



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MEXICO**  
**DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO**

---

---

**FACULTAD DE INGENIERIA**

**“CEMENTACIÓN ESPUMADA EN ZONAS  
DEPRESIONADAS”**

**TESIS**

Que para obtener el grado de:  
**MAESTRA EN INGENIERÍA PETROLERA**

**P R E S E N T A:**

**ING. GALICIA MABEL ACOSTA GARATE**

**DIRECTOR DE TESIS**

**DR. RUBÉN NICOLAS LÓPEZ**

CIUDAD UNIVERSITARIA, MEXICO, D. F.

MAYO 2012



Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

## RESUMEN

Los avances del proceso del cemento espumado representan de gran importancia para la industria petrolera, ya que anteriormente la reducción a una densidad deseada no era posible por medio de aditivos.

El proceso del cemento espumado consiste en la inyección de una determinada cantidad de gas dentro de un determinado volumen de lechada de cemento. La cantidad de gas inyectado, determina la densidad deseada para llevar a cabo la operación en un área estipulada, el cambio de densidad está en función de los cambios de temperatura y presión dentro del pozo.

En el presente trabajo, se discuten varios aspectos para el diseño de cemento espumado incluyendo los tres métodos, como son (1) inyección a gasto constante de gas, (2) a densidad constante y (3) combinación de los dos métodos anteriores, así como el entendimiento de los parámetros involucrados en la cementación, el proceso de cálculo, técnicas y métodos involucrados en la operación.

Para el análisis del proceso espumado, se realizó un programa de cómputo que resuelve los cálculos para conocer la densidad de la mezcla, pérdidas de presión durante el recorrido en el pozo, gasto de fondo, volumen del gas y cemento a determinadas profundidades. El modelo matemático se puede ver en el capítulo 3, iniciando los cálculos con variables conocidas como es la temperatura, presión, densidad de nitrógeno y fracción gas-fluido en un punto determinado, estos cambiarán conforme a la profundidad. Para poder conocer las variables en los diferentes puntos de profundidad es necesario realizar un cálculo iterativo realizando promedios de densidad de la mezcla hasta llegar al lugar de interés.

Los resultados obtenidos fueron analizados y comparados con casos hipotéticos y casos aplicados a la industria, mostrando la efectividad y versatilidad de la aplicación del cemento espumado en zonas depresionadas o de bajo gradiente de fractura. Se comparó dos métodos de cálculo para llevar a cabo la cementación espumada, la ecuación de Purvis (SPE 24570) la cual se basa en obtener de forma iterativa la densidad de la espuma y la ecuación de André (SPE 23644) la cual se enfoca en la gravedad específica de la espuma, las ecuaciones anteriores calculan las caídas de presión por hidrostática y fricción. Para la presente tesis se involucra un tercer término de cálculo que son las pérdidas de presión por aceleración. Para el caso de Petrobras, se realizaron tres alternativas para emplear la cementación espumada por medio de 1, 3 y 10 etapas con el modelo de André, variando la densidad desde 0.9 a 1.4 gr/cm<sup>3</sup> en una etapa, de 1 a 1.25 gr/cm<sup>3</sup> en tres etapas y de 1.1 a 1.2 gr/cm<sup>3</sup> en 10 etapas, teniendo un porcentaje de error alrededor de 3% con respecto al autor. Para este caso también se compararon las dos ecuaciones en tres soluciones de realizar la operación, involucrando para el modelo de André el término de aceleración, y para el modelo de Purvis sin aceleración; los resultados para la primera solución de cementación espumada el cual fue espumar el fluido espaciador, perforador y cemento fue alrededor de 8% de error de densidad equivalente de circulación con respecto al autor. Para la segunda solución en el cual se reduce la base del cemento fue alrededor de 3% de error de densidad equivalente y finalmente para la tercera solución en el cual se incrementa el gasto gas-fluido el error fue alrededor de un 2% de densidad equivalente de circulación con respecto al autor. En el análisis de Western Co. of North America se obtuvo densidad equivalente estática de 1.337 gr/cm<sup>3</sup>, densidad equivalente dinámica de 1.338 gr/cm<sup>3</sup> y una densidad equivalente con aceleración de 1.51 gr/cm<sup>3</sup>, teniendo un porcentaje de error del 6% al valor real. Para la cementación espumada del caso de Natrona County, Wyoming se comparó la presión calculada por el modelo de Purvis dando un valor de 179.71 kg/cm<sup>2</sup> de presión en la sección espumada y una presión de 179.55 kg/cm<sup>2</sup> para el modelo de André respetando el límite de presión de fractura de 207 kg/cm<sup>2</sup> a la profundidad de 1920 m, obteniendo un error del 2% a

la presión real ( $175.48 \text{ kg/cm}^2$ ). Finalmente para el caso de Samaria 1183 se obtuvo una densidad equivalente de  $1.03 \text{ gr/cm}^3$  frente al gradiente de fractura ( $0.479 \text{ gr/cm}^3$ - $0.599 \text{ gr/cm}^3$ ) para la cementación espumada. Esta cementación se llevó a cabo con una combinación de cementación espumada y esferas huecas con el fin de disminuir aun más la densidad obtenida por el espumado.

# CONTENIDO

<b>RESUMEN</b>	i
<b>INDICE DE TABLAS</b>	iv
<b>INDICE DE FIGURAS</b>	v
<b>NOMENCLATURA</b>	vii
<b>INTRODUCCIÓN</b>	1
<b>CAPITULO 1. EL CEMENTO</b>	4
1.1 DEFINICIÓN	4
1.2 CARACTERÍSTICAS DEL CEMENTO	4
1.3 QUÍMICA DEL CEMENTO: ADITIVOS	5
1.4 ACCESORIOS O EQUIPOS EN LA CEMENTACIÓN	8
<b>CAPITULO 2. OPERACIÓN DE LA CEMENTACIÓN</b>	11
2.1 TIPOS DE CEMENTACION	11
2.1.1 Cementación Primaria	11
2.1.2 Cementación Secundaria (Forzada)	18
2.1.3 Cementación Tapón	19
2.2 SECUENCIA OPERATIVA DE CEMENTACIÓN PRIMARIA EN TR	22
2.3 SECUENCIA OPERATIVA DE CEMENTACIÓN PRIMARIA CON LINER	27
<b>CAPITULO 3. HIDRAULICA DE LA CEMENTACIÓN</b>	29
3.1 PRESIÓN POR HIDROSTÁTICA	29
3.2 PRESIÓN POR FRICCIÓN	32
3.3 PRESIÓN POR ACELERACIÓN	37
3.4 ALGORITMO DEL PROGRAMA	38
<b>CAPITULO 4. CEMENTACIÓN EN ZONAS DEPRESIONADAS</b>	44
4.1 TEORIA DE LA ESPUMA	44
4.2 PATRONES DE FLUJO DE LA ESPUMA	57
4.3 CONSIDERACIÓN PARA EL DISEÑO Y OPERACIÓN DEL PROCESO	57
4.4 CALCULAR LAS PROPIEDADES DEL CEMENTO ESPUMADO	61
<b>RESULTADOS DE LA EJECUCIÓN Y EVALUACIÓN DE LA CEMENTACIÓN ESPUMADA</b>	64
<b>CONCLUSIONES</b>	81
<b>BIBLIOGRAFIA</b>	94

# INDICE DE TABLAS

## Capítulo 1. El cemento

Tabla 1.1	Propiedades de las clases de cemento	4
Tabla 1.2	Propiedad de la lechada de cemento	5
Tabla 1.3	Tipos de retardadores	7
Tabla 1.4	Tipos de controladores	7
Tabla 1.5	Tipos de densificantes	7
Tabla 1.6	Tipos de reductores	8
Tabla 1.7	Accesorios para la cementación primaria	9

## Capítulo 3. Hidráulica de la cementación espumada

Tabla 3.1	Obtención del factor de fricción	35
-----------	----------------------------------	----

## Resultados de la ejecución de la cementación espumada

Tabla 4.1	Trabajos realizados para el análisis de cementación espumada	62
Tabla 4.2	Propiedad del fluido	64
Tabla 4.3	Requerimiento de gas en condiciones estándar	69
Tabla 4.4	Resultados calculados con solo hidrostática	71
Tabla 4.5	Resultados hidrostáticos de Mueller	71
Tabla 4.6	Resultado dinámicos calculados	72
Tabla 4.7	Resultados dinámicos de Muller	72
Tabla 4.8	Resultados de cálculos estáticos comparado con autor	75
Tabla 4.9	Resumen del SIOP para la operación de cementación espumada	77
Tabla 4.10	Resultados de la cementación espumada pozo Samaria 1183	79

## Anexo B

Anexo B1	Parámetros de Peng-Robinson	86
----------	-----------------------------	----

## INDICE DE FIGURAS

### Capítulo 2. Operación de la cementación

Figura 2.1	Estado mecánico del pozo del ejercicio	12
Figura 2.2	Caída libre del cemento	14
Figura 2.3	Diferencia de gasto de bombeo y espacio anular	15
Figura 2.4	Desplazamiento del cemento	15
Figura 2.5	Tapón por columnas balanceadas	19
Figura 2.6	Cubeta de vaciado	20
Figura 2.7	Estado mecánico para la cementación	22
Figura 2.8	Circulación de lodo	22
Figura 2.9	Prueba de presión	23
Figura 2.10	Bombeo de baches	23
Figura 2.11	Soltar tapón	24
Figura 2.12	Bombeo de cemento	24
Figura 2.13	Desplazamiento de lechada	25

### Capítulo 3. Hidráulica de la cementación

Figura 3.1	Diagrama de flujo del programa	42
------------	--------------------------------	----

### Capítulo 4. Cementación en zonas depresionadas

Figura 4.1	Proceso de tensoactividad	45
Figura 4.2	Acumulación de burbujas	46
Figura 4.3	Efecto Gibbs-Marangoni	48
Figura 4.4	Variación de la espuma con la concentración del tensoactivo	48
Figura 4.5	Segregación de las burbujas	49
Figura 4.6	Drenaje gravitacional del líquido	50
Figura 4.7	Succión capilar del líquido hasta los bordes de Plateau	50
Figura 4.8	Difusión gaseosa intra-burbuja	51



Figura 4.9	Evolución de la espuma por difusión gaseosa intra-burbuja	51
Figura 4.10	Repulsión por la interacción del surfactante adsorbido y de la película	53
Figura 4.11	Potencial de flujo y electro-viscosidad	53
Figura 4.12	Efecto de la viscosidad superficial	54
Figura 4.13	Espuma mínima tetraédrica	54
Figura 4.14	Espuma dodecaedro pentagonal	55
Figura 4.15	Regímenes de flujo de dos fases en tubos verticales	56

### **Resultados de la ejecución de la cementación espumada**

Figura 4.16	Variación de la fracción y densidad con la profundidad	66
Figura 4.17	Calidad contra la profundidad como alternativas de soluciones	68
Figura 4.18	Presión hidrostática contra la profundidad como alternativas de soluciones	68
Figura 4.19	Perfil de fracción y densidad contra profundidad para el caso c	69
Figura 4.20	Estado mecánico del pozo de Western Co.	70
Figura 4.21	Variación de la densidad de la mezcla estática y dinámica	73
Figura 4.22	Estado mecánico del pozo intervenido en Natrona County, Wyoming	74
Figura 4.23	Varicación de la fracción y densidad estática calculada	76
Figura 4.24	Estado mecánico del pozo Samaria 1183	78

### **Anexo A**

Figura A.1	Fuerzas que actúan sobre un elemento del fluido	83
Figura A.2	Columna de diferentes tipos de fluidos	84

### **Anexo B**

Figura B.1	Variación del factor de compresibilidad respecto a 300 K	93
Figura B2	Variación del factor de compresibilidad a diferentes temperaturas	93

## NOMENCLATURA

<b>Variable</b>		
V	Volumen	m <sup>3</sup> , lts
Va	Velocidad	m/s, ft/seg
T	Tiempo	hrs, min
R	Rendimiento	lts/saco
$\Delta p$	Diferencia de presión	psi, kg <sub>m</sub> /cm <sup>2</sup>
P	Presión	psi, kg <sub>m</sub> /cm <sup>2</sup>
d	Diámetro	in
D o Prof	Profundidad	m, ft
M	Peso del saco de cemento	Kg <sub>m</sub>
g	Gravedad	m/s <sup>2</sup>
Z	Factor de compresibilidad	-
n	Numero de moles	moles
R	Constante de los gases	lts atm/mol k
T	Temperatura	k
Ma	Masa molecular	gr
PM	Peso molecular	Gr <sub>m</sub> /mol
n´	Índice de comportamiento	-
k´	Índice de consistencia	Lb <sub>m</sub> sec/ft <sup>2</sup>
f	Factor de fricción	-
NRe	Numero de reynolds	-
Nf	Numero de folds	-
W	Flujo másico	Kg <sub>m</sub> /seg
a	Área	m <sup>2</sup>
Q	Gasto	bpm
B	Relación gas/cemento	scf/bbl

NVF	Factor volumétrico del gas	-
C	Componente del índice de consistencia de la espuma	-
$\mu$	Viscosidad	cp
<b>Símbolo</b>		
$\rho$	Densidad	ppg, gr/cm <sup>3</sup>
$\alpha$	Fracción	-
$\tau$	Esfuerzo	Lb <sub>m</sub> /100ft <sup>2</sup>

**Subíndice**

c	Lechada (cemento)
d	Desplazamiento
b	Bombeo
a	Agua requerida
s	Saco de cemento
hid	Hidrostática
fr	Fricción
acc	Aceleración
fl	Fluido
ea	Espacio anular
clz	Entre cople y zapata
int	Interno de tr
t	Tapón
sup	Superficie
esp	Espuma
yp	Punto de cedencia
75	A la temperatura 75°F (23.8 °C)
circ	Circulación
fc	Fluido de control
wf	Formación débil
bk	Choke (contrapresión)

dh

Fondo del pozo

## INTRODUCCIÓN

El primer objetivo de la cementación primaria es brindar soporte a la tubería de revestimiento con la formación de espacio anular. En algunas situaciones el cemento convencional ( $1.87 \text{ gr/cm}^3$ ) no puede llevarse a cabo debido al bajo gradiente de fractura de la formación. Por lo tanto es necesario la reducción del cemento de tal manera que la presión hidrostática que genere el fluido este por debajo de la presión de formación.

En un principio, se desarrollaron algunos sistemas alternativos para cumplir con las demandas de la industria petrolera, se utilizaron químicos como silicatos de sodio y sólidos inorgánicos (bentonitas) para aumentar la relación agua-cemento sin tener una decantación en los sólidos <sup>(25)</sup>.

Con el paso del tiempo, se usaron sólidos (fibras vegetales) de bajas densidades en una lechada de cemento mezclada con una gran cantidad de agua (agua extendida). Sin embargo, aumentar el contenido de agua de una lechada de cemento genera un cemento con alta permeabilidad, baja resistencia a la compresión y poca protección de la tubería de revestimiento contra la corrosión, afectando negativamente la producción y vida del pozo. <sup>(19)</sup>.

En el 2003 se utilizaron materiales fibrosos formados por nylon, propileno y otras fibras orgánicas, las cuales forman una red dentro de la fractura, la comprobación del éxito de estos materiales fue haciendo pasar cemento mezclado con fibras dentro de una fractura de 1 mm <sup>(22)</sup>.

Para el 2009 se elaboró un sistema de fibra inerte con mejor dispersión, teniendo longitud de 4.8-12mm y un diámetro de 30-40 micrón. Esta fibra es más delgada y altamente flexible lo cual es favorable para un mejor mezclado en el cemento sin causar problemas de bombeo ni problemas ambientales <sup>(9)</sup>.

Actualmente hay dos técnicas utilizadas para la reducción de la densidad de lechada del cemento. La primera es el uso de microesferas de vidrio hueco de

30-40  $\mu\text{m}$  con resistencia a la compresión de 20 -60 MPa, resistencia a altas temperaturas, resistencia a la presión, la estabilidad, durabilidad y con la posibilidad de ser recicladas. Sin embargo, la utilización de fibras y microesferas huecas presentan un gran limitante en cuanto a los costos debido a que la aplicación de estas tecnologías son muy caras en operaciones de cementación.

La segunda técnica se basa en la relación gas-cemento ( cementación espumada) con la finalidad de obtener una reducción de densidad deseada, debido a que esta tecnología es más económica que las ya mencionadas, la aplicación de dicho sistema ha sido de gran utilidad en la industria petrolera <sup>(14)</sup>.

El proceso de inyección de nitrógeno o cementación espumada, consiste en la inyección de una cantidad determinada de Nitrógeno dentro de un volumen de cemento y aditivos, proporcionando la ejecución del cemento en zonas de muy bajo gradiente de presión o formaciones naturalmente fracturadas.

La cantidad de Nitrógeno inyectado desde la superficie hasta el sitio deseado, produce una variación de la densidad debido al cambio de presión y temperatura en el espacio anular. La variación de presión y temperatura crea un sistema conformado por cambios de densidad, viscosidad, volumen y gastos, los cuales dependerán de las condiciones de fondo. Las variaciones de la cementación espumada se llevan a cabo con el uso de un modelo computacional que considera el análisis de todos los parámetros involucrados para la operación de la cementación espumada.

En México se presentan casos con zonas depresionadas y formaciones muy débiles que no permiten el uso del cemento convencional (ver Figura 1), por lo tanto se recurre a las aplicaciones de tecnologías que permitan realizar las operaciones de cementación, como es el caso del cemento espumado.

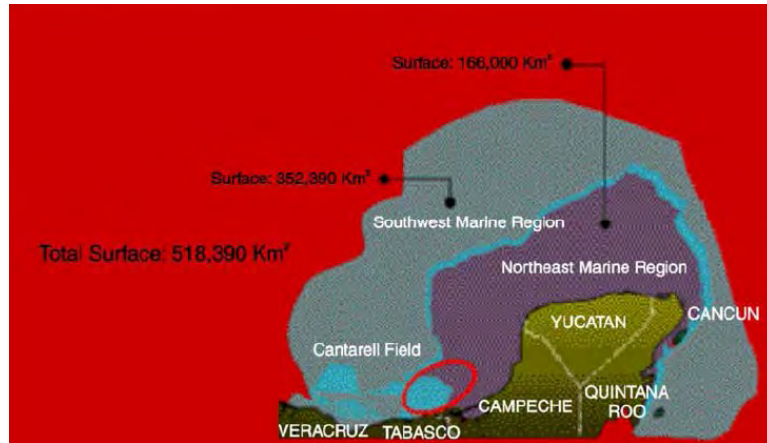


Figura 1. Campo Cantarell y la península de Yucatán <sup>(43)</sup>

En el Golfo de México, en campos costa fuera de Tabasco y Campeche las principales rocas son carbonatos dolomíticos del cretácico superior-paleoceno inferior, siendo una zona naturalmente fracturada teniendo un rango de porosidad de 6 a 14% y permeabilidad de 100 a 3 000 mD <sup>(29)</sup>, la siguiente figura muestra un panorama del yacimiento Cantarell.

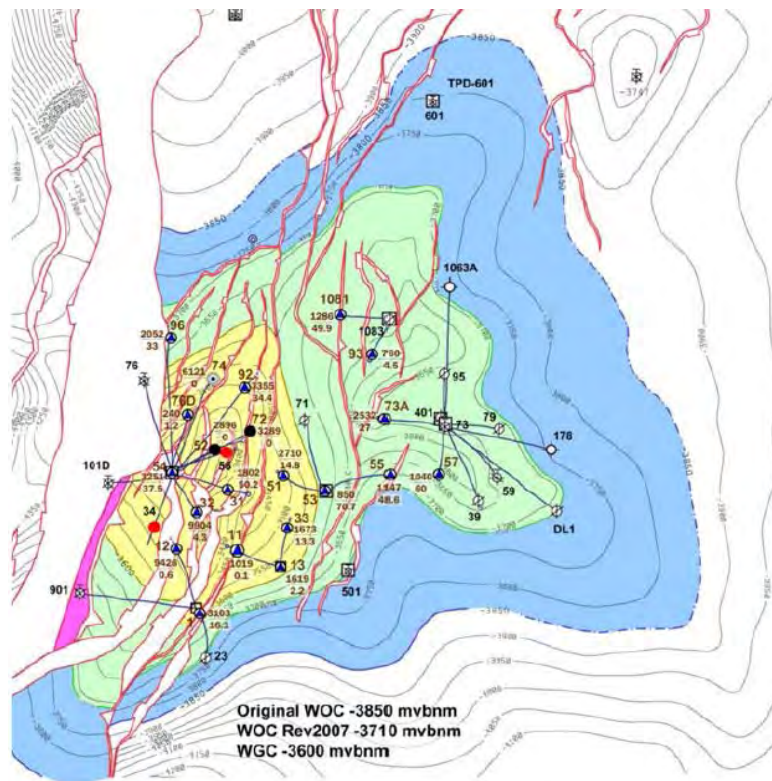


Figura 2. Yacimiento Cantarell costa afuera en el litoral Tabasco-Campeche <sup>(29)</sup>.

En la zona naturalmente fracturada pueden ocurrir problemas como son pérdida de circulación, migración de gas o invasión de agua debido a las condiciones que presenta la formación.

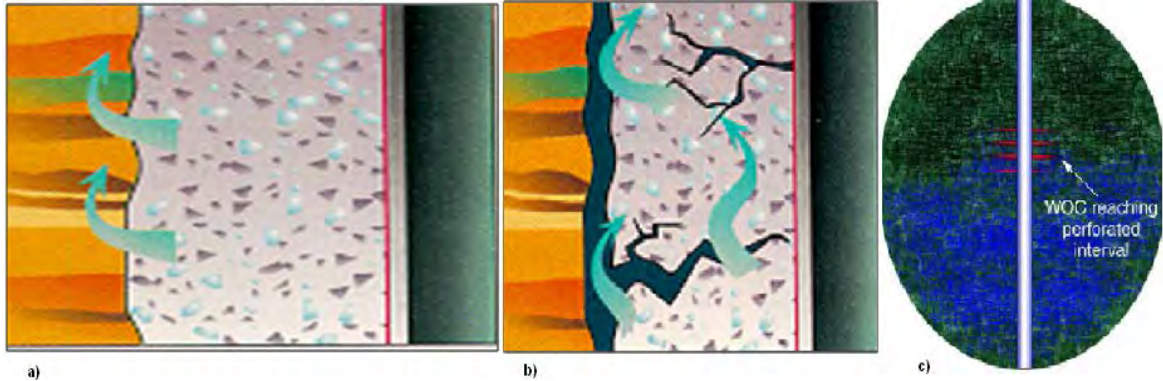


Figura 4. a) Pérdida de fluido, b) migración de gas y c) invasión de agua (29).

Estos problemas pueden presentarse por las malas condiciones del pozo antes de cementar (geometría irregular del agujero, remoción insuficiente del lodo y control de la densidad para evitar fractura) a través del espacio anular del agujero, creándose canales bien definidos para la posible migración.

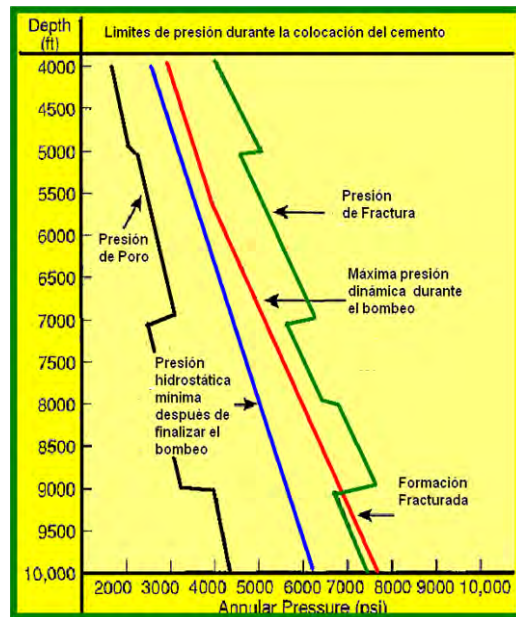


Figura 5. Límite de presión para la colocación del cemento.



Inicialmente la cementación en algunos pozos de México fue realizada en zonas de pérdida de circulación y bajo gradiente de fractura, debido a esto se han reducido las densidades de la base del cemento entre  $1.32 \text{ gr/cm}^3$  y  $1.44 \text{ gr/cm}^3$  para generar densidad al rededor de  $0.99 \text{ gr/cm}^3$  en operaciones de cemento espumado. Sin embargo, en determinadas zonas con gradiente de fractura entre  $0.48 \text{ gr/cm}^3$  y  $0.59 \text{ gr/cm}^3$ , han requerido disminuir aún más la densidad del cemento aplicando una combinación de la operación de cementación espumada con el uso microsferas con el fin de reducir la densidad entre  $0.59 \text{ gr/cm}^3$  a  $0.89 \text{ gr/cm}^3$  y para llevar a cabo la cementación en los campos que presentan estos problemas <sup>(21)</sup>.

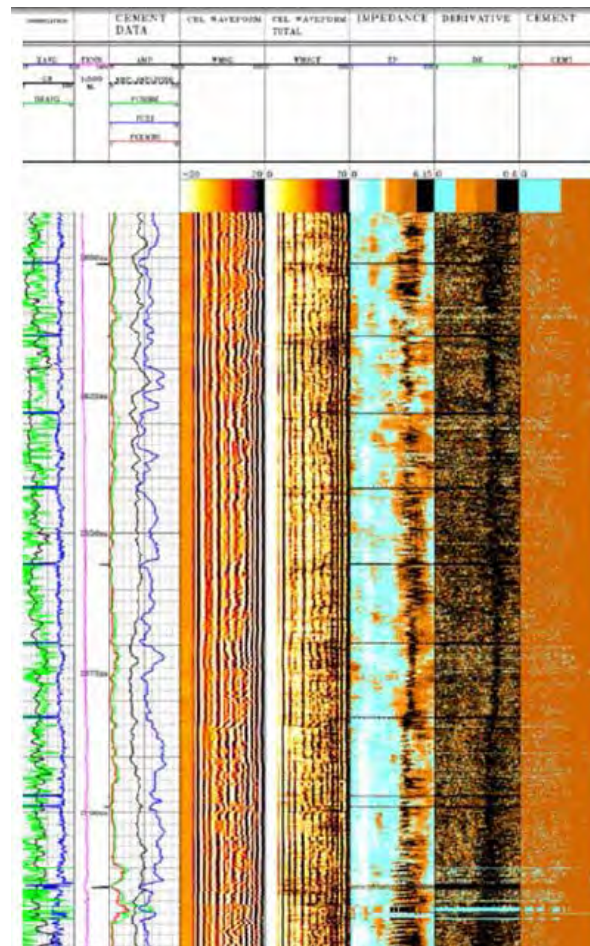


Figura 3. Registro de la brecha en Cantarell <sup>(21)</sup>

# CAPITULO 1. EI CEMENTO

## 1.1 DEFINICION

El cemento es una mezcla de compuestos que al entrar en contacto con el agua forma un cuerpo sólido rígido utilizado en operación de perforación para proteger y soportar las tuberías de revestimiento de la formación. El principal material cementante es el cemento Portland, producido por el calentamiento de una mezcla de caliza y arcilla <sup>(38)</sup>.

## 1.2 CARACTERISTICAS DEL CEMENTO

Los principales componentes del cemento Portland son (1) Silicato tricálcico ( $3\text{CaO} \cdot \text{SiO}_2$ ) es el componente más abundante y factor principal para producir la consistencia temprana (de 1 a 28 días), (2) Silicato dicálcico ( $2\text{CaO} \cdot \text{SiO}_2$ ) proporciona la resistencia gradual después de los 28 días, (3) Aluminato tricálcico ( $3\text{C}_2\text{O} \cdot \text{Al}_2\text{O}_3$ ) proporciona resistencia al ataque de los sulfatos, y (4) Aluminato férrico tetracálcico ( $4\text{C}_2\text{O} \cdot \text{Al}_2\text{O}_3 \cdot \text{Fe}_2\text{O}_3$ ) <sup>(38)</sup>.

De acuerdo al API estándar 10 <sup>(3)</sup>, cada clase de cemento tiene propiedades determinadas, la siguiente tabla muestra algunas características del cemento:

Tabla 1.1. Propiedades de las clases de cemento <sup>(3)</sup>.

<b>PROPIEDADES API</b>		<b>TIPO DE CEMENTO POR CLASE</b>		
		<b>A</b>	<b>C</b>	<b>G Y H</b>
Gravedad específica	(-)	3.14	3.14	3.15
Área de superficie	( $\text{cm}^2$ )	1500 a 1900	2000 a 2800	1400 a 1700
Peso por saco	( $\text{lb}_m$ )	94	94	94
Volumen bulk	(ft/saco)	1	1	1
Volumen absoluto	(gal/saco)	3.59	3.59	3.59

Tabla 1.2. Propiedades de la lechada de cemento <sup>(3)</sup>.

<b>PROPIEDADES DE LECHADA</b>		<b>TIPO DE CEMENTO POR CLASE</b>		
		<b>PORTLAND</b>	<b>G</b>	<b>H</b>
Agua por peso cemento	(%)	46	44	38
Agua	(gal/saco)	5.19	4.97	4.29
Peso de lechada	(lb <sub>m</sub> /gal)	15.6	15.8	15.6
Volumen de lechada	(ft/saco)	1.18	1.18	1.18

Para realizar un óptimo diseño en la cementación, los principales datos que se deben considerar son <sup>(31)</sup>:

- Configuración del pozo. La configuración del pozo es la profundidad, la cual es importante para determinar la presión y tiempo de bombeo necesario para la circulación del fluido, así como la caracterización de las tuberías de revestimiento, el diámetro del pozo y accesorios necesarios para la cementación.
- Parámetros ambientales. Entre los parámetros se encuentra el gradiente de fractura, presión de formación, temperatura, presión y fluidos involucrados en el diseño.
- Características de la lechada. Es importante que el diseño de la lechada tome la importancia del rendimiento, máxima densidad para prevenir fractura, tiempo de bombeo, control de filtrado y resistencia a la compresión.

Para poder lograr las características anteriores, es de gran importancia determinar la química del cemento que se adiciona a la lechada para modificar sus propiedades naturales y obtener un óptimo comportamiento del cemento durante y después de la cementación <sup>(7)</sup>.

### 1.3 QUÍMICA DEL CEMENTO: ADITIVOS

Los aditivos modifican el comportamiento de los sistemas de los cementos, permitiendo la colocación de las lechadas exitosamente en condiciones adecuadas en el espacio anular entre la tubería de revestimiento y la formación, obteniendo un rápido desarrollo de la resistencia a la compresión y el adecuado aislamiento de las zonas durante el tiempo de vida del pozo.

