928 * (10,75 - 5) * 1.13668 * 12.5}{40}$$

$$Nre = 1895,42$$

$$Dp = \frac{40 * (4100 * 3,281) * 1,14}{1000 * (10,75 - 5)^2} + \frac{20 * (4100 * 3,281)}{200 * (10,75 - 5)}$$

$$Dp = 252,45 \text{ (psi)}$$

Liner – Cañería

$$V = \frac{6bpm * 42 \text{ gal/bbl}}{2,448 * (10,75^2 - 7^2)}$$

$$V = 1,546 \text{ pie/s}$$

$$V_c = \frac{1,08 * 40 + 1,08 * \sqrt{40^2 + 9,26 * (10,75 - 7)^2 * 20 * 12,5}}{12,5 * (10,75 - 7)}$$

$$V_c = 5,18 \text{ pie/s}$$

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

$$Nre = \frac{928 * (10,75 - 7) * 1.546 * 12.5}{40}$$

$$Nre = 1681,275$$

$$Dp = \frac{40 * (4283 - 4100) * 3,281 * 1,546}{1000 * (10,75 - 7)^2} + \frac{20 * (4283 - 4100) * 3,281}{200 * (10,75 - 7)}$$



$$Dp = 18,65 \text{ (psi)}$$

Liner – Pozo

$$V = \frac{6 \text{ bpm} * 42 \text{ gal/bbl}}{2.448 * (8,86^2 - 7^2)}$$

$$V = 3.49 \text{ pie/s}$$

$$V_c = \frac{1,08 * 40 + 1,08 * \sqrt{40^2 + 9,26 * (8,86 - 7)^2 * 20 * 12,5}}{12,5 * (8,86 - 7)}$$

$$V_c = 6,42 \text{ pie/s}$$

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

$$Nre = \frac{928 * (8,86 - 7) * 3.49 * 12.5}{40}$$

$$Nre = 1882,87$$

$$Dp = \frac{40 * (4860 - 4283) * 3,281 * 3.50}{1000 * (8,86 - 7)^2} + \frac{20 * (4860 - 4283) * 3,281}{200 * (8,86 - 7)}$$

$$Dp = 178.65 \text{ (psi)}$$

$$\Delta Dp = 252.45 \text{ psi} + 18.65 \text{ psi} + 178.45 \text{ psi}$$

$$\Delta Dp = 450,1$$

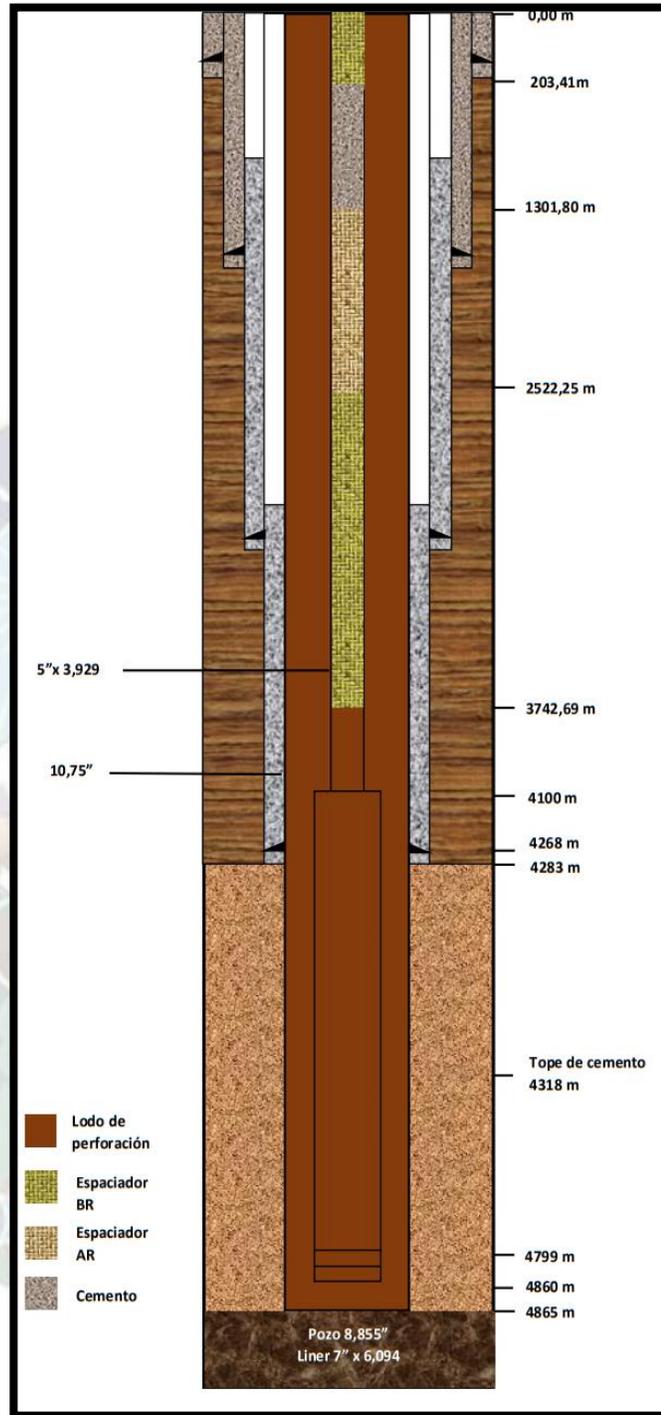
$$DEC = 12,5 + \frac{450,1}{0,052 * 4860 * 3,281}$$

$$DEC = 13,04 \text{ ppg}$$



### Escenario 1

<b>Caudal de bombeo</b>	<b>7bpm</b>	
<b>Densidad EA</b>	<b>12,5ppg</b>	
<b>Volumen bombeado</b>	<b>184bbl</b>	
<b>Perdidas de Presión en el Espacio Anular</b>		
<b>DP-CÑ</b>		
V	1,33	pie/seg
Vc	4,8	pie/seg
Régimen	Laminar	
Nre	2211,33	
f	0,01	
Dp	255,53	psi
<b>LINER-CÑ</b>		
V	1,8	pie/seg
Vc	5,18	pie/seg
Régimen	Laminar	
Nre	1962,17	
f	0,01	
Dp	19,09	psi
<b>LINER-POZO</b>		
V	4,08	
Vc	6,42	pie/seg
Régimen	Laminar	
Nre	2196,68	
f	0,01	
Dp	191,92	psi
<b>Resultados</b>		
$\Delta Dp$ -EA	466,54	psi
$\Delta DEC$	0,56	psi
<b>DEC</b>	13,06	ppg
<b>Presión Hidrostática</b>		
Interior	11690,61	psi
Espacio Anular	10375,34	psi



Fuente: Elaboración propia, Facultad de Ingeniería 2022



### Drill pipe – Cañería

$$V = \frac{7bpm * 42 \text{ gal} / \text{bbl}}{2.448 * (10,75^2 - 5^2)}$$

$$V = 1,326134 \cong 1,33 \text{ pie} / \text{seg}$$

$$V_c = \frac{1,08 * VP + 1,08 * \sqrt{VP^2 + 9,26 * (10,75 - 5)^2 * YP * \rho}}{\rho * (ID - OD)}$$

$$V_c = \frac{1,08 * 40 + 1,08 * \sqrt{40^2 + 9,26 * (10,75 - 5)^2 * 20 * 12,5}}{12,5 * (10,75 - 5)}$$

$$V_c = 4,80 \text{ pie} / \text{s}$$

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

$$Nre = \frac{928 * (10,75 - 5) * 1.326134 * 12.5}{40}$$

$$Nre = 2211,3284 \cong 2211,33$$

$$Dp = \frac{40 * (4100 * 3.281) * 1.326134}{1000 * (10,75 - 5)^2} + \frac{20 * (4100 * 3,281)}{200 * (10,75 - 5)}$$

$$Dp = 255,53 \text{ (psi)}$$

### Liner – Cañería

$$V = \frac{7bpm * 42 \text{ gal} / \text{bbl}}{2.448 * (10,75^2 - 7^2)}$$

$$V = 1.80429 \cong 1.80 \text{ pie} / \text{s}$$

$$V_c = \frac{1,08 * 40 + 1,08 * \sqrt{40^2 + 9,26 * (10,75 - 7)^2 * 20 * 12,5}}{12,5 * (10,75 - 7)}$$

$$V_c = 5,18 \text{ pie} / \text{s}$$

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



$$Nre = \frac{928 * (10,75 - 7) * 1.80429 * 12.5}{40}$$

$$Nre = 1962.17$$

$$Dp = \frac{40 * (4283 - 4100) * 3,281 * 1,80429}{1000 * (10,75 - 7)^2} + \frac{20 * (4283 - 4100) * 3,281}{200 * (10,75 - 7)}$$

$$Dp = 19,09 \text{ (psi)}$$

Liner – Pozo

$$V = \frac{7bpm * 42 \text{ gal/bbl}}{2.448 * (8,855^2 - 7^2)}$$

$$V = 4.08344 \approx 4.08 \text{ pie/s}$$

$$Vc = \frac{1,08 * 40 + 1,08 * \sqrt{40^2 + 9,26 * (8,855 - 7)^2 * 20 * 12,5}}{12,5 * (8,86 - 7)}$$

$$Vc = 6,42 \text{ pie/s}$$

$$V < Vc = \text{Flujo laminar}$$

$$Nre = \frac{928 * (8,855 - 7) * 4.08344 * 12.5}{40}$$

$$Nre = 2196.68$$

$$Dp = \frac{40 * (4860 - 4283) * 3,281 * 4.08344}{1000 * (8,86 - 7)^2} + \frac{20 * (4860 - 4283) * 3,281}{200 * (8,86 - 7)}$$

$$Dp = 191,92 \text{ (psi)}$$

$$\Delta Dp = 255,53 \text{ psi} + 19,09 \text{ psi} + 191,92 \text{ psi}$$

$$\Delta Dp = 466,54 \text{ psi}$$

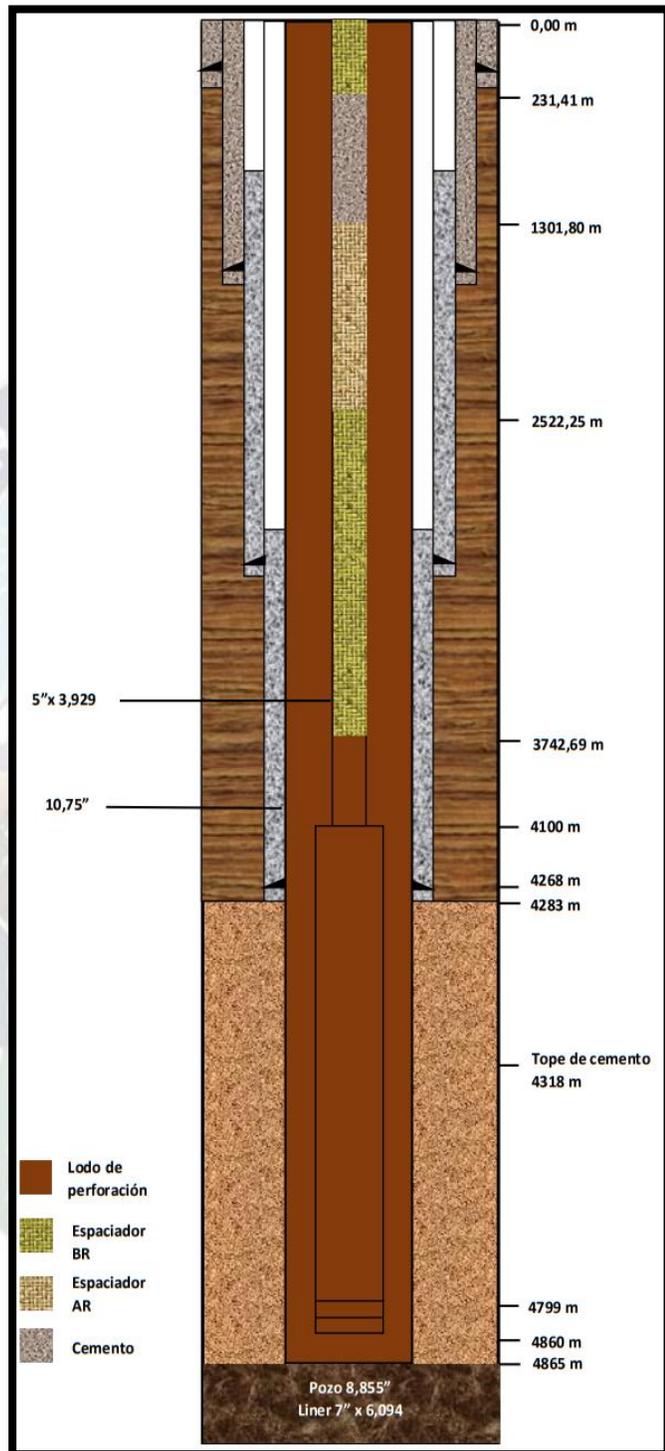
$$DEC = 12,5 + \frac{466,54}{0,052 * 4860 * 3,281}$$

$$DEC = 13,06 \text{ ppg}$$



## Escenario 2

<b>Caudal de bombeo</b>	<b>7bpm</b>	
<b>Densidad EA</b>	<b>12,5ppg</b>	
<b>Volumen bombeado</b>	<b>184bbl</b>	
<b>Perdidas de Presion en el Espacio Anular</b>		
<b>DP-CÑ</b>		
V	1,33	pie/seg
Vc	4,8	pie/seg
Régimen	Laminar	
Nre	2211,33	
f	0,01	
Dp	255,53	psi
<b>LINER-CÑ</b>		
V	1,8	pie/seg
Vc	5,18	pie/seg
Régimen	Laminar	
Nre	1962,17	
f	0,01	
Dp	19,09	Psi
<b>LINER-POZO</b>		
V	4,08	
Vc	6,42	pie/seg
Régimen	Laminar	pie/seg
Nre	2196,68	
f	0,01	
Dp	191,92	Psi
<b>Resultados</b>		
$\Delta Dp$ -EA	466,54	Psi
$\Delta DEC$	0,56	Psi
<b>DEC</b>	13,06	Ppg
<b>Presión Hidrostática</b>		
Interior	11690,61	Psi
Espacio Anular	10375,34	Psi



