



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MEXICO
DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO

FACULTAD DE INGENIERIA

**“HIDRÁULICA DE LA CEMENTACIÓN ESPUMADA EN
ZONAS DEPRESIONADAS Y CON BAJO GRADIENTE DE
FRACTURA COMO LAS FORMACIONES DEL
CRETÁCICO”**

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 NICOLÁS LÓPEZ

AGRADECIMIENTOS

Al Padre Creador; luz, sendero, principio y fin. “ALFAQUÍ VADEMÉCUM”

A mis padres, herman@s y en general a toda mi familia por su amor incondicional, apoyo espiritual, moral, y económico durante mi preparación académica

A los miembros del comité académico del posgrado de Ingeniería Petrolera y Gas Natural, como son: el Dr. Fernando Samaniego, Dr. Erick Luna, M. en C. Jaime Ortiz Ramírez, Dr. Edgar R., entre otros integrantes de la academia, por su tiempo y enseñanzas

Al Dr. Rubén Nicolás López por sus grandes enseñanzas, tutoría, tiempo, apoyo y principalmente por ser un asesor responsable

Al Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) por haberme aceptado a realizar la estancia para Tesis de maestría en la Coordinación de Geofísica de Exploración y Explotación a cargo del Dr. Fernando F. Castrejón Vacio.

A ingenieros del IMP por sus valiosos comentarios en la revisión de la tesis y apreciable amistad: Dr. Oscar Cerapio Valdivieso Mijangos, M. en I. Diego Bautista Pastrana, Ing. Fernando Cano Martínez, e Ing. Manuel Cruz Castillo.

A la Facultad de Ingeniería y a la Universidad Nacional Autónoma de México por haberme dejado ser parte de su comunidad académica.

A todos mis compañer@s y amig@s por sus apoyos, y conocimientos brindados

RESUMEN

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

El proceso del cemento espumado consiste en la inyección de determinada cantidad de gas dentro del volumen de lechada de cemento. La cantidad de gas inyectado, fija 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 los métodos de colocación del cemento espumado, los cuales son tres: (1) el método de gasto constante que considera la inyección invariable del gas con relación al gasto del cemento, (2) el método de densidad constante, el cual requiere de incrementos del gasto de gas a la lechada del cemento, y (3) el tercer método consiste de la combinación de los dos anteriores para realizar la operación en 2 o 3 etapas en función de la ventana operativa.

Para el análisis del proceso espumado, se desarrolló 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 presenta 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, empleando 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/cm³ en una etapa, de 1 a 1.25 gr/cm³ en tres etapas y de 1.1 a 1.2 gr/cm³ 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 incremento 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/cm³, densidad equivalente dinámica de 1.338 gr/cm³ y densidad equivalente con aceleración de 1.51 gr/cm³, teniendo un porcentaje de error del 6% al valor real. Para la cementación espumada del caso de Natrona Coutry, Wyoming se comparó la presión calculada por el modelo de Purvis dando valor de 179.71 kg/cm² de presión en la sección espumada y presión de 179.55 kg/cm² para el modelo de André respetando el límite de presión de fractura de 207 kg/cm² a la profundidad

de 1920 m, obteniendo un error del 2% a la presión real (175.48 kg/cm^2). Finalmente, para el caso de Samaria 1183 se obtuvo densidad equivalente de 1.03 gr/cm^3 frente al gradiente de fractura (0.479 gr/cm^3 - 0.599 gr/cm^3) para la cementación espumada. Esta cementación se llevo a cabo combinando cementación espumada y esferas huecas con el fin de disminuir aun más la densidad obtenida por el espumado.

CONTENIDO

RESUMEN	II
ÍNDICE DE TABLAS	VI
ÍNDICE DE FIGURAS	VII
NOMENCLATURA	X
INTRODUCCIÓN	1
CAPITULO 1. EL CEMENTO	6
1.1 Definición	6
1.2 Características del cemento	6
1.3 Química del cemento y aditivos	8
1.4 Accesorios o equipos en la cementación	10
CAPITULO 2. OPERACIÓN DE LA CEMENTACIÓN	12
2.1 Tipos de cementación	12
2.1.1 Cementación primaria	12
2.1.2 Cementación secundaria (forzada)	19
2.1.3 Cementación tapón	20
2.2 Secuencia operativa de cementación primaria en TR	23
2.3 Secuencia operativa de cementación primaria con Liner	38
CAPITULO 3. HIDRÁULICA DE LA CEMENTACIÓN	47
3.1 Presión por hidrostática	47
3.2 Presión por fricción	50
3.3 Presión por aceleración	55
3.4 Algoritmo del programa	56
CAPITULO 4. CEMENTACIÓN EN ZONAS DEPRESIONADAS	63
4.1 Teoría de la espuma	63
4.2 Patrones de flujo de la espuma	75
4.3 Consideración para el diseño y operación del proceso	77
4.4 Calcular las propiedades del cemento espumado	85
RESULTADOS DE LA EJECUCIÓN Y EVALUACIÓN DE LA CEMENTACIÓN ESPUMADA	87
CONCLUSIONES	119
BIBLIOGRAFÍA	132