Hoy en día, existen más de 100 aditivos en el mercado para cementar pozos, muchos de los cuales pueden ser suministrados en forma sólida (polvo) o líquida (solución). Los aditivos más utilizados pueden estar dentro de la siguiente clasificación <sup>(7)</sup>:

#### Aceleradores

Son productos que reducen el tiempo de fraguado inicial y aceleran el desarrollo de la resistencia a la compresión, algunos de los aceleradores son:

- El cloruro de calcio, 2 al 4 % en peso del cemento (40 a 120 F), es el más utilizado.
- El cloruro de sodio, 3 al 12 % en peso de agua (50 a 120 F). Incrementa la pérdida de fluido y disminuye la viscosidad.
- Cal Seal, 5 al 90 % por peso de cemento (40 a 170 F), incrementa la viscosidad.
- El agua de mar su comportamiento es similar a 1% de cloruro de calcio.

#### Retardadores

Las altas temperaturas crean la necesidad de retardar el fraguado de las lechadas, esto es aumentar el tiempo de bombeo para permitir su colocación en el espacio anular.

Tabla 1.3. Tipos de retardadores <sup>(3)</sup>.

<b>ORIGEN DEL RETARDADOR</b>	<b>CONCENTRACIÓN (%)</b>	<b>TEMPERATURA (°C)</b>	<b>NOMBRE COMERCIAL</b>
Lignosulfonato de calcio	0.1-1.0	76.66 -171.11	HR-5,HR-6L,HR-7, HR-12
		121.11-193.33	HR-15,HR-13L
Derivado de la celulosa		43.33-148.88	Diacel LWL
Borax		43.33-260	SCR-100, SCR-100L

### Controladores de filtrado

Son utilizados para reducir la pérdida de agua de la lechada durante y después de la cementación. Una lechada normal tiene un filtrado de 1000 cm<sup>3</sup>/30 min, por lo que es necesario limitar la pérdida de agua hacia la formación para minimizar la hidratación de las arcillas y minimizar el daño a la formación.

Tabla 1.4. Tipos de controladores <sup>(3)</sup>.

<b>ORIGEN</b>	<b>TEMPERATURA (°C)</b>	<b>NOMBRE COMERCIAL</b>
Polímero sintético	15.55 -93.33	Hallad-322,344,344L
Polímero sintético	4.0-204.44	Hallad-361A,H413,413L
Polímero sintético	26.66 -176.66	Hallad-567

### Densificantes

Son aditivos que incrementan la densidad de la lechada para un óptimo control de la presión de formación. La Tabla 1.4 muestra algunos densificantes:

Tabla 1.5. Tipos de densificantes <sup>(3)</sup>

<b>ORIGEN</b>	<b>DENSIDAD (gr/cm<sup>3</sup>)</b>	<b>NOMBRE COMERCIAL</b>
Hemátita	5	Hi-dense 3 y 4
Barita	4.23	Sulfato de bario
Arena otawa	2.63	Malla 20-40

## Reductores de densidad

En muchos casos se utilizan aditivos para una pequeña reducción en la lechada del cemento para cumplir con los requerimientos del pozo, estos aditivos se aplican cuando no es necesario utilizar alguna tecnología como la cementación espumada.








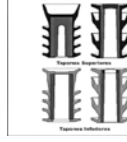
Tabla 1.6. Tipos de reductores <sup>(3)</sup>

<b>ORIGEN</b>	<b>TEMPERATURA (°C)</b>	<b>OBSERVACIONES</b>
Bentonita	Hasta 16% T menor 260	Aumenta 10 veces su volumen original
Metasilicato de sodio	De 1 a 3% T menor 93	Econolite mayor dificultad para retardarlo, no se recomienda usarse con CLCa y CLNa
Roca volcánica	1 a 2 ft <sup>3</sup> /sc T menor 204	Perlita mayor muy utilizado en pozos geotermicos
Esferilita	180 lb/sc T menor 426	Provee lechadas de 8 a 12 lb/gal con buena resistencia compresiva
Asfaltenos	5 a 50 lb/sc T menor 110	Gilsonita mayorasfaltenos de tamaño 4 a 100µ
Nitrógeno	T menor 315	Ventajas mayor combate flujos de gas y agua reduce el filtrado, buena resistencia, etc.

## 1.4 ACCESORIOS O EQUIPOS EN LA CEMENTACIÓN

Para realizar la cementación primaria de las diferentes tuberías de revestimiento, es necesario utilizar diferentes accesorios, mismos que nos permitirán una cementación más segura y eficiente, estos accesorios se pueden resumir en la siguiente tabla <sup>(38)</sup>:

Tabla 1.7. Accesorios para la cementación primaria <sup>(38)</sup>.

<b>TIPO DE EQUIPO</b>		<b>PRINCIPALES FUNCIONES</b>	<b>UBICACIÓN</b>
Zapata guía		Guía la tubería de revestimiento al pozo. Ayuda a proteger los extremos de la tubería de revestimiento.	Primer tramo de la tubería de revestimiento.
Zapata flotadora		Mismas funciones de la zapata guía. Evita el contraflujo de fluido o de cemento.	Primer tramo de la tubería de revestimiento.
Cople desviador		Para brindar un asiento para los tapones.	1-3 tramos por arriba de la zapata (dependiendo de la profundidad del pozo).
Cople flotador		Mismas funciones que la zapata flotadora.	1-3 tramos por arriba de la zapata.
Válvula flotadora de inserción		Misma función de la cople flotador.	En el cople de la tubería de revestimiento.
Abrazadera		Asegurar los equipos.	
Centrador		Para centrar la tubería de revestimiento en el pozo.	1 por tramo desde 200 pies por arriba de la formación, a 200 pies por abajo de ella, 1 por 3 tramos en un pozo abierto.
Limpiador de pared		Para remover el enjarre de lodo de la pared del pozo.	Desde 100 pies por arriba de una formación de explotación.
Tapón inferior y superior		Para actuar como un espaciador mecánico entre el lodo y la lechada de cemento.	Entre fluidos del pozo y cemento.

## CAPITULO 2. OPERACIÓN DE LA CEMENTACIÓN

### 2.1 TIPOS DE CEMENTACIÓN

#### 2.1.1 Cementación primaria

La cementación primaria para pozos petroleros es el proceso mediante el cual se mezcla una lechada de cemento y agua para bombearla al fondo del pozo a través de la tubería de revestimiento y luego hacia el espacio anular en donde fraguara, con el fin de tener una buena adherencia entre las fases formación-cemento-tubería y asegurar un sello efectivo que aísla las diferentes capas geológicas de la formación<sup>(15)</sup>.

#### Metodología de diseño para la cementación primaria

El diseño para la cementación primaria viene dado por los siguientes pasos:

#### 1) Información necesaria para la cementación

- Datos del estado mecánico: diámetro de agujero des cubierto, profundidad, desviación, diámetro, peso y grado de la TR a cementar.
- Datos de la formación: Temperatura de fondo estática y circulante, tipo de formación, presión de poro y presión de fractura.
- Datos de fluidos involucrados en la cementación: Tipo, reología, densidad del lodo de perforación, densidad de la lechada de cementación y de los fluidos lavador y espaciador.

#### 2) Calcular el volumen del cemento

Se determina con el registro de calibración o similar, considerando la cima de cemento programada y el volumen de cemento entre zapata y cople. Cuando no se cuenta con el registro de calibre del pozo, un exceso de volumen de cemento del 10 al 50 por ciento es recomendado<sup>(38)</sup>.



- El volumen del espacio anular se puede calcular:

$$V_{Ea}(bl) = 0.00319 * (d_{eq}^2) * prof \quad \text{Ec. 2.1}$$

-

- Volumen entre cople y zapata:

$$V_{C/Z}(bl) = 0.00319 * d_{int}^2 * prof \quad \text{Ec. 2.2}$$

-

- Volumen de lechada:

$$V_C(bl) = Vol_{EA} + Vol_{C/Z} \quad \text{Ec. 2.2}$$

- Cantidad de sacos de cemento:

$$Sa\ cos = \frac{Vol_C}{Re\ n\ dim\ iento\ por\ saco} \quad \text{Ec. 2.4}$$

- Agua requerida para la mezcla:

$$Agua = Sa\ cos * Re\ n\ dim\ ientos\ por\ saco \quad \text{Ec. 2.5}$$

### c) Cálculo del volumen para el desplazamiento

El volumen de desplazamiento, es igual al volumen dentro de la tubería de revestimiento desde la superficie hasta el cople de retención.

$$V_d(bbl) = 0.00319 * d_{int}^2 * (Prof) \quad \text{Ec. 2.6}$$

El factor más importante que interviene en el desplazamiento es el tiempo de bombeo, para obtener el tiempo de bombeo se muestra a continuación un ejercicio <sup>(31)</sup>:

**¿Cuál será el tiempo de bombeo necesario para cementar sin riesgo de un fraguado una tubería de revestimiento de 9 5/8" a una profundidad de 4200 m ?**

*Datos del pozo:*

*Capacidad de la T.R. 9 5/8" = 38.2 lt/m*

*Capacidad 9 5/8" – 12" = 29 lt/m*

*Capacidad 9 5/8" y 13 3/8" = 31.36 lt/m*

*Mezclado de cemento = 2 ton/min*

*Rendimiento = 39 lt/saco*

*Gasto para desplazar = 8 bl/min*

*Tiempo para soltar tapón = 8 min*

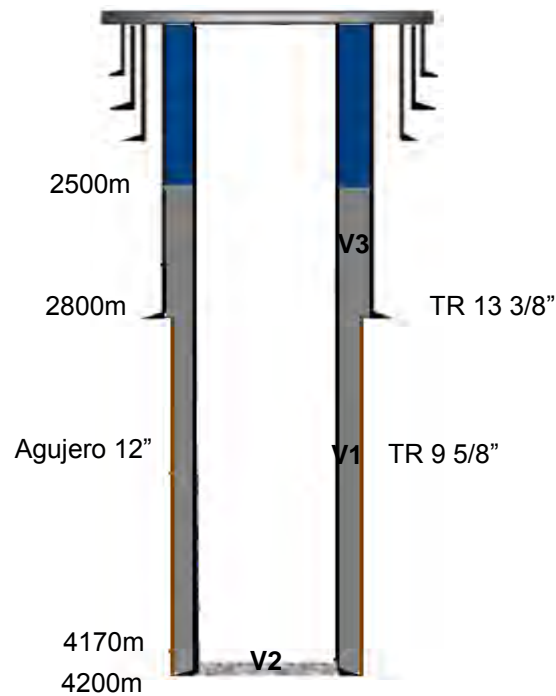


Figura 2.1 Estado mecánico del pozo del ejercicio

Los cálculos son los siguientes:

*Paso 1. Calcular el volumen del cemento*

$$V_C = V_1 + V_2 + V_3$$

$$V_1 = 1400 * 29 = 40600 \text{ lts}$$

$$V_2 = 30 * 38.2 = 1146 \text{ lts}$$

$$V_3 = 300 * 31.36 = 9400 \text{ lts}$$

$$V_C = 51154 \text{ lts}$$

$$V_C = V_C / R = 51154 / 39 = 1312 \text{ sacos}$$

*Paso 2. Calcular el volumen de desplazamiento*

$$V_d = 4170 * 38.2 = 159294 \text{ lts} = 1002 \text{ bls}$$

*Paso 3. Calcular tiempo de bombeo*

$$T_b = T_m + T_d + T_t + T_{\text{sup}}$$

$$T_m = 65.6 / 2 = 32.8 \text{ min}$$

$$T_d = 1002 / 8 = 125 \text{ min}$$

$$T_t = 8 \text{ min}$$

$$T_t + T_d + T_m = 165.8 \text{ min}$$

$$T_{\text{sup}} = 165.8 * 1 = 165.8 \text{ min}$$

$$T_b = 331.6 \text{ min} = 5.5 \text{ hrs}$$

d) Cálculo de la presión diferencial durante el desplazamiento

Cuando la diferencia de densidades entre el lodo y la lechada de cemento es significativa, esto causa que el ritmo de flujo de los fluidos en el espacio anular sea diferente al ritmo de flujo dentro de la tubería de revestimiento, esto quiere decir que cuando el fluido desplazante es más pesado que el lodo, la fuerza de empuje es agregada a las fuerzas del flujo y la remoción de lodo del agujero es superior que cuando las densidades son iguales. Cuando el lodo es más pesado que el fluido desplazante, las fuerzas de gravedad son opuestas a las del flujo y el lodo puede desprenderse y caer en el fluido de menor densidad.

Actualmente la diferencia de densidades es de  $0.12 \text{ gr/cm}^3$  a  $0.36 \text{ gr/cm}^3$  y no es un factor crítico de diseño. La lechada de cemento debe ser más pesada

que el lodo, pero esta diferencia no es necesaria que sea maximizada. Mejor remoción del lodo se ha obtenido con diferencia reducida de densidades entre cemento y lodo mediante colocación de l cemento a altos caudales de desplazamiento, si esto es permitido por la situación. Cuando el cemento es espumado, es necesario que el gas se estable, o sea que las burbujas estén disperso dentro del cemento, de tal forma que tenga una consistencia homogénea para evitar el desprendimiento de gas por diferencia de densidades y emigre al fluido de menor densidad. El problema anterior es conocido como caída libre del cemento <sup>(14)</sup>.

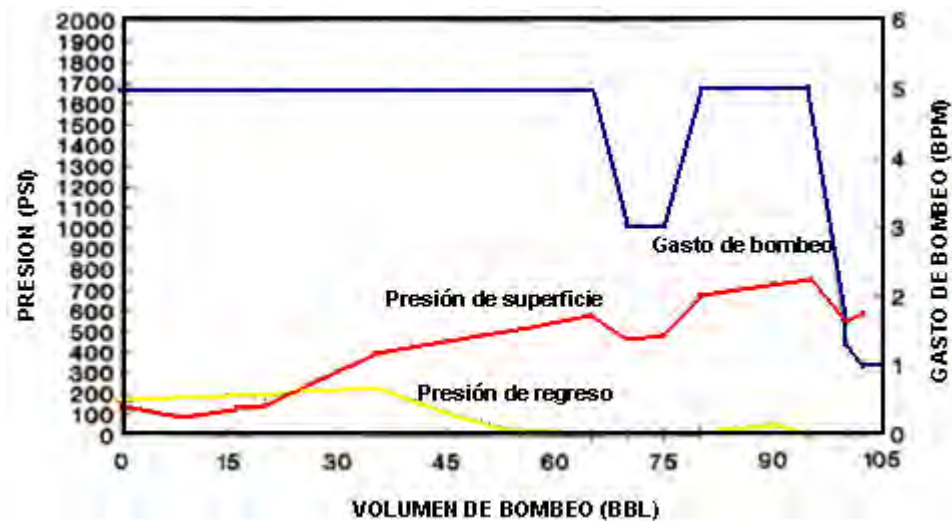


Figura 2.2 Caída libre del cemento <sup>(14)</sup>

Inicialmente el ritmo de caída libre del cemento es alto, este ritmo disminuye paulatinamente a medida que el cemento da vuelta hacia el espacio anular. La condición más crítica ocurre cuando el gasto de desplazamiento no es suficiente, entonces el cemento puede alcanzar el equilibrio y detenerse completamente. El fenómeno de caída libre es detectado cuando la presión de superficie es cero (ver Figura 2.2) y cuando los gastos de bombeo y espacio anular son diferentes (ver Figura 2.3).

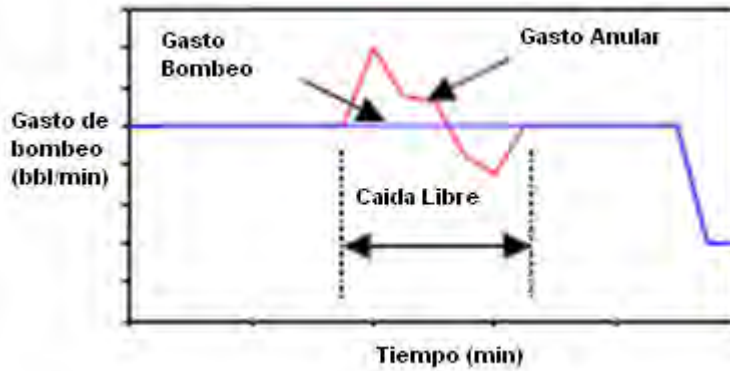


Figura 2.3. Diferencia de gasto de bombeo y espacio anular

Otro aspecto necesario es calcular la presión superficial ( $P_{sup}$ ) bajo condiciones dinámicas. Esta diferencial de presión es dada por la siguiente expresión:

$$\Delta P_{sup} = \Delta P_{Ea_{Hid}} - \Delta P_{int_{Hid}} + \Delta P_{Ea_{Fr}} + \Delta P_{int_{Fr}} \quad \text{Ec. 2.7}$$

La Figura 2.4 muestra la operación de cementación durante la etapa de desplazamiento.

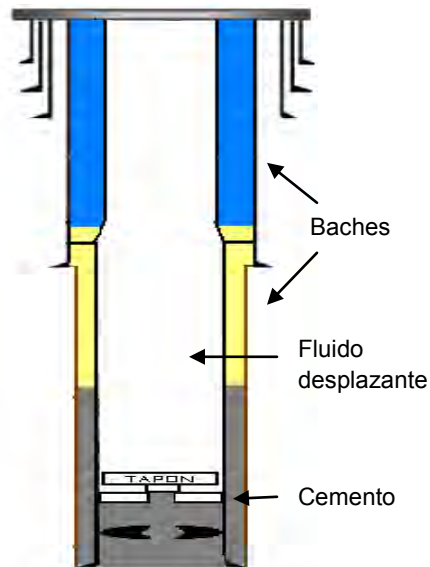


Figura 2.4 Desplazamiento del cemento

e) Diseño de la lechada de cemento (Norma API SPEC 10)

- Viscosidad: Se recomienda de 10 a 15 Bc
- Agua libre: Volumen de agua que se separa de lechada máximo valor de agua es de 1.4%
- Tiempo de bombeo
- Resistencia a la compresión
- Densidad
- Control de filtrado

El rendimiento de una lechada se refiere al volumen total que rinde un saco de cemento al mezclarlo con el agua y sus aditivos y es función directa de la clase de cemento, la densidad y cantidad de aditivos que se le agreguen. Para cálculo del rendimiento de la lechada se utilizan las siguientes ecuaciones <sup>(41)</sup>:

$$R_c = V_a + V_s \text{ (lt / saco)} \quad \text{Ec. 2.7}$$

Donde

$$V_s = \frac{M}{\rho_c} \text{ (lt / saco)} \quad M = 50 \text{ kg / saco}$$

$$V_a = \frac{M - (V_s * \rho)}{deq_a} \text{ (lt / saco)}$$

$$\# \text{ Sacos} = \frac{V}{R_c} \text{ (Saco)} \quad \text{Ec. 2.8}$$

Ejemplo del cálculo del rendimiento de la lechada:

Para la cementación primaria de una T.R. de 20 pg, se requiere un volumen de lechada de 26,000 lts con una densidad de 1.86 gr/cm<sup>3</sup>. Determine el rendimiento que tendrá el cemento, el número de sacos y el volumen de agua necesaria para mezclar el cemento.

$$V_s = \frac{50 \text{ kg / saco}}{3.15 \text{ kg / lt}} = 15.873 \quad V_a = \frac{50 - (15.873 * 1.86)}{1.86 - 1.0} = 23.8 \text{ lt (agua) / saco}$$

$$R = 23.8 + 15.873 = 39.673 \text{lt(lechada) / saco} \quad \# Sa \text{ cos} = 26000 / 39.673 = 655 \text{sa cos}$$

$$V_{agua} = V_a * N_s = 23.9 * 655 = 15.59 \text{m}^3$$

### Baches lavador y espaciador

Debido a que el lodo de perforación forma un enjarre en la formación y una película en la T.R. que debe ser removido para permitir que el cemento entre en contacto con ambas y para evitar la contaminación del cemento con el lodo de perforación se utilizan los baches lavadores y espaciadores.

*Bache lavador.*- Es un fluido newtoniano, normalmente agua con algún surfactante que dependerá de la base del lodo de perforación, su densidad es de  $1 \text{ gr/cm}^3$ , su función principal es la de remover el enjarre de la formación y la costra formada en el exterior de la T.R. Es el primero que se bombea y está en contacto con el lodo.

*Bache espaciador.*- Es un fluido no newtoniano, viscoso, cuya densidad debe estar entre la densidad del lodo y la del cemento. Se bombea atrás del bache lavador y es el que estará en contacto con el cemento.

El volumen recomendado de estos baches deberá cubrir una longitud de 150 m lineales, tomando siempre el diámetro de mayor capacidad, ya sea, el de la TR o el del espacio anular <sup>(8)</sup>:

#### 2.1.2 Cementación secundaria (forzada)

La cementación forzada es el proceso de forzamiento de lechada bajo presión, a través de las perforaciones o agujeros del revestidor, con el propósito de construir nodos de buena calidad que permitan aislar / eliminar la producción de fluidos indeseados y /o eliminar comunicaciones por problemas en la cementación primaria <sup>(31)</sup>.

Lo que ocurre en una cementación forzada es lo siguiente:

- La lechada es continuamente sometida a un alto diferencial de presión contra un medio permeable.
- La aplicación de presión inyecta la parte acuosa hacia la formación mientras los sólidos son retenidos en la superficie.
- Los sólidos se van acumulando. Poco a poco la acomodación y distribución de los sólidos se convierte en una masa prácticamente impermeable. Es necesario que esa acumulación tenga una buena adherencia a la formación, con cierta penetración de los sólidos más finos.

Una de las aplicaciones de la cementación forzada es la técnica de cemento contaminado con tubería continua, la cual permite resolver problemas en corto tiempo tales como:

- Reparación de Cementaciones primarias.
- Eliminación de producción indeseada de agua o gas.
- Reparación de huecos y/o fugas en el revestidor.
- Abandono de zonas depletadas o no productivas.
- Sellar zonas con pérdida de circulación.
- Reparar fugas de topes de Liners.
- Optimizar el perfil de Inyección de un Pozo.

### 2.1.3 Cementación Tapón

Existen comúnmente tres técnicas para la colocación de tapones <sup>(36)</sup>:

1. Técnica del tapón por columnas balanceadas
2. Técnica con cubeta de vaciado (Dump Bailer)
3. Técnica de doble tapón



## 1. Tapón por columnas balanceadas

La técnica más común es la colocación de tapones por columnas balanceadas. La tubería de perforación o de producción se baja hasta la profundidad deseada para la base del tapón. El volumen destinado para el espaciador o bache lavador es bombeado delante y detrás de la lechada para evitar cualquier contaminación del cemento por el lodo. La lechada se mezcla por baches para obtener un mejor control de la densidad y de la reología.

Los volúmenes del espaciador o bache lavador deberán tener alturas semejantes en el espacio anular y en la tubería de perforación o de producción. El desplazamiento se termina hasta alcanzar la profundidad del tapón calculado en la tubería. Esta es una práctica común para desplazamientos pequeños (usualmente para dos o tres barriles) para evitar el refluo del lodo en el piso de la rotaria cuando se está desconectando la tubería después de la colocación y permitiendo que el tapón alcance un equilibrio hidrostático. Otras veces el tapón es balanceado, cuando la tubería es lentamente sacada del cemento a una profundidad arriba del tapón y después el exceso del cemento es removido con circulación inversa.

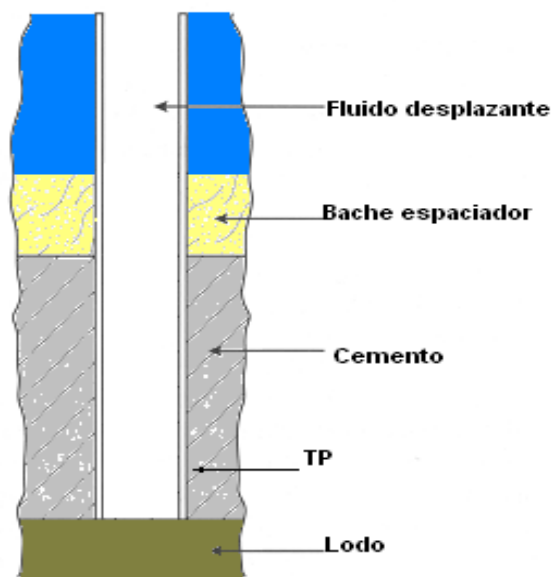


Figura 2.5. Tapón por columnas balanceadas<sup>(31)</sup>

## 2. Técnica con cubeta de vaciado (dump bailer)

Esta técnica coloca el cemento bajando con línea de acero una cubeta de vaciado (Dump Bailer) conteniendo un volumen específico de lechada de cemento. Este dispositivo contiene una válvula de descarga, generalmente de charnela que se coloca arriba del intervalo a taponar. Una vez colocado un tapón retenedor el cual está compuesto principalmente de cuñas, un mandril tapón y un elemento sellante de hule, se coloca en la tubería de revestimiento para aislar la zona inferior mientras la sección superior se cementa. Entonces el cemento es descargado arriba del tapón retenedor. La ventaja de este método consiste en que la profundidad del tapón de cemento es fácilmente controlable y esto es relativamente barato. La principal desventaja es que la cantidad disponible de lechada se limita al volumen de la cubeta.

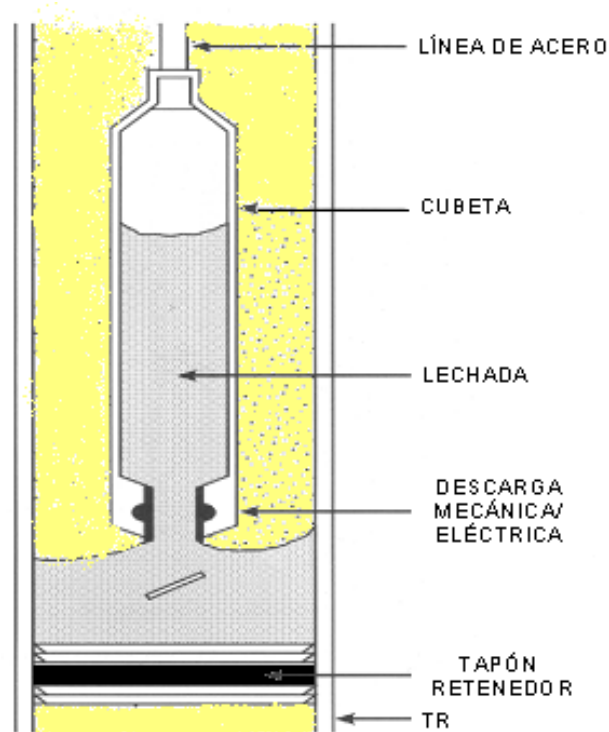


Figura 2.6. Cubeta de vaciado <sup>(31)</sup>

### 3. Técnica de doble tapón

Este método usa una herramienta especial para la colocación de un tapón de cemento en un pozo a una profundidad calculada con una máxima exactitud y una mínima contaminación del cemento.

El tapón de fondo se bombea delante de la lechada de cemento para limpiar la pared de la tubería de perforación y separar al lodo del cemento. El perno de seguridad en el lado del tapón se rompe cuando se incrementa la presión de bombeo y éste es bombeado hacia el fondo a través de una tubería de aluminio. El tapón superior es bombeado detrás de la lechada de cemento para separar del fluido desplazante. Si se observa un incremento de la presión en superficie es indicativo de que el tapón ha llegado a su posición. La tubería de perforación se saca hasta que la parte baja de ésta alcance la profundidad calculada para la cima del tapón del cemento, terminando así la operación.

### 2.2 SECUENCIA OPERATIVA DE CEMENTACIÓN PRIMARIA EN TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

De acuerdo a De la Serna et al <sup>(10)</sup>, la secuencia operativa para una tubería de revestimiento está dada por los siguientes pasos:

- Efectuar una junta de seguridad con el personal involucrado en la operación.
- Revisar la cabeza de cementación e instalar los tapones. Esto se debe hacer durante la circulación.

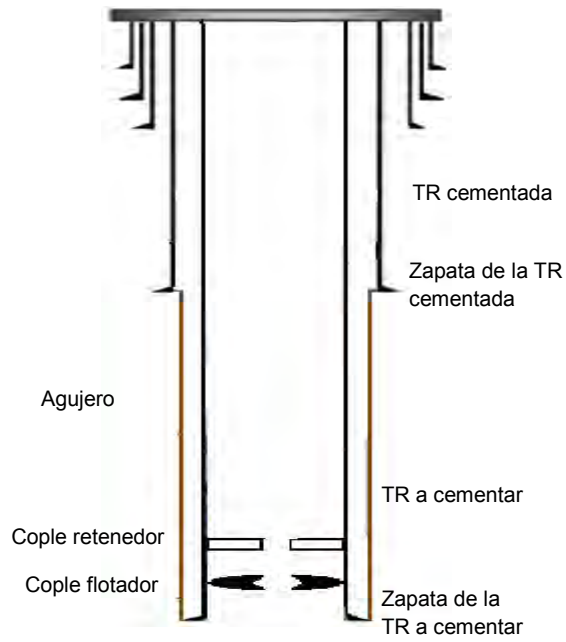


Figura 2.7. Estado mecánico para la cementación

-Circular lodo. La circulación del lodo está representada por el color café.

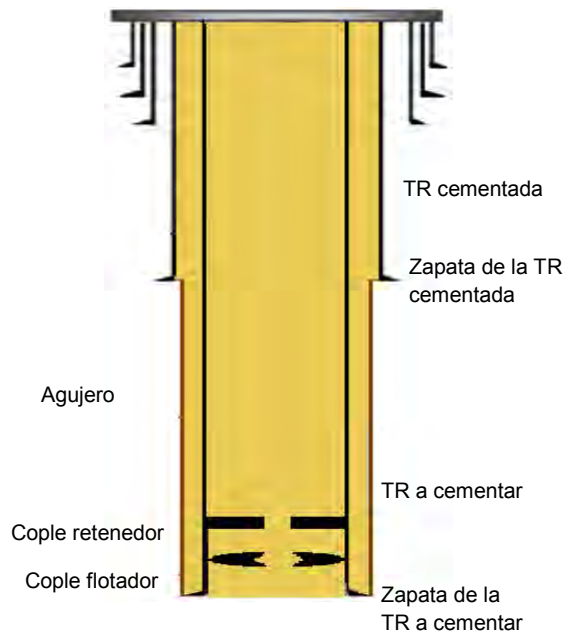


Figura 2.8. Circulación de lodo

-Probar línea de cementación a 500 psi.