Fuente: Elaboración propia, Facultad de Ingeniería 2022



### Drill pipe – Cañería

$$V = \frac{7bpm * 42 \text{ gal} / \text{bbl}}{2.448 * (10,75^2 - 5^2)}$$

$$V = 1,326134 \cong 1,33 \text{ pie} / \text{seg}$$

$$V_c = \frac{1,08 * VP + 1,08 * \sqrt{VP^2 + 9,26 * (10,75 - 5)^2 * YP * \rho}}{\rho * (ID - OD)}$$

$$V_c = \frac{1,08 * 40 + 1,08 * \sqrt{40^2 + 9,26 * (10,75 - 5)^2 * 20 * 12,5}}{12,5 * (10,75 - 5)}$$

$$V_c = 4,80 \text{ pie} / \text{s}$$

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

$$Nre = \frac{928 * (10,75 - 5) * 1.326134 * 12.5}{40}$$

$$Nre = 2211,3284 \cong 2211,33$$

$$Dp = \frac{40 * (4100 * 3.281) * 1.326134}{1000 * (10,75 - 5)^2} + \frac{20 * (4100 * 3,281)}{200 * (10,75 - 5)}$$

$$Dp = 255,53 \text{ (psi)}$$

### Liner – Cañería

$$V = \frac{7bpm * 42 \text{ gal} / \text{bbl}}{2.448 * (10,75^2 - 7^2)}$$

$$V = 1.80429 \cong 1.80 \text{ pie} / \text{s}$$

$$V_c = \frac{1,08 * 40 + 1,08 * \sqrt{40^2 + 9,26 * (10,75 - 7)^2 * 20 * 12,5}}{12,5 * (10,75 - 7)}$$

$$V_c = 5,18 \text{ pie} / \text{s}$$

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



$$Nre = \frac{928 * (10,75 - 7) * 1.80429 * 12.5}{40}$$

$$Nre = 1962.17$$

$$Dp = \frac{40 * (4283 - 4100) * 3,281 * 1,80429}{1000 * (10,75 - 7)^2} + \frac{20 * (4283 - 4100) * 3,281}{200 * (10,75 - 7)}$$

$$Dp = 19,09 \text{ (psi)}$$

Liner – Pozo

$$V = \frac{7bpm * 42 \text{ gal/bbl}}{2.448 * (8,855^2 - 7^2)}$$

$$V = 4.08344 \approx 4.08 \text{ pie/s}$$

$$Vc = \frac{1,08 * 40 + 1,08 * \sqrt{40^2 + 9,26 * (8,855 - 7)^2 * 20 * 12,5}}{12,5 * (8,86 - 7)}$$

$$Vc = 6,42 \text{ pie/s}$$

$$V < Vc = \text{Flujo laminar}$$

$$Nre = \frac{928 * (8,855 - 7) * 4.08344 * 12.5}{40}$$

$$Nre = 2196.68$$

$$Dp = \frac{40 * (4860 - 4283) * 3,281 * 4.08344}{1000 * (8,86 - 7)^2} + \frac{20 * (4860 - 4283) * 3,281}{200 * (8,86 - 7)}$$

$$Dp = 191,92 \text{ (psi)}$$

$$\Delta Dp = 255,53 \text{ psi} + 19,09 \text{ psi} + 191,92 \text{ psi}$$

$$\Delta Dp = 466,54 \text{ psi}$$

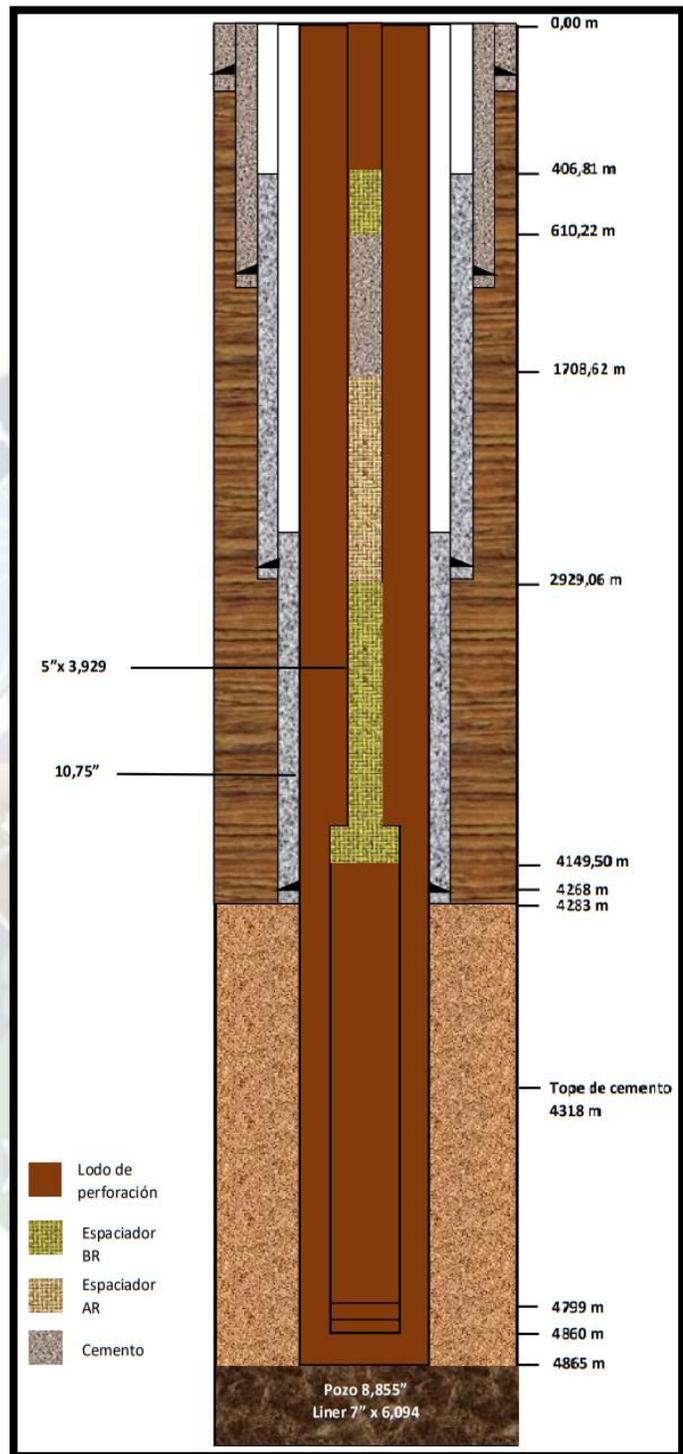
$$DEC = 12,5 + \frac{466,54}{0,052 * 4860 * 3,281}$$

$$DEC = 13,06 \text{ ppg}$$



### Escenario 3

<b>Caudal de bombeo</b>	<b>6 bpm</b>	
<b>Densidad EA</b>	<b>12,5 ppg</b>	
<b>Volumen bombeado</b>	<b>204 bbl</b>	
<b>Perdidas de Presión en el Espacio Anular</b>		
<b>DP-CÑ</b>		
V	1,14	pie/seg
Vc	8	pie/seg
Régimen	Laminar	
Nre	1895,42	
f	0,01	
Dp	252,45	Psi
<b>LINER-CÑ</b>		
V	1,55	pie/seg
Vc	5,18	pie/seg
Régimen	Laminar	
Nre	1681,86	
f	0,01	
Dp	18,65	Psi
<b>LINER-POZO</b>		
V	3,5	
Vc	6,42	pie/seg
Régimen	Laminar	pie/seg
Nre	1882,87	
f	0,01	
Dp	179,08	Psi
<b>Resultados</b>		
$\Delta Dp$ -EA	450,18	Psi
$\Delta DEC$	0,54	Psi
<b>DEC</b>	13,04	Ppg
<b>Presión Hidrostática</b>		
Interior	11690,61	Psi
Espacio Anular	10375,34	Psi



Fuente: Elaboración propia, Facultad de Ingeniería 2022



### Drill pipe – Cañería

$$V = \frac{6bpm * 42 \text{ gal} / \text{bbl}}{2.448 * (10,75^2 - 5^2)}$$

$$V = 1,13668 \cong 1,14 \text{ pie} / \text{seg}$$

$$V_c = \frac{1,08 * VP + 1,08 * \sqrt{VP^2 + 9,26 * (10,75 - 5)^2 * YP * \rho}}{\rho * (ID - OD)}$$

$$V_c = \frac{1,08 * 40 + 1,08 * \sqrt{40^2 + 9,26 * (10,75 - 5)^2 * 20 * 12,5}}{12,5 * (10,75 - 5)}$$

$$V_c = 4.80 \text{ pie} / \text{s}$$

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

$$Nre = \frac{928 * (10,75 - 5) * 1.13668 * 12.5}{40}$$

$$Nre = 1895,42$$

$$Dp = \frac{40 * (4100 * 3.281) * 1.14}{1000 * (10,75 - 5)^2} + \frac{20 * (4100 * 3,281)}{200 * (10,75 - 5)}$$

$$Dp = 252,45 \text{ (psi)}$$

### Liner – Cañería

$$V = \frac{6bpm * 42 \text{ gal} / \text{bbl}}{2.448 * (10,75^2 - 7^2)}$$

$$V = 1.546 \text{ pie} / \text{s}$$

$$V_c = \frac{1,08 * 40 + 1,08 * \sqrt{40^2 + 9,26 * (10,75 - 7)^2 * 20 * 12,5}}{12,5 * (10,75 - 7)}$$

$$V_c = 5,18 \text{ pie} / \text{s}$$

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



$$Nre = \frac{928 * (10,75 - 7) * 1.546 * 12.5}{40}$$

$$Nre = 1681,275$$

$$Dp = \frac{40 * (4283 - 4100) * 3,281 * 1,546}{1000 * (10,75 - 7)^2} + \frac{20 * (4283 - 4100) * 3,281}{200 * (10,75 - 7)}$$

$$Dp = 18,65 \text{ (psi)}$$

Liner – Pozo

$$V = \frac{6bpm * 42 \text{ gal/bbl}}{2.448 * (8,86^2 - 7^2)}$$

$$V = 3.49 \text{ pie/s}$$

$$Vc = \frac{1,08 * 40 + 1,08 * \sqrt{40^2 + 9,26 * (8,86 - 7)^2 * 20 * 12,5}}{12,5 * (8,86 - 7)}$$

$$Vc = 6,42 \text{ pie/s}$$

$$V < Vc = \text{Flujo laminar}$$

$$Nre = \frac{928 * (8,86 - 7) * 3.49 * 12.5}{40}$$

$$Nre = 1882,87$$

$$Dp = \frac{40 * (4860 - 4283) * 3,281 * 3.50}{1000 * (8,86 - 7)^2} + \frac{20 * (4860 - 4283) * 3,281}{200 * (8,86 - 7)}$$