INDICE DE TABLAS

CAPITULO 1. EL CEMENTO

Tabla 1.1	Propiedades de las clases de cemento	6
Tabla 1.2	Propiedad de la lechada de cemento	6
Tabla 1.3	Tipos de retardadores	9
Tabla 1.4	Tipos de controladores	9
Tabla 1.5	Tipos de densificantes	9
Tabla 1.6	Tipos de reductores	10
Tabla 1.7	Accesorios para la cementación primaria	11

CAPITULO 3. HIDRÁULICA DE LA CEMENTACIÓN ESPUMADA

Tabla 3.1	Obtención del factor de fricción	54
-----------	----------------------------------	----

RESULTADOS DE LA EJECUCIÓN DE LA CEMENTACIÓN ESPUMADA

Tabla 4.1	Trabajos realizados para el análisis de cementación espumada	88
Tabla 4.2	Propiedad del fluido caso Petrobras	89
Tabla 4.3	Requerimiento de gas en condiciones estándar	95
Tabla 4.4	Resultados calculados con solo hidrostática	97
Tabla 4.5	Resultados hidrostáticos de Mueller	97
Tabla 4.6	Resultado dinámicos calculados	98
Tabla 4.7	Resultados dinámicos de Muller	98
Tabla 4.8	Resultados de cálculos estáticos comparado con autor	101
Tabla 4.9	Rocas almacenadoras del campo Samaria	104

Anexo B

Anexo B1	Parámetros de Peng-Robinson	124
----------	-----------------------------	-----

INDICE DE FIGURAS

INTRODUCCIÓN		
Figura 1	Campo Cantarell y la península de Yucatán	3
Figura 2	Yacimiento Cantarell costa afuera en el litoral Tabasco-Campeche	3
Figura 3	Registro de la brecha en Cantarell	4
Figura 4	a)Perdida de fluido, b)migración de gas y c) invasión de agua	5
CAPITULO 2. OPERACIÓN DE LA CEMENTACIÓN		
Figura 2.1	Estado mecánico del pozo del ejercicio	14
Figura 2.2	Caída libre del cemento	16
Figura 2.3	Diferencia de gasto de bombeo y espacio anular	17
Figura 2.4	Desplazamiento del cemento	17
Figura 2.5	Colocación de tapón de cemento por columnas balanceadas	21
Figura 2.6	Colocación de tapón de cemento con cubeta de vaciado	22
Figura 2.7	Esquema de la secuencia operativa de la cementación TR	25
Figura 2.8	Junta del personal de la cementación	28
Figura 2.9	Cabeza de cementación	29
Figura 2.10	Prueba de presión	30
Figura 2.11	Bombeo de baches	33
Figura 2.12	Bombeo de cemento	35
Figura 2.13	Soltar tapón superior	36
Figura 2.14	Desplazamiento de lechada	37
Figura 2.15	Esquema de la secuencia de cementación para liner	39
Figura 2.16	Estado mecánico antes de la cementación	40
Figura 2.17	Cabeza de cementación e instalación de tapones	41
Figura 2.18	Circulación de fluido con liner	42
Figura 2.19	Bombeo de bache lavador y espaciador con liner	43
Figura 2.20	Bombeo de cemento con liner	44

Figura 2.21	Desplazamiento de cemento con liner	45
Figura 2.22	Colocación de la cementación con liner	46
CAPITULO 3. HIDRÁULICA DE LA CEMENTACIÓN		
Figura 3.1	Diagrama de flujo del programa	62
CAPITULO 4. CEMENTACIÓN EN ZONAS DEPRESIONADAS		
Figura 4.1	Proceso de tensoactividad	65
Figura 4.2	Acumulación de burbujas	66
Figura 4.3	Efecto Gibbs-Marangoni	68
Figura 4.4	Variación de la espuma con la concentración del tensoactivo	68
Figura 4.5	Segregación de las burbujas	69
Figura 4.6	Drenaje gravitacional del líquido	70
Figura 4.7	Succión capilar del líquido hasta los bordes de Plateau	70
Figura 4.8	Difusión gaseosa intra-burbuja	71
Figura 4.9	Evolución de la espuma por difusión gaseosa intra-burbuja	71
Figura 4.10	Repulsión por la interacción del surfactante adsorbido y de la película	73
Figura 4.11	Potencial de flujo y electro-viscosidad	73
Figura 4.12	Efecto de la viscosidad superficial	74
Figura 4.13	Espuma mínima tetraédrica	74
Figura 4.14	Espuma dodecaedro pentagonal	75
Figura 4.15	Regímenes de flujo de dos fases en tubos verticales	76
RESULTADOS DE LA EJECUCIÓN DE LA CEMENTACIÓN ESPUMADA		
Figura 4.16	Método de gasto constante	81
Figura 4.17	Método de densidad constate considerando diez etapas	82
Figura 4.18	Método combinado	84
Figura 4.19	Estado mecánico del pozo Petrobras	90
Figura 4.20	Variación de la fracción gas/fluido y densidad de la mezcla	91
Figura 4.21	Calidad contra la profundidad como alternativas de soluciones	92