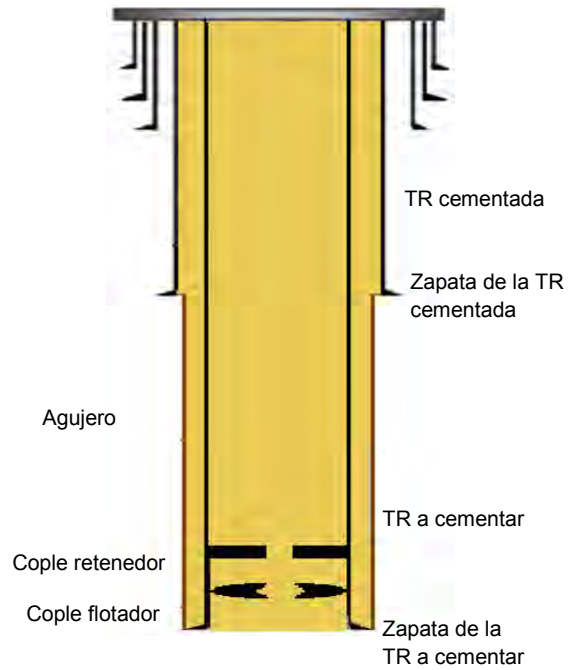


Figura 2.9. Prueba de presión

-Bombear los baches de lavado y espaciador. Los baches lavadores deben de estar previamente preparados para ser bombeados sin ocasionar retrasos en la operación.

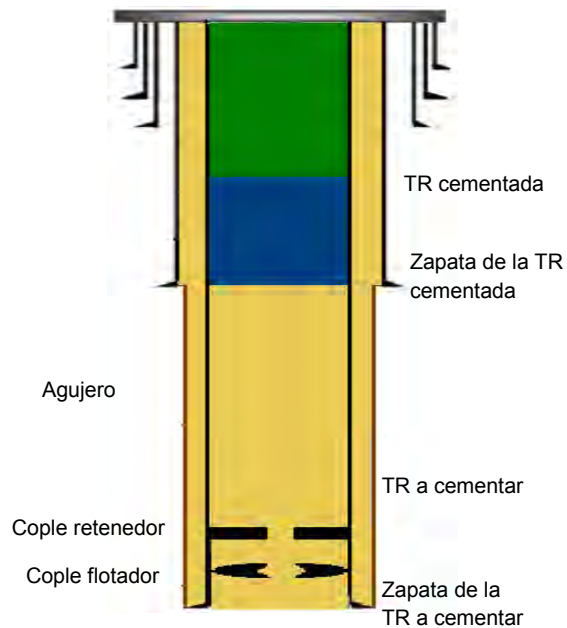


Figura 2.10 Bombeo de baches

-Soltar tapón limpiador. Al soltar tapón de diafragma, se debe verificar el viaje del mismo por medio del indicador que se localiza en la cabeza de cementar.

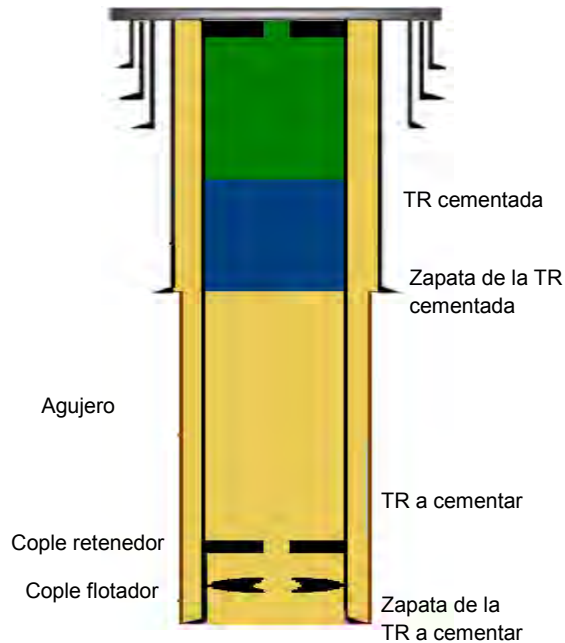


Figura 2.11 Soltar tapón

-Mezclar y bombear cemento. Al inicio debe hacerse a bajo gasto para romper el gel del lodo y establecer circulación, posteriormente se bombea al gasto programado.

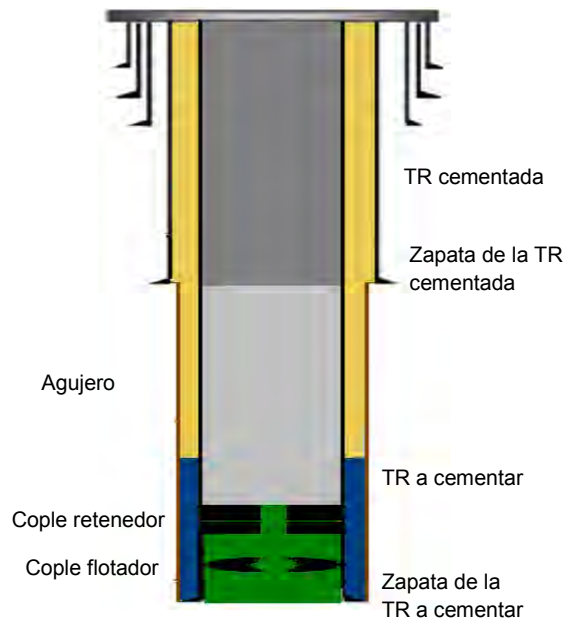


Figura 2.12 Bombeo de cemento

-Soltar tapón de desplazamiento. Al liberar el tapón de desplazamiento se verifica que el número de vueltas para sacar el vástago que soporta al tapón de desplazamiento coincida con las cuantificadas durante la revisión de la cabeza de cementación. Además, la salida del tapón se detecta por medio del indicador de paso del tapón.

-Desplazar la lechada. El gasto de desplazamiento debe ser de acuerdo con el diseño. Cuando el tapón de desplazamiento esté por llegar a su tope final de acuerdo a cálculos, disminuir el gasto de bombeo a la mitad para evitar un incremento brusco de presión interna en la TR por la súbita llegada del tapón. Si el desplazamiento se efectúa con bomba del equipo, se recomienda disminuir el gasto cuando el 70% del volumen de desplazamiento programado ha sido bombeado. Pero si el desplazamiento se efectúa con la unidad cementadora, se recomienda disminuir el gasto cuando falten 10 barriles del volumen de desplazamiento programado.

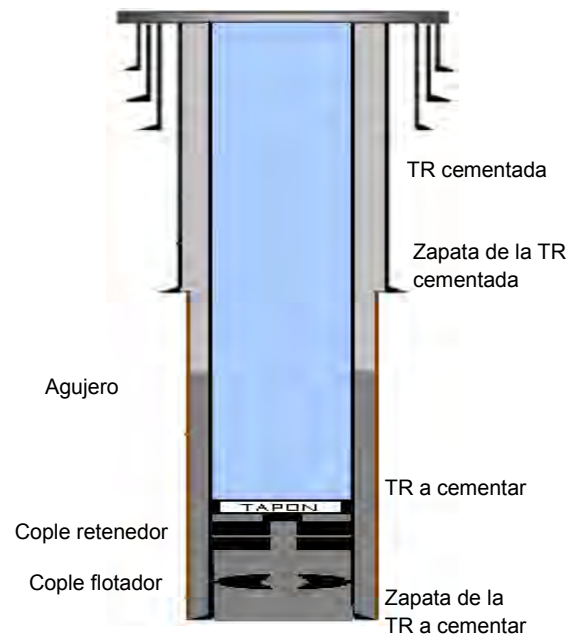


Figura 2.13 Desplazamiento de lechada

-Descargar presión y verificar equipo de flotación. La presión final se descarga en las cajas de la unidad de alta presión, para cuantificar el volumen de fluido que regresa y al mismo tiempo verificar el funcionamiento del equipo de flotación. Si al descargar para verificar la presión diferencial, bombear nuevamente un volumen de lodo hasta observar un ligero incremento de presión y cerrar las válvulas para esperar el tiempo de fraguado total con pozo reprimado con presión diferencial.

-Espera de fraguado. El tiempo de espera de fraguado está en función de las pruebas de esfuerzo compresivo. Pruebas de laboratorio han demostrado que cuando el control de la calidad de la cementación es oportuno, el tiempo en que el cemento alcanza un esfuerzo compresivo de 500 psi a las condiciones de 3000 psi y temperatura estática de fondo de pozo es dentro de las primeras 8 a 12 hrs de curado, tiempo que se recomienda como espera de fraguado.

## 2.3 SECUENCIA OPERATIVA DE CEMENTACIÓN PRIMARIA CON LINER

De acuerdo a De la Serna et al <sup>(11)</sup> la secuencia operativa para una Tubería de revestimiento corta (liner) son las siguientes:

-Revisar la cabeza de cementación e instalar los tapones. Si el colgador del liner es hidráulico, soltar la canica antes de instalar cabeza.

-Colgar y soltar la TR corta. Antes de colgar liner, se checa el peso de la sarta. El liner se cuelga y suelta de acuerdo con el tipo de especificaciones del conjunto colgador. Para comprobar que el liner fue soltado, se comprueba que el peso de la sarta en el indicador de peso del equipo de perforación sea correspondiente al de la tubería de perforación flotada.

-Bombear baches lavador y espaciador

-Mezclar y bombear cemento



-Soltar tapón de desplazamiento. Al liberar el tapón de desplazamiento se verifica la salida del tapón por medio del indicador del paso del tapón.

-Desplazar la lancha. El gasto de desplazamiento debe ser de acuerdo al diseño. El desplazamiento se efectuara con la unidad cementadora. Cuando se haya desplazado la capacidad de la tubería de perforación TP se detecta el acoplamiento del tapón de desplazamiento al tapón limpiador alojado en la herramienta soltadora. Se continúa el desplazamiento recomendándose disminuir el gasto faltando 10 bl del volumen de desplazamiento programado.

-Descargar presión y verificar equipo de flotación.

-Sacar la herramienta soltadora.

## CAPITULO 3. HIDRAULICA DE LA CEMENTACION

EL sistema hidráulico de un pozo consiste de una bomba en superficie, la trayectoria del fluido de perforación a través de la tubería de perforación y espacio anular.

La hidráulica del pozo depende de las propiedades del fluido, geometría del pozo, profundidad, método de inyección del fluido, velocidad, presión y temperatura. Las ecuaciones para el cálculo de la hidráulica dependerán del fluido en sitio.

Las pérdidas de presión desde la superficie hasta el fondo del pozo y nuevamente a superficie por el espacio anular, es causada principalmente por tres componentes<sup>(17)</sup>:

$$\Delta P_{Total} = \Delta P_{Hid} + \Delta P_{Fr} + \Delta P_{Acc} \quad \text{Ec. 3.1}$$

### 3.1 PRESIÓN POR HIDROSTÁTICA

La presión por hidrostática está compuesta por la gravedad (g), densidad ( $\rho$ ) y profundidad (D) (ver anexo A). De forma general, la ecuación está representada de la siguiente manera:

$$\left( \frac{dP}{dD} \right)_{Hid} = g\rho_{Fl} \quad \text{Ec.3.2}$$

En algunas operaciones de perforación y terminación, un gas está presente en al menos una determinada porción del pozo. En algunos casos, ya sea que sea inyectado desde la superficie o desde la formación. La variación de la presión con la profundidad es más complicada que cuando se tiene solo una columna de líquido debido a que la densidad va variando conforme cambia la presión, por lo tanto un método iterativo se debe llevar a cabo para llegar a la solución, en donde la presión anterior será sumada a la presión nueva y así

sucesivamente. La ecuación para un fluido compuesto por una mezcla líquido-gas, estará dada por la siguiente ecuación:

$$\left(\frac{dP}{dD}\right)_{Hid} = g(\rho_{Esp}) \quad \text{Ec. 3.3}$$

Debido a que el gas se encuentra en contacto con un fluido incompresible, se requiere calcular una densidad de la mezcla que involucre la densidad del líquido y la densidad del gas para después poder conocer la presión que ejerce dicho fluido. En una operación de cementación con gas (N<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub> o aire) se aplica la siguiente ecuación para conocer la densidad de la espuma, esta estará variando por la fracción del gas y la densidad del gas; la densidad del fluido es constante <sup>(17)</sup>.

$$\rho_{Esp} = \alpha\rho_{gas} + (1-\alpha)\rho_{Fl} \quad \text{Ec. 3.4}$$

En donde la densidad del gas es:

$$\rho_{gas} = \frac{\text{Masa gas}}{\text{Volumen del gas}} \quad \text{Ec. 3.5}$$

El comportamiento del gas puede estar descrito de la siguiente manera <sup>(16)</sup>:

$$PV = ZnRT = Z \frac{ma}{PM} RT \quad \text{Ec. 3.6}$$

El factor de compresibilidad ( Z ) es una medida de que tanto el comportamiento del gas se desvía al del gas ideal. El factor de compresibilidad para los gases naturales ha estado determinado experimentalmente como una función de la temperatura y presión.

Por lo tanto, la densidad del gas puede ser expresado como una función de la presión. Es necesario conocer el factor de compresibilidad ( Z ) que determinara el cambio de densidad por medio de la variación de la presión y temperatura <sup>(27)</sup> (ver Anexo B ). La siguiente ecuación representa la densidad obtenida por la ley de los gases:

$$\rho = \frac{ma}{V} = \frac{P^* PM}{ZRT} \quad \text{Ec. 3.7}$$

La densidad del gas a una profundidad puede ser conocida por medio del siguiente análisis:

La constante de los gases (R) no cambia para diferentes puntos de análisis del proceso y sabiendo que el número de moles es igual a la masa entre el peso molecular del gas:

$$\#n = \frac{ma}{PM}$$

En la superficie se tiene:

$$\frac{\#n}{V_{Sup}} = \frac{P_{Sup}}{Z_{Sup} T_{Sup}} \quad \text{Ec. 3.8}$$

En el punto de observación:

$$\rho_{gas} = \frac{P}{ZT} \quad \text{Ec. 3.9}$$

Igualando las ecuaciones de la superficie con la del punto de interés, se obtiene la densidad del gas:

$$\frac{ZT}{P} \rho_{gas} = \frac{\#n}{V_{Sup}} \frac{T_{Sup}}{Z P_{Sup}} \quad \text{Ec. 3.10}$$

$$\rho_{gas} = \frac{\#n}{V_{Sup}} \frac{T_{Sup}}{Z_{Sup} P_{Sup}} \frac{P}{ZT}$$

Sustituyendo la temperatura, presión y número de mol del gas (N<sub>2</sub>) en superficie, se reduce la ecuación a:

$$\#n = 1mol \text{ } N_2 = .028018Kg$$

$$T_{Sup} = 15.45^\circ C = 288.6K$$

$$P_{Sup} = 1atm = 101353Pa$$

$$V_{Sup} = 1mol = 22.4L = .0224m^3$$

$$Z_{Sup} = 1$$

$$\rho_{N_2} = \frac{0.028018}{0.0224} * \frac{288.6}{1} \frac{P}{ZT} \implies \rho_{N_2} = 0.003366 \frac{P}{ZT} \quad \text{Ec. 3.11}$$

La presión hidrostática dependerá directamente de la relación gas-liquido. Si el fluido es puro (incompresible), la densidad será constante y la presión hidrostática incrementará linealmente con la profundidad. Las ecuaciones para un fluido de perforación, espaciador o lavador están basadas por la norma API 13D<sup>(27)</sup> y para la lechada de cemento no espumado las ecuaciones están establecidas por la norma API 10B<sup>(3)</sup>.

### 3.2 PRESIÓN POR FRICCIÓN

Para determinar la pérdida de presión por fricción es importante conocer los modelos reológicos de los fluidos empleados en cada sección del recorrido del pozo. Dependiendo de las propiedades reológicas del fluido determinará la cantidad de pérdida de presión por fricción durante el recorrido dentro de la tubería y en el espacio anular hasta llegar a superficie.

Para el fluido espumado se presenta un modelo homogéneo de flujo multifásico el cual considera la distribución de las burbujas uniformemente en el fluido para considerar la mezcla como un solo fluido. La premisa del modelo se basa en el hecho de que un fluido homogéneo es deseable para poder llevar a cabo el trabajo de cementación espumada. En otras palabras, una distribución uniforme de las burbujas en su tamaño, regulando con agentes espumantes o estabilizadores de espuma, así como la cantidad la cantidad proporcional de gas dentro del fluido para poder tener una consistencia homogénea. De tal manera

que se realizaron pruebas en laboratorio para la espuma con la finalidad de tener una espuma consistente a determinadas temperaturas y presión <sup>(13)</sup>.

La espuma son clasificadas como fluidos no newtonianos, poseen una relación no lineal entre la velocidad de corte y el esfuerzo de corte. Los modelos comúnmente usados para predecir el comportamiento de la espuma son plástico de Bingham, ley de potencia, y el modelo de Herschel-Bulkley. La espuma sigue un modelo reológico diferente dependiendo del rango de velocidad, comportándose como un fluido pseudoplástico a velocidades de corte menores de 420 sec<sup>-1</sup> y se comporta como plástico de Bingham a velocidades de corte mayores a 420 sec<sup>-1</sup>. La viscosidad aparente se encuentra en una velocidad de corte, dada también es de pendiente de cada factor como la fracción de gas, viscosidad del fluido, y temperatura.

La reología del cemento espumado en una alta velocidad fue examinada por Al-Mashat <sup>(1)</sup>. Las conclusiones fueron:

- 1.- La viscosidad del cemento espumado incrementa como incrementa la fracción para cada valor de velocidad de corte.
- 2.- El punto de cedencia del cemento espumado está relacionado con la fracción.
- 3.- El índice de comportamiento (n') y índice de consistencia (k'), si el cemento es espumado está relacionado con la fracción.

Al-Mashat encontró que para calcular la viscosidad del cemento espumado es por medio de la siguiente ecuación:

$$\text{Al-Mashat}^{(1)} \quad \mu_{Exp} = \mu_c \frac{1}{1 - \alpha^{1.034}} \quad \text{Ec. 3.12}$$

Esta ecuación fue limitada para velocidades de corte mayores que 1700 sec<sup>-1</sup> a fracciones de espuma de 0.7 a cero. El modelo de Al-Mashat es probablemente limitado a circunstancias donde la alta calidad de nitrógeno es bombeada a través de pequeños diámetros.

El modelo reológico seleccionado para describir al cemento es sumado deberá tomar las siguientes consideraciones <sup>(30)</sup>:

- 1.- La clase del cemento debe ser un fluido no newtoniano
- 2.- El efecto de la fracción a los parámetros de fluidos ( $n', k'$ )
- 3.- El efecto de la temperatura sobre los parámetros del fluido.

En 1984 un modelo fue presentado por Harris y Reidenbach <sup>(34)</sup> en sus estudios de altas temperaturas sobre el modelo reológico sumado. Dicho modelo fue incorporado para una solución pseudoplástica (Herschel-Bulkley) llegando a la conclusión dichas en los siguientes puntos:

- 1.-La calidad incrementa como la viscosidad incrementa
- 2.-El efecto de la temperatura de la disminución de la viscosidad de 75 a 300 °F, es mayor en bajas fracciones que en altas fracciones. Esto se debe a que los fluidos tienen un comportamiento en el cual a mayor temperatura menor viscosidad y en los gases presentan un comportamiento inverso, por lo tanto entre mayor gas contenga el fluido, se comportara como gas.
- 3.-El incremento del índice de comportamiento ( $n'$ ), al incremento de la temperatura, el índice es mayor en bajas fracciones que en altas fracciones.
- 4.-La disminución del índice de consistencia ( $k$ ), al incremento de temperatura, el índice es mayor a fracciones bajas que a fracciones altas.

Para calcular la viscosidad de es sumado usando el modelo de Harris-Reidenbach <sup>(34)</sup>, se determina primero el punto de cedencia del fluido. Si la fracción es menor o igual que 0.6 entonces:

$$\tau_{yp} = 0.07\alpha \quad \text{Ec. 3.13}$$

Si la fracción es mayor que 0.6, el punto de cedencia es determinado por:

$$\tau_{yp} = 0.0002e^{9\alpha} \quad \text{Ec. 3.14}$$

El  $n'_t$  producido a una temperatura y fracción dada es encontrada por

$$n'_t = n'_{75} e^{(0.0028-0.0019\alpha)(T_{Esp}-75)} \quad \text{Ec. 3.15}$$

Conociendo el valor de  $n'_{75}$  se pueden calcular C1 y C2, los cuales son exponentes del valor de  $k'_t$ , las ecuaciones son las siguientes:

$$c_1 = 4n'_{75}{}^{1.8} \quad \text{Ec. 3.16}$$

$$c_2 = e^{-(3.1+3n'_{75})} \quad \text{Ec. 3.17}$$

$$k'_t = k'_{75} e^{(c_2\alpha-0.018)(T_{Esp}-75)} \quad \text{Ec. 3.18}$$

Usando  $k'_t$ , el índice de consistencia para el cemento nitrogenado está determinado por:

$$k'_f = k'_t e^{(c_1\alpha+0.75\alpha^2)} \quad \text{Ec. 3.19}$$

De acuerdo a trabajos realizados por Silvía, Martins y Oliveira<sup>(37)</sup>, se determinan las ecuaciones para el cálculo por pérdida de fricción.

Con la siguiente ecuación se encuentra la velocidad,

$$Va = \frac{4(Q_{lodo} + Q_{gas})}{\pi * deq^2} \quad \text{Ec. 3.20}$$

Se calcula el número de Reynolds para poder conocer el factor de fricción y la caída de presión por fricción que provoca el fluido durante su recorrido por el pozo<sup>(13)</sup>.

$$N_{Re} = \frac{\rho V_a^{2-n} deq_i^n}{8^{n-1} * k} \quad \text{Ec. 3.21}$$



El valor de  $k$  y  $n$ , son los parámetros reológicos y amencionados anteriormente, los cuales varían en cada punto de interés.

Dependiendo de los regímenes de flujo, se conoce la ecuación de fricción a utilizar <sup>(13)</sup>;

Tabla 3.1 Obtención del factor de fricción

<b>Régimen de flujo</b>	<b>Numero de Reynolds</b>	<b>Factor de fricción</b>	
Laminar	$N_{Re} < 4000$	$f = \frac{16}{N_{Re}}$	Ec. 3.22
Transición	$4000 \leq N_{Re} \leq 6000$	Si $n' > 1$ :	Ec.3.23
		Ellis <sup>(26)</sup> $f = 0.00454 + 0.645 N_{Re}^{-0.70}$	
Turbulento	$N_{Re} > 6000$	Si $n' < 1$ :	Ec.3.24
		FSGomes <sup>(26)</sup> $f = 0.11 n'^{-0.616} N_{Re}^{-0.287}$	
Turbulento	$N_{Re} > 6000$	Si $n' > 1$ :	Ec.3.25
		Ellis <sup>(26)</sup> $f = 0.00454 + 0.645 N_{Re}^{-0.70}$	
Turbulento	$N_{Re} > 6000$	Si $n' < 1$ :	Ec.3.26
		FSGomes <sup>(26)</sup> $f = 0.069 n'^{-0.666} N_{Re}^{-0.285}$	

La perdida de presión por fricción será determinada por la siguiente ecuación:

$$\left( \frac{dP}{dD} \right)_{Fr} = 2 f \rho_{Esp} \frac{Va^2}{deq} \quad \text{Ec. 3.27}$$

### 3.3 PRESIÓN POR ACELERACIÓN

La aceleración del fluido puede ocurrir debido al cambio de área de la sección transversal y la expansión del gas. La aceleración causará una pérdida de presión, la cual es insignificante comparada con la que genera la hidrostática y la de fricción.

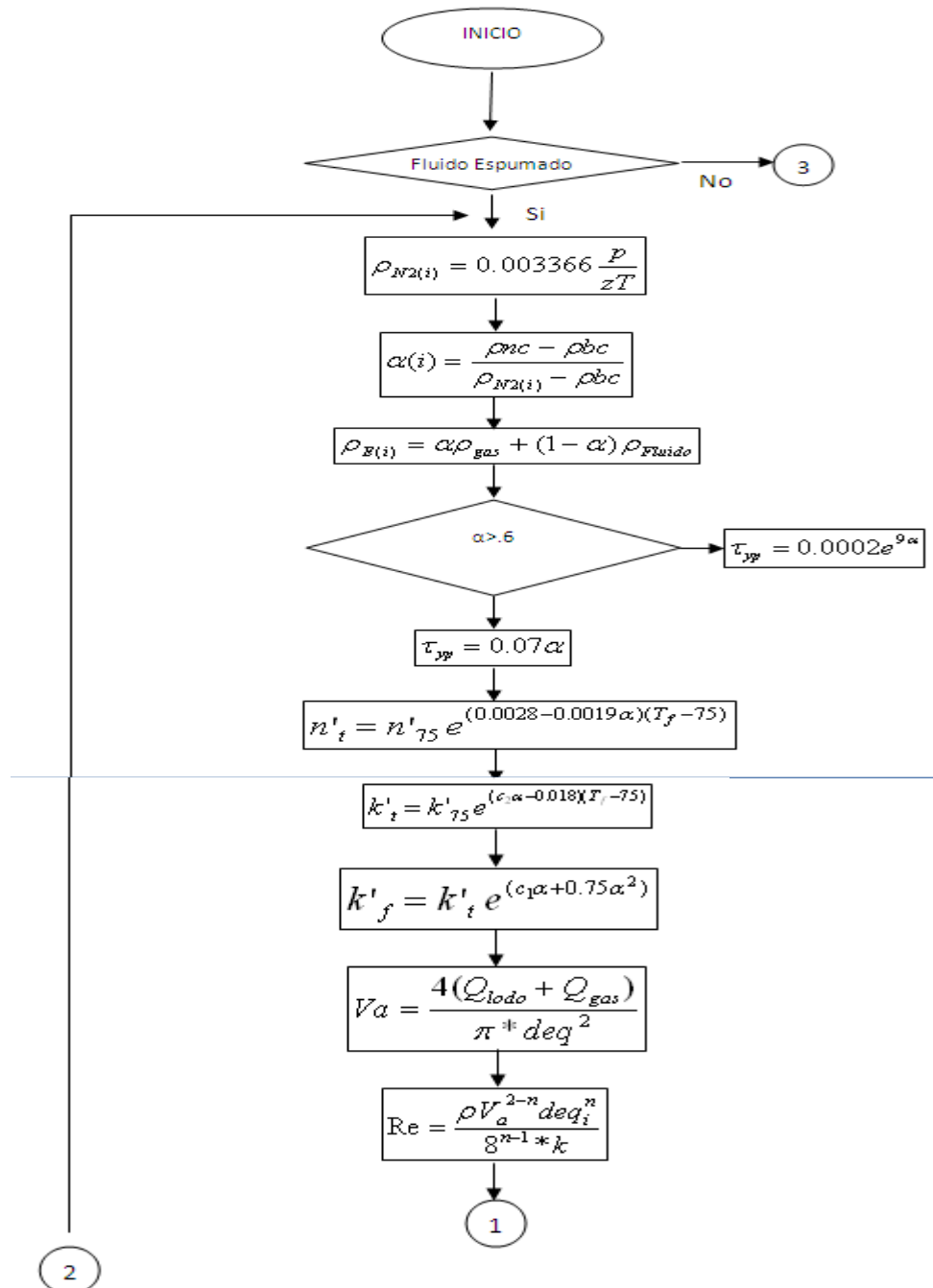
$$\left(\frac{dP}{dD}\right)_{Acc} = \left(\frac{W_{gas} + W_{fluido}}{A}\right) \left(\frac{W_{gas}}{W_{gas} + W_{fluido}}\right) \frac{dv}{dD} \frac{dP}{dD} \quad \text{Ec. 3.28}$$

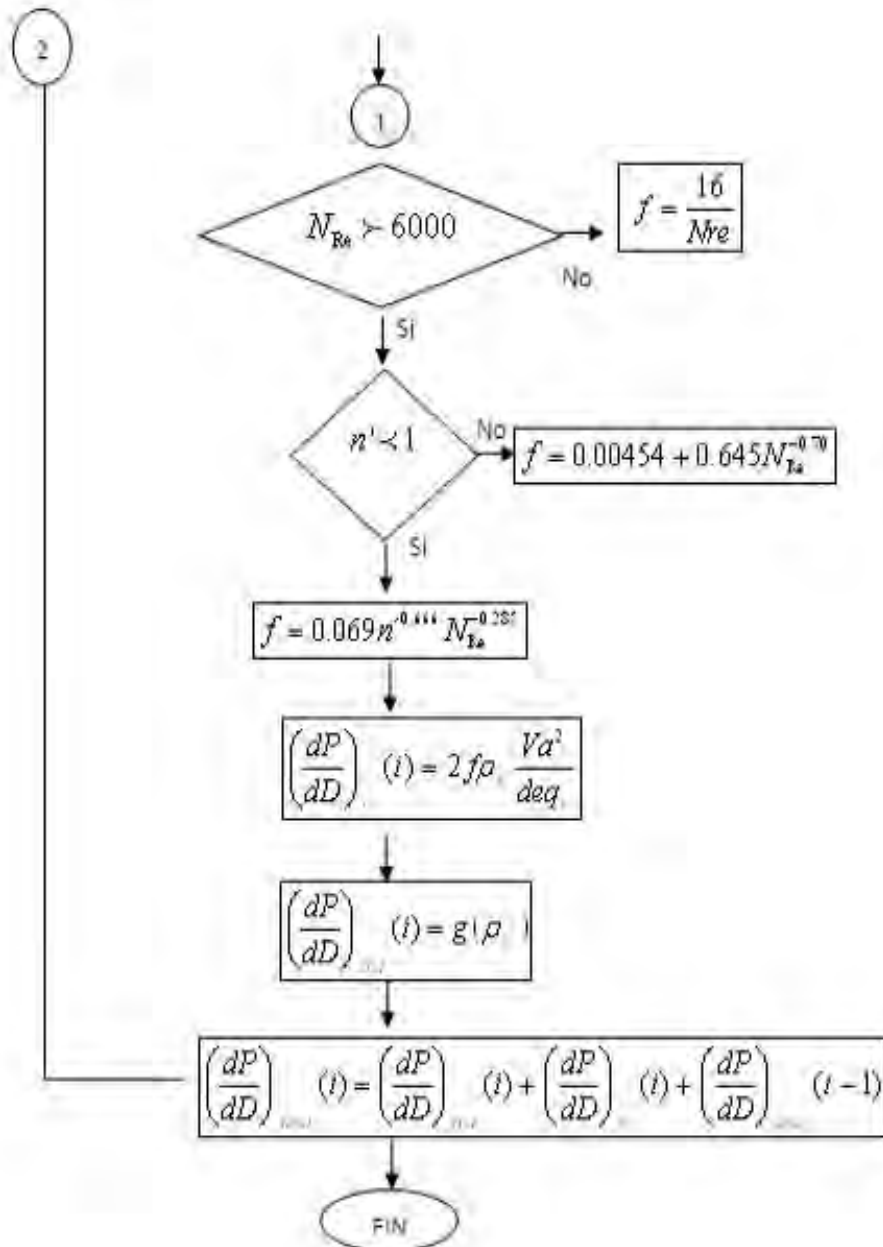
Por lo tanto la ecuación de conservación de masa y energía, estará dada por la siguiente ecuación:

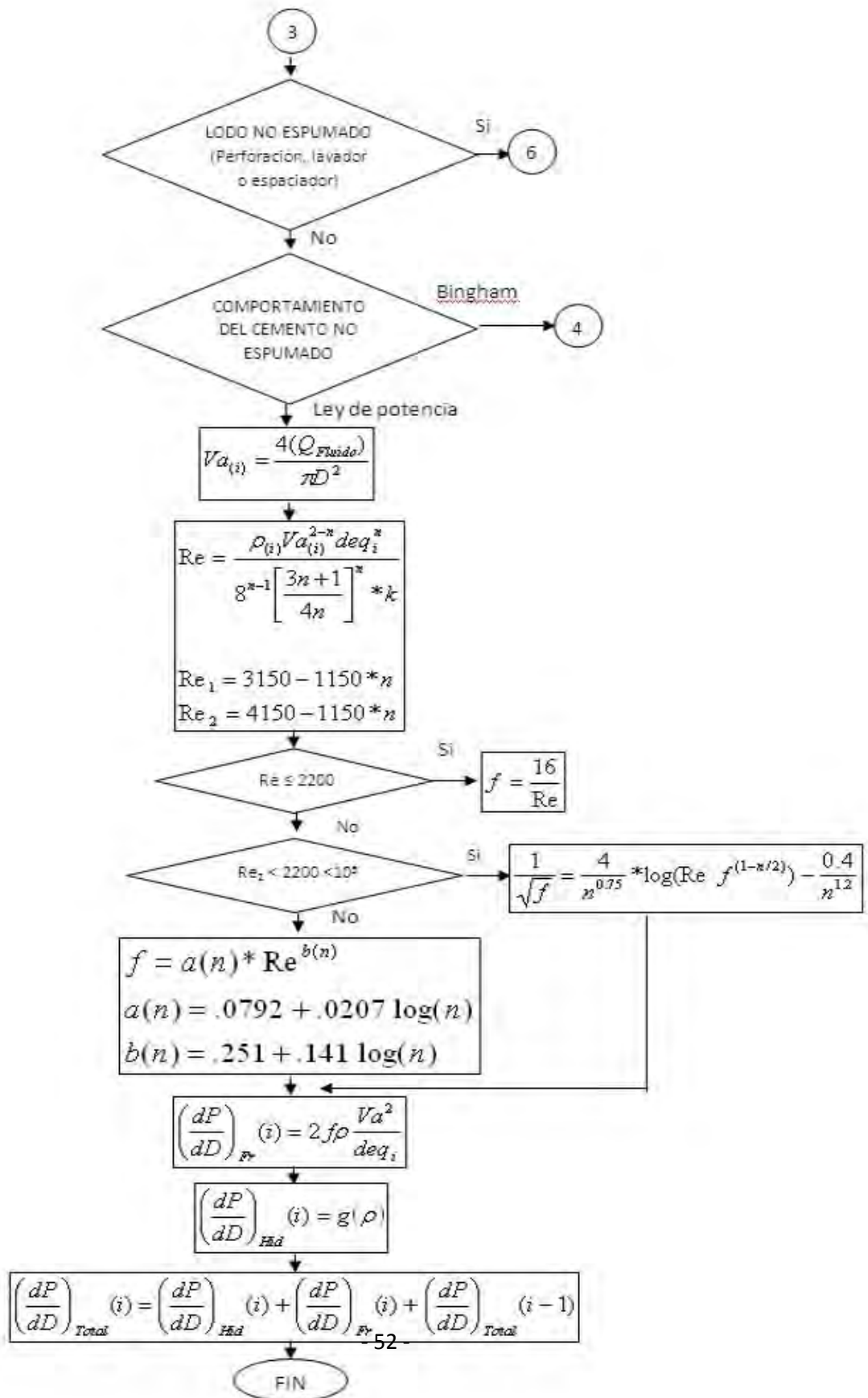
$$\left(\frac{dP}{dD}\right)_{Total} = g\rho_{Esp} + 2f\rho_{Esp} \frac{Va^2}{deq} + \left(\frac{W_{gas} + W_{fluido}}{A}\right) \left(\frac{W_{gas}}{W_{gas} + W_{fluido}}\right) \frac{dv}{dD} \frac{dP}{dD} \quad \text{Ec.3.29}$$

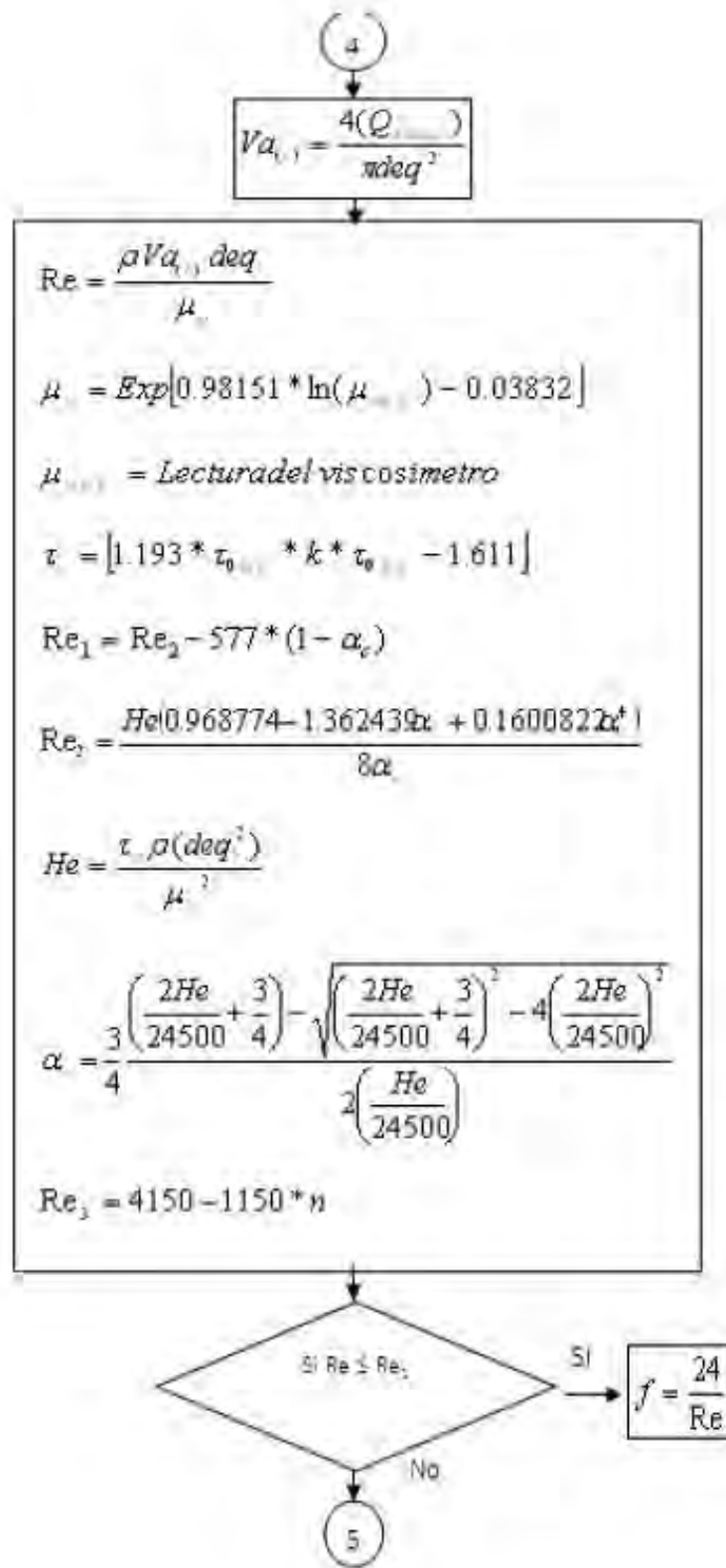
### 3.4 ALGORITMO DEL PROGRAMA

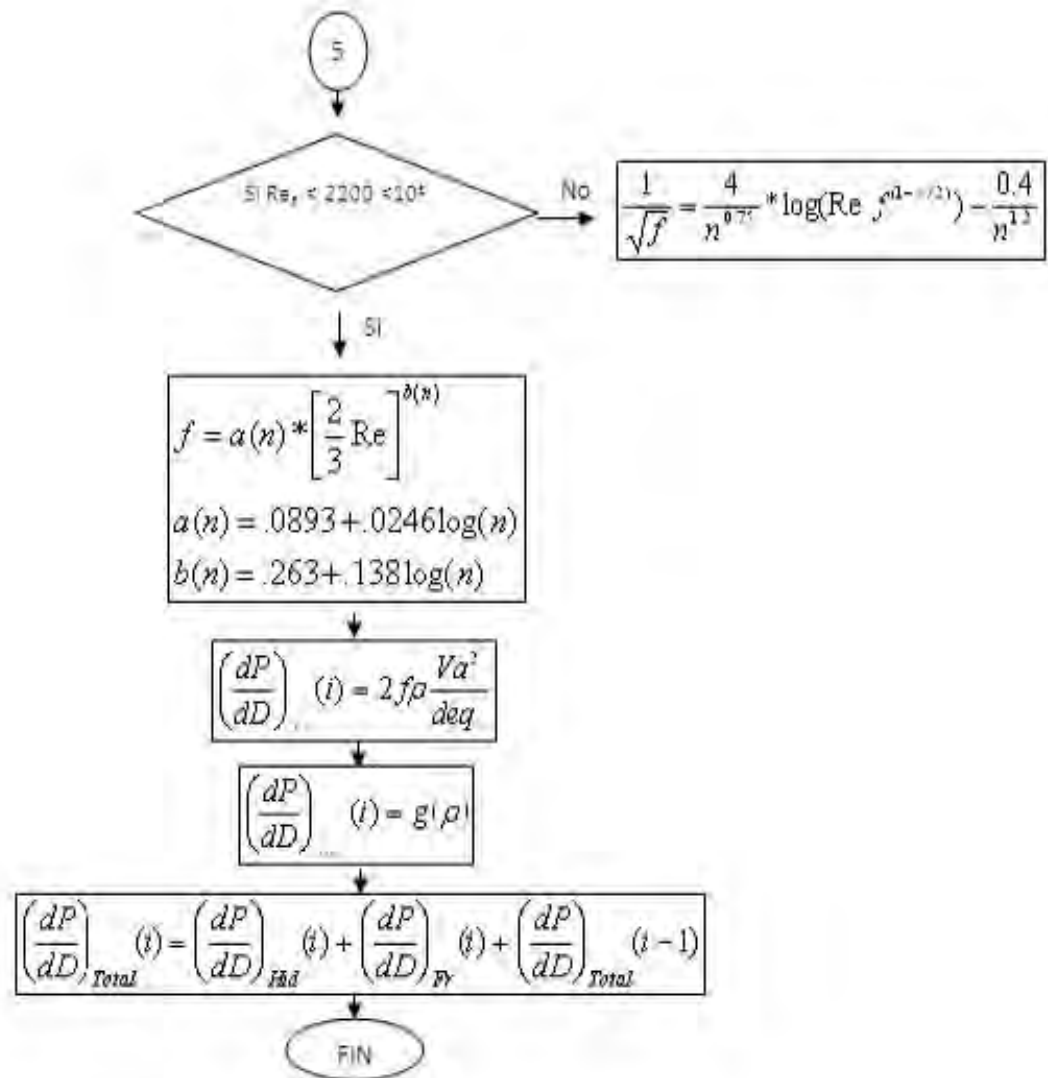
El programa de cómputo recupera información de composición de la mezcla de cemento no espumado, información que corresponde a los resultados de propiedades reológicas como son el índice de consistencia (k) e índice de comportamiento (n), geometría de pozo, gasto de lodo y datos de temperatura. En la Figura 3.1 se muestra el diagrama de flujo del programa.











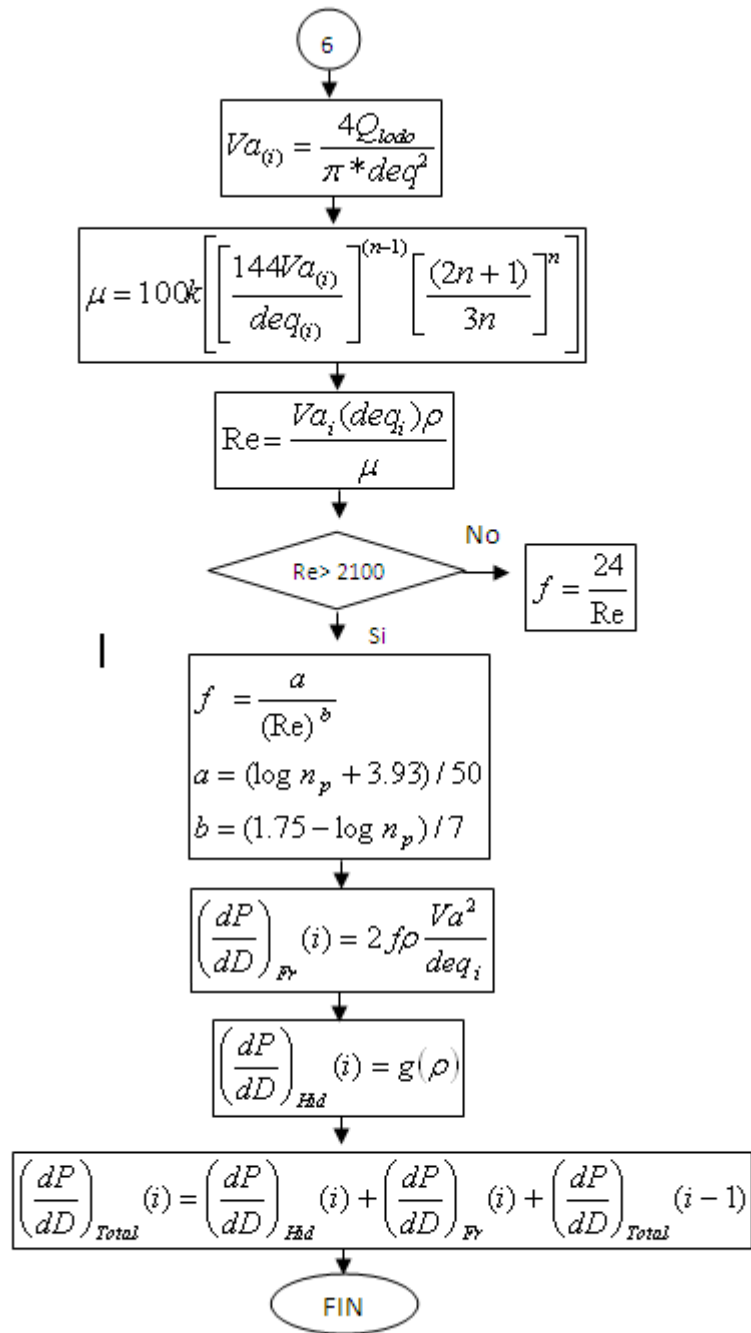


Figura 3.1 Diagrama de flujo del programa



## **CAPITULO 4. CEMENTACION EN ZONAS DEPRESIONADAS: APLICANDO LA OPERACIÓN DE CEMENTACIÓN ESPUMADA**

### **4.1 TEORÍA DE LA ESPUMA: PROPIEDADES FÍSICOQUÍMICA Y TERMODINÁMICAS**

Hoy en día, son diversos los campos en donde se utilizan las espumas, algunos de gran importancia industrial como en la flotación de minerales, en alimentos o en el petróleo. Debido a sus propiedades reológicas y textura que combinan las propiedades de un fluido y un sólido con una densidad baja y un costo ventajoso con respecto a otras alternativas.

#### **Definición de burbujas**

Espuma se define como el conjunto de burbujas gaseosas separadas por películas delgadas de líquido que se forma en su superficie. Al formarse las burbujas se amontonan unas sobre otras, formándose películas entre ellas. Estas películas son sometidas a esfuerzos de estiramiento por lo que es indispensable que no se rompan si se desea tener espuma.

#### **Vida de la espuma y fenómenos asociados**

La vida de las espumas se divide en tres etapas, las cuales presentan fenómenos físico-químicos y son definidos como: 1) La formación de la espuma, 2) La maduración de la espuma desde la espuma húmeda hasta la espuma seca y 3) la persistencia de las espumas secas cuya estabilidad de la película depende de las interacciones coloidales o sea, la dispersión gradual del gas en el seno de otro, comienza de las burbujas pequeñas hacia la más grande.

#### **1.- Formación de la espuma**

La espuma se hace usando comúnmente métodos de condensación o dispersión; la técnica de la condensación consiste en la generación de burbuja en

solución por decremento de presión, por incremento de temperatura o por reacción química, donde la solución es supersaturada con gas, la técnica de dispersión consiste en la inyección de gas a través de aberturas o platos con poros dentro del líquido.

Los factores que contribuyen a la formación de espuma pueden ser por causas físicas y químicas. Las causas físicas pueden ser: agitación, caída del líquido desde cierta altura, borboteo de aire u otro gas en el líquido. Las causas físico-químicas pueden ser: agitación de agua dulce con un jabón. Otra causa es la producción de gases como el metano, ácido sulfhídrico, dióxido de carbono, después de una reacción química o bioquímica. Ejemplo de estos son las espumas presentes en la cerveza y refrescos que forman por la liberación del gas disuelto. Cabe mencionar que en el fondo de los envases de estas bebidas las burbujas son pequeñas y al subir se hacen más grandes debido a que la difusión del gas, ósea la dispersión gradual del gas en el seno de otro, comienza de las burbujas pequeñas hacia la más grande. De manera que estas persisten en la superficie formando espuma. Cuando las burbujas se elevan a la superficie de un líquido y persisten en ella durante cierto tiempo, sin coalescencia (capacidad de dos o más materiales de unirse en un único cuerpo) de una con la otra y sin ruptura en el espacio de vapor se produce espuma. Así pues la formación de espuma consiste simplemente en la formación, el evación y la agregación de burbujas de un líquido en que la espuma pueda existir.

En espumas monodispersas, cuando la fracción de volumen del gas disperso es tá por debajo de .74, las burbujas de espuma son generalmente esféricas encontrándose dentro de una estructura cubica central o hexagonal sin alguna de formación. Tales espumas consisten de burbujas esféricas y relativamente baja fracción de volumen de gas son clasificadas como espuma húmeda o "kugelschaums". Cuando la fracción de volumen de gas excede los .74, las esferas de burbujas se deforman para formar celdas poliédricas separadas por delgadas capas de líquido. Estas espumas son clasificadas como espumas secas o "Polyederschaums"<sup>(23)</sup>.

La espuma formada de puro líquido son extremadamente inestables y de vida corta, consecuentemente la presencia de surfactante en la fase líquida es esencial para lograr la vida de la espuma. De tal manera que la tensión superficial entre el gas-líquido facilitara la dispersión del gas en la fase líquida reduciendo el tamaño de burbuja e incrementando la interface viscosa.

Adsorción del surfactante en la superficie gas-liquido. Tensoactividad.

El proceso de tensoactividad es en el cual influyen sustancias por medio de la tensión superficial en la superficie de contacto entre dos fases; dicha propiedad las obtiene a través de su estructura atómica. Los tensoactivos se componen de una parte hidrófoba o hidrófuga y un resto hidrófilo, o soluble en agua. Al contacto con el agua las moléculas individuales se orientan de tal modo que la parte hidrófuga sobresale del nivel del agua encarándose al aire o bien se juntan con las partes hidrófugas de otras moléculas formando burbujas en las partes hidrófugas quedan en el centro, y los restos solubles en agua quedan entonces en la periferia disueltos en el agua <sup>(16)</sup> (ver Figura 4.1).

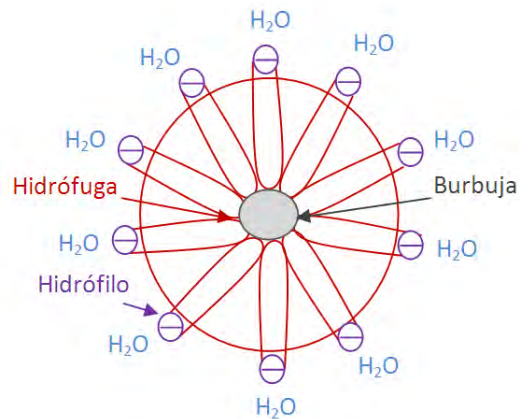


Figura 4.1. Proceso de tensoactividad

Las burbujas que se forman representan un aumento del aire superficial gas-liquido. La nueva superficie que se crea por agitación está por tanto disponible para que se produzca la adsorción de un surfactante presente en el líquido.

Un surfactante es una sustancia cuya molécula posee un grupo hidrófilo y un grupo hidrófobo o lipofílico (el dodecilbenzeno sulfonato de sodio usado en los polvos para lavar la ropa o el oleato de potasio en los jabones o más aun el lauril sulfato de sodio de los champúes).

Una de las propiedades fundamentales de los surfactantes es la fuerte tendencia de adsorberse en las superficies o en las interfaces. Una vez adsorbidas en la superficie, estas moléculas tensoactivas producen un descenso notable de la tensión superficial; entre más se disminuye la tensión más fácil se crea un área superficial o interfacial <sup>(24)</sup>.

#### Separación de las burbujas por gravedad. Acumulación de burbujas

Sin embargo, la formación de un sistema disperso no es la única razón para estar bajo la presencia de tensoactivos. Luego que las burbujas se forman con la fase líquida. Estas burbujas se amontonan unas sobre otras y en este proceso se forman películas entre las burbujas. Estas películas son sometidas a esfuerzos de estiramiento y es indispensable que ellas no se rompan, ya que la espuma se forma a partir de la acumulación de burbujas.

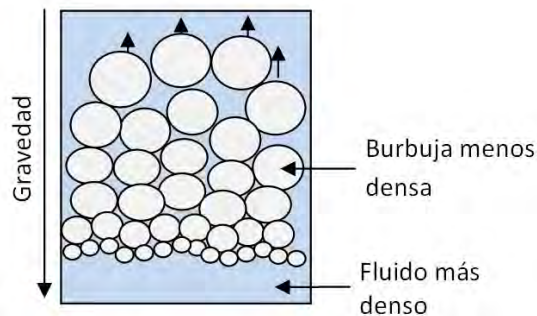


Figura 4.2 Acumulación de burbujas

#### Efecto Gibbs-Marangoni

Es aquí donde el tensoactivo juega un papel determinante en lo que se conoce como efecto Gibbs-Marangoni. Cuando una película gruesa se forma entre dos burbujas y las burbujas se acercan a menudo estas se aplastan, la película está expuesta a un esfuerzo de estiramiento frecuentemente complejo,

en el que el área superficial gas-líquido aumenta. La concentración de surfactante adsorbido (denominado adsorción  $\Gamma$  en moléculas por unidad de superficie) tiende a disminuir en la zona estirada donde la película es más delgada que en las zonas vecinas. En consecuencia, la tensión superficial aumenta según la relación que permite calcular la elasticidad de Gibbs  $\varepsilon$ .

$$\varepsilon = 2 \frac{d\gamma}{d \ln A} = -2 \frac{d\gamma}{d \ln \Gamma}$$

Donde  $\gamma$  es la tensión,  $A$  es el área superficial (suma de las caras expuestas a la superficie) y  $\Gamma$  la adsorción. El coeficiente 2 indica que la película está comprendida por dos superficies gas-líquido. Como lo indica la Figura, se tiene una diferencia de tensión entre la zona estirada de la película (tensión más elevada, menor grosor) y las zonas adyacentes (no estirada, tensión más baja). Esto produce un fenómeno denominado inestabilidad de Marangoni, el cual se puede observar en las cocinas cuando se le agrega una gota de detergente líquido a un fregadero lleno de agua, en la superficie quedan gotas de aceite flotando. El gradiente de tensión produce una fuerza dirigida desde la zona donde se encuentra el exceso de tensoactivo, es decir donde la tensión es baja, hasta la zona de alta tensión, que desplaza a las gotas de aceite.

En el caso de las películas estiradas entre la superficie libre y una burbuja, o entre dos burbujas el movimiento superficial se produce desde la zona vecina hasta la zona estirada; si la película es suficientemente delgada, este movimiento superficial se lleva a cabo desde el líquido hasta la parte delgada de la película, lo que restaura su espesor original, o bien impide que el estiramiento prosiga. Se asiste entonces a un mecanismo (denominado Gibbs-Marangoni) que confiere una cierta elasticidad a una película estirada entre dos burbujas.

El mecanismo Gibbs-Marangoni es por tanto el fenómeno sobre el que reposa la existencia misma de la espuma. En lo que concierne la noción de abundancia de espuma o el poder espumante de una solución es medido como el volumen de espuma formada en ciertas circunstancias dadas.

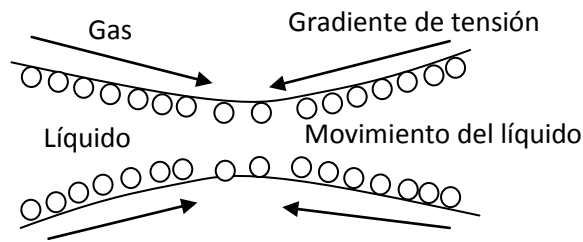


Figura 4.3 Efecto Gibbs-Marangoni

### Máximo de espuma en la concentración micelar crítica

El gradiente de adsorción entre la zona delgada y la zona vecina se debe al gradiente de tensión correspondiente, el cual depende del equilibrio entre la superficie y la fase líquida, que se explica por la relación característica de la isoterma de Gibbs relacionada al equilibrio, la adsorción  $\Gamma$  a la tensión  $\gamma$  y a la concentración de surfactante en fase líquida  $C$ .

$$\frac{d\gamma}{d \ln C} = -RT\Gamma$$

A baja concentración de surfactante, la tensión superficial se parece a la del agua pura y por lo tanto no hay un gradiente de tensión apreciable por estiramiento de la película. Esto corresponde con las medidas experimentales que indican que la espuma aumenta a medida que la concentración de surfactante se incrementa hasta la concentración micelar crítica (CMC), y que a continuación ésta tiende a invertirse como lo indica la Figura 4.4.

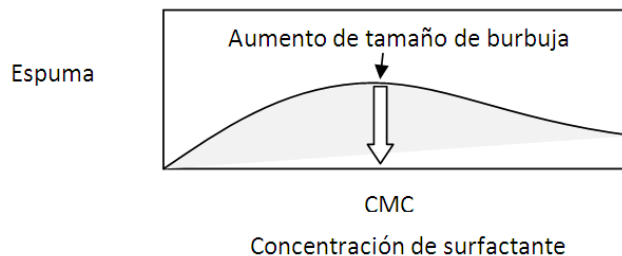


Figura 4.4. Variación típica de la espuma con la concentración del tensoactivo

## Efectos cinéticos

La concentración a la cual la inversión espontánea se produce depende de parámetros cinéticos. En efecto, ciertos surfactantes se adsorben más o menos rápido y ciertas micelas se degradan más o menos fácilmente.

Existen surfactantes que pueden ser desplazados por otros más lentos que tienden a mayor absorción ya que si actúan de manera rápida puede ser precipitados en la superficie de las burbujas; el intercambio se realiza cuando la espuma está formada lo cual actuará sobre la estabilidad de la espuma formada por los primeros surfactantes.

## 2.- Maduración de la espuma

Una vez que la espuma se forma, súbitamente esta sufre una degradación más o menos lenta, a una escala de tiempo de algunos minutos a algunas horas, en su transcurso entran en juego diferentes mecanismos: (i) la segregación y el drenaje gravitacional, (ii) la succión capilar y (iii) la difusión gaseosa intra-burbuja.

### Segregación de burbujas y drenaje gravitacional del líquido

Durante los primeros instantes se produce una segregación gravitacional de las burbujas, las burbujas más grandes tienen mayor empuje que el de las pequeñas (ver figura 4.5)

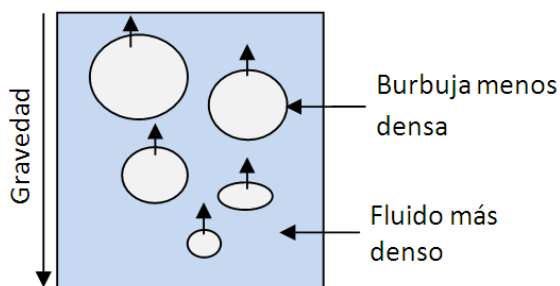


Figura 4.5. Segregación de las burbujas

El drenaje gravitacional del líquido hacia abajo se produce durante toda la vida de la espuma, pero es más importante en la espuma húmeda (ver Figura 4.6).

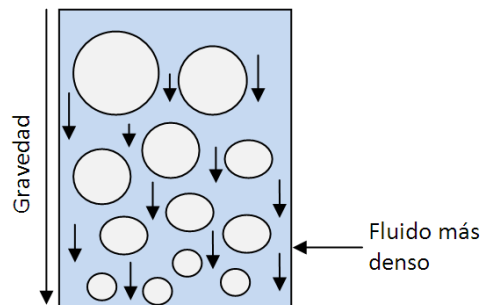


Figura 4.6. Drenaje gravitacional del líquido

### Succión capilar

La proporción de líquido presente en la espuma disminuye rápidamente debido al drenaje del líquido hacia abajo, antes que nada por simple acción de la gravedad sobre el líquido que se encuentra en las burbujas, luego fenómenos más complejos cuando las burbujas pierden su forma esférica para ser poliédricas. El contenido de líquido continúa disminuyendo ya que la diferencia de curvatura entre los bordes de Plateau y la plana de las películas según la ley de Laplace producen un gradiente de presión. Esta es la fuerza que desplaza el líquido del centro de las películas hacia los bordes de Plateau, gracias a un mecanismo llamado succión capilar. Este líquido es seguidamente drenado por la gravedad hacia la parte inferior de la espuma en los bordes de Plateau.

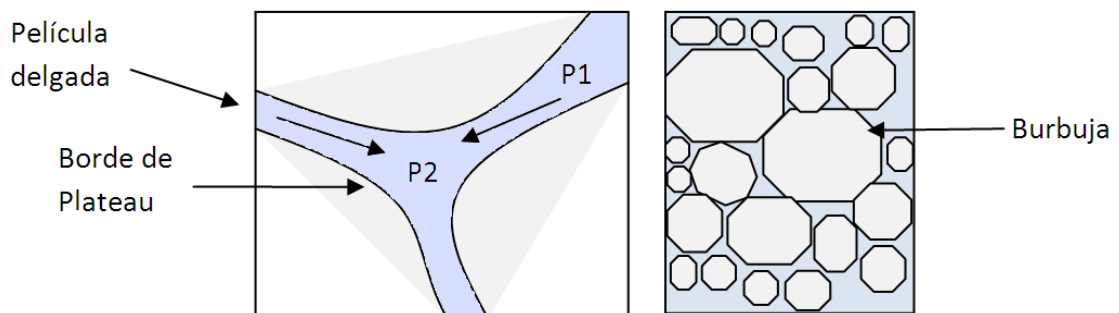


Figura 4.7 Succión capilar del líquido del centro de la película hasta los bordes de Plateau



La espuma comienza a degradarse por ruptura de las películas, no necesariamente en esta segunda etapa la espuma pueda romperse, de hecho puede continuar su evolución lentamente.