$$Dp = 178.65 \text{ (psi)}$$

$$\Delta Dp = 252.45 \text{ psi} + 18.65 \text{ psi} + 178.45 \text{ psi}$$

$$\Delta Dp = 450,1$$

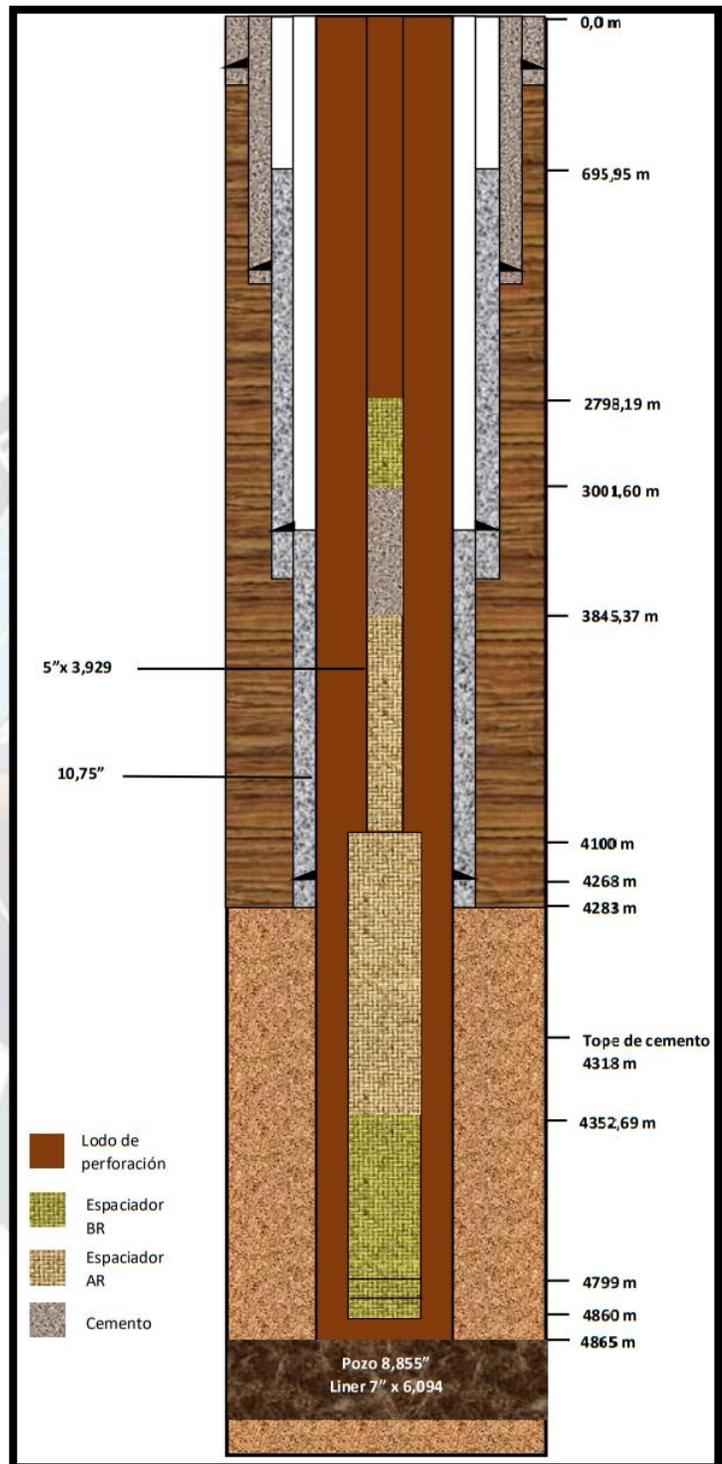
$$DEC = 12,5 + \frac{450,1}{0,052 * 4860 * 3,281}$$

$$DEC = 13,04 \text{ ppg}$$



### Escenario 4

<b>Caudal de bombeo</b>		<b>6 bpm</b>
<b>Densidad EA</b>		<b>12,5 ppg</b>
<b>Volumen bombeado</b>		<b>321,57bbl</b>
<b>Perdidas de Presión en el Espacio Anular</b>		
<b>DP-CÑ</b>		
V	1,14	pie/seg
Vc	4,80	pie/seg
Régimen	Laminar	
Nre	1895,42	
f	0,01	
Dp	252,45	Psi
<b>LINER-CÑ</b>		
V	1,55	pie/seg
Vc	5,18	pie/seg
Régimen	Laminar	
Nre	1681,86	
f	0,01	
Dp	18,65	Psi
<b>LINER-POZO</b>		
V	3,50	
Vc	6,42	pie/seg
Régimen	Laminar	
Nre	1882,87	
f	0,01	
Dp	179,08	psi
<b>Resultados</b>		
$\Delta Dp$ -EA	450,18	psi
$\Delta DEC$	0,54	psi
<b>DEC</b>	13,04	ppg
<b>Presión Hidrostática</b>		
Interior	11162,9	psi
Espacio Anular	10364,68	psi



Fuente: Elaboración propia, Facultad de Ingeniería 2022



### Drill pipe – Cañería

$$V = \frac{6bpm * 42 \text{ gal} / \text{bbl}}{2.448 * (10,75^2 - 5^2)}$$

$$V = 1,13668 \cong 1,14 \text{ pie} / \text{seg}$$

$$V_c = \frac{1,08 * VP + 1,08 * \sqrt{VP^2 + 9,26 * (10,75 - 5)^2 * YP * \rho}}{\rho * (ID - OD)}$$

$$V_c = \frac{1,08 * 40 + 1,08 * \sqrt{40^2 + 9,26 * (10,75 - 5)^2 * 20 * 12,5}}{12,5 * (10,75 - 5)}$$

$$V_c = 4.80 \text{ pie} / \text{s}$$

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

$$Nre = \frac{928 * (10,75 - 5) * 1.13668 * 12.5}{40}$$

$$Nre = 1895,42$$

$$Dp = \frac{40 * (4100 * 3.281) * 1.14}{1000 * (10,75 - 5)^2} + \frac{20 * (4100 * 3,281)}{200 * (10,75 - 5)}$$

$$Dp = 252,45 \text{ (psi)}$$

### Liner – Cañería

$$V = \frac{6bpm * 42 \text{ gal} / \text{bbl}}{2.448 * (10,75^2 - 7^2)}$$

$$V = 1.546 \text{ pie} / \text{s}$$

$$V_c = \frac{1,08 * 40 + 1,08 * \sqrt{40^2 + 9,26 * (10,75 - 7)^2 * 20 * 12,5}}{12,5 * (10,75 - 7)}$$

$$V_c = 5,18 \text{ pie} / \text{s}$$

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



$$Nre = \frac{928 * (10,75 - 7) * 1.546 * 12.5}{40}$$

$$Nre = 1681,275$$

$$Dp = \frac{40 * (4283 - 4100) * 3,281 * 1,546}{1000 * (10,75 - 7)^2} + \frac{20 * (4283 - 4100) * 3,281}{200 * (10,75 - 7)}$$

$$Dp = 18,65 \text{ (psi)}$$

Liner – Pozo

$$V = \frac{6bpm * 42 \text{ gal/bbl}}{2.448 * (8,86^2 - 7^2)}$$

$$V = 3.49 \text{ pie/s}$$

$$Vc = \frac{1,08 * 40 + 1,08 * \sqrt{40^2 + 9,26 * (8,86 - 7)^2 * 20 * 12,5}}{12,5 * (8,86 - 7)}$$

$$Vc = 6,42 \text{ pie/s}$$

$$V < Vc = \text{Flujo laminar}$$

$$Nre = \frac{928 * (8,86 - 7) * 3.49 * 12.5}{40}$$

$$Nre = 1882,87$$

$$Dp = \frac{40 * (4860 - 4283) * 3,281 * 3.50}{1000 * (8,86 - 7)^2} + \frac{20 * (4860 - 4283) * 3,281}{200 * (8,86 - 7)}$$

$$Dp = 178.65 \text{ (psi)}$$

$$\Delta Dp = 252.45 \text{ psi} + 18.65 \text{ psi} + 178.45 \text{ psi}$$

$$\Delta Dp = 450,1$$

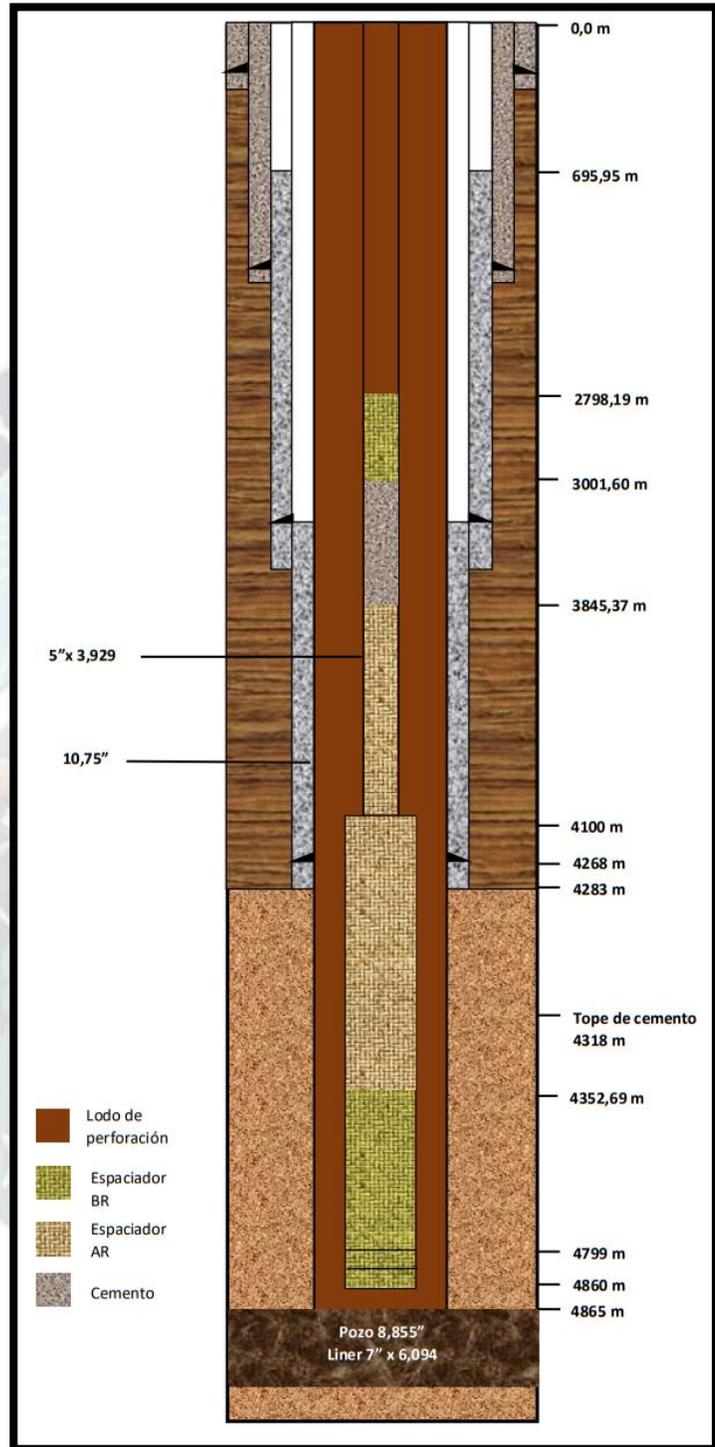
$$DEC = 12,5 + \frac{450,1}{0,052 * 4860 * 3,281}$$

$$DEC = 13,04 \text{ ppg}$$



### Escenario 5

<b>Caudal de bombeo</b>	<b>4 bpm</b>	
<b>Densidad EA</b>	<b>12,5 ppg</b>	
<b>Volumen bombeado</b>	<b>321,577bbl</b>	
<b>Perdidas de Presión en el Espacio Anular</b>		
<b>DP-CÑ</b>		
V	0,76	pie/seg
Vc	4,80	pie/seg
Régimen	Laminar	
Nre	1263,62	
f	0,01	
Dp	246,28	psi
<b>LINER-CÑ</b>		
V	1,03	pie/seg
Vc	5,18	pie/seg
Régimen	Laminar	
Nre	1121,24	
f	0,01	
Dp	17,77	Psi
<b>LINER-POZO</b>		
V	2,33	
Vc	6,42	pie/seg
Régimen	Laminar	pie/seg
Nre	1255,25	
f	0,01	
Dp	153,41	Psi
<b>Resultados</b>		
$\Delta Dp$ -EA	417,46	Psi
$\Delta DEC$	0,50	Psi
<b>DEC</b>	13,00	Ppg
<b>Presión Hidrostática</b>		
Interior	11162,89	Psi
Espacio Anular	10364,68	Psi



Fuente: Elaboración propia, Facultad de Ingeniería 2022



## Drill pipe – Cañería

$$V = \frac{4bpm * 42 \text{ gal} / \text{bbl}}{2.448 * (10,75^2 - 5^2)}$$

$$V = 0.75779 \cong 0,76 \text{ pie} / \text{seg}$$

$$V_c = \frac{1,08 * VP + 1,08 * \sqrt{VP^2 + 9,26 * (10,75 - 5)^2 * YP * \rho}}{\rho * (ID - OD)}$$

$$V_c = \frac{1,08 * 40 + 1,08 * \sqrt{40^2 + 9,26 * (10,75 - 5)^2 * 20 * 12,5}}{12,5 * (10,75 - 5)}$$

$$V_c = 4.80 \text{ pie} / \text{s}$$

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

$$Nre = \frac{928 * (10,75 - 5) * 0,757791 * 12.5}{40}$$

$$Nre = 1263,62$$

$$Dp = \frac{40 * (4100 * 3.281) * 0.757791}{1000 * (10,75 - 5)^2} + \frac{20 * (4100 * 3,281)}{200 * (10,75 - 5)}$$

$$Dp = 246,28 \text{ (psi)}$$

## Liner – Cañería

$$V = \frac{4bpm * 42 \text{ gal} / \text{bbl}}{2.448 * (10,75^2 - 7^2)}$$

$$V = 1,031023 \cong 1,03 \text{ pie} / \text{s}$$

$$V_c = \frac{1,08 * 40 + 1,08 * \sqrt{40^2 + 9,26 * (10,75 - 7)^2 * 20 * 12,5}}{12,5 * (10,75 - 7)}$$

$$V_c = 5,18 \text{ pie} / \text{s}$$

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



$$Nre = \frac{928 * (10,75 - 7) * 1,031023 * 12,5}{40}$$

$$Nre = 1121,24$$

$$Dp = \frac{40 * (4283 - 4100) * 3,281 * 1,031023}{1000 * (10,75 - 7)^2} + \frac{20 * (4283 - 4100) * 3,281}{200 * (10,75 - 7)}$$

$$Dp = 17,77 \text{ (psi)}$$

Liner – Pozo

$$V = \frac{4bpm * 42 \text{ gal/bbl}}{2.448 * (8,855^2 - 7^2)}$$

$$V = 2,33339 \text{ pie/s}$$

$$Vc = \frac{1,08 * 40 + 1,08 * \sqrt{40^2 + 9,26 * (8,855 - 7)^2 * 20 * 12,5}}{12,5 * (8,855 - 7)}$$