Figura 4.22	Presión hidrostática contra la profundidad como alternativas	93
Figura 4.23	Perfil de fracción y densidad de la mezcla contra profundidad caso c	94
Figura 4.24	Estado mecánico del pozo de Western Co.	96
Figura 4.25	Variación de la densidad de la mezcla estática y dinámica	99
Figura 4.26	Estado mecánico del pozo en Natrona County, Wyoming	100
Figura 4.27	Variación de fracción y densidad estática calculada	102
Figura 4.28	Ventana operativa de la presión anormal	106
Figura 4.29	Límite de presión para la colocación del cemento	106
Figura 4.30	Nivel de fluido de un pozo estático	107
Figura 4.31	Circulación del fluido espumado	108
Figura 4.32	Perfil de presiones para diferentes gastos de gas y fluido	109
Figura 4.33	Perfil de presión y fracción seleccionado	110
Figura 4.34	Estado mecánico para el bombeo de cemento no espumado	111
Figura 4.35	Estado mecánico para el bombeo de cemento espumado	112
Figura 4.36	Estado mecánico para el bombeo de cemento normal	113
Figura 4.37	Estado mecánico del pozo con fluido desplazador en TP	114
Figura 4.38	Perfil de presión y fracción durante el desplazamiento	115
Figura 4.39	Perfil de presión estática y dinámica durante el desplazamiento	116
Figura 4.40	Estado mecánico del pozo con liner colocado	117
Figura 4.41	Perfil de presión hidrostática y fracción para liner colocado	118
Anexo A		
Figura A.1	Fuerzas que actúan sobre un elemento del fluido	121
Figura A.2	Columna de diferentes tipos de fluidos	122
Anexo B		
Figura B.1	Variación del factor de compresibilidad respecto a 300 K	131
Figura B2	Variación del factor de compresibilidad a diferentes temperaturas	131

NOMENCLATURA

Variable

V	Volumen	m^3 , lts
Va	Velocidad	m/s, ft/seg
T	Tiempo	hrs, min
R	Rendimiento	lts/saco
Δp	Diferencia de presión	psi, kg_m/cm^2
P	Presión	psi, kg_m/cm^2
d	Diámetro	in
D o Prof	Profundidad	m, ft
M	Peso del saco de cemento	Kg_m
g	Gravedad	m/s^2
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_m/mol
n'	Índice de comportamiento	-
k'	Índice de consistencia	$Lb_m \text{ sec}/ft^2$
f	Factor de fricción	-
N_{Re}	Numero de Reynolds	-
N_f	Numero de Folds	-
W	Flujo másico	Kg_m/seg
a	Área	m^2
Q	Gasto	bpm
B	Relación gas/cemento	scf/bbl
NVF	Factor volumétrico del gas	-
C	Componente del índice de consistencia de la espuma	-

μ	Viscosidad	cp
Símbolo		
ρ	Densidad	ppg, gr/cm ³
α	Fracción	-
τ	Esfuerzo	Lb _m /100ft ²
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 o espacio anular. En algunas situaciones la aplicación del cemento convencional (1.87 gr/cm^3) no puede llevarse a cabo debido al bajo gradiente de fractura de la formación. Por lo tanto, es necesaria la reducción del cemento de tal manera que la presión hidrostática generada por el fluido esté por debajo de la presión de fractura.

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 decantación en los sólidos ⁽²⁵⁾.

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

En el 2003 se utilizaron materiales fibrosos formados por nylon, propileno y otras fibras orgánicas, las cuales forman redes, mallas o membranas dentro de la fractura. La comprobación del éxito de estos materiales fue soportado por colocación de cemento mezclado con fibras dentro de una fractura de 1 mm ⁽²²⁾.

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

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 μm 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 la limitante asociada a los costos debido a que la aplicación de estas tecnologías son muy caras en las operaciones de cementación.

La segunda técnica se basa en la relación gas-cemento (cementación espumada) con la finalidad de obtener 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 ⁽¹⁴⁾.

El proceso de inyección de nitrógeno o cementación espumada, consiste en la inyección de cierta cantidad de Nitrógeno dentro del 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 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. El análisis de estas variaciones en la cementación espumada se lleva a cabo con el uso del modelo computacional que considera el análisis de todos los parámetros involucrados para la operación de la cementación espumada.

En México se han presentado casos con zonas depresionadas y formaciones muy débiles que no permiten el uso del cemento convencional (ver Figura 1 y 2), por lo tanto se recurre a las aplicaciones de tecnologías que permitan realizar las operaciones de cementación, como es el caso del cemento espumado.

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 3000 mD ⁽²⁹⁾. La siguiente figura muestra un panorama general del yacimiento Cantarell.