#### Difusión gaseosa intra-burbuja

Cuando las burbujas son polidispersas, las películas intra-burbujas se comportan de forma plana de poco espesor debido a que la presión es mayor en las burbujas pequeñas que en las grandes según la ley de Laplace mostrada en la siguiente ecuación y Figura 4.8.

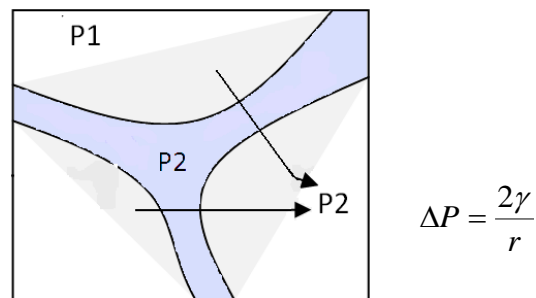


Figura 4.8. Difusión gaseosa intra-burbuja

Debido a lo anterior las pequeñas burbujas se desinflan lentamente y desaparecen, a este fenómeno se le llama maduración de Ostwald (Ver Figura 4.9).

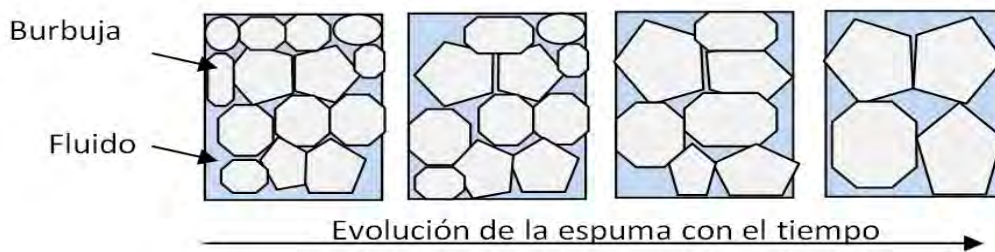


Figura 4.9. Evolución de la espuma por difusión gaseosa intra-burbuja

Este fenómeno puede ser inhibido por la presencia de una capa adsorbida insoluble como la que forman las proteínas en la clara de huevo batidas a punto de nieve en la preparación de merengues. En este caso, la disminución del diámetro de una burbuja produce el aumento de la adsorción, o sea de la retención en la superficie de las burbujas vecinas; y a que las moléculas

adsorbidas son prácticamente insolubles y el valor de la elasticidad es muy elevada. En consecuencia se produce una reducción de tensión para compensar la diferencia de presión debida a la ley de Laplace.

Otra forma de evitar la difusión intra-burbuja es recubrir toda la superficie de partículas sólidas minúsculas (insolubles en el líquido) por ejemplo, los glóbulos de grasa de la leche en la crema batida llamada Chantilly o las partículas de asfaltenos en los petróleos espumantes.

### 3.- Espuma persistente a películas delgadas

Cuando la película se adelgaza, la rapidez de drenaje disminuye. El drenaje puede ser muy lento si el líquido contiene agentes viscosantes y si las burbujas poliédricas son de gran dimensión. Si el espesor de las películas intra-burbujas llegan a disminuir por debajo del décimo de micrómetro cerca de los 200 Å, se observan entonces nuevos fenómenos que corresponden a las interacciones coloidales entre las superficies.

Dos efectos se oponen:

- Las fuerzas intermoleculares atractivas de Van der Waals tienden a atraer las burbujas vecinas y por lo tanto a producir el drenaje de la película. Estas fuerzas actúan a muy poca distancia, prácticamente al contacto.
- De otra manera, existen diversas fuerzas que producen un efecto repulsivo y se oponen al acercamiento de las burbujas y por lo tanto al drenaje de las películas. Estas son debidas a la presencia de una capa adsorbida de tensoactivo sobre una de las superficies de una parte y de la otra de la película delgada, este fenómeno son efectos de repulsión entre las burbujas.

#### Repulsiones (fenómenos estáticos)

El primer tipo de fenómeno estático corresponde a diversos tipos de repulsiones entre las superficies. A quella que actúa a mayor distancia es la repulsión eléctrica debida a los movimientos de las capas disponibles de las

dobles capas eléctricas producidas por la adsorción de surfactantes iónicos. La presencia de un electrolito tiende a acelerar el drenaje de la película intra-burbuja.

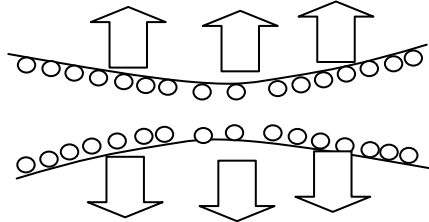


Figura 4.10. Repulsión por la interacción del surfactante adsorbido y de la película

#### Fenómenos dinámicos de la superficie

Existen también fenómenos que no se producen si no hay un desplazamiento tangencial del líquido a la superficie, es el caso del drenaje de una película delgada donde la mayor parte del líquido puede ser considerado suficientemente vecino de la superficie para interactuar con las moléculas que se encuentran adsorbidas. En este caso, un desplazamiento del líquido afecta las moléculas adsorbidas u viceversa.

La presencia de una doble capa eléctrica produce un tipo de efectos electrocinéticos, llamados algunas veces electroviscosos, en el que el desplazamiento del líquido arrastra las contracciones que se encuentran en la capa difundida sin afectar los iones adsorbidos del surfactante (de signo contrario). Esto provoca una deslocalización de carga que induce un potencial llamado potencial de flujo, el cual ejerce una fuerza sobre los iones desplazados para regresarlos a su posición y en consecuencia en las moléculas del líquido asociadas a estos iones <sup>(43)</sup>.

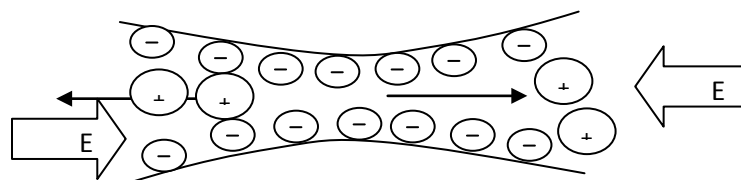


Figura 4.11. Potencial de flujo y electro-viscosidad

Las sustancias adsorbidas en la superficie presentan a veces interacciones laterales con sus vecinos, en el mismo tiempo que las interacciones con las moléculas del líquido. De hecho, cuando el movimiento del fluido tiende a arrastrar una molécula adsorbida y por lo tanto a producir una fuerza tangencial en la superficie, esta fuerza se transmite a la molécula vecina y así sucesivamente, de la misma manera que los esfuerzos se transmiten en tres dimensiones al interior de un fluido gracias a la viscosidad. Este fenómeno puede interpretarse a partir del concepto de viscosidad superficial que rinde cuenta a la manera a la que el desplazamiento de una molécula adsorbida en la superficie induce el desplazamiento de las moléculas vecinas.

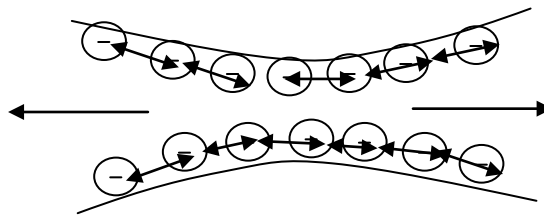


Figura 4.12. Efecto de la viscosidad superficial

### Estructura de la espuma

La estructura de la espuma fue estudiada por diferentes personajes los cuales llegaron a diferentes estructuras de la espuma. Kelvin (1911) propuso que la burbuja consistía de 6 caras planas de forma tetraédrica y 8 caras hexagonales no planas, la cual es una forma ideal de la espuma (ver Figura 4.13).

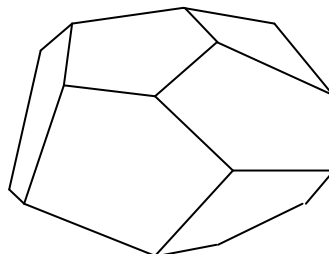


Figura 4.13. Espuma mínima tetraédrica

Más tarde Matzke (1946) encontró que el número promedio de caras de una burbuja varía de 13 a 13.8, infirieron que las burbujas en espumas acuosas tenían forma dodecaedro y pentagonal.

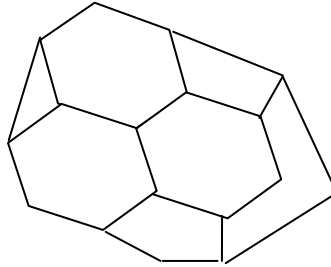


Figura 4.14. Espuma dodecaedro pentagonal

#### 4.2 PATRONES DE FLUJO DE LA ESPUMA

Para flujo de dos fases gas-líquido esta interface existe en una variedad de formas, dependiendo del gasto del flujo, las propiedades físicas de las fases, la geometría e inclinación del tubo. Las diferentes estructuras interfaciales son llamadas patrones de flujo o régimen de flujo.

- (i) Flujo burbuja. En el flujo burbuja la fase gas fluye como burbujas distribuidas en el líquido continuo.
- (ii) Flujo Tapón. Cuando la concentración de burbujas se hace muy grande, ocurriendo una coalescencia en la burbuja y un alargamiento de la misma, siendo del mismo tamaño que el tubo. El flujo tapón después se convierte en una gran bolsa de gas llamada flujo tapón o burbujas de Taylor, separadas por pequeñas burbujas llamadas slugs.
- (iii) Flujo cónico o intermitente. El flujo cónico posee algunas de las características del flujo tapón, con las siguientes diferencias: (a) El gas tapón se hace más estrecho y más irregular, (b) la continuidad del líquido es destruido por las regiones de gas concentradas.

(iv) Flujo anular. En el flujo anular el gas fluye a lo largo del centro de la tubería. El líquido fluye parcialmente como una película delgada pegada a la pared del tubo y parcialmente como pequeñas gotas distribuidas en el gas.

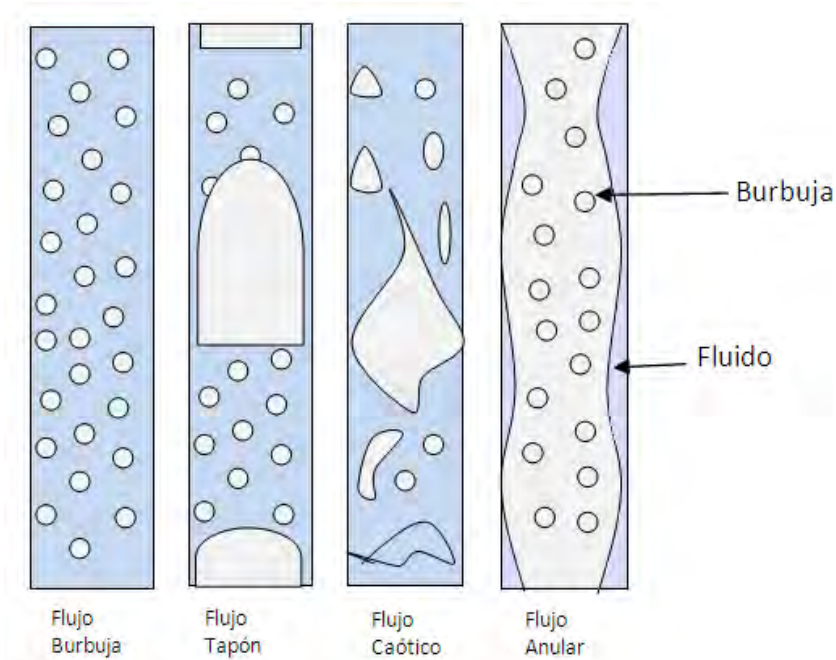


Figura 4.15. Regímenes de flujo de dos fases en tubos verticales

#### 4.3 CONSIDERACION PARA EL DISEÑO Y OPERACIÓN DEL PROCESO

Para poder llevar a cabo la operación de cementación es sumada, es necesario asegurar que la presión obtenida por los cálculos no viole las siguientes restricciones:

- 1.- La presión de circulación anular no debe exceder la presión de la formación (presión de fractura).
- 2.- La presión de poro no debe exceder la presión de circulación.

3.- La presión de superficie deberá de ser necesaria para proporcionar al inicio de la operación burbujas estables (mezcla uniforme).

Para poder proporcionar burbujas estables es necesario conocer la mínima presión de choke para que la presión en cabeza sea mayor a la de choke y pueda llevarse a cabo la restricción 3. Esto se puede mayor énfasis a través del siguiente ejemplo considerando los siguientes datos:

- La calidad del cemento en el fondo: 24%
- Densidad requerida en frente de la formación débil: 12 lb/gal
- Profundidad de la formación débil: 1969 ft
- Para este ejemplo, el descuido de las pérdidas de presión de la formación débil hasta la presión en cabeza son indicados, estimados o evaluados.
- El factor de compresibilidad  $Z=1$ , solo para este ejemplo
- No hay cambio de temperatura
- Para este caso la calidad de la mezcla es de 60% en superficie

La pregunta es: ¿Cual es la mínima presión de choke necesaria?

Los cálculos de la presión hidrostática anular a la profundidad de la formación débil es:

$$P_{wf} = 1969 * 12 * .052 + 14.7 = 1243.4 \text{ psi}$$

Los cálculos del número de Folds,  $N_f$  volumen expandido de gas de superficie a condiciones de fondo:

$$N_f = \frac{.60}{(1 - .60) * \left(\frac{.24}{1 - .24}\right)} = 4.75$$

Por lo tanto la presión mínima de choke (contrapresión) es:

$$P_{bk} = \frac{1243.4}{4.75} - 14.7 = 247 \text{ psig}$$

Esto significa que si la presión de cabeza es más baja que 247 psig, el punto 3 no puede ser encontrado ya que la presión de cabeza del pozo deberá ser suficientemente alta para proporcionar una de las condiciones necesarias (obtener burbujas microscópicas en el comienzo).

Conociendo las restricciones a las cuales el cemento debe ser diseñado, la planeación deberá decidir si el lodo (lodo de perforación, lavador o espaciador) o el cemento serán espumados. De acuerdo a Kulakofsky, para decidir lo anterior es necesario basarse en <sup>(20)</sup>:

- a) Si la columna de cemento por arriba de la zona débil es corta, es posible que espumar el lodo proporcionara suficiente reducción en la presión hidrostática permitiendo densidad normal al cemento.
- b) Si las condiciones son para caso de invasión de fluido, el uso de cemento espumado es deseable <sup>(42)</sup>.
- c) Si los planes no es dejarla cima del cemento hasta la superficie, el uso de un lodo espumado por arriba del cemento, permitirá la aplicación de un cemento más pesado y más fuerte.
- d) Si la zona es extremadamente débil, tal que el cemento espumado no proporciona aligerar la columna hidrostática, el uso de lodo espumado puede permitir una mayor reducción.

Asumiendo que se ha seleccionado cuales serán los fluidos espumados, la siguiente consideración es seleccionar el método o técnica para la inyección del gas. De acuerdo a Muller la operación puede realizarse en tres etapas <sup>(4)</sup>:

- 1) Método de densidad constante. Un incremento correspondiente en el gasto de inyección del nitrógeno es realizado para cada intervalo subsecuente. Debido a las variaciones de temperatura y presión de la



cima hasta el fondo, una pequeña variación en la densidad se encontrara en cada etapa. Por lo tanto este método requiere inyección frecuente de nitrógeno, este cambio de gasto puede ocurrir cada 90 segundos. El cambio de gasto puede realizarse cada intervalos de 200 a 400 pies (61m a 122m) o incremento de gastos cada 1000 ft (300m). En algunos casos la calidad para 10 etapas varía entre 30% a 40%.

- 2) Método de gasto constante. En este procedimiento la inyección de nitrógeno es constante a través del proceso nitrogenado. El incremento de la presión de fondo proporciona también un incremento en la densidad dentro del pozo. Este proceso es el más usado cuando las condiciones del fondo permiten su uso, principalmente cuando no exista gran diferencia en la profundidad o intervalo del cemento. El grado de variación de densidad es mayor cuando el cemento se regrese de nuevo a la superficie, proporcionando la contrapresión el estrangulador en superficie. La calidad para una sola etapa puede variar de 22% a 55%.
- 3) Tercer método. Este método consiste en la combinación de los dos métodos anteriores, entre el método de densidad constante y el método a gasto constante. Esta operación puede llevarse a cabo a través de 2 o 3 intervalos de profundidades casi iguales.

Independientemente de la técnica seleccionada, el cemento espumado difiere de otro fluido de cementación en un importante aspecto; cambios volumétricos y densidad dentro de la fase gaseosa creando un fluido cuyas propiedades varían dependiendo de la presión y temperatura en el punto de análisis.

#### 4.4 CALCULAR LAS PROPIEDADES DEL CEMENTO ESPUMADO

##### Determinación de fracción

El primer paso en calcular las propiedades del cemento espumado es resolver la fracción o calidad de la espuma. La calidad es definida como el porcentaje de volumen ocupado por la fase gaseosa. La fracción se define como la expresión de la calidad pero en la forma decimal. Los fluidos con gas con fracciones por arriba de 0.54 son sistemas dispersos en el cual las burbujas de gas no están en contacto físico. De arriba de 0.53 a 0.74 es la zona en donde las burbujas interfieren, mientras de 0.74 a 0.96 las burbujas de gas son deformadas por la cercanía de dichas burbujas. La mayoría de los cementos nitrogenados son menos de 0.54 de fracción, calidad de fracción muy alta son generalmente limitadas a temperaturas y presiones cercanas a la superficie.

Para calcular la fracción de nitrógeno aplicable para una densidad deseada in situ, la relación es:

$$\alpha = \frac{\rho_{Esp} - \rho_c}{\frac{0.34902 * P}{TZ} - \rho_c} \quad \text{Ec. 4.1}$$

Una vez que la apropiada fracción ha estado encontrada para una densidad deseada, la cantidad de nitrógeno necesaria para producir la densidad in situ es encontrada resolviendo la relación B con la misma temperatura, z y presión usadas en la fracción o ecuación anterior.

$$B = 199.3 \frac{P}{TZ} \frac{\alpha}{1 - \alpha} \quad \text{Ec. 4.2}$$

Las ecuaciones anteriores son usadas mayormente cuando una propiedad específica in situ es deseada.

En el caso en donde los datos disponibles de las operaciones de campo son proporcionados (gastos de cemento y gasto de inyección de nitrógeno), es

posible determinar la fracción de esta información de vidiento los pies cúbicos estándar de nitrógeno entre los barriles de cemento obteniendo de este modo el valor de B y con la siguiente ecuación encontrar la fracción:

$$\alpha = \frac{1}{\frac{199.3 * P}{TZB} + 1} \quad \text{Ec. 4.3}$$

Determinación de volumen en el fondo

La cantidad de base del cemento contenida en un volumen conocido puede ser encontrada por:

$$V_C = V_{Ea}(1 - \alpha) \quad \text{Ec. 4.4}$$

La cantidad de volumen nitrógeno contenida en un volumen anular es por lo tanto:

$$V_{gas} = V_{Ea}(\alpha) \quad \text{Ec. 4.5}$$

Determinar el gasto en el fondo

El gasto de fondo de un cemento espumado está influenciado por gasto de bombeo superficial (en el punto de observación) y el gasto debido a la adición de nitrógeno, la ecuación es la siguiente:

$$q_{dh} = \frac{q_{Sup}}{NVFi} * NVFo \quad \text{Ec. 4.6}$$

Donde,

$$NVF = \frac{1}{1 - \alpha}$$

El valor de NVF<sub>i</sub> es el valor anterior calculado desde fondo hacia superficie arriba y el valor NVF<sub>o</sub> es el valor actual conocido en dicho intervalo, por lo tanto el calculo se hace de la profundidad de abajo hacia la profundidad de arriba una vez conocido todos los valores de NVF.

## RESULTADOS DE LA EJECUCIÓN Y EVALUACIÓN DE LA CEMENTACIÓN ESPUMADA

En esta tesis se presenta el comportamiento hidráulico de la circulación de Nitrógeno inyectado y de la lechada desde la superficie hasta el intervalo para varias intervenciones reportadas. Basamos el estudio en las variaciones de la densidad con la presión y temperatura en el espacio anular, caída total de presión y fracciones in situ del gas. Sin embargo por la naturaleza de las ecuaciones vistas en el capítulo, fue necesario desarrollar un código computacional para el análisis de los parámetros involucrados durante la operación de cementación espumada. Se analizaron casos hipotéticos e intervenciones reportadas por PETROBRAS, The Western Co. of North America y aplicación en campo de Natrona County, Wyoming. Esto será precedente para la potencial masificación de esta tecnología en campos mexicanos depresionados, utilizando la cementación espumada para tuberías de revestimiento cortas (liner) y argas en yacimientos naturalmente fracturados y reparación de pozos invadidos por agua.

Tabla 4.1 Trabajos realizados para el análisis de cementación espumada

<b>Autor</b>	<b>Año/Grupo de trabajo</b>	<b>Comentarios</b>
D.T. Mueller, V.L. Franklin & D.J. Daulton	1990/The Western Co. of North America ( <i>SPE 20116</i> )	Analizaron la solución matemática desarrollada para la espuma aplicando gas nitrógeno al cemento, proporcionando propiedades dinámicas y estáticas durante el bombeo.
H. García Jr., E.E. Maidla & D.L. Onan	1993/ Petrobrás ( <i>SPE 25439</i> )	Realizaron un programa de cálculo de presiones de bombeo a lo largo del todo el pozo, espacio anular y interior para cada profundidad, obteniendo un mejor planeamiento de operación de cementación espumada, evitando inestabilidad de la espuma.

André Leibsohn M . & Wellington Campos	1994/Petrobrás <b>(SPE 23644)</b>	Revisaron aspectos básicos, técnicas para el modelo matemático y variables para el diseño de la cementación espumada.
D. Kulakofsky, A. Mora & P. Hendriks	2005/ <b>(SPE92970)</b>	PEMEX-PEP Aplicaron cementación espuma para campos de México como Samaria, Cunduacan I rido y O xiacaque, combinando la cementación espumada con microesferas para lograr densidades menores al gradiente de fractura entre 0.48 gr/cm <sup>3</sup> y 0.59 gr/cm <sup>3</sup> .

### **CASO 1. PETROBRAS, (SPE23644)**

De acuerdo a André y Wellington <sup>(26)</sup>, se analizaron diferentes parámetros que el diseño de la cementación espuma debe considerar. Estos parámetros incluyen la selección de los métodos (densidad constante, gasto constante o ambas), el número de fluidos espumados, el número de etapas, el uso de contrapresión (presión de “choke”), la densidad de la base del cemento y el tipo de gas a emplear. Los parámetros fueron analizados por el programa elaborado para la presente tesis con un código computacional, basado en cálculos para obtener las pérdidas de presión por hidrostática, fricción y aceleración aplicado para pozos verticales y direccionales.

Los resultados del programa fueron corridos para casos hipotéticos y técnicas aplicadas en Petróleo Brasileiro, dados por André y Wellington <sup>(26)</sup> con el fin de ilustrar la importancia del diseño de la operación de una cementación espumada. A continuación se muestran los diferentes casos que influyen en los parámetros operacionales.

a) Influencia de la selección del método

Este caso analiza un pozo vertical de 1300 m de profundidad con cuatro tipos de fluidos, como se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 4.2. Propiedades del fluido caso Petrobras <sup>(26)</sup>

<b>Tipo de fluido</b>	<b>Cima (m)</b>	<b>Densidad (gr/cm<sup>3</sup>)</b>
Fluido de perforación	0	1.14
Espaciador	103	1.17
Cemento espumado	200	1.15
Cemento Tail	1200	1.70

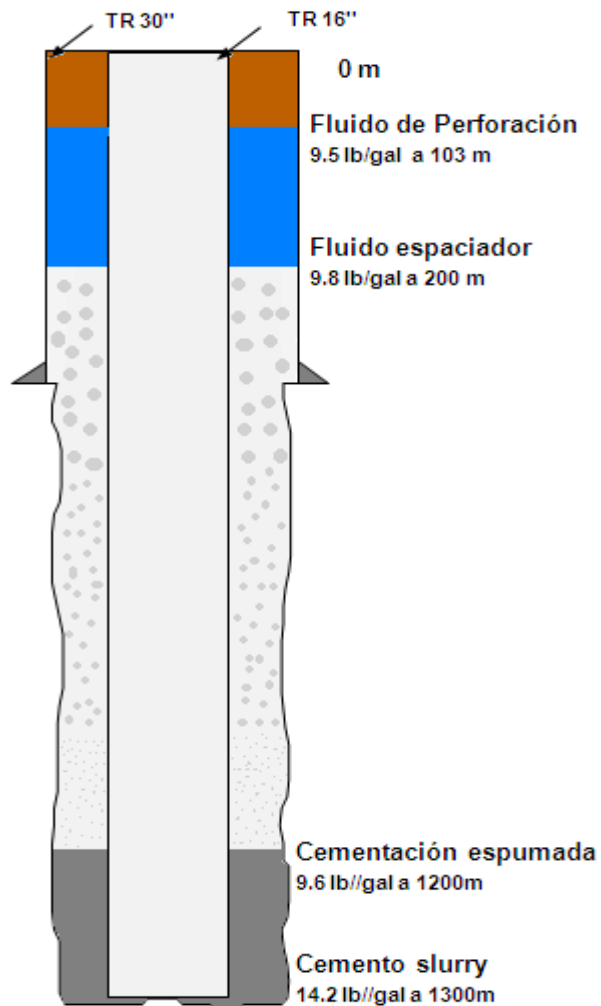


Figura 4.16 Estado mecánico del pozo Petrobras

La operación se llevo a cabo a través de los tres métodos. En el método de “gasto constante” representado por la línea verde de las figuras, se observa que la calidad varía de 0.55 a 0.18 y la densidad aumenta de 0.8 a 1.4 gr/cm<sup>3</sup> en la sección de cementación espumada. La operación a “densidad constante” fue llevada a cabo por 10 etapas, se puede ver por medio de la línea azul un perfil casi homogéneo entre 0.3 y 0.4 de fracción con el fin de tener una densidad constante entre 0.3 y 0.4 gr/cm<sup>3</sup>. Finalmente, el “método intermedio” representado por la línea roja se realizó por tres etapas con intervalos de profundidad casi similares.

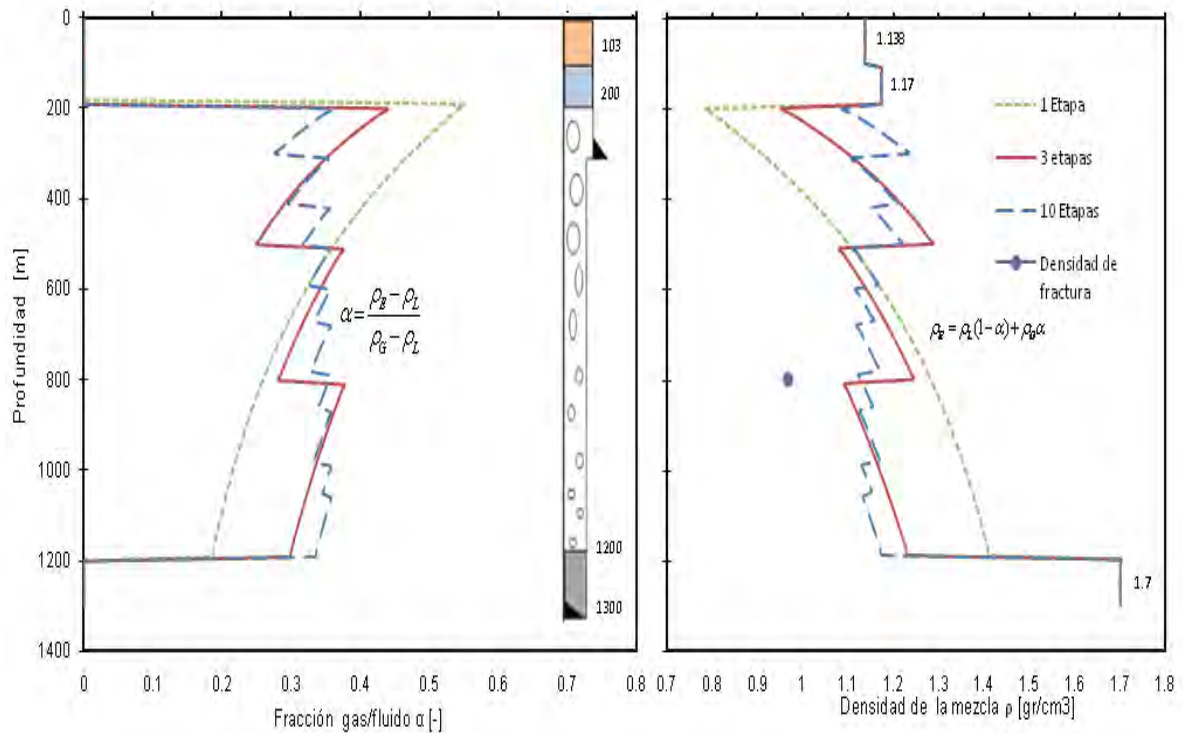


Figura 4.17. Variación de la fracción gas/fluido y densidad de la mezcla debido a la profundidad.

- b) Influencia del número de fluidos espumados y la densidad de la base del cemento

Suponer que para el caso a, exista una zona de gradiente de fractura muy bajo a la profundidad de 800 m, de tal manera que la presión hidrostática de la columna de fluido de be ser entre 11 00psi ( 77.38) k g/cm<sup>2</sup>) y 1150 psi ( 80.85 kg/cm<sup>2</sup>). La forma de resolver el caso se puede presentar de tres maneras basado en el método de tres etapas y con una densidad de la base del cemento de 1.87 gr/cm<sup>3</sup>. Las soluciones son las siguientes:

- 1) Incremento del gasto gas-cemento tal que la densidad no supere el límite de presión. La representación para este caso se puede ver en las graficas a través de la línea de color rojo, variando entre 0.4 y 0.6 de fracción con una presión hidrostática alrededor de 1100 psi (77.38 kg/cm<sup>2</sup>) y 1150 psi (80.85 kg/cm<sup>2</sup>).
- 2) Espumando al fluido de perforación y espaciador hasta obtener un promedio de densidad igual a 0.48 gr/cm<sup>3</sup>. Este caso es representado por la línea de color verde, la cual inicia a partir de 0.7 hasta 0.42 de fracción para el fluido perforador, seguido del fluido lavador variando de 0.64 a 0.58 de fracción y finalmente el cemento espumado variando de 0.55 a 0.24 de fracción durante las tres etapas, obteniendo presiones tolerables para el gradiente de fractura.
- 3) Reduciendo la base del cemento normal de 1.87 a 1.44 gr/cm<sup>3</sup>, este caso es representado por la línea azul.