$$Vc = 6,42 \text{ pie/s}$$

$$V < Vc = \text{Flujo laminar}$$

$$Nre = \frac{928 * (8,855 - 7) * 2,33339 * 12,5}{40}$$

$$Nre = 1255,25$$

$$Dp = \frac{40 * (4860 - 4283) * 3,281 * 2,33339}{1000 * (8,855 - 7)^2} + \frac{20 * (4860 - 4283) * 3,281}{200 * (8,855 - 7)}$$

$$Dp = 153,41 \text{ (psi)}$$

$$\Delta Dp = 246,28 \text{ psi} + 17,77 \text{ psi} + 153,41 \text{ psi}$$

$$\Delta Dp = 417,46 \text{ psi}$$

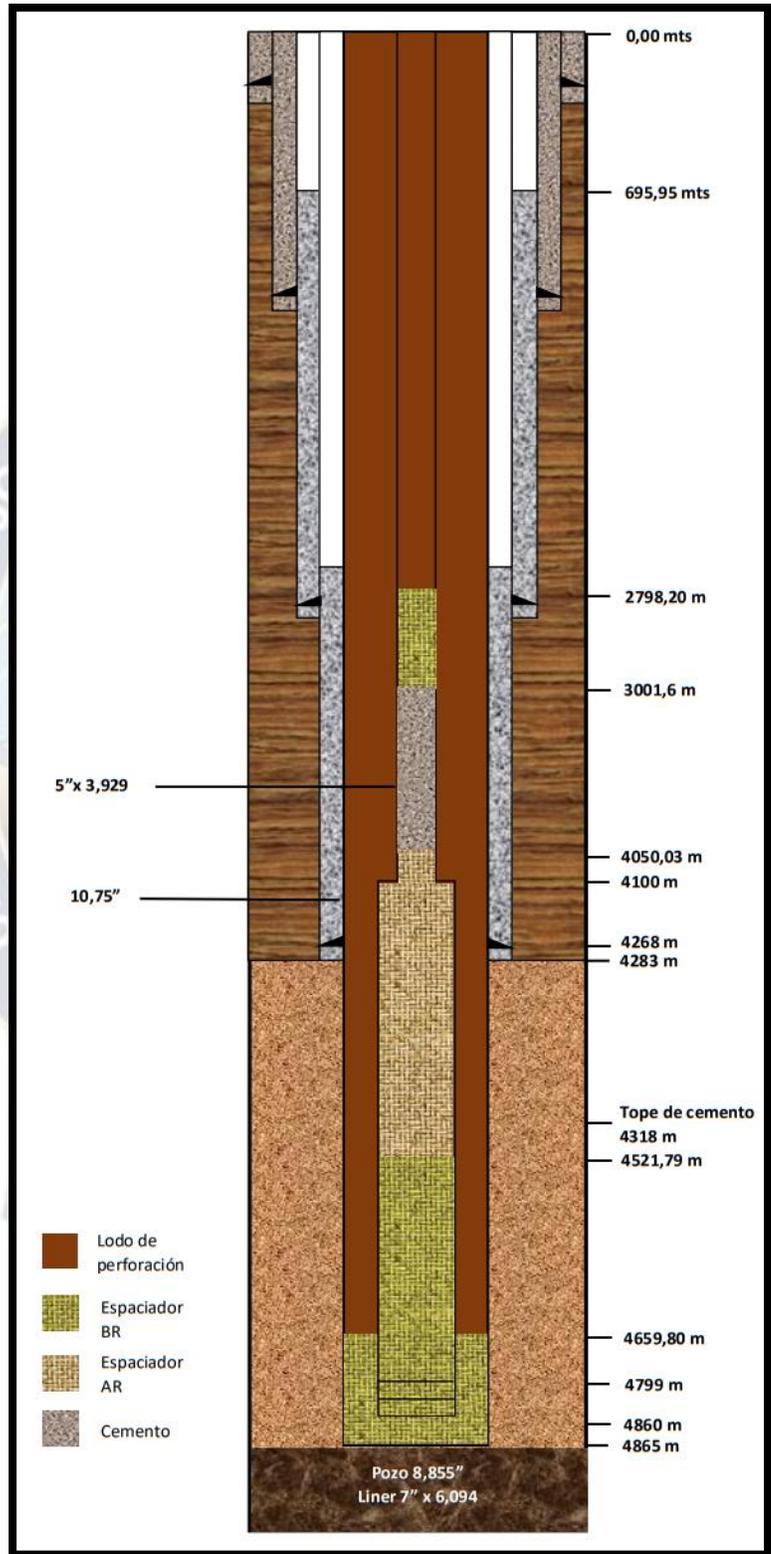
$$DEC = 12,5 + \frac{417,46}{0,052 * 4860 * 3,281}$$

$$DEC = 13,0 \text{ ppg}$$



### Escenario 6

<b>Caudal de bombeo</b>	<b>4 bpm</b>	
<b>Densidad EA</b>	<b>12,5 ppg</b>	
<b>Volumen bombeado</b>	<b>321,57bbl</b>	
<b>Perdidas de Presión en el Espacio Anular</b>		
<b>DP-CÑ</b>		
V	0,76	pie/seg
Vc	4,80	pie/seg
Régimen	<i>Laminar</i>	
Nre	1263,62	
F	0,01	
Dp	246,28	psi
<b>LINER-CÑ</b>		
V	1,03	pie/seg
Vc	5,18	pie/seg
Régimen	<i>Laminar</i>	
Nre	1121,24	
F	0,01	
Dp	17,77	psi
<b>LINER-POZO-LODO</b>		
V	2,33	
Vc	6,42	pie/seg
Régimen	<i>Laminar</i>	
Nre	1255,25	
F	0,01	
Dp	100,18	psi
<b>LINER-POZO-ESPACIADOR</b>		
V	2,33	pie/seg
Vc	7,97	pie/seg
Régimen	<i>Laminar</i>	
Nre	723,02	
F	0,02	
Dp	59,96	psi
<b>Resultados</b>		
$\Delta Dp$ -EA	424,20	psi
$\Delta DEC$	0,51	psi
<b>DEC</b>	13,05	ppg
<b>Presión Hidrostática</b>		
Interior	11244,12	psi
Espacio Anular	10398,83	psi



Fuente: Elaboración propia, Facultad de Ingeniería 2022



### Drill pipe – Cañería

$$V = \frac{4bpm * 42 \text{ gal} / \text{bbl}}{2.448 * (10,75^2 - 5^2)}$$

$$V = 0.75779 \cong 0,76 \text{ pie} / \text{seg}$$

$$V_c = \frac{1,08 * VP + 1,08 * \sqrt{VP^2 + 9,26 * (10,75 - 5)^2 * YP * \rho}}{\rho * (ID - OD)}$$

$$V_c = \frac{1,08 * 40 + 1,08 * \sqrt{40^2 + 9,26 * (10,75 - 5)^2 * 20 * 12,5}}{12,5 * (10,75 - 5)}$$

$$V_c = 4.80 \text{ pie} / \text{s}$$

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

$$Nre = \frac{928 * (10,75 - 5) * 0,757791 * 12.5}{40}$$

$$Nre = 1263,62$$

$$Dp = \frac{40 * (4100 * 3.281) * 0.757791}{1000 * (10,75 - 5)^2} + \frac{20 * (4100 * 3,281)}{200 * (10,75 - 5)}$$

$$Dp = 246,28 \text{ (psi)}$$

### Liner – Cañería

$$V = \frac{4bpm * 42 \text{ gal} / \text{bbl}}{2.448 * (10,75^2 - 7^2)}$$

$$V = 1,031023 \cong 1,03 \text{ pie} / \text{s}$$

$$V_c = \frac{1,08 * 40 + 1,08 * \sqrt{40^2 + 9,26 * (10,75 - 7)^2 * 20 * 12,5}}{12,5 * (10,75 - 7)}$$

$$V_c = 5,18 \text{ pie} / \text{s}$$

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



$$Nre = \frac{928 * (10,75 - 7) * 1,031023 * 12,5}{40}$$

$$Nre = 1121,24$$

$$Dp = \frac{40 * (4283 - 4100) * 3,281 * 1,031023}{1000 * (10,75 - 7)^2} + \frac{20 * (4283 - 4100) * 3,281}{200 * (10,75 - 7)}$$

$$Dp = 17,77 \text{ (psi)}$$

Liner – Pozo – Lodo

$$V = \frac{4bpm * 42 \text{ gal/bbl}}{2,448 * (8,855^2 - 7^2)}$$

$$V = 2,33339 \cong 2,33 \text{ pie/s}$$

$$Vc = \frac{1,08 * 40 + 1,08 * \sqrt{40^2 + 9,26 * (8,855 - 7)^2 * 20 * 12,5}}{12,5 * (8,855 - 7)}$$

$$Vc = 6,42 \text{ pie/s}$$

$V < Vc = \text{Flujo laminar}$

$$Nre = \frac{928 * (8,855 - 7) * 2,33339 * 12,5}{40}$$

$$Nre = 1255,25$$

$$Dp = \frac{40 * (4659,8 - 4283) * 3,281 * 2,33339}{1000 * (8,855 - 7)^2} + \frac{20 * (4659,8 - 4283) * 3,281}{200 * (8,855 - 7)}$$

$$Dp = 100,18 \text{ (psi)}$$

Liner – Pozo – Espaciador

$$V = \frac{4bpm * 42 \text{ gal/bbl}}{2,448 * (8,855^2 - 7^2)}$$

$$V = 2,33339 \cong 2,33 \text{ pie/s}$$



$$V_c = \frac{1,08 * 75 + 1,08 * \sqrt{75^2 + 9,26 * (8,855 - 7)^2 * 15 * 13,5}}{13,5 * (8,855 - 7)}$$

$$V_c = 7,97 \text{ pie}/s$$

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

$$Nre = \frac{928 * (8,855 - 7) * 2,33339 * 13,5}{75}$$

$$Nre = 723,02$$

$$Dp = \frac{75 * (4860 - 4659,8) * 3,281 * 2,33339}{1000 * (8,855 - 7)^2} + \frac{15 * (4860 - 4659,8) * 3,281}{200 * (8,855 - 7)}$$

$$Dp = 59,96 \text{ (psi)}$$

$$\Delta Dp = 246,28 \text{ psi} + 17,77 \text{ psi} + 100,18 \text{ psi} + 59,96 \text{ psi}$$

$$\Delta Dp = 424,2 \text{ psi}$$

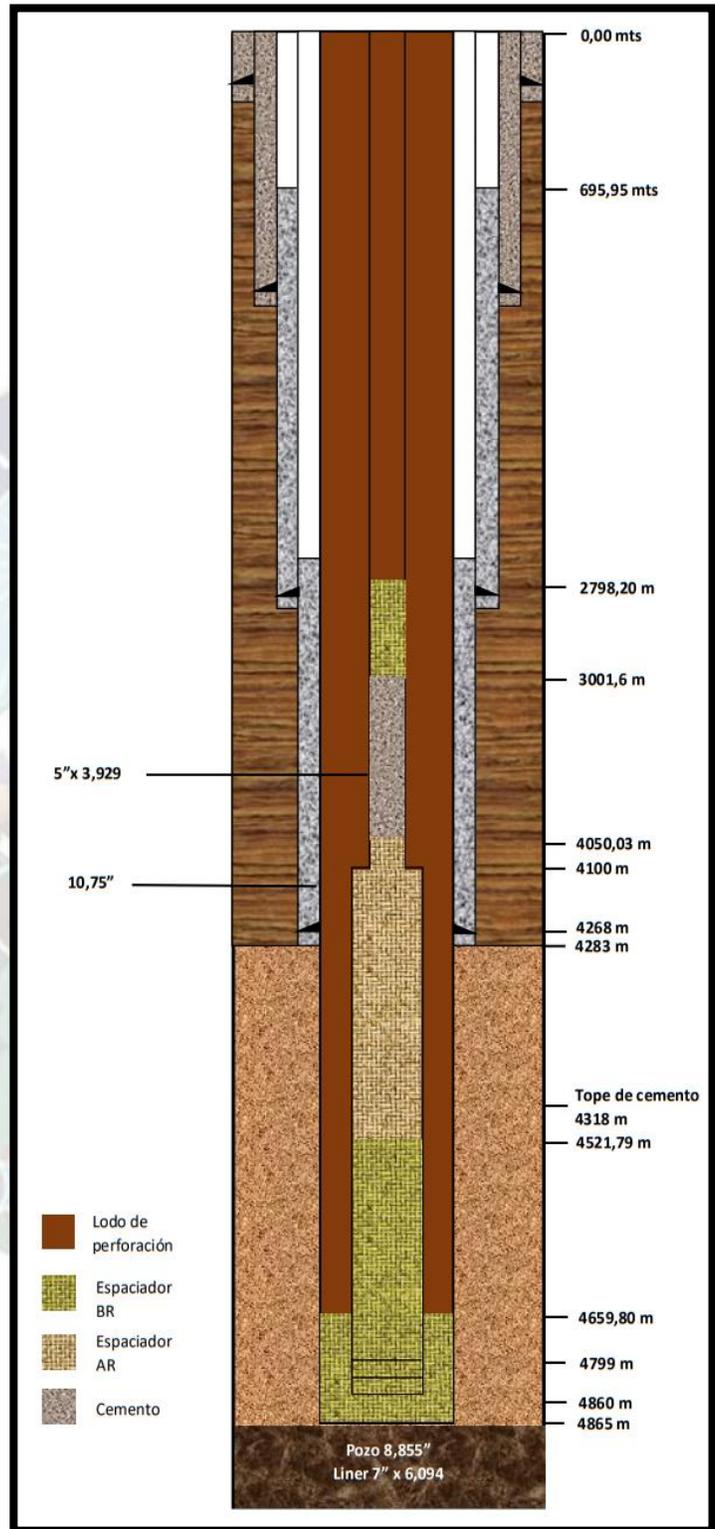
$$DEC = 12,54 + \frac{424,2}{0,052 * 4860 * 3,281}$$