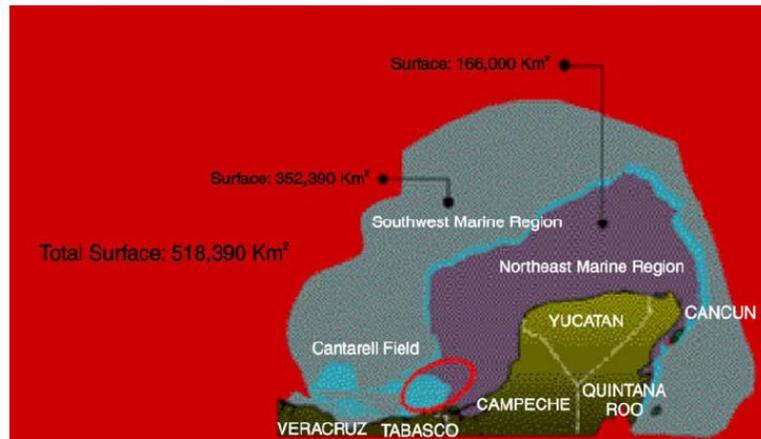


Figura 1. Campo Cantarell y la península de Yucatán ⁽⁴³⁾

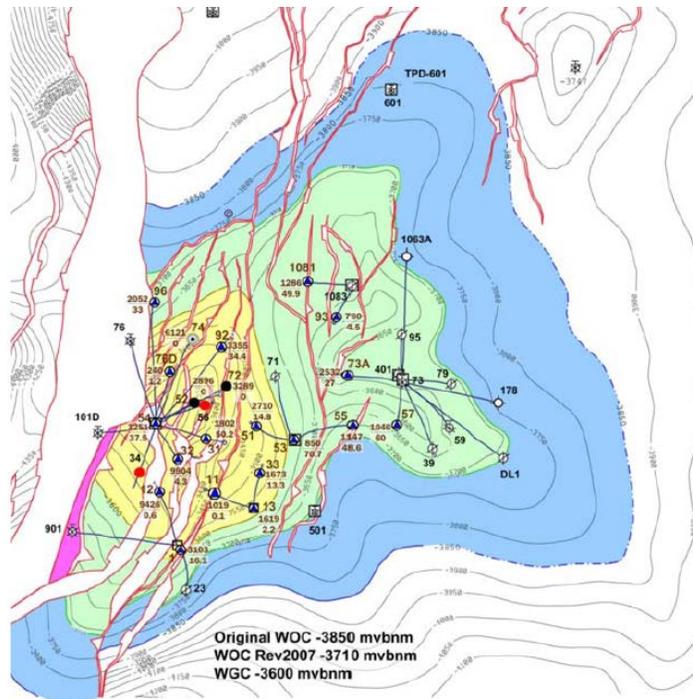


Figura 2. Yacimiento Cantarell costa afuera en el litoral Tabasco-Campeche ⁽²⁹⁾.

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 gr/cm^3 y 1.44 gr/cm^3 para generar densidad alrededor de 0.99 gr/cm^3 en operaciones de cemento espumado. Sin embargo, en determinadas zonas con gradiente de fractura entre 0.48 gr/cm^3 y 0.59 gr/cm^3 , han requerido disminuir aun más la densidad del cemento aplicando combinación de la operación de cementación espumada con el uso de microsferas a fin de reducir la densidad entre 0.59 gr/cm^3 a 0.89 gr/cm^3 y poder llevar a cabo la cementación en los campos que presentan estos problemas, observando resultados positivos en la aplicación (ver Figura 3) ⁽²¹⁾.

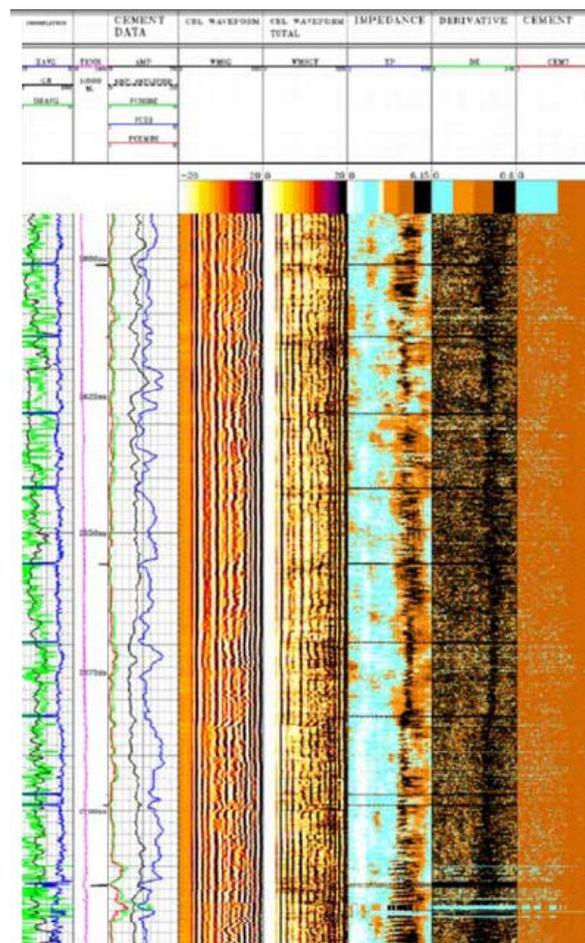


Figura 3. Registro de la brecha en Cantarell ⁽²¹⁾

Adicionalmente, en la zona naturalmente fracturada y depresionada pueden ocurrir problemas como son pérdida de circulación, migración de gas o invasión de agua debido a las condiciones que presenta la formación, como se observa en la Figura 4.