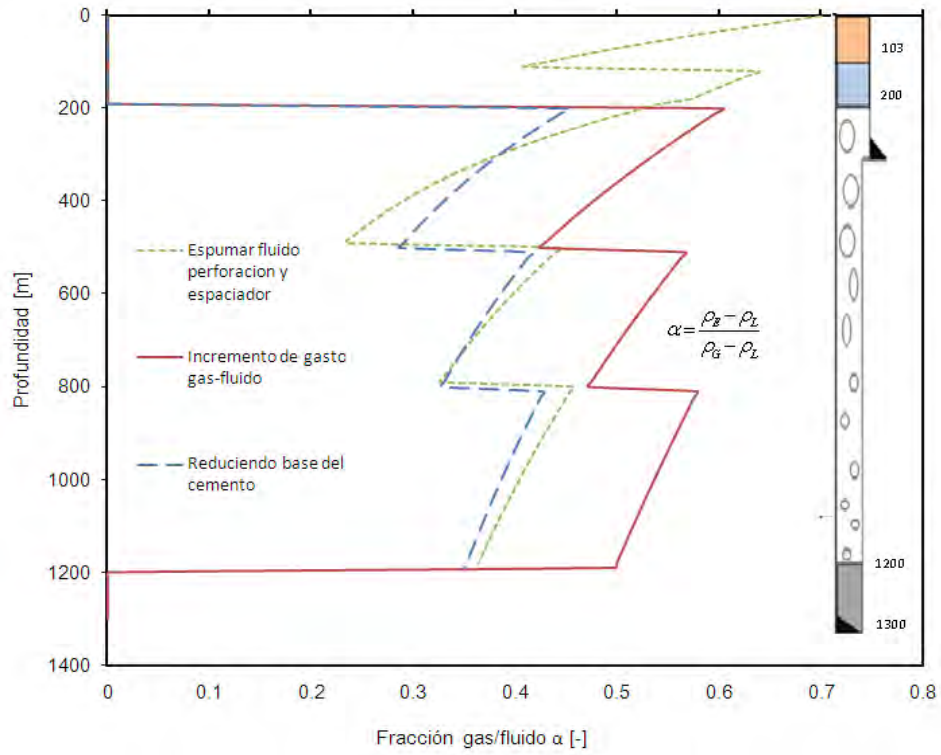


Figura 4.18. Calidad contra la profundidad como alternativas de soluciones

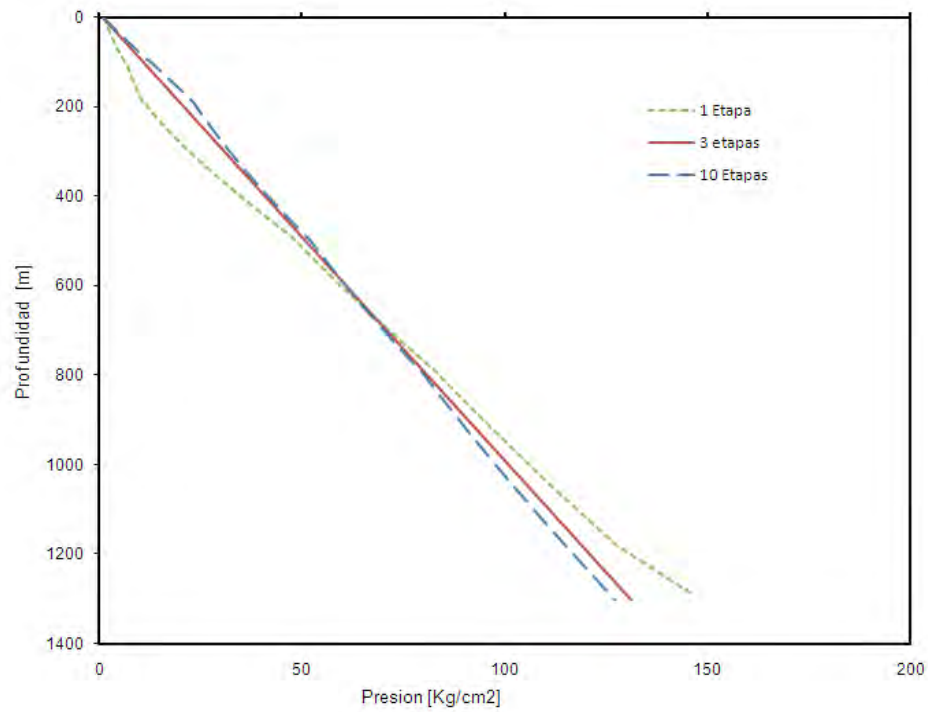


Figura 4.19. Presión hidrostática contra la profundidad como alternativas de soluciones

c) Influencia de la contrapresión en el espacio anular si es circulado a superficie el cemento

Suponer ahora un caso similar para las tres etapas del inciso (a), pero ahora el regreso del cemento es requerido hasta la superficie, tal que la fracción varía hasta 0.75 y una densidad de 0.36 gr/cm<sup>3</sup> en superficie (ver Figura 4.20, línea roja). Una solución para este problema es el uso de una contrapresión en la superficie del espacio anular. La misma situación fue simulada usando para este caso una presión de choke de 200 psi en la superficie del espacio anular, produciendo una fracción de 0.48 y densidad de 0.93 gr/cm<sup>3</sup> (ver Figura 4.20, línea azul). Las figuras muestran los perfiles de fracción y densidad para ambas situaciones.

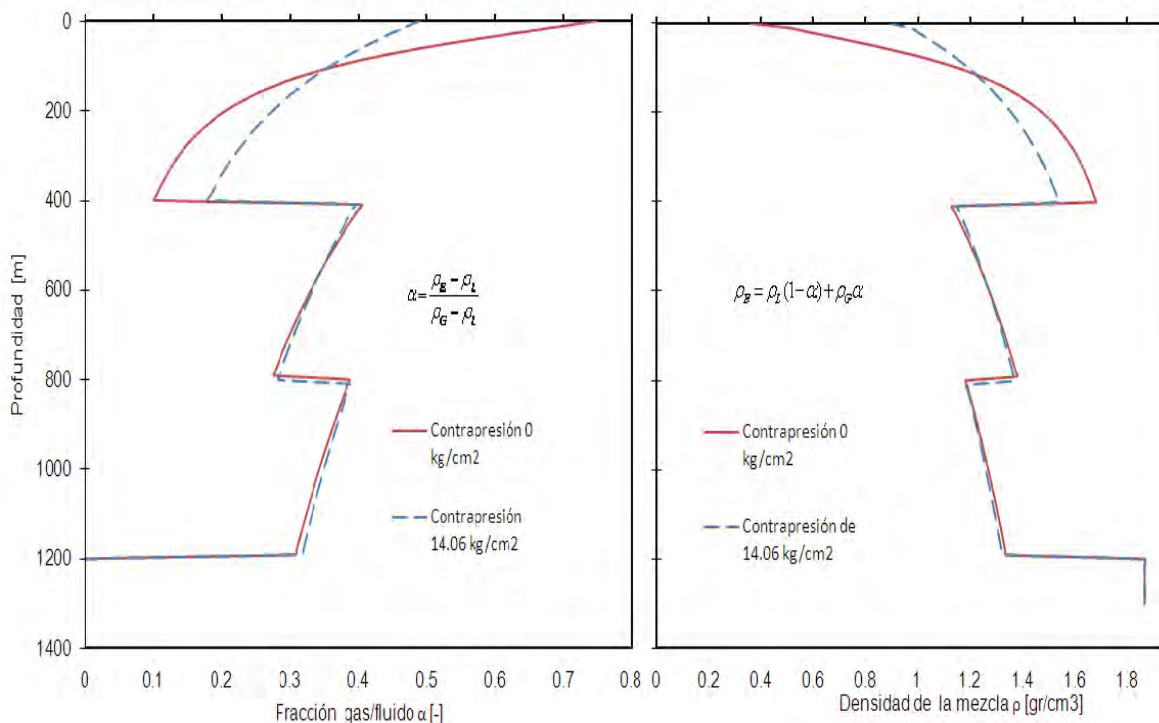


Figura 4.20 Perfil de fracción y densidad de la mezcla contra profundidad para el caso c

La línea roja es para la situación en contrapresión en la superficie, representado por tres etapas, en la primera etapa la fracción baja hasta 0.1, pero es controlado con las demás etapas variando entre 0.3 y 0.4 de fracción. La línea azul es con contrapresión de 200 psi, controlando de esta forma la expansión del gas hasta superficie.

d) Influencia del tipo de gas a emplear

Para la situación de tres etapas del inciso (a) donde fue usado N<sub>2</sub>, André y Wellington <sup>(26)</sup> simularon la operación con otros dos gases (aire y CO<sub>2</sub>), obteniendo la siguiente tabla:

Tabla 4.3. Requerimiento de gas en condiciones estándar <sup>(26)</sup>

<b>Gas</b>	<b>Volumen (m3)</b>
N <sub>2</sub>	498.659
Aire	504.266
CO <sub>2</sub>	1076

La Tabla 4.3 muestra que el requerimiento de gas es menor para el nitrógeno para la operación de cementación espumada.

**CASO 2. THE WESTERN CO. OF NORTH AMERICA (SPE 20116)**

Otro análisis realizado en el presente trabajo fueron datos de un pozo dado por Mueller <sup>(30)</sup>, realizando el cálculo de la presión hidrostática y dinámica por medio de un programa iterativo computacional. El estado mecánico del pozo se puede observar en la Figura 4.21. Debido al bajo gradiente de fractura, la densidad requerida para la cementación espumada fue 1.2 gr/cm<sup>3</sup>; para poder mantener la densidad en el pozo fue necesario que el diseño de cementación se

realizara por el tercer método, el cual consiste en variaciones de gastos del N<sub>2</sub> con 2 o 3 intervalos de profundidades casi iguales, por lo tanto la relación de gas-lodo cambio tres veces: 80 s cf/bbl, 200 s cf/bbl y 260 s cf/bbl aproximadamente cada 20 00 ft, teniendo de esta manera tres etapas de profundidades casi similares con variación de densidad de 1.2 gr/cm<sup>3</sup> a 1.44 gr/cm<sup>3</sup> en cada una de ellas. Por lo tanto al existir variación en la densidad, también varía la presión fracción, factor volumétrico del nitrógeno (NVF) y los gastos en el fondo, estos resultados se pueden observar en las tablas a presión estática y dinámica.

La profundidad del pozo es de 800 0 ft (2438m), la cima de cemento no espumado a 789 6 ft (2286m) con densidad de 1.7 gr/cm<sup>3</sup> y cima del cemento espumado a 1000ft (304m) con densidad de 1.2 gr/cm<sup>3</sup>, la densidad del fluido espaciador es 1.08 gr/cm<sup>3</sup>, el gasto del fluido es de 5 bbl/min. Los datos se pueden apreciar con el estado mecánico en la siguiente imagen:

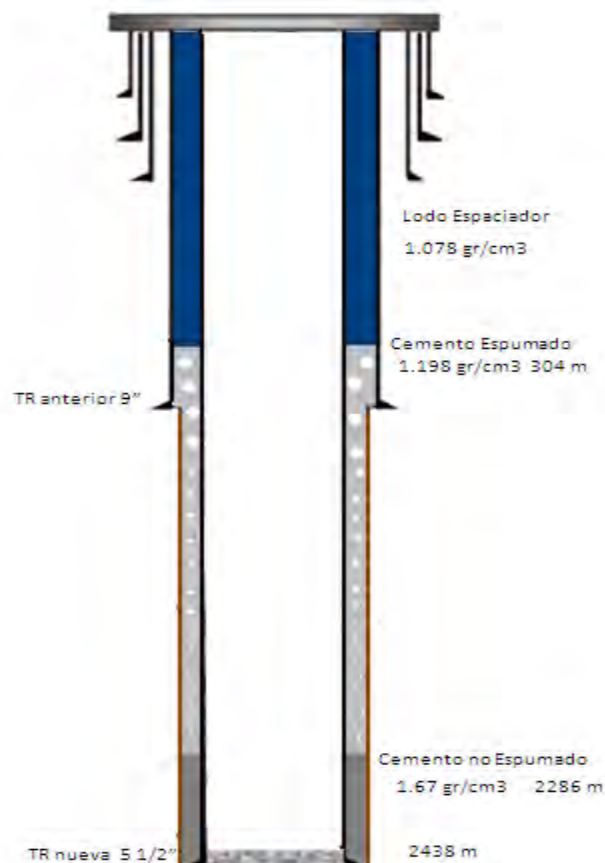


Figura 4.21. Estado Mecánico del pozo de Western Co.

Los resultados obtenidos por el programa elaborado para la presente tesis fueron corroborados con los datos obtenidos por Mueller, las siguientes tablas muestran los resultados:

Tabla 4.4. Resultados con solo hidrostática.

<b>GASTO DE FLUJO EN EL ANULAR PARA PRESIÓN ESTÁTICA</b>					
<b>PROFUNDIDAD</b>	<b>FRACCION</b>	<b>NVF</b>	<b>DENSIDAD</b>	<b>B</b>	<b>PRESION</b>
<i>m</i>	<i>gas/fluido</i>	-	<i>gr/cm3</i>	<i>scf/bbl</i>	<i>kg/cm2</i>
0	0	0	1.078	0	0
304.81	0.2756	1.380	1.260	80	40.666
904.34	0.1164	1.131	1.542	80	125.669
904.34	0.2445	1.323	1.340	200	125.669
1651.41	0.1572	1.186	1.493	200	232.673
1651.41	0.1946	1.241	1.438	260	232.673
2406.71	0.1478	1.173	1.519	260	342.327
2438.41	0	0	1.731	0	503.773

Tabla 4.5. Resultados hidrostáticos de Mueller <sup>(30)</sup>

<b>GASTO DE FLUJO EN EL ANULAR PARA PRESIÓN ESTÁTICA</b>					
<b>PROFUNDIDAD</b>	<b>FRACCION</b>	<b>NVF</b>	<b>DENSIDAD</b>	<b>B</b>	<b>PRESION</b>
<i>m</i>	<i>gas/fluido</i>	-	<i>gr/cm3</i>	<i>scf/bbl</i>	<i>kg/cm2</i>
0	0	0	1.078	0	0
304.81	0.2777	1.384	1.243	80	39.885
904.34	0.1150	1.129	1.522	80	124.964
904.34	0.2451	1.324	1.316	200	124.964
1651.41	0.1641	1.196	1.458	200	229.405
1651.41	0.2033	1.255	1.399	260	229.405
2406.71	0.1647	1.197	1.467	260	337.952
2438.41	0	0	1.731	0	343.345

La Tabla 4.4 son los resultados del programa, en la cual se obtuvo una densidad equivalente estática de 1.436 gr/cm<sup>3</sup>; así también se puede observar en la Tabla 4.5 los resultados obtenidos por Mueller, teniendo una densidad

equivalente estática de 1.409 gr/cm<sup>3</sup>. De esta manera se puede apreciar la diferencia de 0.3 gr/cm<sup>3</sup> de ambos resultados.

En las siguientes tablas se muestra los resultados agregando ahora las pérdidas por fricción:

Tabla 4.6. Resultado dinámicos calculados

<b>GASTO DE FLUJO EN EL ANULAR PARA PRESIÓN DINÁMICA</b>					
<b>PROFUNDIDAD</b>	<b>FRACCION</b>	<b>NVF</b>	<b>DENSIDAD</b>	<b>B</b>	<b>PRESION</b>
<i>m</i>	<i>gas/fluido</i>	-	<i>gr/cm3</i>	<i>scf/bbl</i>	<i>kg/cm2</i>
0	0	0	1.078	0	0
304.81	0.2717	1.373	1.277	80	41.405
904.34	0.1142	1.128	1.546	80	128.086
904.34	0.2410	1.317	1.346	200	128.086
1651.41	0.1556	1.184	1.495	200	234.392
1651.41	0.1928	1.238	1.441	260	234.392
2406.71	0.1463	1.171	1.523	260	344.765
2438.41	0	0	1.731	0	351.765

Tabla 4.7. Resultados de Muller <sup>(4)</sup>

<b>GASTO DE FLUJO EN EL ANULAR PARA PRESIÓN DINÁMICA</b>					
<b>PROFUNDIDAD</b>	<b>FRACCION</b>	<b>NVF</b>	<b>DENSIDAD</b>	<b>B</b>	<b>PRESION</b>
<i>m</i>	<i>gas/fluido</i>	-	<i>gr/cm3</i>	<i>scf/bbl</i>	<i>kg/cm2</i>
0	0	0	1.078	0	0
304.81	0.2708	1.371	1.253	80	41.291
904.34	0.1124	1.126	1.526	80	128.387
904.34	0.2404	1.316	1.325	200	128.387
1651.41	0.1614	1.192	1.463	200	234.826
1651.41	0.2001	1.251	1.405	260	234.826
2406.71	0.1626	1.194	1.471	260	344.864
2438.41	0	0	1.731	0	351.887

La Tabla 4.6 son los resultados del programa, teniendo una densidad equivalente dinámica de 1.448 gr/cm<sup>3</sup>; así también se puede observar en la Tabla 4.7 los resultados obtenidos por Mueller, teniendo una densidad equivalente dinámica de 1.444 gr/cm<sup>3</sup>. De esta manera se tiene una diferencia de 0.004 gr/cm<sup>3</sup> en los resultados del programa comparado con los de Mueller. La siguiente grafica es la diferencia de la densidad estática calculada y la densidad dinámica calculada, se puede ver que las caídas de fricción son insignificantes para este análisis.

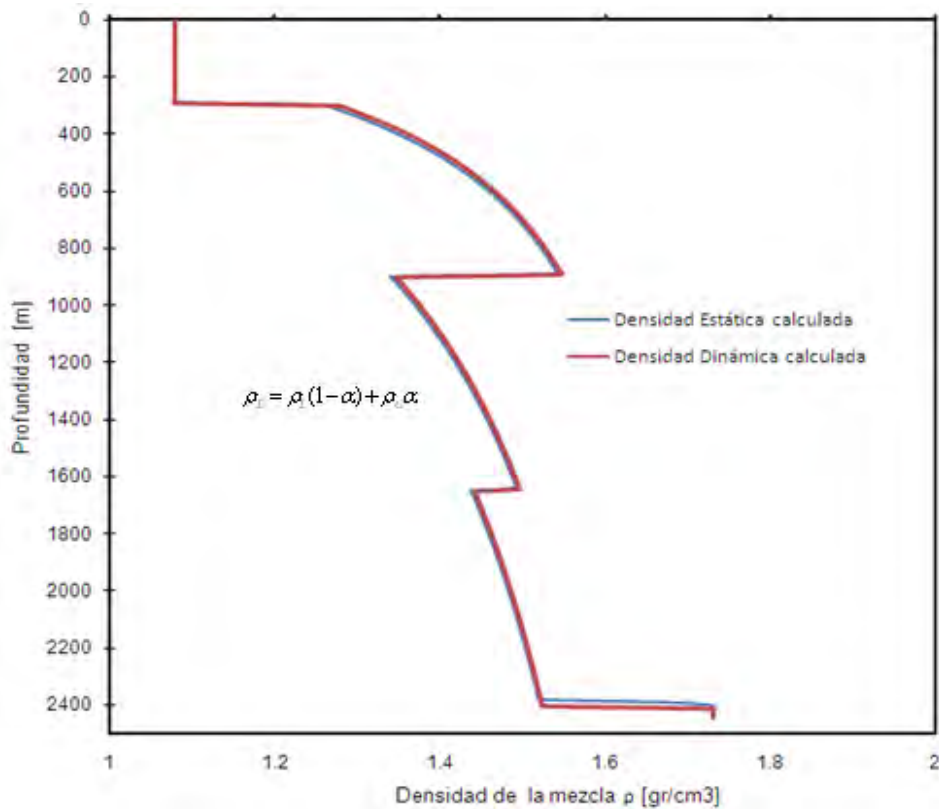


Figura 4.22. Variación de la densidad de la mezcla estática y dinámica

### CASO 3. NATRONA COUNTY, WYOMING (SPE11203)

Se realizó un trabajo de cementación espumada realizado en Natrona County, Wyoming. Los datos del pozo se obtuvieron por Paul M. McElfresh<sup>(28)</sup>, el pozo tuvo una zona con bajo gradiente de fractura, tal que la densidad máxima de cementación no puede exceder  $1.078 \text{ gr/cm}^2$ . El diseño para este trabajo fue llevado con cima de cemento no espumado clase "G" + 0.3% de retardador de 1000 ft (305m) a 1600 ft (488m) y una densidad de cemento espumado de  $0.72 \text{ gr/cm}^3$  de 1600ft(488m) a 6300 ft (1920m) y finalmente un cemento no espumado de 6300 ft(1920) a 7300ft(2225m) clase "G" + aditivos como para pérdida de fluido y retardador para asegurar la zapata con el cemento, el volumen total de cemento fue de 3500 sacos. La siguiente figura representa el esquema mecánico del pozo.

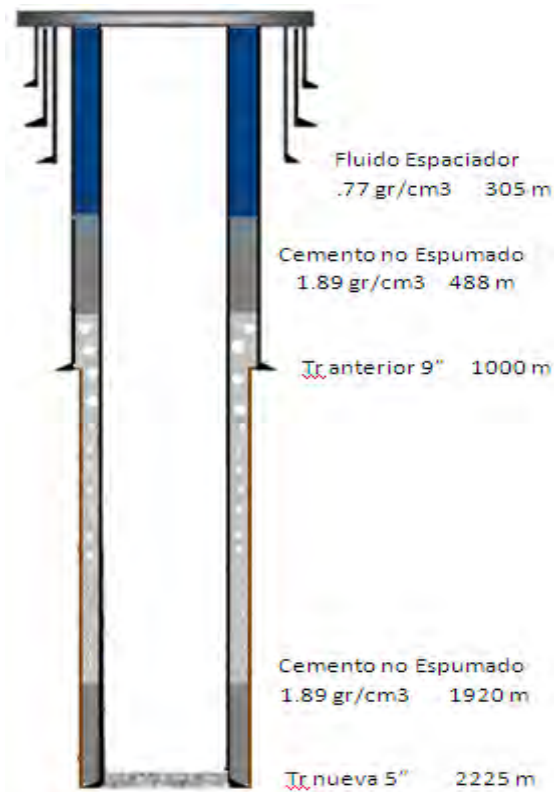


Figura 4.23. Estado mecánico del pozo intervenido en Natrona County, Wyoming



El trabajo de la cementación espumada fue llevado a cabo por el método de densidad constante, así que se dividió por etapas de 304.8m de profundidad en cada una de ellas. Los resultados obtenidos por el programa elaborado se muestran a continuación:

Tabla 4.8 Resultados de cálculos estáticos comparado con autor

<i>PROFUNDIDAD</i>	<i>PRESIÓN (Calculada)</i>	<i>PRESIÓN (Autor)</i>	<i>DENSIDAD (Calculada)</i>	<i>DENSIDAD (Autor)</i>	<i>FRACCION</i>
<i>m</i>	<i>kg/cm2</i>	<i>kg/cm2</i>	<i>gr/cm3</i>	<i>gr/cm3</i>	-
0	14.061	14.061	.77	.77	0
310	38.176	38.176	1.891	1.891	0
490	73.401	72.486	0.718	0.718	0.6470
780	96.602	93.860	0.718	0.718	0.6547
1080	120.154	114.882	0.718	0.718	0.6627
1360	140.614	135.693	0.718	0.718	0.6697
1650	163.886	156.222	0.718	0.718	0.6768
1920	184.626	175.486	0.718	0.718	0.6556
2220	241.434	233.208	1.891	1.891	0

La Tabla 4.8 muestra la diferencia de los resultados obtenidos en el programa y los resultados obtenidos por Paul M. McElfresh et. al<sup>(28)</sup> con presión de choke de 14.06 kg/cm<sup>2</sup> (200 psi). Teniendo una densidad equivalente estática de 1.086 gr/cm<sup>3</sup> por programa y de 1.048 gr/cm<sup>3</sup> por Paul M. McElfresh<sup>(28)</sup>, existiendo una diferencia de 0.038 gr/cm<sup>3</sup>.

La siguiente figura representa la variación de la fracción gas/fluido y la densidad estática calculada por el programa.

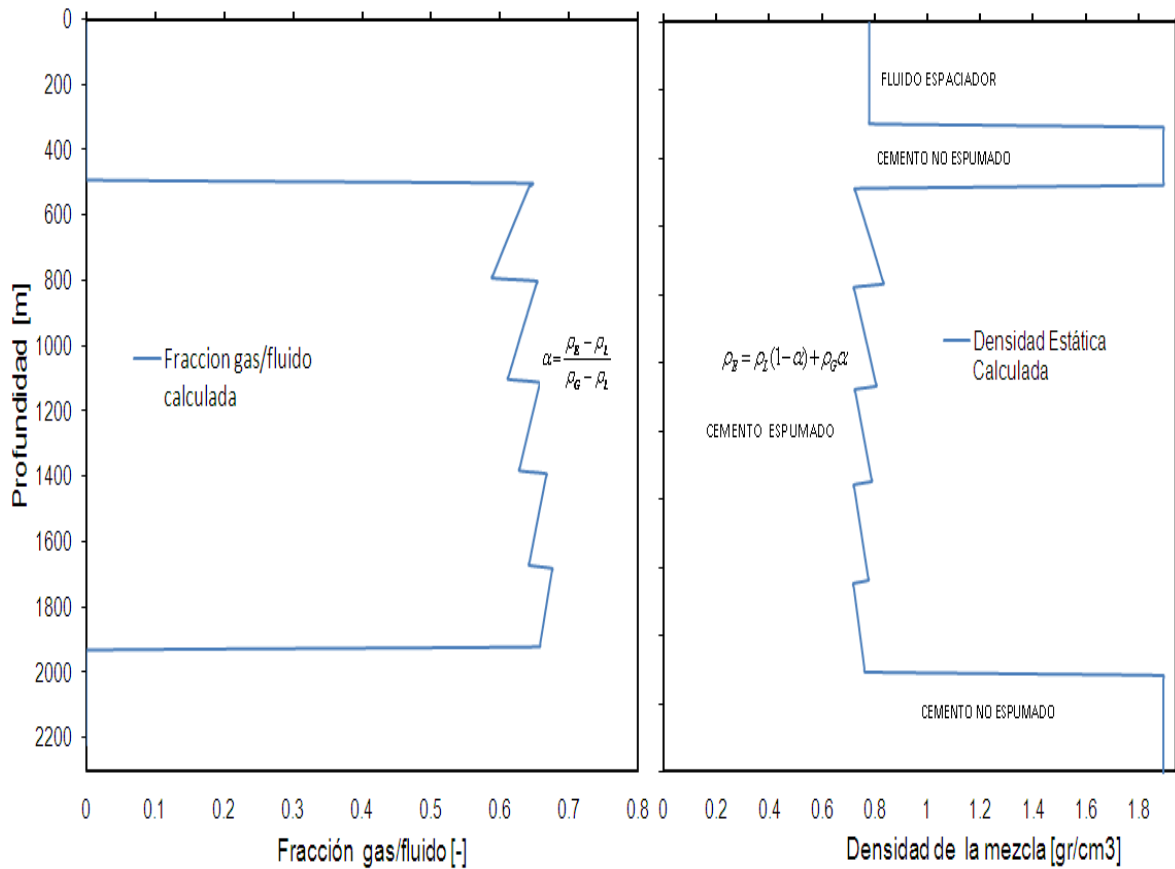


Figura 4.24. Variación de la fracción y densidad estática calculada.

#### **CASO 4. CAMPO MÉXICO (SPE92970)**

El siguiente análisis fue realizado en zonas con baja densidad de fractura (zona depresionada) de 0.898 gr/cc - 1.198 gr/cc como las que se encuentran ubicado en la parte sur de México, de tal manera que se tiene que reducir la densidad de cemento por medio de cemento espumado encontrándose en el rango permitido de densidad de fractura.

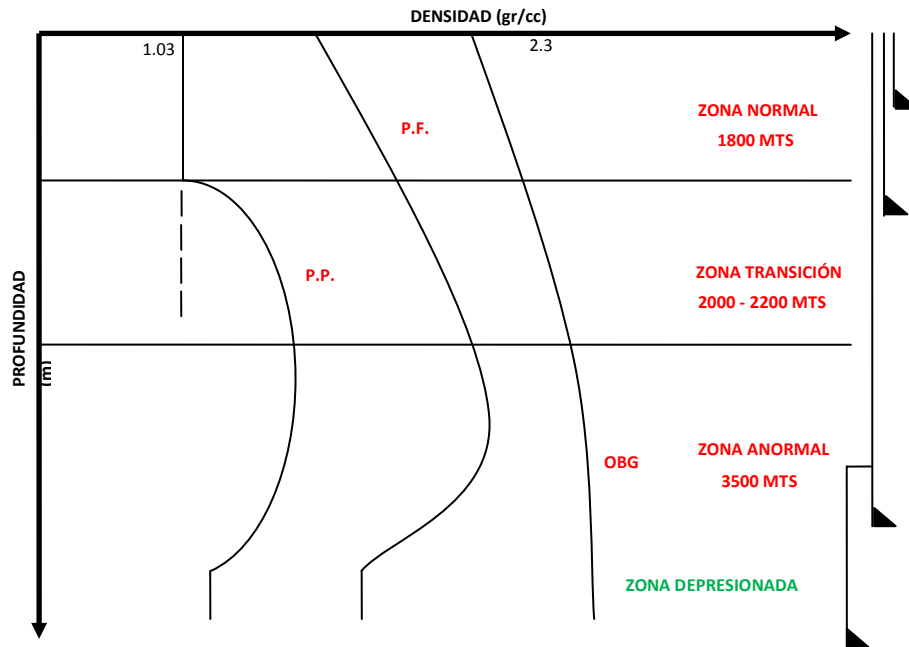


Figura 4. 25. Ventana operativa

Siguiendo la secuencia operacional para la cementación de un liner, la ejecución del trabajo consiste de los siguientes pasos:

*Paso 1.* Se calcula la hidrúlica de la circulación del lavador espumado. La siguiente figura representa el estado mecánico del pozo con el lodo espumado. Conociendo el volumen anular y la fracción dentro de la TP 5" y TR 7", se pueden obtener los gastos de bombeo del  $N_2$  y gastos de bombeo del fluido. Para este caso se realizó una matriz de bombeo de gas y de fluido teniendo gastos de gas de  $Q_{N_2} = 20, 30$  y  $40$  ( $m^3/min$ ) y gastos de fluido de  $Q_{Fluido} = 160, 180$  y  $200$  (gpm) con presiones de inyección desde  $280$  psi a  $420$  psi ( $19.60 - 29.53$   $kg/cm^2$ ) y presión de choke de  $100$  psi ( $7$   $kg/cm^2$ ).