$$DEC = 13,05 \text{ ppg}$$



### Escenario 7

<b>Caudal de bombeo</b>	<b>5 bpm</b>	
<b>Densidad EA</b>	<b>12,5 ppg</b>	
<b>Volumen bombeado</b>	<b>331,68bbl</b>	
<b>Perdidas de Presión en el Espacio Anular</b>		
<b>DP-CÑ</b>		
V	0,95	pie/seg
Vc	4,80	pie/seg
Régimen	Laminar	
Nre	1579,52	
f	0,01	
Dp	249,37	psi
<b>LINER-CÑ</b>		
V	1,29	pie/seg
Vc	5,18	pie/seg
Régimen	Laminar	
Nre	1401,55	
f	0,01	
Dp	18,21	psi
<b>LINER-POZO-LODO</b>		
V	2,92	
Vc	6,42	pie/seg
Régimen	Laminar pie/seg	
Nre	1569,06	
f	0,01	
Dp	108,56	psi
<b>LINER-POZO-ESPACIADOR</b>		
V	2,92	pie/seg
Vc	7,97	pie/seg
Régimen	Laminar	
Nre	903,78	
f	0,02	
Dp	68,31	psi
<b>Resultados</b>		
$\Delta Dp$ -EA	444,46	psi
$\Delta DEC$	0,54	psi
<b>DEC</b>	13,08	ppg
<b>Presión Hidrostática</b>		
Interior	11112,17	psi
Espacio Anular	10398,83	psi



Fuente: Elaboración propia, Facultad de Ingeniería 2022



### Drill pipe – Cañería

$$V = \frac{5bpm * 42 \text{ gal} / \text{bbl}}{2,448 * (10,75^2 - 5^2)}$$

$$V = 0,94724 \cong 0,95 \text{ pie} / \text{seg}$$

$$V_c = \frac{1,08 * VP + 1,08 * \sqrt{VP^2 + 9,26 * (10,75 - 5)^2 * YP * \rho}}{\rho * (ID - OD)}$$

$$V_c = \frac{1,08 * 40 + 1,08 * \sqrt{40^2 + 9,26 * (10,75 - 5)^2 * 20 * 12,5}}{12,5 * (10,75 - 5)}$$

$$V_c = 4,80 \text{ pie} / \text{s}$$

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

$$Nre = \frac{928 * (10,75 - 5) * 0,94724 * 12,5}{40}$$

$$Nre = 1579,52$$

$$Dp = \frac{40 * (4100 * 3,281) * 0,94724}{1000 * (10,75 - 5)^2} + \frac{20 * (4100 * 3,281)}{200 * (10,75 - 5)}$$

$$Dp = 249,37 \text{ (psi)}$$

### Liner – Cañería

$$V = \frac{5bpm * 42 \text{ gal} / \text{bbl}}{2,448 * (10,75^2 - 7^2)}$$

$$V = 1,28878 \cong 1,29 \text{ pie} / \text{s}$$

$$V_c = \frac{1,08 * 40 + 1,08 * \sqrt{40^2 + 9,26 * (10,75 - 7)^2 * 20 * 12,5}}{12,5 * (10,75 - 7)}$$

$$V_c = 5,18 \text{ pie} / \text{s}$$

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



$$Nre = \frac{928 * (10,75 - 7) * 1,28878 * 12.5}{40}$$

$$Nre = 1401,55$$

$$Dp = \frac{40 * (4283 - 4100) * 3,281 * 1,28878}{1000 * (10,75 - 7)^2} + \frac{20 * (4283 - 4100) * 3,281}{200 * (10,75 - 7)}$$

$$Dp = 18,21 \text{ (psi)}$$

Liner – Pozo – Lodo

$$V = \frac{5bpm * 42 \text{ gal/bbl}}{2,448 * (8,855^2 - 7^2)}$$

$$V = 2,91674 \cong 2,92 \text{ pie/s}$$

$$Vc = \frac{1,08 * 40 + 1,08 * \sqrt{40^2 + 9,26 * (8,855 - 7)^2 * 20 * 12,5}}{12,5 * (8,855 - 7)}$$

$$Vc = 6,42 \text{ pie/s}$$

$$V < Vc = \text{Flujo laminar}$$

$$Nre = \frac{928 * (8,855 - 7) * 2,91674 * 12.5}{40}$$

$$Nre = 1569,06$$

$$Dp = \frac{40 * (4659,8 - 4283) * 3,281 * 2,33339}{1000 * (8,855 - 7)^2} + \frac{20 * (4659,8 - 4283) * 3,281}{200 * (8,855 - 7)}$$

$$Dp = 108,56 \text{ (psi)}$$

Liner – Pozo – Espaciador

$$V = \frac{5bpm * 42 \text{ gal/bbl}}{2,448 * (8,855^2 - 7^2)}$$

$$V = 2,91674 \cong 2,33 \text{ pie/s}$$



$$V_c = \frac{1,08 * 75 + 1,08 * \sqrt{75^2 + 9,26 * (8,855 - 7)^2 * 15 * 13,5}}{13,5 * (8,855 - 7)}$$

$$V_c = 7,97 \text{ pie}/s$$

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

$$Nre = \frac{928 * (8,855 - 7) * 2,91674 * 13,5}{75}$$

$$Nre = 903,78$$

$$Dp = \frac{75 * (4860 - 4659,8) * 3,281 * 2,91674}{1000 * (8,855 - 7)^2} + \frac{15 * (4860 - 4659,8) * 3,281}{200 * (8,855 - 7)}$$

$$Dp = 68,31 \text{ (psi)}$$

$$\Delta Dp = 249,37 \text{ psi} + 18,21 \text{ psi} + 108,56 \text{ psi} + 68,31 \text{ psi}$$

$$\Delta Dp = 444,46 \text{ psi}$$

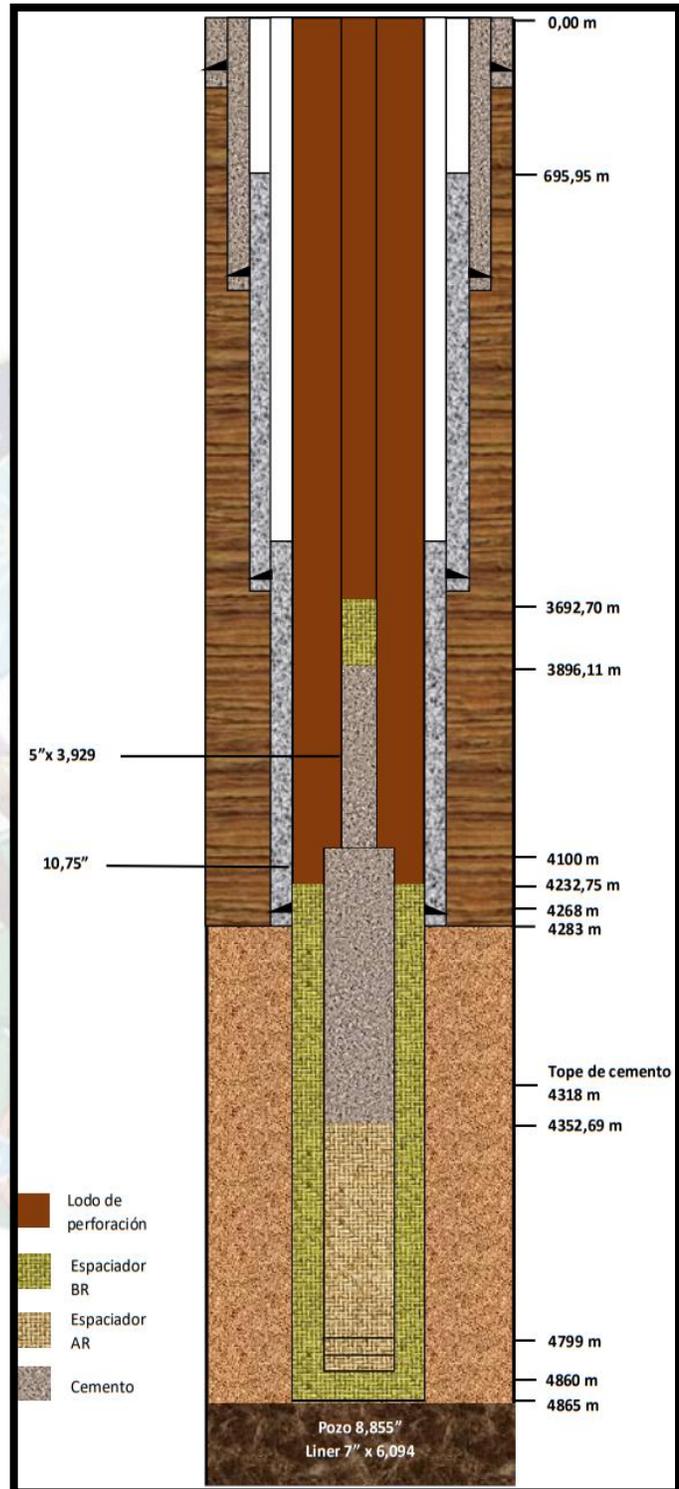
$$DEC = 12,54 + \frac{444,46}{0,052 * 4860 * 3,281}$$

$$DEC = 13,08 \text{ ppg}$$



### Escenario 8

<b>Caudal de bombeo</b>		<b>5 bpm</b>
<b>Densidad EA</b>		<b>12,5 ppg</b>
<b>Volumen bombeado</b>		<b>433,74bbl</b>
<b>Perdidas de Presión en el Espacio Anular</b>		
<b>DP-CÑ</b>		
V	0,95	pie/seg
Vc	4,80	pie/seg
Régimen	Laminar	
Nre	1579,52	
f	0,01	
Dp	249,37	psi
<b>LINER-CÑ</b>		
V	1,29	pie/seg
Vc	5,18	pie/seg
Régimen	Laminar	
Nre	1401,55	
f	0,01	
Dp	18,21	psi
<b>LINER-POZO-LODO</b>		
V	2,92	
Vc	6,42	pie/seg
Régimen	Laminar	pie/seg
Nre	1569,06	
f	0,01	
Dp	14,48	psi
<b>LINER-POZO-ESPACIADOR</b>		
V	2,92	pie/seg
Vc	7,97	pie/seg
Régimen	Laminar	
Nre	903,78	
f	0,01	
Dp	214,04	psi
<b>Resultados</b>		
$\Delta Dp$ -EA	496,09	Psi
$\Delta DEC$	0,60	Psi
<b>DEC</b>	13,23	Ppg
<b>Presión Hidrostática</b>		
Interior	10845,13	Psi
Espacio Anular	10471,69	Psi