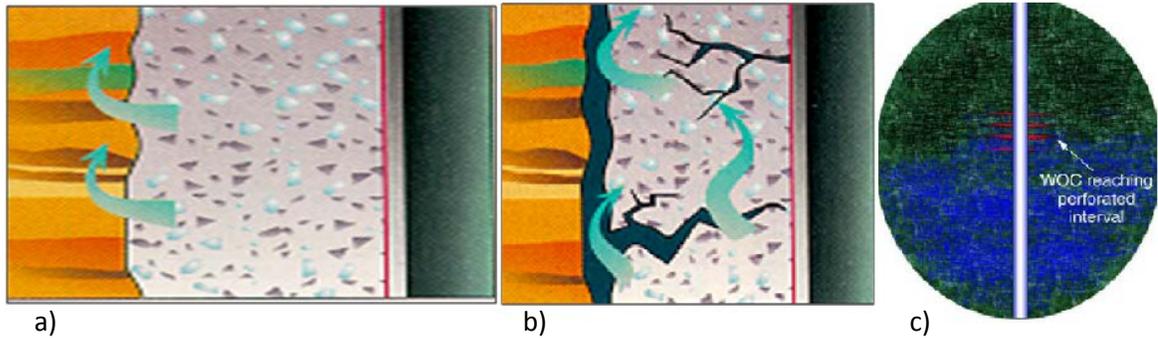


Figura 4. a) Pérdida de fluido, b) migración de gas y c) invasión de agua ⁽²⁹⁾.

Estos problemas puede 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 de fluidos.

CAPÍTULO 1. EI CEMENTO

1.1 DEFINICIÓN

El cemento es la 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 la mezcla de caliza y arcilla ⁽³⁸⁾.

1.2 CARACTERÍSTICAS DEL CEMENTO

Los principales componentes del cemento Portland son (1) Silicato tricálcico ($3\text{CaO}\cdot\text{SiO}$) 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 ($3\text{C}_8\text{O}\cdot\text{Al}_2\text{O}_3$) proporciona resistencia al ataque de los sulfatos, y (4) Aluminato férrico tetracálcico ($4\text{C}_8\text{O}\cdot\text{Al}_2\text{O}_3\cdot\text{Fe}_2\text{O}_3$) ⁽³⁸⁾.

De acuerdo al API estándar 10 ⁽³⁾, cada clase de cemento tiene propiedades determinadas. La siguiente tabla muestra algunas características del cemento:

Tabla 1.1. Propiedades de las clases de cemento ⁽³⁾

PROPIEDADES API		TIPO DE CEMENTO POR CLASE		
		A	C	G Y H
Gravedad específica	(-)	3.14	3.14	3.15
Área de superficie	(cm^2)	1500 a 1900	2000 a 2800	1400 a 1700
Peso por saco	(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 ⁽³⁾

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

Para realizar el óptimo diseño en la cementación, los principales datos que se deben considerar son ⁽³¹⁾:

- Configuración del pozo. La configuración del pozo es proporcionada por la profundidad, la cual es importante para determinar la presión y tiempo de bombeo necesarios para la circulación del fluido, así como la caracterización de las tuberías de revestimiento, el diámetro del pozo y accesorios requeridos para la cementación.
- Parámetros ambientales. Entre los parámetros se encuentra el gradiente de fractura, presión de formación, temperatura de formación 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 suma importancia determinar la química del cemento que se adiciona a la lechada para modificar sus propiedades naturales y obtener así, el óptimo comportamiento del cemento durante y después de la cementación ⁽⁷⁾.

1.3 QUÍMICA DEL CEMENTO Y ADITIVOS

Los aditivos modifican el comportamiento del sistema del cemento, permitiendo la colocación de las lechadas exitosamente en condiciones adecuadas en el espacio anular entre la tubería de revestimiento y la formación, obteniendo desarrollo en corto tiempo de 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 ⁽⁷⁾:

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 (4.4 a 48.88 °C), es el más utilizado.
- El cloruro de sodio, 2 al 5 % en peso de agua (10 a 48.88 °C). Incrementa la pérdida de fluido y disminuye la viscosidad.
- Cal Seal, 5 al 90 % por peso de cemento (4.4 a 76.66 °C), 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 ⁽³⁾

ORIGEN DEL RETARDADOR	CONCENTRACIÓN (%)	TEMPERATURA (°C)	NOMBRE COMERCIAL
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
Bórax		43.33-260	SCR-100, SCR-100L

Controladores de filtrado

Son utilizados para reducir la pérdida de agua en la lechada durante y después de la cementación. La lechada normal tiene filtrado de 1000 cm³/30 min, por lo cual es necesario limitar la pérdida de agua hacia la formación para minimizar la hidratación de las arcillas y el daño a la formación.

Tabla 1.4. Tipos de controladores ⁽³⁾

ORIGEN	TEMPERATURA (°C)	NOMBRE COMERCIAL
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 1.5 muestra algunos densificantes:

Tabla 1.5. Tipos de densificantes ⁽³⁾

ORIGEN	DENSIDAD (gr/cm³)	NOMBRE COMERCIAL
Hematite	5	Hi-dense 3 y 4
Barita	4.23	Sulfato de bario
Arena Ottawa	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 tecnologías como la cementación espumada.