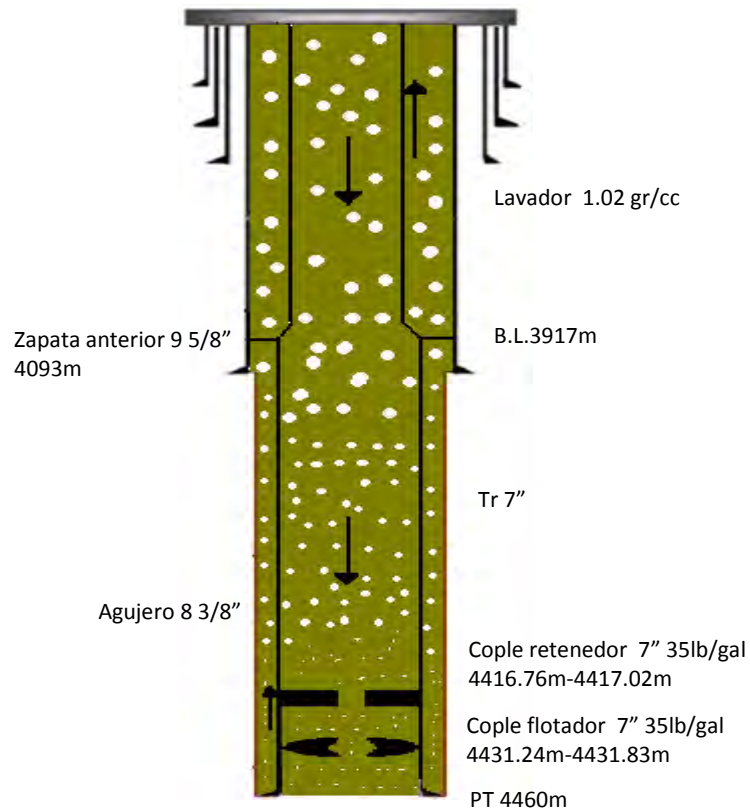


Figura 4. 26. Circulación del lavador espumado

Los resultados obtenidos de la hidráulica para el paso 1 son los siguientes:

La siguiente grafica representa los perfiles de presión del lavador en el espacio anular a diferentes gastos de nitrógeno y gastos de lodo para obtener una presión de fondo que se encuentre muy cerca de la presión de poro con el fin de seleccionar dicho perfil de presión para llevar a cabo la cementación.

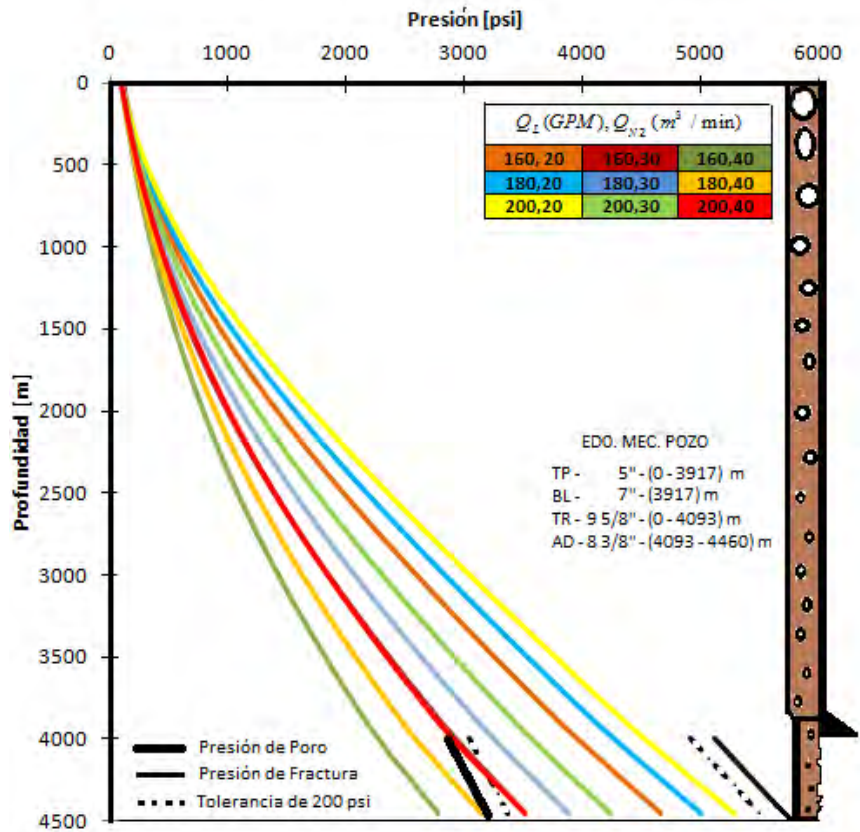


Figura 4. 27. Perfil de presiones para diferentes gastos de gas y fluido

El perfil de presión para el lavador más cercano a la presión de poro fue del gasto de lodo de 160 bpm y 30 m<sup>3</sup>/min dando una presión de fondo estática de 3320 psi con fracción de .35 y una presión dinámica de 3517 psi con fracción de .36.

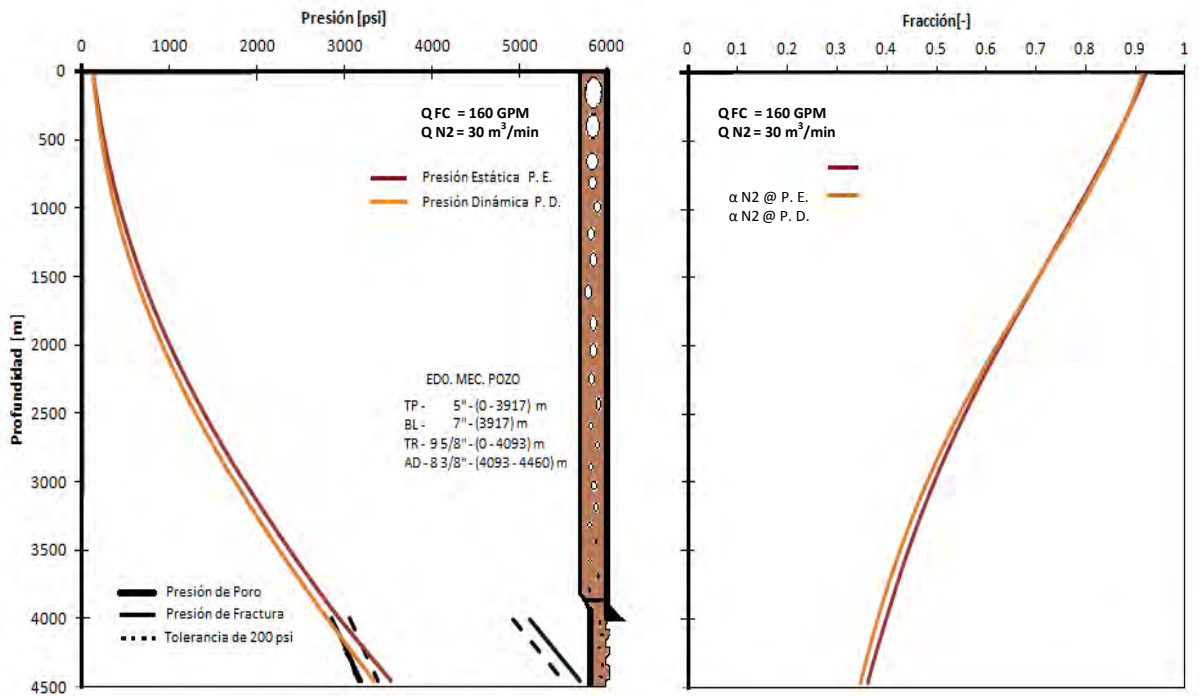


Figura. 4.28. Perfil de presión y fracción seleccionado

Paso 2. Se bombea un volumen de 3.636 m<sup>3</sup> de cemento no espumado para generar presión al cemento espumado cuando se encuentra colocado en el espacio anular.

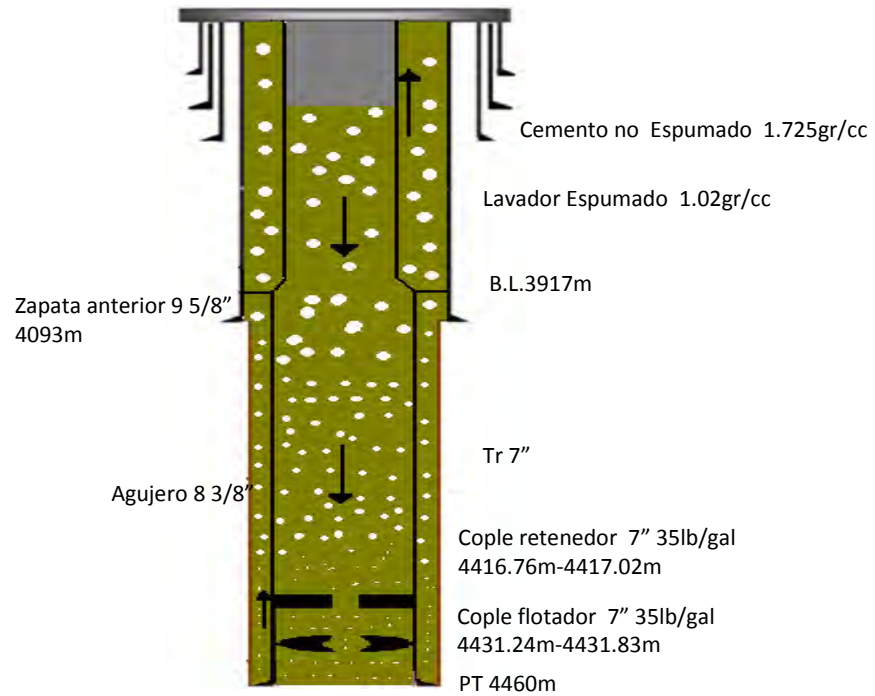


Figura 4. 28. Estado Mecánico para el bombeo de cemento no espumado

*Paso 3. Bombear cemento espumado*

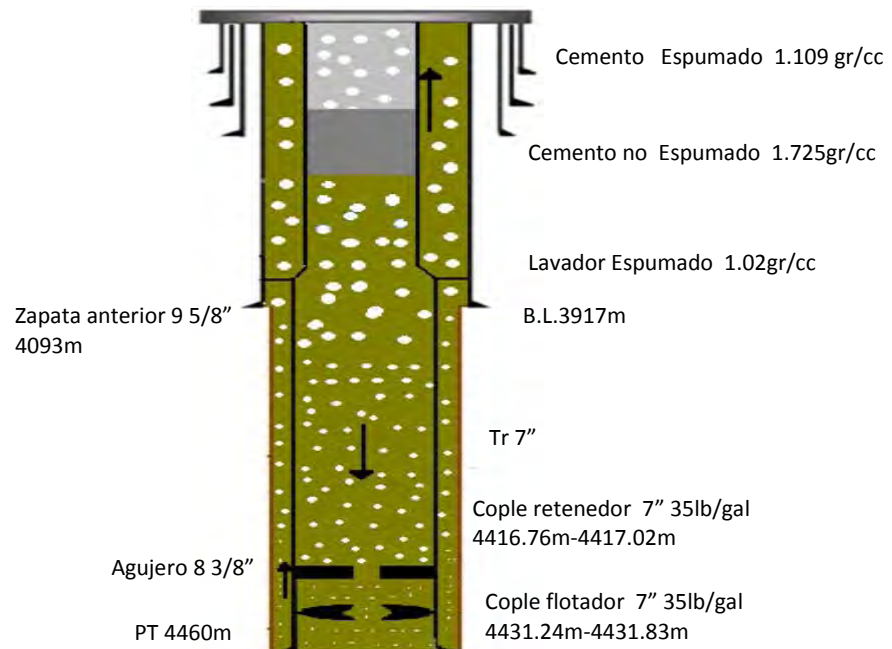


Figura 4. 29. Estado Mecánico del pozo al bombear cemento espumado

Paso 4. Bombear 1.39 m<sup>3</sup> de cemento normal para cubrir la zapata de la tubería de revestimiento 7”

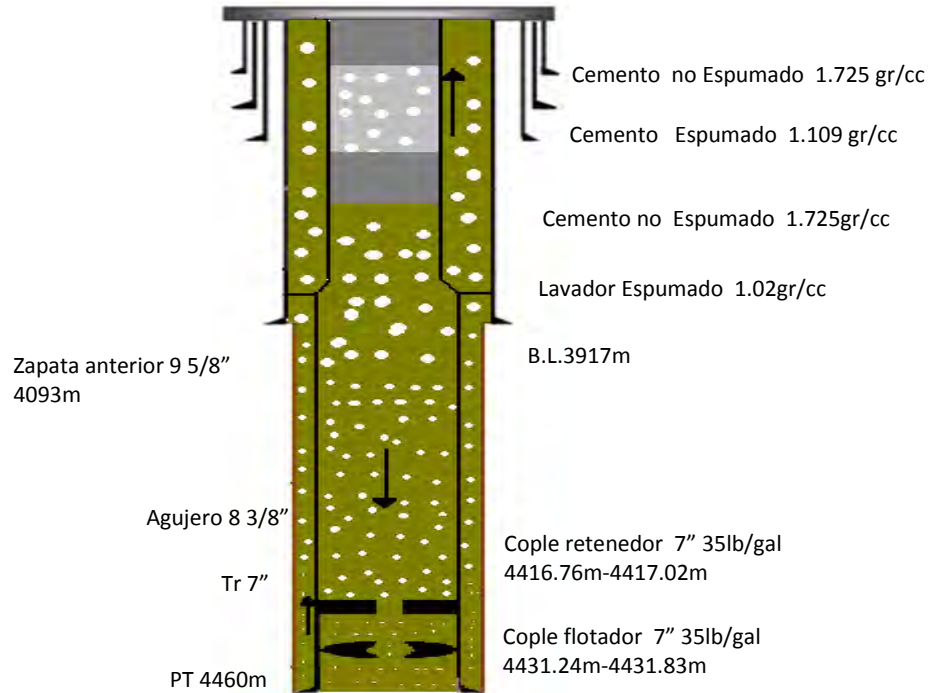


Figura 4.30. Estado mecánico para el bombeo de cemento normal

Paso 5. Para desplazar y colocar el cemento, se bombea un fluido como se muestra en la siguiente figura.

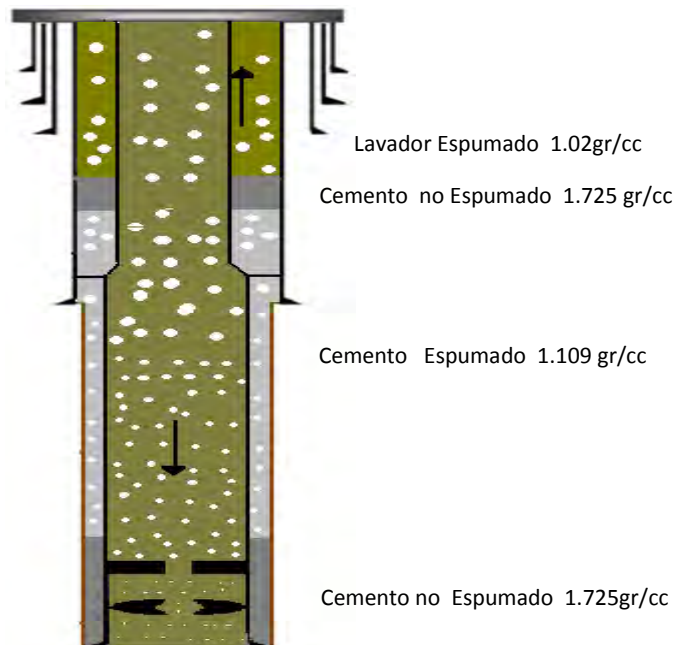


Figura 4. 31 . Estado Mecánico del pozo con fluido dentro de la tubería para desplazar



Las siguientes graficas representan los perfiles de presión de la cementación espumada. Primero se bombea un cemento normal con volumen de 21.348 bbl, gasto de 160 gpm igual a un tiempo de bombeo de 5.6 min, seguido del cemento espumado dando un gasto de lodo de 160 gpm, 35 m<sup>3</sup>/min con tiempo de bombeo de 14.356 minutos para el gas y 14.42 minutos para el bombeo de lodo, después se bombea 8.758 bbl de cemento normal a 160 gpm dando una presión de fondo de 4525 psi; la presión de inyección para el desplazador es de 2052 psi con gasto de lodo de 120 gpm, 60 m<sup>3</sup>/min de gas y un tiempo de bombeo de 34 min.

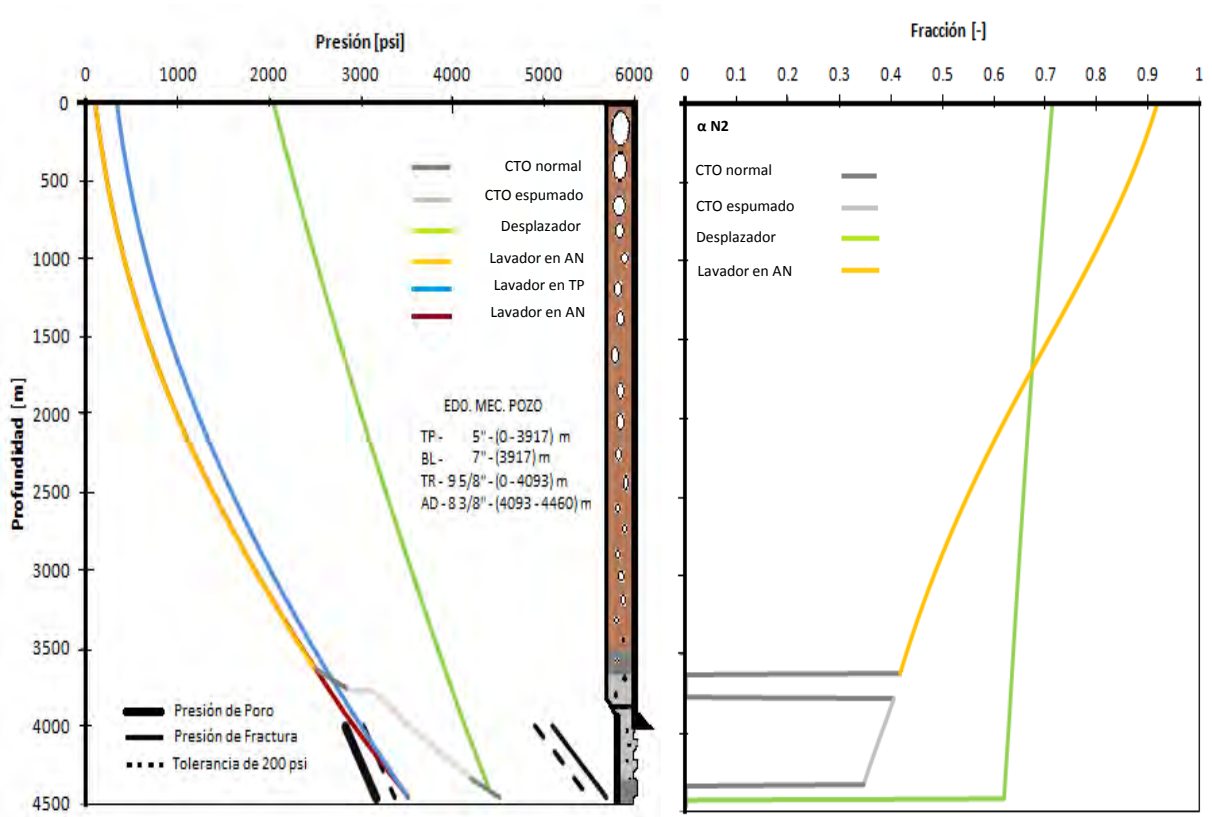


Figura 4. 32. Perfil de presión y fracción durante el desplazamiento

La siguiente grafica representa los perfiles de presión dinámica y estática; la primera es generada por la circulación del fluido y la segunda resulta después de haber parado el bombeo del fluido. La presión de inyección dinámica está representado por la línea verde la cual disminuye 140 psi al pasar a presión estática representado por la línea azul, la diferencia de presión que se genero en la inyección se vio también reflejada en la presión de fondo, teniendo una disminución de presión de fondo de 4525 psi a 4022 psi generada del cambio del dinámico al estático. La grafica también representa el comportamiento de la fracción dentro de la tubería y en el espacio anular para la presión dinámica y estática, variando 0.92 hasta 0.43 para lavador en estático y hasta 0.41 para el lavador en dinámico, seguido del cambio de fracción por la cementación espumada de 0.4 a 0.3 en el cemento espumado.

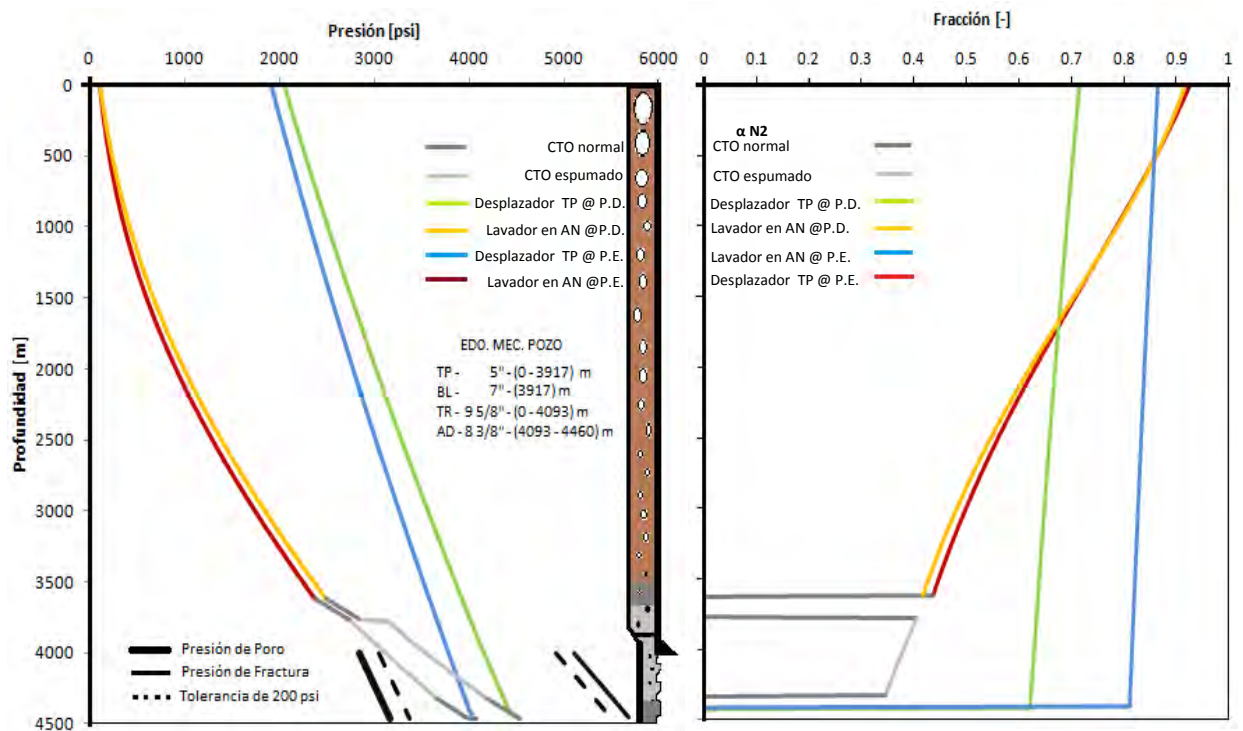


Figura 4. 33. Perfil de presión estática y dinámica durante el desplazamiento

Paso 6. Finalmente el liner es cementado con nuevas longitudes de fluido ocupado al haber sacado la tubería de perforación de 5". El volumen lavador resultado al parar la bomba y al desprenderse las burbujas es de 44.29 m<sup>3</sup> dando una longitud de 1210m de hidrostática.

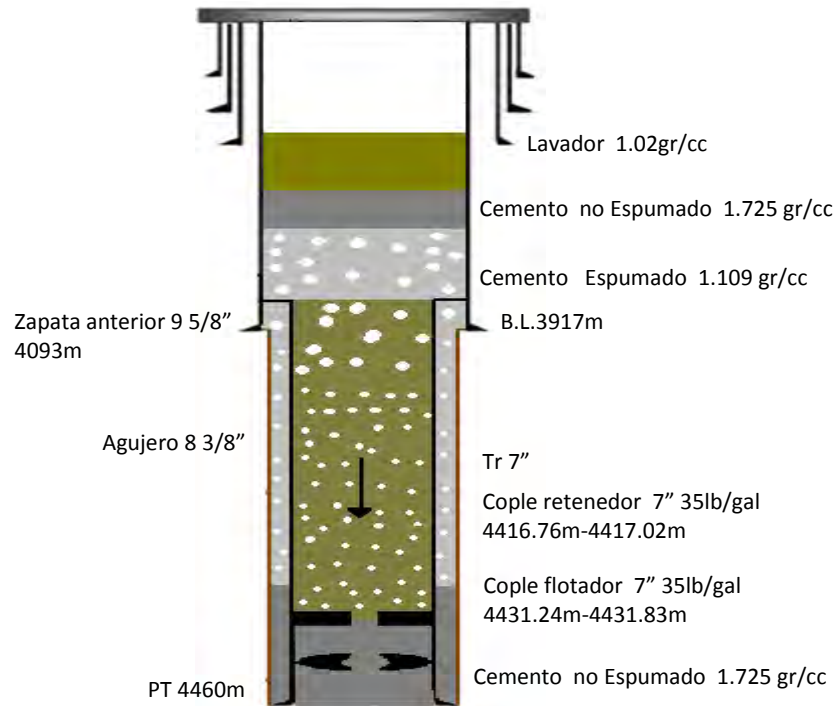


Figura 4. 34. Estado Mecánico del pozo con liner colocado

La grafica representa el estado final del pozo, resultando el perfil de presión generado por el lavador sin espuma debido al desprendimiento generado de la presión estática determinando un volumen de líquido, seguido por el perfil de presiones del cemento normal, cemento espumado y cemento normal en el espacio anular.

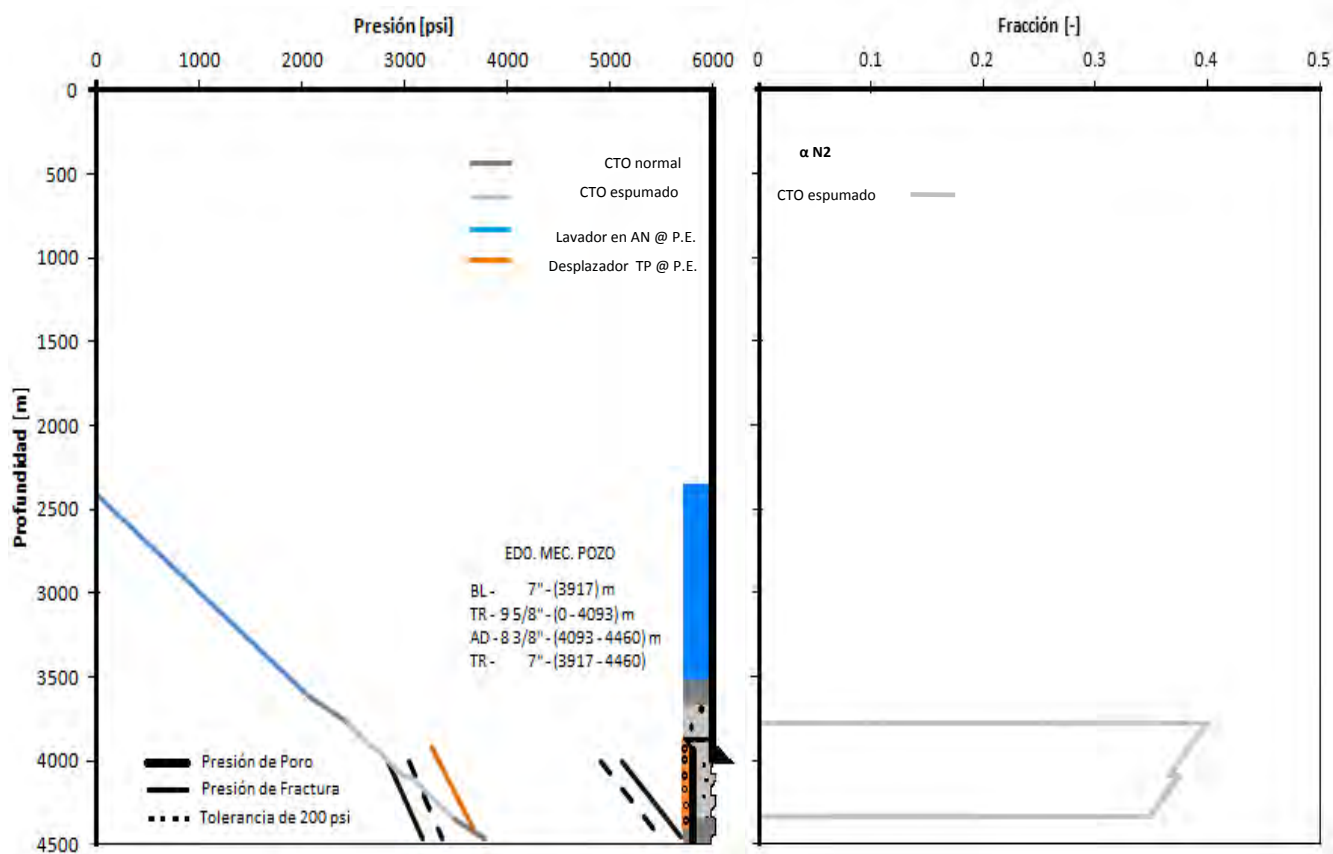


Figura 4. 35. Perfil de presión hidrostática y fracción para liner puesto

## CONCLUSIONES

- El entendimiento de la hidrodinámica de la cementación espumada, es importante para poder utilizarla como herramienta en problemas de pérdidas de circulación en zonas de presionadas, además sus propiedades son adecuadas para cubrir la necesidad geomecánica del subsuelo en cementación de tuberías de revestimiento largas y cortas (liner).
- Los resultados reportados en la presente tesis son muy similares a los resultados de los diferentes autores para los casos de estudio de la aplicación de la cementación espumada <sup>(30, 26, 28,20)</sup>, demostrando la validez de las relaciones matemáticas consideradas para calcular las pérdidas de presión por hidrostática y fricción, entre otras variables, y demostrar la validez de los algoritmos empleados en el programa de cómputo.
- El empleo del programa permitirá calcular las caídas de presión por hidrostática y fricción en el espacio anular y dentro de la tubería de revestimiento, la variación del factor de compresibilidad debido al cambio de presión y temperatura, la determinación de presión de superficie y los gastos generados del gas y lodo en el fondo del pozo.
- El número de etapas, el número de fluidos a espumar, el gas a utilizar, la densidad de la lechada y el uso de contrapresión en el espacio anular, son los principales parámetros para ser considerados en la cementación espumada.
- El método intermedio representado por tres etapas, puede ser una buena opción debido al razonable perfil homogéneo de densidad y un control fácil en la operación.
- Para poder llevar a cabo una cementación en zonas de presionadas, se puede realizar por medio del (i) incremento en la relación gas-fluido, (ii)

espumando el fluido de perforación, lavador o espaciador o (iii) reduciendo la densidad de la base del cemento. Debido a que un incremento de gas sobre el fluido provoca una alta fracción y mayor cantidad de gas al sistema, no es una buena opción de solución comparada con las otras dos soluciones.