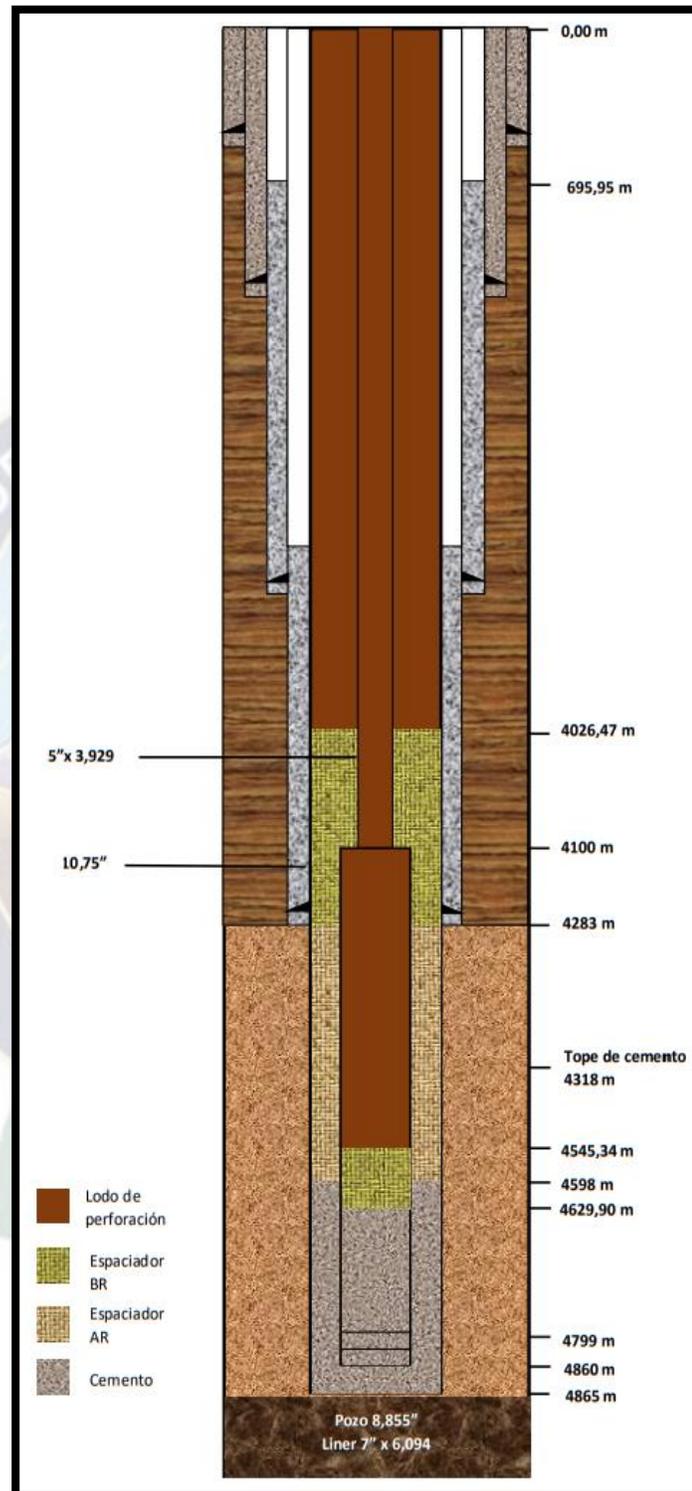


Fuente: Elaboración propia, Facultad de Ingeniería 2022



### Escenario 9

<b>Caudal de bombeo</b>	<b>5 bpm</b>	
<b>Densidad EA</b>	<b>12,5 ppg</b>	
<b>Volumen bombeado</b>	<b>438,24bbl</b>	
<b>Perdidas de Presion en el Espacio Anular</b>		
<b>DP-CÑ-LODO</b>		
V	0,95	pie/seg
Vc	4,80	pie/seg
Régimen	Laminar	
Nre	1579,52	
f	0,01	
Dp	244,89	psi
<b>DP-CÑ-ESPACIADOR BR</b>		
V	0,95	pie/seg
Vc	4,66	pie/seg
Régimen	Laminar	
Nre	909,8	
f	0,01	
Dp	3,67	psi
<b>DP-CÑ-ESPACIADOR AR</b>		
V	0,95	
Vc	6,02	pie/seg
Régimen	Laminar	
Nre	621,1	
f	0,02	
Dp	-	psi
<b>LINER-CÑ-ESPACIADOR BR</b>		
V	1,29	pie/seg
Vc	5,42	pie/seg
Régimen	Laminar	
Nre	807,29	
f	0,01	
Dp	16,14	psi
<b>LINER-POZO-ESPACIADOR AR</b>		
V	2,92	pie/seg
Vc	11,09	pie/seg
Régimen	Laminar	
Nre	616,99	
f	0,02	
Dp	170,25	psi
<b>LINER-POZO-CEMENTO</b>		
V	2,92	pie/seg
Vc	10,64	pie/seg
Régimen	Laminar	
Nre	669,47	
f	0,02	
Dp	156,93	psi
<b>Resultados</b>		
$\Delta Dp$ -EA	591,87	psi
$\Delta DEC$	0,71	psi
<b>DEC</b>	13,58	ppg
<b>Presión Hidrostática</b>		
Interior	10516,51	psi
Espacio Anular	10672,37	psi

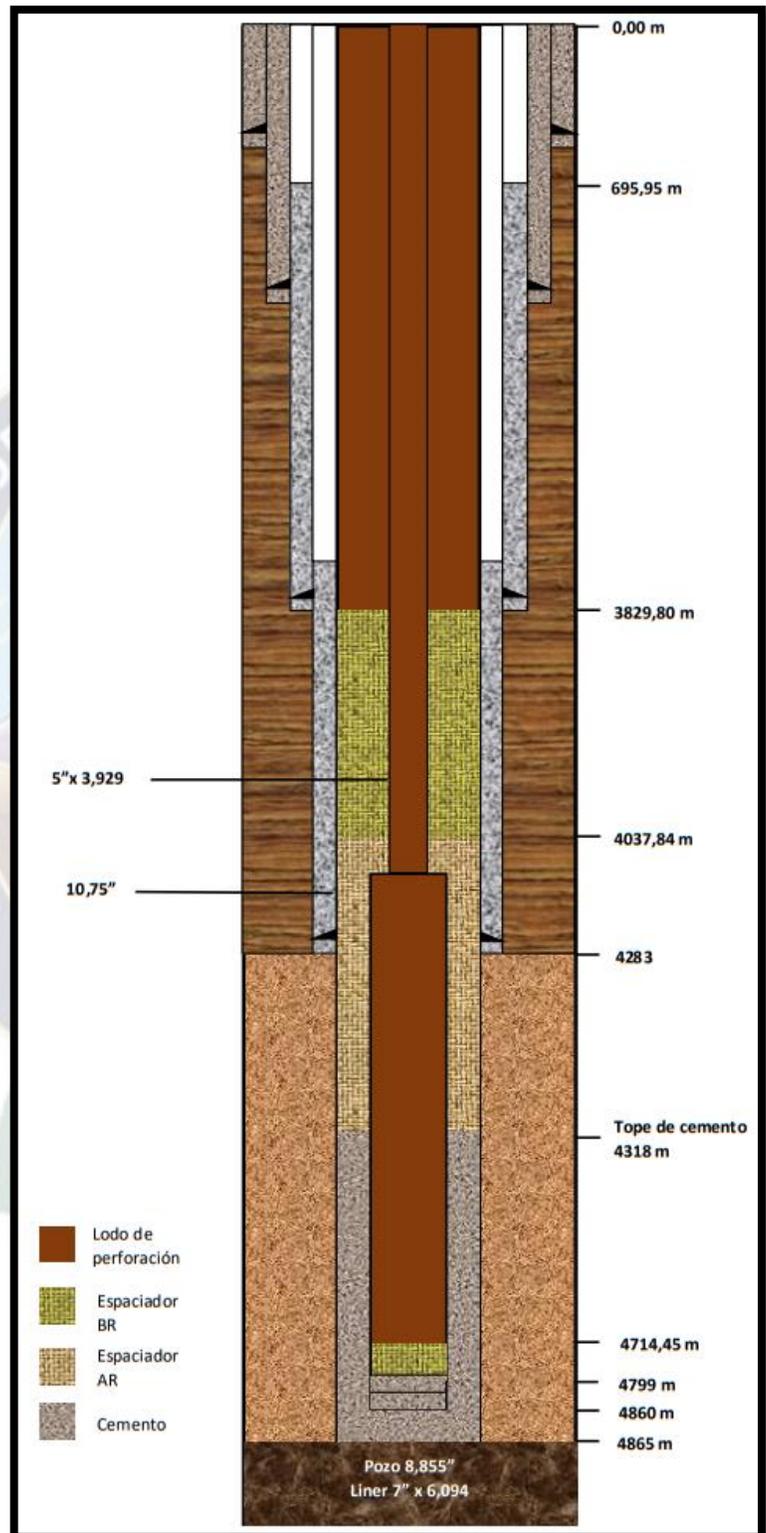


Fuente: Elaboración propia, Facultad de Ingeniería 2022



### Escenario 10

<b>Caudal de bombeo</b>	<b>2 bpm</b>	
<b>Densidad EA</b>	<b>12,5 ppg</b>	
<b>Volumen bombeado</b>	<b>438,24bbl</b>	
<b>Perdidas de Presion en el Espacio Anular</b>		
<b>DP-CÑ-LODO</b>		
V	0,38	pie/seg
Vc	4,80	pie/seg
Régimen	Laminar	
Nre	631,81	
f	0,02	
Dp	235,81	Psi
<b>DP-CÑ-ESPACIADOR BR</b>		
V	0,38	pie/seg
Vc	4,66	pie/seg
Régimen	Laminar	
Nre	363,92	
f	0,02	
Dp	3,35	Psi
<b>DP-CÑ-ESPACIADOR AR</b>		
V	0,38	pie/seg
Vc	6,02	pie/seg
Régimen	Laminar	
Nre	248,44	
f	0,02	
Dp	-	Psi
<b>LINER-CÑ-ESPACIADOR BR</b>		
V	0,52	pie/seg
Vc	5,42	pie/seg
Régimen	Laminar	
Nre	322,92	
f	0,02	
Dp	13,66	Psi
<b>LINER-POZO-ESPACIADOR AR</b>		
V	1,17	pie/seg
Vc	11,09	pie/seg
Régimen	Laminar	
Nre	246,79	
f	0,02	
Dp	104,55	Psi
<b>LINER-POZO-CEMENTO</b>		
V	1,17	pie/seg
Vc	10,64	pie/seg
Régimen	Laminar	
Nre	267,79	
f	0,02	
Dp	108,73	Psi
<b>Resultados</b>		
$\Delta Dp$ -EA	466,11	Psi
$\Delta DEC$	0,56	Psi
<b>DEC</b>	13,44	Ppg
<b>Presión Hidrostática</b>		
Interior	10516,51	Psi
Espacio Anular	10675,11	Psi

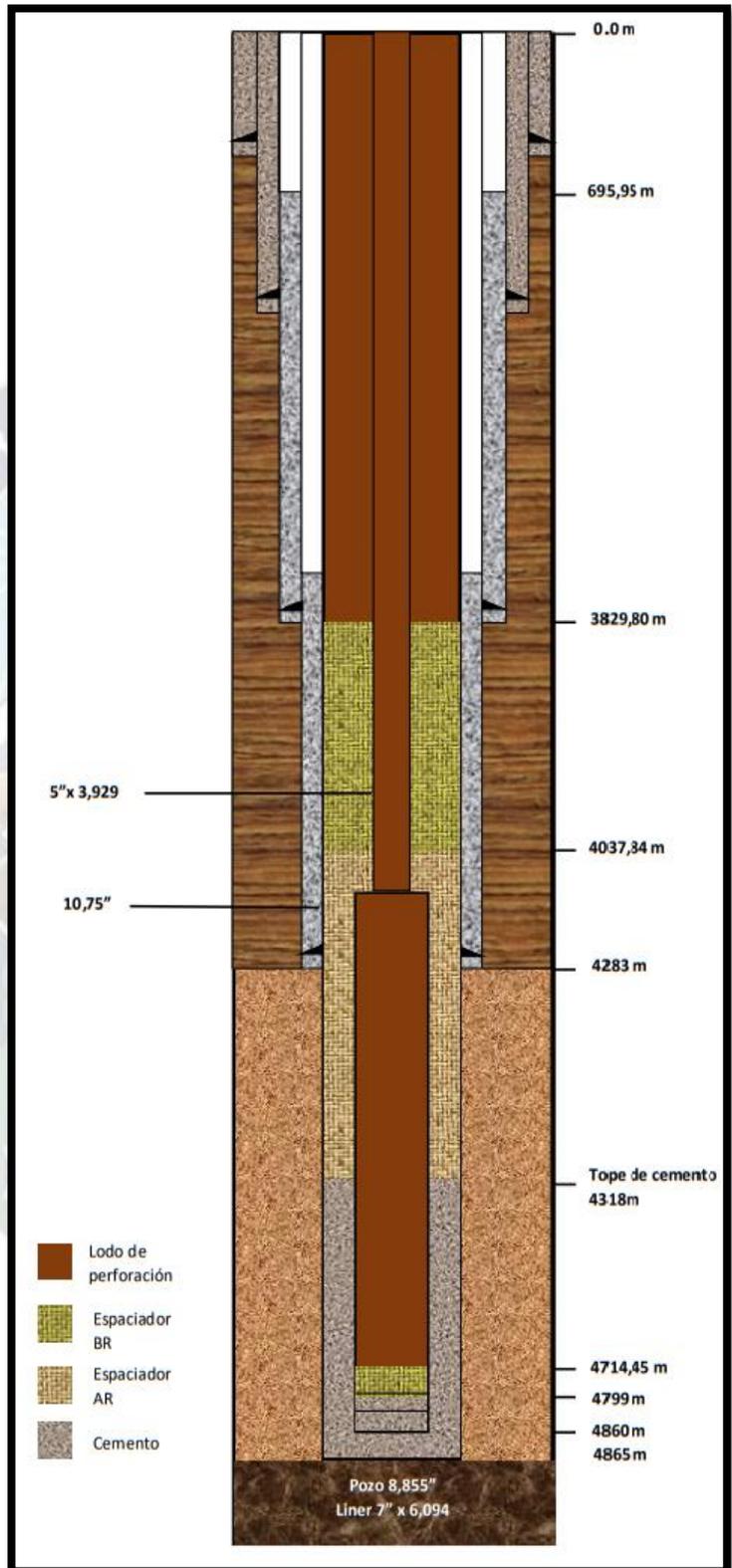


Fuente: Elaboración propia, Facultad de Ingeniería 2022



### Escenario 11

<b>Caudal de bombeo</b>	<b>3 bpm</b>	
<b>Densidad EA</b>	<b>12,5 ppg</b>	
<b>Volumen bombeado</b>	<b>458,24bbl</b>	
<b>Perdidas de Presion en el Espacio Anular</b>		
<b>DP-CÑ-LODO</b>		
V	0,57	pie/seg
Vc	4,80	pie/seg
Régimen	Laminar	
Nre	947,71	
F	0,01	
Dp	227,17	Psi
<b>DP-CÑ-ESPACIADOR BR</b>		
V	0,57	pie/seg
Vc	4,66	pie/seg
Régimen	Laminar	
Nre	545,88	
F	0,02	
Dp	9,78	psi
<b>DP-CÑ-ESPACIADOR AR</b>		
V	0,57	pie/seg
Vc	6,02	pie/seg
Régimen	Laminar	
Nre	372,66	
f	0,02	
Dp	4,67	psi
<b>LINER-CÑ-ESPACIADOR AR</b>		
V	0,77	pie/seg
Vc	7,18	pie/seg
Régimen	Laminar	
Nre	372,66	
f	0,02	
Dp	23,11	psi
<b>LINER-POZO-ESPACIADOR AR</b>		
V	1,75	pie/seg
Vc	11,09	pie/seg
Régimen	Laminar	
Nre	370,19	
f	0,02	
Dp	14,32	psi
<b>LINER-POZO-CEMENTO</b>		
V	1,75	pie/seg
Vc	10,64	pie/seg
Régimen	Laminar	
Nre	401,68	
f	0,02	
Dp	253,33	psi
<b>Resultados</b>		
$\Delta Dp$ -EA	531,38	psi
$\Delta DEC$	0,64	psi
<b>DEC</b>	13,69	ppg
<b>Presión Hidrostática</b>		
Interior	10415,53	psi
Espacio Anular	10819,42	psi