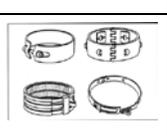
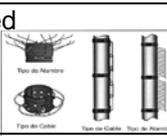
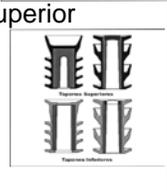
Tabla 1.6. Tipos de reductores ⁽³⁾

ORIGEN	TEMPERATURA (°C)	OBSERVACIONES
Bentonita	Hasta 16% T < 260	Aumenta 10 veces su volumen original
Metasilicato de sodio	De 1 a 3% T < 93	Econolite mayor dificultad para retardarlo, no se recomienda usarse con CaCl y NaCl
Roca volcánica	1 a 2 ft ³ /sc T < 204	Perlita mayor muy utilizado en pozos geotérmicos
Esferilita	180 lb/sc T < 426	Provee lechadas de 8 a 12 lb/gal con buena resistencia compresiva
Asfáltenos	5 a 50 lb/sc T < 110	Gilsonita mayor asfáltenos de tamaño 4 a 100µ
Nitrógeno	T < 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 ⁽³⁸⁾:

Tabla 1.7. Accesorios para la cementación primaria ⁽³⁸⁾

TIPO DE EQUIPO	PRINCIPALES FUNCIONES	UBICACIÓN
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 del 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 la lechada de cemento con agua para bombearla al fondo del pozo a través de la tubería de revestimiento y luego hacia el espacio anular en donde fraguara. La finalidad es tener buena adherencia entre las fases formación-cemento-tubería y asegurar sello efectivo que aisle las diferentes capas geológicas (estratigráficas) de la formación ⁽¹⁵⁾.

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 descubierto, 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, se recomienda exceder del 10 al 50 por ciento el volumen del cemento ⁽³⁸⁾.

- El volumen del espacio anular se puede calcular como:

$$V_{Ea}(bl) = 0.00319 * (deq^2) * prof \dots\dots\dots Ec. 2.1$$

- Volumen entre cople y zapata:

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

- Volumen de lechada:

$$V_C(bl) = Vol_{EA} + Vol_{C/Z} \dots\dots\dots Ec. 2.3$$

- Cantidad de sacos de cemento:

$$Sacos = Vol_C / Rendimiento \text{ por saco} \dots\dots\dots Ec. 2.4$$

- Agua requerida para la mezcla:

$$Agua = Sacos * Rendimiento \text{ por saco} \dots\dots\dots Ec. 2.5$$

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.

$$V_d(bl) = 0.00319 * d_{int}^2 * (Prof) \dots\dots\dots Ec. 2.6$$

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 ⁽³¹⁾:

¿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

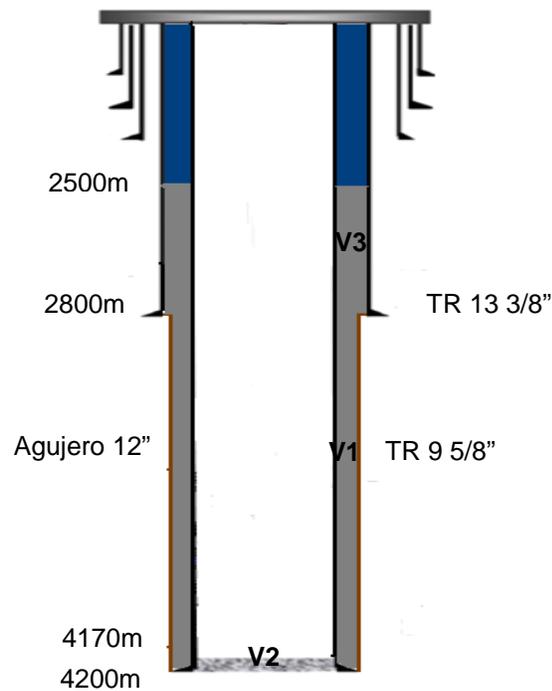


Figura 2.1 Estado mecánico del pozo del ejercicio

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, 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 gr/cm^3 a 0.36 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 del cemento a altos caudales de desplazamiento, si esto es permitido por la situación. Cuando el cemento es espumado, es necesario que el gas sea estable, o sea que las burbujas estén disperso dentro del cemento, de tal forma que tenga 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 ⁽¹⁴⁾.

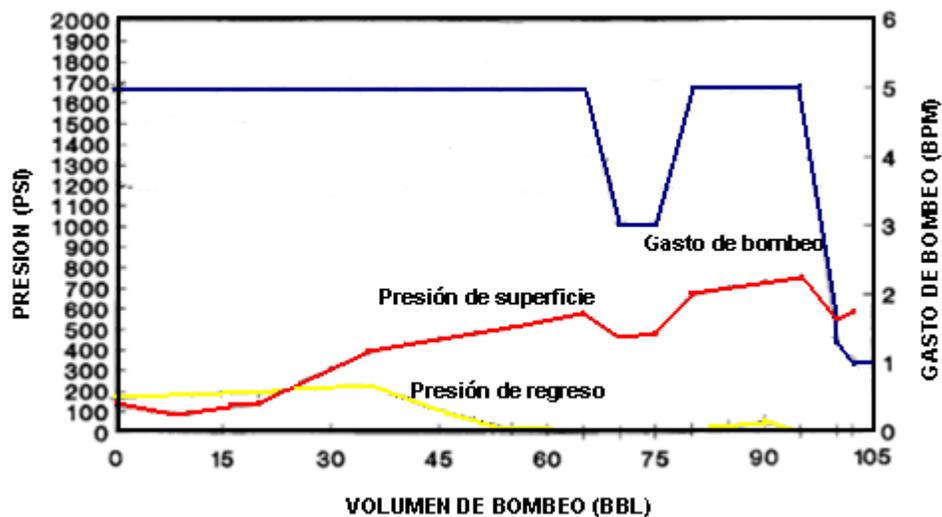


Figura 2.2 Caída libre del cemento ⁽¹⁴⁾

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).