- Si el cemento llega a superficie, puede existir expansión de gas provocando inestabilidad en la espuma, la cual es controlada con uso de contrapresión.
- En algunas formaciones debido al bajo gradiente de fractura, como es el caso de algunos yacimientos de México, la aplicación de cementación espumada en tuberías de revestimiento, se combinan con el uso de microesferas para lograr obtener la densidad deseada, haciendo efectiva la operación de cementación espumada. Pero debido a la combinación de dos técnicas, los pozos no son económicos debido a los costos remediables para dicho problema.
- El presente trabajo es una buena propuesta para un mejor entendimiento al análisis de problemas de carácter similar.

## ANEXO A

### PERDIDA DE PRESIÓN POR HIDROSTATICA

#### Presión hidrostática en columna de diferentes fluidos

La presión del pozo está determinada fácilmente por las condiciones de presión hidrostática. La variación de la presión con la profundidad en una columna de fluido puede ser obtenida por el diagrama de cuerpo libre vista en la Figura A.1 para ver los esfuerzos actuando sobre un elemento de fluido a una profundidad  $D$  de una sección área <sup>(36)</sup>. El esfuerzo hacia abajo se da por el fluido de arriba en una sección de área transversal:

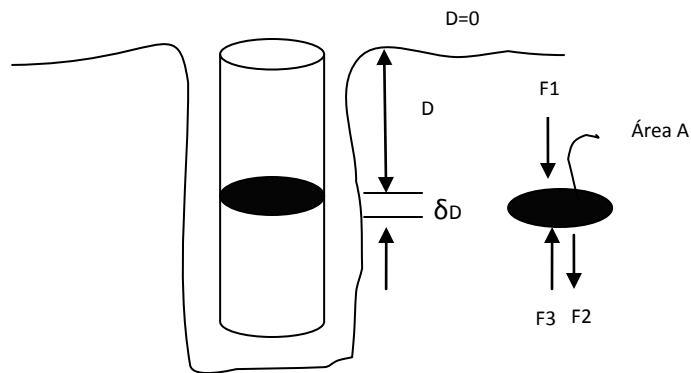


Figura A.1. Fuerzas que actúan sobre un elemento del fluido

$$F_1 = PA \quad (A.1)$$

Asimismo, hay una fuerza hacia arriba por el fluido de abajo, en donde es la presión más la diferencial de presión existente en la diferencial de las profundidades.

$$F_2 = \left( P + \frac{dP}{dD} \Delta D \right) A \quad (A.2)$$

En adición, el peso de un intervalo de fluido ( $F_p$ ) es ejercido por

$$F_3 = F_p A(\Delta D) \quad (A.3)$$

Por lo tanto, cada intervalo de fluido debe estar en equilibrio:

$$PA - \left( P + \frac{dP}{dD} \Delta D \right) A + F_p A (\Delta D) = 0 \quad (\text{A.4})$$

Desarrollando el segundo término y dividiendo por  $\Delta D$ , la ecuación queda:

$$PA - PA - \frac{dP}{dD} \frac{\Delta DA}{\Delta D} + F_p A \frac{(\Delta D)}{\Delta D} = 0 \quad (\text{A.5})$$

$$-\frac{dp}{dD} A + F_p A = 0$$

El valor del peso específico del fluido equivale a  $F_p = g\rho$ , por lo tanto:

$$\left( \frac{dP}{dD} \right)_{Hid} = g(\rho) \quad (\text{A.6})$$

Durante algunas operaciones de perforación, el pozo tiene secciones de diferentes tipos de fluidos. La variación de la presión con la profundidad en este tipo de columna de fluidos, pueden ser analizados de forma separada de cada segmento de fluido.

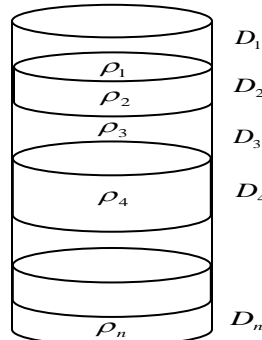


Figura A.2 Columna de diferentes tipos de fluidos

Para conocer la presión total, se analiza por secciones quedando la ecuación de la siguiente manera:

$$\left( \frac{dP}{dD} \right)_{Hid} = g(\rho_1 + \rho_2 + \rho_3 + \rho_n) \quad (\text{A.7})$$

De esta manera se podrá conocer la presión ejercida por los diferentes fluidos.



## ANEXO B

### CONSTANTE DE COMPRESIBILIDAD Z

Para la obtención del valor de la constante de compresibilidad Z es necesario utilizar una ecuación de estado. Las ecuaciones de estado relacionan los cambios de presión, temperatura y volumen molar del compuesto puro o una mezcla, el caso más simple es la ecuación de los gases ideales. Actualmente existen ecuaciones de estado que son aplicables tanto a la fase líquida como a la fase vapor entre ellas están <sup>(35)</sup>:

- Cúbicas (Soave, Peng-Robinson, etc.)
- Viriales (Benedict-Webb-Rubin, etc)
- Basadas en interacciones moleculares (SAFT)

Cabe señalar que para obtener las constantes de las ecuaciones de estado hay que tener una gran cantidad de datos experimentales, esto presenta dificultades en mezcla de varios compuestos, porque existe una limitada cantidad de datos experimentales para mezclas ternarias y multicomponentes y además nuestro conocimiento del comportamiento molecular es de mucho tiempo; debido a esto la ecuación de estado con mayor facilidad en su utilización son las cúbicas. Las ecuaciones cúbicas de estado requieren de tres parámetros y de una regla de mezclado para cada parámetro. Está demostrado que ecuaciones de estado con pocos parámetros representan mejor las propiedades de una mezcla que ecuaciones de estado complicadas con gran número de constantes.

#### Ecuaciones de estado cúbicas

Las ecuaciones de estado cúbicas han sido de las más utilizadas debido a su versatilidad para el cálculo de propiedades termodinámicas y equilibrio de fases. La primera ecuación cúbica de utilidad fue por J.D. Van der Waals en 1873.

$$P = \frac{RT}{\bar{V} - b} - \frac{a}{\bar{V}^2} \quad (\text{B.1})$$

Donde  $R$  es la constante universal de los gases,  $a$  y  $b$  son constantes características y  $\bar{V}$  es el volumen molar. La constante  $a$  se relaciona con las fuerzas de atracción entre moléculas del fluido y la constante  $b$  representa el volumen ocupado por las moléculas a presión infinita<sup>(44)</sup>. La ecuación anterior ha tenido diversas modificaciones, una de ellas fue realizada por Peng-Robinson con el fin de tener una mejor predicción de las propiedades termodinámicas.

Las ecuaciones de Peng-Robinson y de Soave se pueden escribir en forma general como:

$$P = \frac{RT}{\bar{V} - b} - \frac{a(T)}{(V + \delta_1 b)(V + \delta_2 b)} \quad (\text{B.2})$$

Donde:

$$a(T) = \Omega_a \frac{(RT_c)^2 \alpha(T_r, \omega)}{P_c} \quad b = \Omega_b \frac{(RT_c)}{P_c}$$

Tabla B1. Parámetros de Peng-Robinson

Parámetro	Peng-Robinson
$\delta_1 : \delta_2$	$1 + \sqrt{2}; 1 - \sqrt{2}$
$\Omega_a$	0.457236
$\Omega_b$	0.077796
$G_0$	0.37464
$G_1$	1.54226
$G_2$	-0.26992

$$\alpha(T_r, \omega) = \left[ 1 + \varphi(\omega)(1 - \sqrt{T_r}) \right]^2 \quad (\text{B.3})$$

$$\varphi(\omega) = G_0 + G_1\omega + G_2\omega^2$$

Donde los parámetros están definidos en la Tabla B1.

La ecuación de estado generalizada de la ecuación B.2 tiene la siguiente forma cúbica para el volumen molar:

$$G_3 \bar{V}^3 + G_4 \bar{V}^2 + G_5 \bar{V} + G_6 = 0 \quad (\text{B.4})$$

Y para el factor de compresibilidad es la siguiente ecuación:

$$Z^3 G_3 + Z^2 G_4 + Z G_5 + G_6 = 0 \quad (\text{B.5})$$

En el caso de que no sea puro el compuesto se realiza una regla de mezclado que representa la relación que existe entre las constantes a y b de los compuestos puros con las composiciones de los compuestos en la mezcla. En general, existen dos tipos de reglas de mezclado para ecuaciones cúbicas de estado <sup>(18)</sup>:

- Reglas cuadráticas tipo van der Waals.
- Reglas que incorporan un modelo de *actividad*.

Las reglas del tipo van der Waals son utilizadas por lo siguiente:

- Sólo requieren del conocimiento del parámetro de interacción binaria.
- Son aplicables a la fase líquida y vapor.
- Se recomiendan para mezclas de hidrocarburos con gases inorgánicos como H<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S
- No requieren de un modelo de actividad.

Por estas razones se opta por resolver la ecuación cúbica con reglas cuadráticas de tipo Van der Waals.

El cálculo del factor de compresibilidad ( Z ) puede obtenerse para componentes puros y para multicomponentes.

-Componentes puros

De acuerdo a Sage <sup>(36)</sup> la siguiente ecuación determina el factor de compresibilidad para el Nitrógeno:

$$Z = aP^2 + bP + c \quad (\text{B.6})$$

Si  $P < 500$  psia entonces :  $a = 0$ ;  $b = 0$ ;  $c = 1$ ;

Si  $500 < P < 4000$  psia entonces :

$$a = 1.679393 \times 10^{-7} - 6.2243 \times 10^{-10}(T) + 8.0385 \times 10^{-13}(T^2) - 3.5472 \times 10^{-16}(T^3)$$

$$b = -3.122 \times 10^{-4} + 8.488 \times 10^{-7}(T) - 5.37 \times 10^{-10}(T^2)$$

$$c = 1;$$

Si  $4000 < P < 8000$  psia entonces :

$$a = 0$$

$$b = 2.2817 \times 10^{-4} - 4.066 \times 10^{-7}(T) + 2.3 \times 10^{-10}(T^2)$$

$$c = -0.0956 + 0.0025(T) - 1.5 \times 10^{-6}(T^2)$$

Si  $P \geq 8000$  psia entonces :

$$a = 0$$

$$b = 2.2042 \times 10^{-4} - 3.5156 \times 10^{-7}(T) + 1.815 \times 10^{-10}(T^2)$$

$$c = -0.1573 + 2.438 \times 10^{-3}(T) - 1.4 \times 10^{-6}(T^2)$$

## -Multicomponentes

Estas reglas de mezclado están basadas en la teoría de un fluido, en la que se supone que las propiedades de una mezcla fluida son idénticas a las de un fluido hipotético cuyas constantes características ( $a$  y  $b$ ) son un promedio ponderado con la fracción molar. Estas reglas sólo requieren del conocimiento del parámetro de interacción binaria ( $k_{ij}$ ) que es una medida de las fuerzas intermoleculares entre las diferentes moléculas en una mezcla, este se obtiene mediante regresión de datos experimentales o bien mediante correlaciones predictivas <sup>(27)</sup>. En el caso de la ecuación de Soave o Peng-Robinson el parámetro  $a$  es:

$$a_{MEZCLA} = \sum_{i=1}^n x_i y_i (1 - k_{ij}(i, j)) \sqrt{a(i)_i a(i)_j} \quad (\text{B.7})$$

Y el parámetro  $b$

$$b_{MEZCLA} = \sum_{i=1}^n b(i) x_i y_i \quad (\text{B.8})$$

Donde  $k_{ij}$  es el coeficiente de equilibrio y  $x_i y_i$  es la fase vapor o líquido. De tal manera que los coeficientes para resolver la ecuación son:

$$G3 = 1$$

$$G4 = -(1 - bb)$$

$$G5 = aa - 3bb^2 - 2bb$$

$$G6 = -((aa * bb) - bb^2 - bb^3)$$

Donde

$$aa = a_{MEZCLA} \frac{P}{(RT)^2} \quad \text{y} \quad bb = b_{MEZCLA} \frac{P}{(RT)^2}$$

Los pasos para la resolución de la ecuación cubica son los siguientes:

*Paso 1.-* Dividir la ecuación inicial por el coeficiente  $G_3$  ( $G_3 \neq 0$ ). Se obtiene:

$$Z^3 + b'Z^2 + c'Z + d' = 0 \quad \text{con} \quad b' = \frac{G_4}{G_3}, c' = \frac{G_5}{G_3}, d' = \frac{G_6}{G_3}$$

*Paso 2.-* Se procede al cambio de incógnita de  $Z = z + \frac{b'}{3}$ , para suprimir el termino cuadrado. En efecto, al desarrollar  $(z - \frac{b'}{3})^3$  con la identidad precedente, aparece el término  $-b'z^2$ , compensado por  $b'z^2$  que aparece en  $b'(z - \frac{b'}{3})^2$ . Se obtiene:

$$z^3 + pz + q = 0, \quad \text{con } p \text{ y } q \text{ números del cuerpo.}$$

*Paso 3.-* Escribir  $z = u + v$ , Así, la ecuación precedente da  $(u + v)^3 + p(u + v) + q = 0$ .

$$\text{Desarrollando: } u^3 + 3u^2v + 3uv^2 + v^3 + pu + pv + q = 0$$

$$\text{Reagrupando y factorizando: } (u^3 + v^3 + q) + (u + v)(3uv + p) = 0$$

Como se ha introducido una variable adicional, es posible imponerse una condicional adicional. Concretamente:

$$(3uv + p) = 0, \quad \text{que implica } (u^3 + v^3 + q) = 0$$

Paso 4.- Se pone  $U = u^3$  y  $V = v^3$ . Entonces se tiene  $U + V = -q$  y  $UV = -\frac{p^3}{27}$

porque  $UV = (uv)^3 = \left(-\frac{p}{3}\right)^3$ . Por lo tanto  $U$  y  $V$  son las raíces de la ecuación

$$\text{auxiliar } Z^2 + qZ - \frac{p^3}{27} = 0.$$

De tal manera que  $p = \frac{(3c' - b^2)}{3}$  y  $q = \frac{(2b'^3 - 9bc' + 27d)}{27}$ . Se demuestra que

el número de raíces reales depende del discriminante de la ecuación  $s = (4p^3 + 27q^2)$ :

- Si  $S > 0$  existe una única raíz real, las demás son complejas.
- Si  $S = 0$  existe una raíz múltiple real; una raíz triple o una doble y otra simple, todas reales.
- Si  $S < 0$  existen tres raíces reales.

Conociendo la raíz obtenemos el valor de factor de compresibilidad ( $Z$ ) representativo del gas ( $N_2$ , aire,  $CO_2$ , etc.). El factor  $Z$  representa cuán alejado estamos del modelo ideal de los gases; se define como la razón entre el volumen molar de un gas real y el correspondiente volumen de un gas ideal <sup>(32)</sup>,

$$Z = \frac{V_{real}^-}{V_{ideal}^-} \quad (B.9)$$

Y se utiliza para comparar el comportamiento de un gas real respecto al establecido por la ecuación de los Gases Ideales. Partiendo de esta definición y recordando que

$$V_{Real}^- = \frac{RT}{P}$$

Sustituyendo en la definición de  $Z$ :

$$Z = \frac{P\bar{V}_{Real}}{RT}$$

Por lo tanto:

$$P\bar{V}_{Real} = ZRT \quad (\text{B.10})$$

Es decir  $Z$  representa un factor de corrección para la ecuación de los gases ideales. Con base en esto se encuentra tres tipos de comportamiento distintos:

- $Z = 1$ , comportamiento de Gas Ideal. (altas temperaturas y bajas presiones).
- $Z > 1$ , gases como el Nitrógeno y Aire, difícilmente compresibles (altas temperaturas y presiones).
- $Z < 1$ , gases como el  $\text{CO}_2$ , fácilmente compresibles (bajas temperaturas y altas presiones).

En la Figura B.1 se presenta el comportamiento de varios gases comparados contra el gas ideal y en un intervalo de 0 a 600 bar, (1bar = 0.9869 atmósfera), y a una temperatura de 300 K, es decir en condiciones muy superiores a las "normales", es importante resaltar que a bajas presiones las desviaciones de la idealidad son despreciables sobretodo en el caso del nitrógeno, Lo cual resalta la importancia de la ecuación de los gases ideales en cálculos en los que no se precisa de una gran exactitud, ya que aun a presiones de 100 bar la desviación respecto al comportamiento ideal no pasa de un 5%.



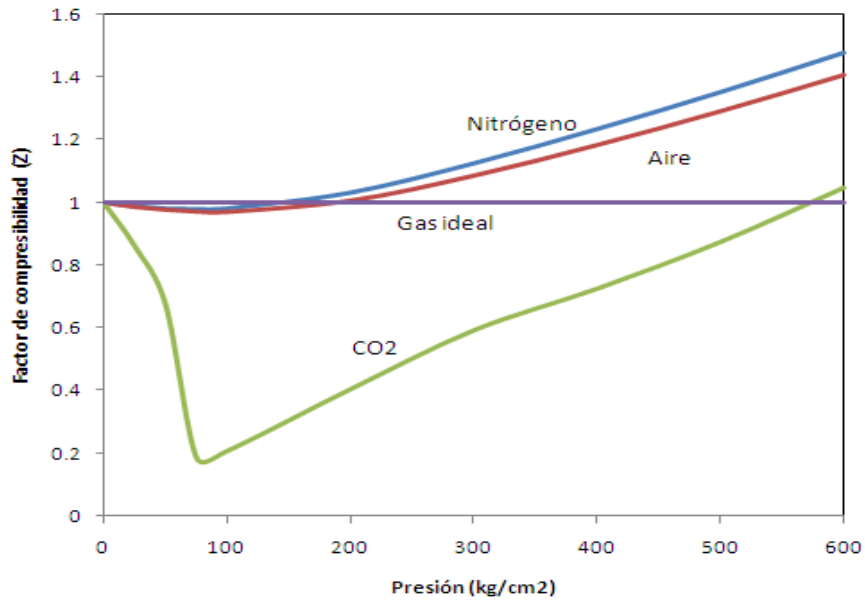


Figura B.1. Variación del factor de compresibilidad respecto a 300 K.

Los tres tipos de comportamiento que se mencionan en realidad son dependientes de la temperatura a la que se realice la medición. Tal como se muestra en la Figura B.2 el Nitrógeno puede presentar valores de Z tanto mayores como menores a la unidad, de lo cual se desprende que a las condiciones adecuadas todos los gases presentarán comportamientos equivalentes<sup>(33)</sup>.

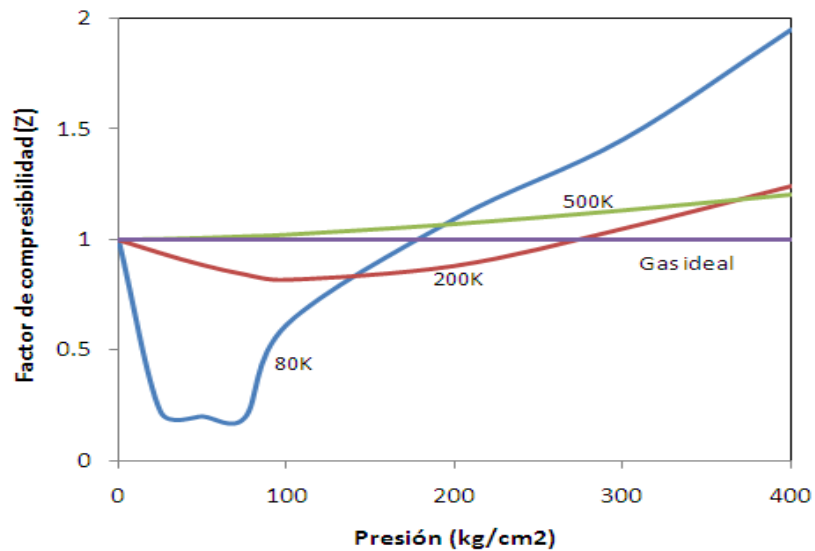


Figura B.2. Variación del factor de compresibilidad a diferentes temperaturas

## BIBLIOGRAFIA

- (1) Al-Mashat, A. M. 1976. *Rheology of Foam Cement*. Tesis de doctorado, Colorado School of Mines, Golden, Colorado.
- (2) API RP 13D, *Recommended Practice on the Rheology and Hydraulics of Oil-Well Drilling Fluids*, fourth edition. 2003. Washington, DC: API.
- (3) API RP 10B, *Recommended Practice for Testing Well Cements*, second edition, 1997. Washington, DC: API.
- (4) API RP 13B, *Standard Procedure for Testing Drilling Fluids*. 1974. Washington DC: API.
- (5) API SPEC 10, *Materials and Testing for Well Cements*, twelfth edition. 1984. Washington, DC: API.
- (6) Beirute, R.M. 1984. The Phenomenon of Free Fall During Primary Cementing. Artículo SPE 13045 presentado en SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, E.U.A., 16-19 September. doi: 10.2118/13045-MS.
- (7) Bourgoyne, A. T., Chenevert, M. E. y Millheim, K. K. 1986. *Applied Drilling Engineering*. Textbook Series, SPE, Richardson, Texas. 2.
- (8) Brice, J.W. y Holmes, R.C. 1964. *Engineering Casing Cementing Programs Using Turbulent Flow Techniques*. *J Pet Technol* **16** (5): 503-508. SPE 742-PA. doi: 10.2118/742-PA.
- (9) Dasgupta, D., Suyan, K.M., Banerjee, S., Ravi, S.A., Chakraborty, S., Mondal, P. y Jain, V.K. 2009. *Successful Casing Cementation in Total Loss Conditions - Case Histories*. Artículo SPE 125660 presentado en SPE/IADC Middle East

Drilling Annual Technology Conference & Exhibition, Manama, Reino de Bahrain, 26-28 October. doi: 10.2118/125660-MS.

(10) De la Serna, M.A. y Ríos, J.A. 2002. *Procedimiento para cementaciones de tuberías de revestimiento corridas*, Villahermosa, Tab.: Gerencia de Tecnología, SPMP.

(11) De la Serna, M.A. y Ríos, J.A. 2002. *Procedimiento para cementaciones de tuberías de cortas*. Villahermosa, Tab.: Gerencia de Tecnología, SPMP.

(12) Dukler, A.E., Smith, L. y Chopra, A. 1995. *Flooding and Upwards Film Flow in Tubes. I. Experimental Studies*. International Journal of Multiphase Flow. **21** (3): 585-597. doi: 10.1016/S0301-9322(97)88349-8.

(13) Garcia Jr., H. 1991. *Estudo das Pressões de Bombeio Durante as Operacoes de Cimentacao com Pastas Espumadas*. Tesis de maestría, State University of Campinas, Campinas, Brasil.

(14) Garcia Jr., H., Maidla, E.E y Onan, D.L. 1993. *Annular pressure predictions Throughout Foam Cement Operations*. Artículo SPE 25439 presentado en SPE Production Operations Symposium, Oklahoma City, Oklahoma, E.U.A., 21-23 March. doi: 10.2118/25439-MS.

(15) Haut, R.C. y Crook, R.J. 1979. *Primary Cementing: the Mud Displacement Process*. Artículo SPE 8253 presentado en SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Las Vegas, Nevada, E.U.A., 23-26 September. doi: 10.2118/8253-MS.

(16) Hill, J.W. y Kolb, D.K. 1999. *Química para el Nuevo Milenio*, octava edición. México: Prentice Hall Hispanoamericana.

(17) John McLennan, J., Carden, R.S., Curry, D., Stone, C.R. y Wyman, R.E. 1997. *Underbalanced Drilling Manual*. Chicago, Illinois: Gas Research Institute (GRI-97/0236).

(18) Kaichiro, M. e Ishii, M. 1984. *Flow Regime Transition Criteria for Upward Two-phase Flow in Vertical Tubes*, International Journal Heat Mass Transfer **27** (5): 723-737. doi: 10.1016/0017-9310(84)90142-X.

(19) Kulakofsky, D.S., Creel, P.G. y Kellum, D.L. 1986. *Techniques for Planning and Execution to Improve Foam Cement Job Performance*. Artículo SPE 15519 presentado en Annual Technical Conference and Exhibition of SPE, New Orleans, Louisiana, E.U.A., 5-8 October. doi: 10.2118/15519-MS.

(20) Kulakofsky, D., Araujo, O., Self F., Mora, A., Hendriks, P. y De Mestre, P. 2005. *New Ultra-lightweight Cementing Technology Proven with Case Studies, Combines Benefits of Current Leading Methodologies*. Artículo SPE 92970 presentado en SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference, Kingdom of Bahrain, March 12-15. doi: 10.2118/92970-MS.

(21) Kulakofsky D., Paredes, J.L. y Morales J.M. 2006. *Ultralightweight Cementing Technology Sets World Record for Liner Cementing With a 5.4 lb/gal Slurry Density*. Artículo SPE 98124 presentado en IADC/SPE Drilling Conference, Miami, Florida, E.U.A. 21-23 February.

(22) Low, N., Daccord, G. y Bedel, J.-P. 2003. *Designing Fibered Cement Slurries for Lost Circulation Applications: Case Histories*. Artículo SPE 84617 presentado en SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, E.U.A., 5-8 October. doi: 10.2118/84617-MS.

(23) Magrabi, S.A. y Dlugogorski, B.Z. 2002. *Foam Drainage, Coarsening and Evaporation*. En Transport Processes in Bubbles, Drops, and Particles, ed. D. De Kee & R.P. Chhabra, Cap. 6, 128-162. New York City: Taylor & Francis.

(24) Manzanares D., 1997, *Un Surfactante Natural para el Tratamiento de Esfuerzo*, Cuba, 69 (1): 3-10.

(25) Martins A.L. 1990. *Cimentacao com Pastas Espumadas Utilizando Nitrogeno*. Rio de Janeiro : Petrobras CENPES.

(26) Martins, A.L. y Campos, W. 1994. *A Model to Design the Cement Job*. SPE Advanced Technology Series **2** (1): 43-48. SPE 23644-PA. doi: 10.2118/23644-PA.

(27) McCain, W.D. 1990. *The Properties of Petroleum Fluids*, second edition. Tulsa, Oklahoma: PennWell Books.

(28) Mc Elfresh, P.M. y Go Boncan, V.C. 1982. *Applications of Foam Cement*. Artículo SPE 11203 presentado en SPE Annual Fall Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, E.U.A., 26-29 September. doi: 10.2118/11203-MS.

(29) Modesto Mercado, Juan Acuna, Ramon Hernandez, et. el. 2010. *Successful High-Temperature, Water-Control Case Histories in Highly Naturally Fractured Carbonate Reservoirs*. Artículo SPE 135101 presentado en SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Florencia, Italia, 19-22 September.

(30) Mueller, D.T., Franklin Jr., V.L. y Dalton, D.J. 1990. *The Determination of the Static and Dynamic Properties of Nitrified Cements*. Artículo SPE 20116 presentado en Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference, Midland, Texas, E.U.A., 8-9 March. doi: 10.2118/20116-MS.

(31) Nelson, E. B. 1990. *Well Cementing*. Amsterdam: Elsevier.

(32) Pathria R. K., 1996, *Statistical Mechanics*, Butterworth-Heinemann; 2 Edition, ISBN 978-0750624695.

(33) Poling, B.E., Prausnitz, J.M. y O'Connell, J.P. 2001. *The Properties of Gases and Liquids*, fifth edition. New York: McGraw-Hill.

(34) Reidenbach, V.G., Harris, P.C., Lee, Y.N. y Lord, D.L. 1986. *Rheological Study of Foam Fracturing Fluids Using Nitrogen and Carbon Dioxide*. SPE Prod Eng **1** (1): 31-41. SPE 12026-PA. doi: 10.2118/12026-PA.

(35) Rosales Quintero, A. 2004. *Equilibrio Vapor-Líquido de Mezclas Multicomponentes*. Tesis de Licenciatura, Benemérita Universidad Autónoma de Puebla, Facultad de Ingeniería Química, Puebla, México.

(36) Sage, B.H. y Lacey, W.N. 1950. *Thermodynamic Properties of the Lighter Paraffin Hydrocarbons and Nitrogen*. New York: American Petroleum Institute.

(37) Silvia, M.G.P., Martins, A.L. y Oliveira, A.A.J. 1989. *Escoamento Anular de Pastas de Cimento*. Terceiro Seminario sobre Revestimento e Cementação de Pocos de Petróleo, Rio de Janeiro.

(38) Smith, D.K. 1990. *Cementing*. Monograph Series, SPE, Richardson, Texas. **4**.

(39) Smith, J.M., Van Ness, H.C. y Abbott, M.M. 2007. *Introducción a la Termodinámica en Ingeniería Química*, séptima edición. México: McGraw-Hill.

(40) Taitel, Y. y Dukler, A.E. 2004. *A Model for Predicting Flow Regime Transitions in Horizontal and Near Horizontal Flow*. AIChE Journal **22** (1): 47-55. doi: 10.1002/aic.690220105.

(41) Tejeda, A. J. 1999. *Ingeniería de Cementaciones*. México: Subdirección de Perforación y Mantenimiento a Pozos e Instituto Mexicano del Petróleo.

(42) Tinsley, J.M., Miller, E., Sabins, F.L. y Sutton, D.L. 1980. *Study of Factors Causing Annular Gas Flow Following Primary Cementing*. J P et T ech **32** (8): 1427-1437. SPE 8257-PA. doi: 10.2118/8257-PA..

(43) Traykov, T.T. e Ivanov, I.B. 2003. *Hydrodynamics of Thin Liquid Films: Effect of Surfactants on the Velocity of Thinning of Emulsion Films*. International Journal of Multiphase Flow **3** (5): 471-483. doi: 10.1016/0301-9322(77)90023-4

(44) Valderrama, J.O. 2003. *The State of the Cubic Equations of State*. Industrial & Engineering Chemistry Research **42** (8): 1603-1618. doi: 10.1021/ie020447b.