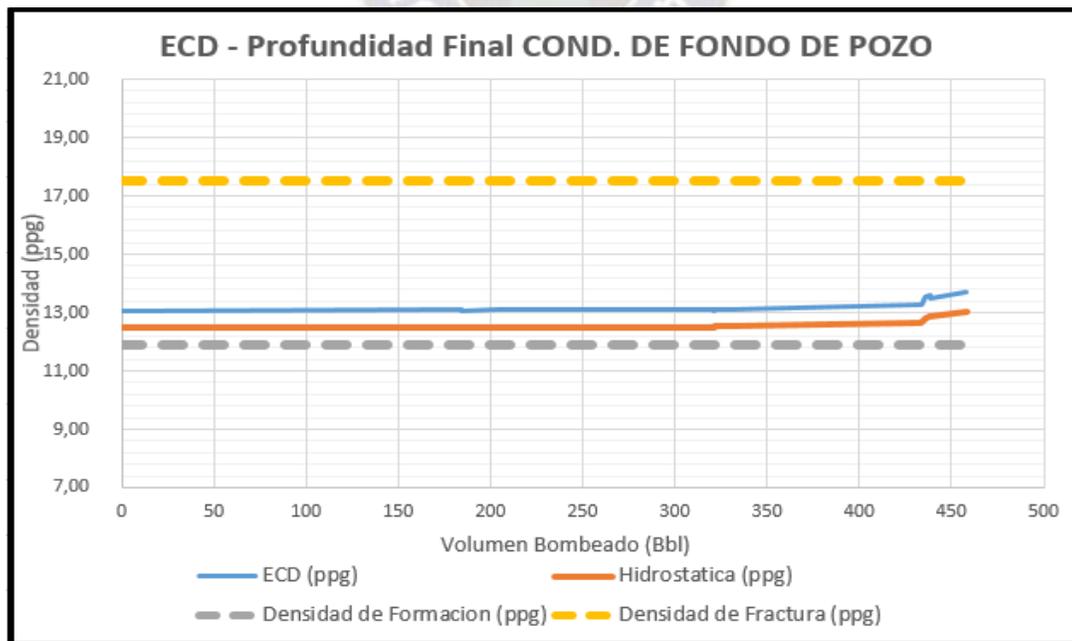
Fuente: Elaboración propia, Facultad de Ingeniería 2022



Realizado los cálculos de hidráulica para los 11 escenarios de bombeo, se obtiene la siguiente figura en la que se grafica la DEC y la Hidrostática dentro de los rangos de la ventana operativa de manera que se pueda comprar la factibilidad técnica del bombeo a los caudales propuestos.

Caudal de bombeo	Volumen bombeado	ECD(ppg)	Hidrostatica (ppg)	Densidad de formación (ppg)	Densidad de fractura (ppg)
6	0	13,04	12,5	11,9	17,5
7	184	13,06	12,5	11,9	17,5
7	184	13,06	12,5	11,9	17,5
6	204	13,04	12,5	11,9	17,5
6	321,57	13,04	12,5	11,9	17,5
4	321,57	13,00	12,5	11,9	17,5
4	321,57	13,05	12,54	11,9	17,5
5	331,68	13,08	12,54	11,9	17,5
5	433,74	13,23	12,63	11,9	17,5
5	438,24	13,58	12,87	11,9	17,5
2	438,24	13,44	12,87	11,9	17,5
3	458,24	13,69	13,05	11,9	17,5

Fuente: Elaboración propia, Facultad de Ingeniería 2022



Fuente: Elaboración propia, Facultad de Ingeniería 2022



### 4.3.5. Tiempo de bombeo.

Caudal de bombeo (bpm)	Volumen bombeado (bbl)	Caudal de bombeo (bpm)	Duración (min)
Lodo OBM	0	6	0
Espaciador BR	60	5	12
Espaciador AR	60	5	12
Lechada de cemento	54	5	10,8
Espaciador BR	10	3	3,33
Lodo OBM	10	3	3,3
Lodo OBM	117,57	6	19,6
Lodo OBM	10,11	5	2
Lodo OBM	82,03	5	16,6
Lodo OBM	2,05	5	0,5
Lodo OBM	20	3	6,7
	425,76		86,8

Fuente: Elaboración propia, Facultad de Ingeniería 2022

Al momento de soltar el tapón y comenzar a desplazar el lodo de perforación según los volúmenes calculados previamente.

Caudal de bombeo (bpm)	Densidad	Volumen bombeado (bbl)	Caudal de bombeo (bpm)	Duración (min)
Espaciador de baja reología	13,5	10	3	3,33
Lodo OBM	12,5	10	3	3,3
Lodo OBM	12,5	117,57	6	19,6
Lodo OBM	12,5	10,11	5	2
Lodo OBM	12,5	82,03	5	16,6
Lodo OBM	12,5	2,05	5	0,5
Lodo OBM	12,5	20	3	6,7
		251,76		52,03

Fuente: Elaboración propia, Facultad de Ingeniería 2022



## **5. Capítulo V Análisis De Costos**

### **5.1. Introducción**

De acuerdo a los antecedentes a nivel mundial, la cementación de las cañerías de revestimiento es de suma importancia por sus funciones que cumple en un pozo en particular. En las operaciones de cementación realizadas por las empresas de servicios de cementación que operan, son los directos responsables de la pérdida en forma parcial o total del pozo, por un mal sello y los posibles malos resultados de los análisis de la lechada en laboratorio.

Para analizar la pérdida económica que se provocaría a la compañía petrolera, por un mal diseño cementación del pozo, debemos describir algunos de estos aspectos que serán afectados.

### **5.2. Costos Que Afectan**

#### **5.2.1. Pérdida de sello de cemento.**

Cuando no se tiene buen sello del cemento entre la cañería y la formación del pozo, esto incrementaría los costos en un porcentaje en la reparación del pozo, para esto es bueno efectuar los respectivos cálculos y análisis por parte del ingeniero petrolero, así evitar las posibles malas cementaciones del pozo.

#### **5.2.2. Pérdida de la lechada.**

Durante las operaciones de cementación, es importante supervisar los regímenes de desplazamiento de la lechada y las respectivas presiones durante la operación, de esta manera, evitamos realizar fracturamiento inducidos en la formación, que ocasionaría la pérdida de la lechada en la formación; lo cual evitaría los costos adicionales en los programas de perforación.

#### **5.2.3. Daño al medio ambiente.**

Es bueno hacer énfasis en este punto, en una cementación, puede exceder el volumen de cemento estimado, por esta razón las empresas especializadas de cementación



deben enfocar el resguardar el medio ambiente. Las demandas por daños al medio ambiente y perjuicios causados a las propiedades ajenas tienen que decidirse por la compañía y el contratista o los responsables, o todos ellos juntos.

Las mitigaciones son parte de un programa de perforación, que se refieren a las prácticas y medidas que tienen que ser tomadas en cuenta y aplicables, dentro de un marco variable, con la finalidad exclusiva de minimizar los efectos generados por los impactos propios de actividad petrolera.

#### **5.2.4. Costo reparación de la cementación.**

Cuando en una cementación de un pozo gasífero, es bueno el uso de los aditivos de control o migración de gas en la respectiva lechada, si no se tomara en cuenta este aspecto podríamos tener una migración de gas, el cual afectaría el anillo del cemento y realizando presencia de gas en superficie, para este caso, debemos optar por un diseño de un sistema de reparación para pozos con migración de gas, puede llevar bastante tiempo en su análisis y diseño, que implicaría un costo adicional en la elaboración del diseño; pero el pozo estaría controlado.

#### **5.3. Comparación De Costos**

El costo de una cementación común con cementos ligeros es aproximadamente 39% más bajo que si se emplean cementos espumados, esto en gran parte es debido al costo de operación y a los equipos adicionales que se requieren para ejecutar cementaciones con cementos espumados, asimismo cementos especiales para grandes profundidades, altas temperaturas y altas presiones, como en el caso del pozo ICS-5. Dentro de nuestro proyecto, es muy importante hacer conocer que, el proyecto de grado no está enfocado a incremento de producción o recuperación de reservas de gas o petróleo, el proyecto de grado involucra claramente al análisis y cálculo de ingeniería para una buena lechada de cementación; en ese entendido efectuamos un análisis costo, teniendo un conjunto de procedimientos analíticos que permiten evaluar y ofrecer alternativas diferentes para tomar la mejor decisión para tratar un problema de cementación. En la (Tabla N° 5. 1) siguiente muestra los costos en detalle de la cementación de tramo de interés (Liner 7”),



en el cual está considerado contingencias de un 15%, basado en recomendaciones de las empresas de servicios y la experiencia de los profesionales expertos en cementación; esta consideración toma en cuenta los problemas de cementación forzada, tiempos y otros. En la Tabla N° 5.1, también refleja el cálculo de las contingencias.

**Tabla 5.1.: Tabla de costos total de cementación del tramo liner**

<b>COSTOS DE CEMENTACION</b>						
DESCRIPCION	Unidad	Costo		Unidad	Precio \$ USD	Contingencia 15%
		Unitario \$ USD	Cantidad			
<b>SERVICIOS DE CEMENTACION</b>						
SERVICIOS DE CEMENTACION POR OPERACION SEGUN CONTRATO EMPRESA DE SERVICIOS CON OPERADORA	1	35000,00	1	operación	35.000,00	40.250,00
<b>Lechada de cemento Principal, por barril preparado</b>	1	425,00	55	barriles	23.375,00	26.881,25
<b>Lechada de cemento relleno, por barril preparado</b>	1	290,00	80	barriles	23.200,00	26.680,00
<b>Espaciador mecánico, sistema gelificado de alta reología, por barril de sistema</b>	1	165,00	50	trabajo	8.250,00	9.487,50
<b>ACCESORIOS DE CEMENTACION</b>						
Canasta de cementación 9-5/8pulg tipo BASKET , por unidad	1	3500,00	1	cada una	3.500,00	4.025,00
Centralizadores tipo bow spring de 9-5/8 CASING pulg x 12-7/8pulg OPEN HOLE	1	350,00	12	cada una	4.200,00	4.830,00
Collar flotador diferencial para casing de 9-5/8 pulg doble válvula acción	1	3500,00	1	cada una	3.500,00	4.025,00



Zapato flotador diferencial para casing de 9-5/8 pulg doble válvula acción	1	2500,00	1	cada una	2.500,00	2.875,00
Tapón superior e inferior para casing 9-5/8 pulg tipo 4 aletas	2	1500,00	1	cada una	3.000,00	3.450,00
<b>TOTAL COSTO DE CEMENTACION</b>					<b>106.525,00</b>	<b>122.503,75</b>
<b>INGENIERIA</b>						
CARGO POR SERVICIOS DE INGENIERIA DEL DISENO , SIMULACION, PRUEBAS DE LABORATORIOS				CARGO POR OPERACION	<b>7.500,00</b>	<b>8.625,00</b>
<b>MOBILIZACION DE LOS EQUIPOS DE CEMENTACION DESDE SANTA CRUZ BASE Y DEMOBILIZACION, CARGO POR OPERACION</b>					<b>12.000,00</b>	<b>13.800,00</b>
<b>COSTO TOTAL CEMENTACION LINER DE PRODUCCION</b>					<b>\$ 126.025,00</b>	<b>\$ 144.928,75</b>
<b>COSTOS ACTUALES CONTRATO CEMENTACION HALLIBURTON COMO REFERENCIA DE VALORES</b>						

Fuente: Halliburton, 2020



## 6. Capítulo VI Conclusiones Y Recomendaciones

### 6.1. Conclusiones

1. Es significativo considerar las características geológicas de las formaciones (Huamampampa-Icla) que estarán en contacto directo con el cemento debido a que en base a ello se diseña la lechada de cemento y aditivos a emplear en la operación. Las conclusiones más importantes en una cementación es también realizar un análisis de las presiones de la formación.
2. Para poder determinar los volúmenes de la lechada para la cementación óptima es importante el estado sub-superficial del pozo ICS-5, así como el caliper del pozo y de los diámetros de la cañería.
3. Para concluir el diseño óptimo de la lechada de cemento, es importante considerar la cementación de un pozo que es un proceso que consiste en mezclar cemento y agua más ciertos aditivos, para formar una lechada que será bombeada al pozo a través del liner y colocarlo en el espacio anular entre el hoyo y el diámetro externo del liner. Para este fin, se realizó el diseño en el presente proyecto de grado y se concluyó este estudio considerado un análisis del cemento, aditivos y agua de mezcla por considerarse un pozo de alto riesgo (ICS-5), debido a la alta presión y alta temperatura que contiene la formación Huamampampa.
4. El costo total obtenido en la cementación de liner, refleja una cementación sin problemas, debido al diseño de cementación propuesta en el presente proyecto de grado. En muchos casos aunque se disponga de los mejores equipos, herramientas, materiales, tecnología y personal capacitado durante la cementación del pozo pueden presentarse una serie de problemas como los mencionados en el presente proyecto el cual incrementaría en un 15% mas al costo total.