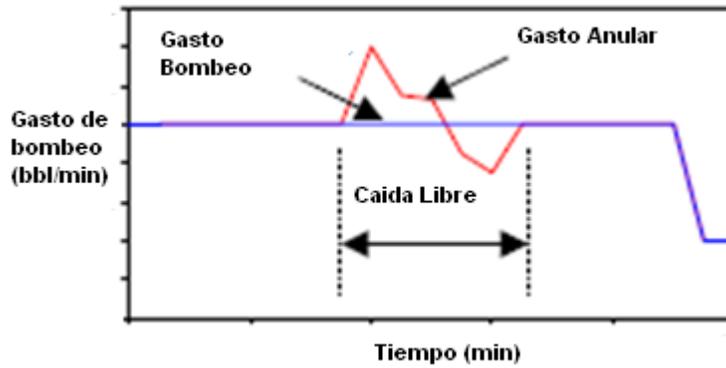


Figura 2.3. Diferencia de gasto de bombeo y espacio anular ⁽¹⁴⁾

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

$$\Delta P_{Sup} = \Delta PE_{a_{Hid}} - \Delta P_{int_{Hid}} + \Delta PE_{a_{Fr}} + \Delta P_{int_{Fr}} \dots\dots\dots Ec. 2.7$$

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

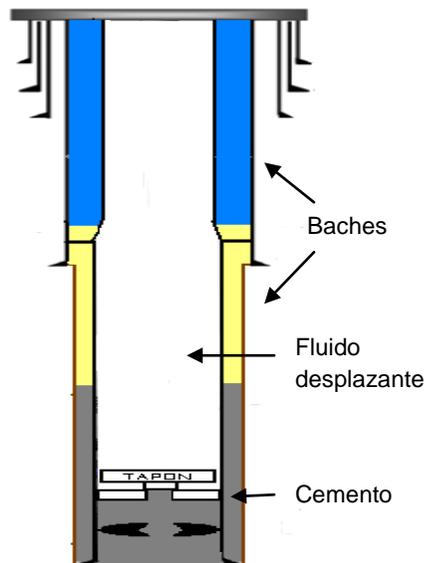


Figura 2.4 Desplazamiento del cemento

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 ⁽⁴¹⁾:

$$R_c = V_a + V_s \text{ (lt / saco)} \dots\dots\dots \text{Ec. 2.8}$$

Donde

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

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

$$\# \text{ Sacos} = \frac{V}{R_c} \text{ (Saco)} \dots\dots\dots \text{Ec. 2.9}$$

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 litros con densidad de 1.86 gr/cm³. Determine el rendimiento que tendrá el cemento, el número de sacos y el volumen de agua necesaria para mezclar el cemento.

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

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

$$Vagua = Va * Ns = 23.9 * 655 = 15.59 \text{m}^3$$

Baches lavador y espaciador

Debido a que el lodo de perforación forma enjarre en la formación y 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 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 fluido no newtoniano, viscoso, cuya densidad debe estar entre la densidad del lodo y cemento. Se bombea posterior al bache lavador y es el que estará en contacto con el cemento.

El volumen recomendado de estos baches deberá cubrir la longitud de 150 m lineales, tomando siempre el diámetro de mayor capacidad, ya sea, el diámetro correspondiente a la TR o al espacio anular ⁽⁸⁾:

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 ⁽³¹⁾.

Lo que ocurre en la cementación forzada es lo siguiente:

- La lechada es continuamente sometida a alto diferencial de presión contra medios permeables.
- 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 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 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 ⁽³⁶⁾:

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 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.

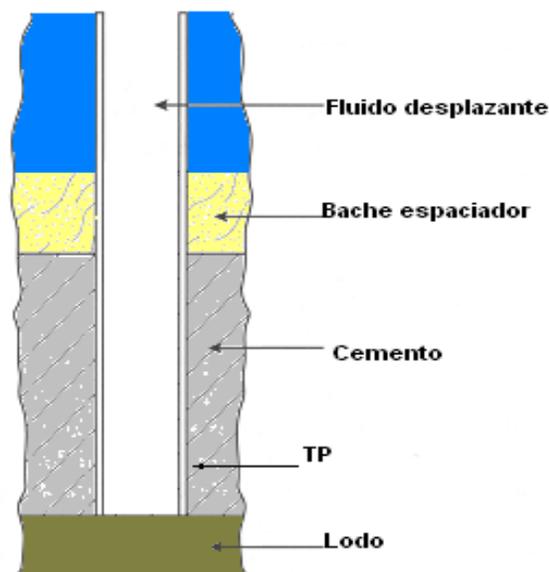


Figura 2.5. Colocación de tapón de cemento por columnas balanceadas ⁽³¹⁾

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 ésta el volumen específico de lechada de cemento. Este dispositivo contiene una válvula de descarga, generalmente de charnela que se coloca arriba del intervalo a taponar. Después de colocar el tapón retenedor el cual está compuesto principalmente de cuñas, un mandril tapón y el 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 del cemento es fácilmente controlable y esto es relativamente barata. La principal desventaja es que la cantidad disponible de lechada se limita al volumen de la cubeta.