### 6.2. Recomendaciones

1. Una de las recomendaciones que se efectúa es realizar un estudio de análisis de la geología de formación y posibles cálculos para trabajar en la ventana de seguridad para mantener la integridad del pozo ICS-5.



2. Es recomendable, para el tema de volúmenes, siempre realizar un diagrama de cuerpo libre del estado mecánico (Estado sub-Superficial) del pozo ICS-5, así poder determinar con más aproximación de los volúmenes necesarios para la cementación.
3. Para poder emprender un diseño de cementación es importante tener toda la información necesaria del pozo ICS-5, también recomendamos considerar las contingencias que puedan ocurrir.
4. Para la optimización de costos debe considerarse dos aspectos: La parte del diseño de ingeniería y el programa operático de cementación, no se debe realizar análisis someros de diseño para un pozo ICS-5 de alto riesgo, por lo tanto, mejoramos los costos de todos los ítems de cementación.





## Bibliografía

API. (2001) Manual de Fluidos de Perforación. Dallas, Texas.

MARTINEZ J. (2010). Fluidos de perforación. Escuela Politécnica Nacional

HALLIBURTON. (2006). Introducción al Análisis de los Registros de Pozos. Houston, Texas.

PEMEX. (2000). Registros Geofísicos. México.

PEMEX, E. (2005). Procedimiento para el Diseño de la Cementación de Tuberías de Revestimiento. México.

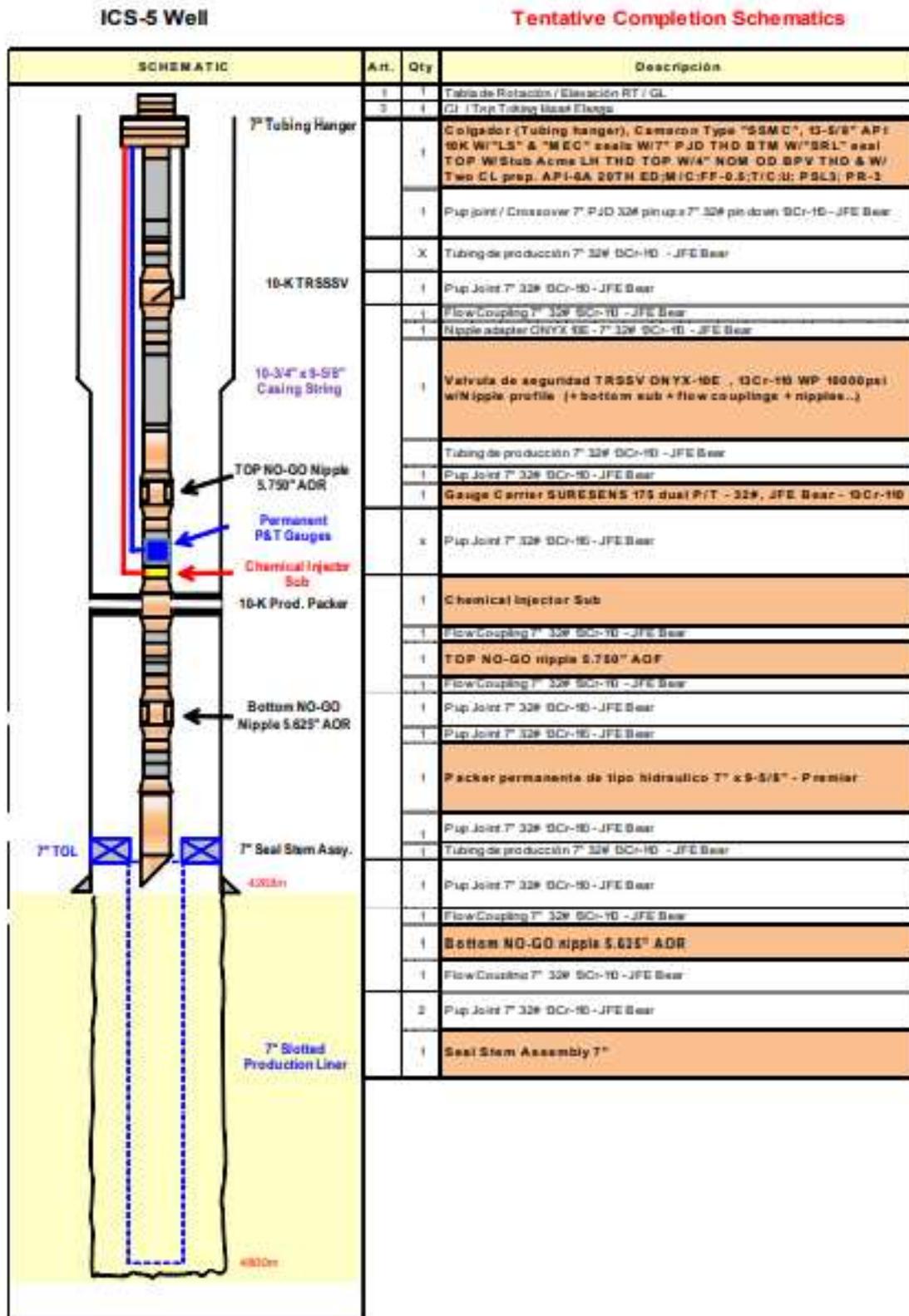
ING. REYNALDO MALRIN. Apuntes de Fluidos de perforación

## Weblografía

- [http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/f/fracture\\_gradient.aspx](http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/f/fracture_gradient.aspx)
- <http://www.Totalenergies.bo/proyecto>Incahuasi>
- [YPFB.gob.bo/nuevo pozo Incahuasi-5](http://YPFB.gob.bo/nuevo_pozo>Incahuasi-5)
- <https://tecnologiadelaperforacionipn.wordpress.com/2013/05/18/excel-calculo-de-gradiente-de-poro-y-de-fractura>
- Biblioteca virtual facultad de ingeniería
- <http://www.anh.gob.bo>
- <http://www.cbhe.org.bo>
- [https://issuu.com/biliovirtual/docs/schlumberger\\_introduccion\\_al\\_equipo\\_de\\_perforacion/138](https://issuu.com/biliovirtual/docs/schlumberger_introduccion_al_equipo_de_perforacion/138)

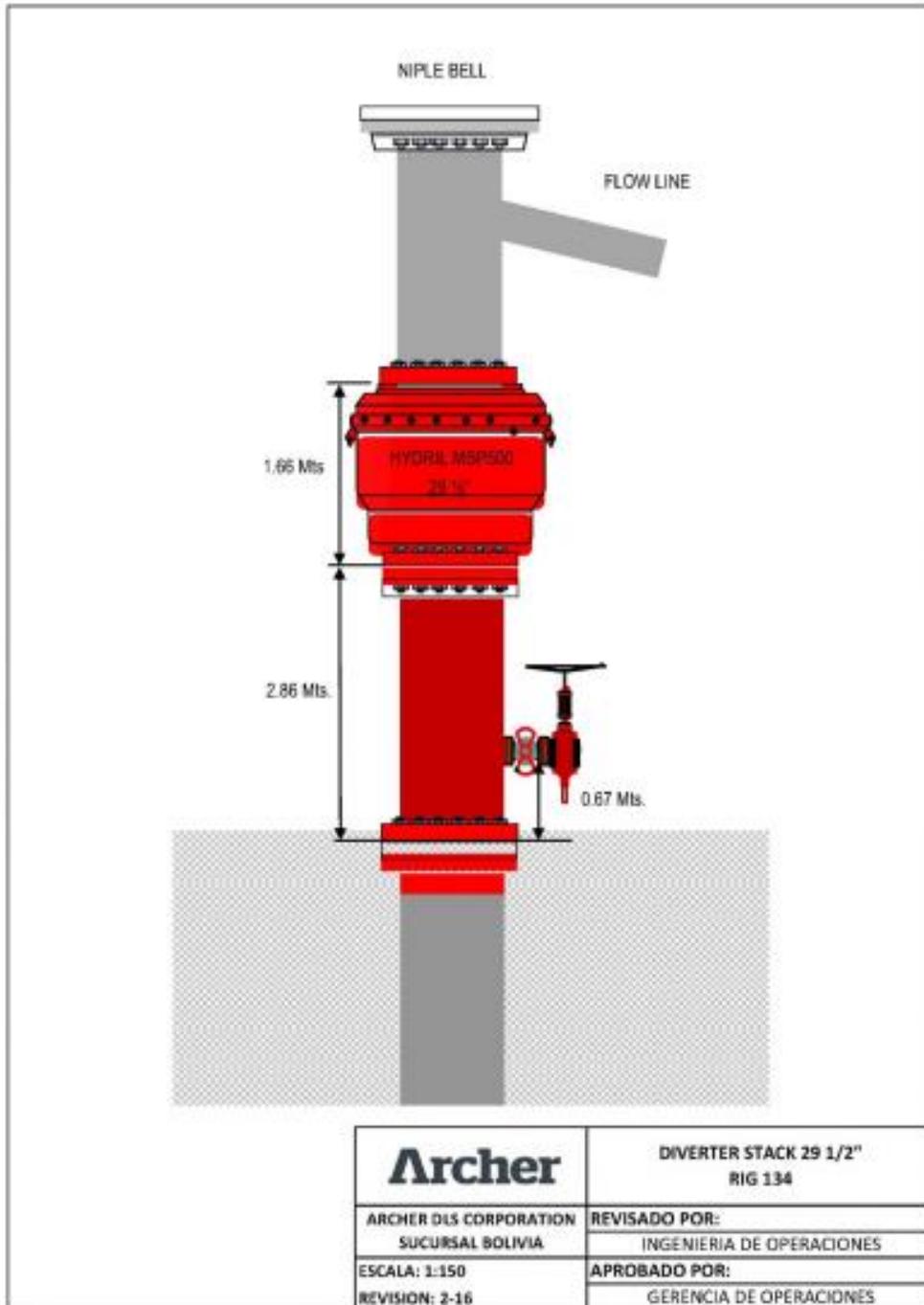


Anexos





### DIVERTER DE 29-1/2" - 500 PSI





DRILL PIPES - DP			
TAMAÑO (in)	5-7/8"	5"	4"
ID NOMINAL (in)	5.153"	4.276"	3.340"
CAPACIDAD DE FLUIDO (bbls/ft)	0.0247	0.0169	0.0102
LONGITUD (m)	6 000	1 500	2 000
GRADO	S135		
PESO NOMINAL (lb/ft)	23.4	19.5	14
CLASE	PREMIUM		
RANGO	2		
HARD BANDING	TITANIUM		
OD - TOOL JOINT (in)	7"	6-5/8"	4-7/8"
ID - TOOL JOINT (in)	4-1/4"	2-3/4"	2.688
M/U RECOMMENDADO (lb-ft)	56 600	38 000	21 200
CONEXIÓN	XT-57	NC 50	XT-39

PUP JOINTS DE DRILL PIPES - DP			
TAMAÑO (in)	5-7/8"	5"	4"
LONGITUD (ft)	5, 10 y 15		

HEAVY WEIGHT DRILL PIPES - HWDP		
TAMAÑO (IN)	5-7/8"	4"
ID NOMINAL (in)	4"	2-9/16"
CAPACIDAD DE FLUIDO (bbls/ft)	0.0155	0.00638
N° DE JOINTS DISPONIBLES	30	
PESO AJUSTADO (lb/ft)	55.14	28.24
CLASE	PREMIUM	
RANGO	2	
HARD BANDING <sup>2</sup>	TITANIUM	
OD - TOOL JOINT (in)	7"	4.875"
ID - TOOL JOINT (in)	4"	2-9/16"
M/U RECOMMENDADO (lb-ft)	63 700	21 200
CONEXIÓN	XT-57	XT-39



	PORTAMECHAS - DC				
OD – TAMAÑOS (in)	11"	9" 1/2	8"	6" 1/2	4" 3/4
ID NOMINAL (in)	3"	3"	2-13/16"	2-13/16"	2-1/4"
CAPACIDAD DE FLUIDO (bbbls/ft)	0.0087	0.0087	0.0545	0.0077	0.0049
PESO AJUSTADO (lb-ft)	299	214.41	148.01	99.35	46.18
N° DE JOINTS DISPONIBLES	6	9	18	21	24
LARGO (ft)	28 – 30				
RANGO	2				
DISEÑO	ESPIRALADO				
BSR <sup>1</sup>	2.84	2.82	2.60	2.37	1.92
M/U RECOMMENDADO (lb-ft)	143 500	97 400	47 400	34 100	10 500
CONEXIÓN	8-5/8" REG - LT	7-5/8" REG	6-5/8" REG	NC-50	NC-38

	PUP JOINTS DE PORTAMECHAS - DC		
TAMAÑO (in)	8"	6-1/2"	4-3/4"
N° DE PIEZAS DISPONIBLES	2	2	2
LONGITUD (ft)	10 y 15		



"Programa de trabajo para diseñar una cementación óptima de un liner de producción en pozos HPHT aplicado al pozo ICS-5"