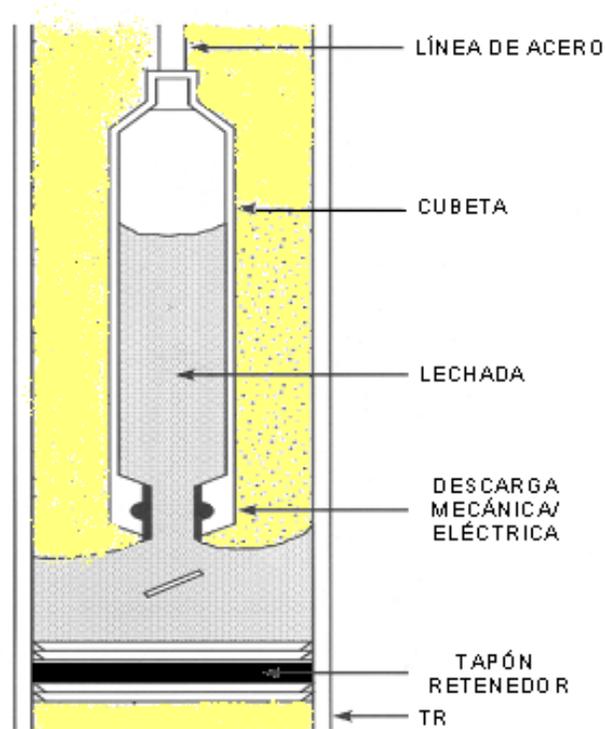


Figura 2.6. Colocación de tapón de cemento con cubeta de vaciado⁽³¹⁾

3. Técnica de doble tapón

Este método usa la herramienta especial para la colocación del tapón de cemento en el pozo a la profundidad calculada con máxima exactitud y 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 dado 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 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

El objetivo principal es representar la secuencia operativa que se ha de seguir en las cementaciones de las tuberías para mejorar la eficiencia en la operación de campo, disminuir los problemas que se presentan y el cuidado en el entorno.

2.2.1 Cementación para tubería de revestimiento

La función principal de la cementación de estas tuberías es aislar formaciones no consolidadas y evitar la contaminación alrededor del pozo; mantener el agujero limpio y evitar la probable migración de aceite, agua y gas, además de permitir la continuación de la etapa de perforación.

Las tuberías de revestimiento largas se pueden clasificar en tuberías conductoras, superficial, intermedias y de explotación, el uso de cada una de ellas depende de la etapa en la que se esté perforando. Las tuberías de

superficie tienen como función permitir la circulación y evitar derrumbes de arenas poco consolidadas, en esta etapa se instala los preventores para el control del pozo.

Las tuberías intermedias son necesarias para mantener la integridad del pozo al continuar la perforación, estas sartas se emplean para cubrir zonas débiles que pueden ser fracturadas con densidades de lodos mayores, que son necesarias al profundizar el pozo. La tubería de explotación sirve para aislar los yacimientos de hidrocarburos de fluidos indeseables, pero deben conservar la formación productora aislada, para esta tubería se debe tener cuidado en su cementación debido a que permite efectuar tratamientos de estimulación necesarios para mejorar la producción del pozo.

De acuerdo a la secuencia operativa de cementación para tubería de revestimiento larga, los pasos a seguir son mostrados en la Figura 2.7 ⁽⁸⁾:

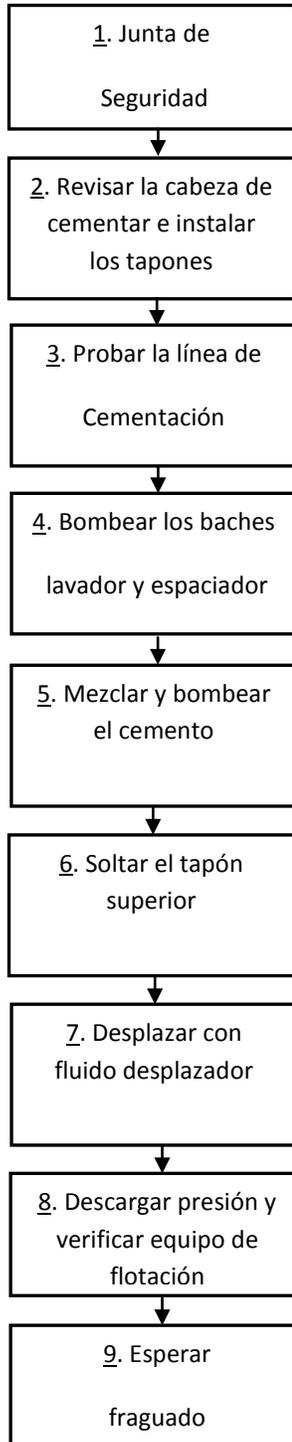


Figura 2.7 Esquema de la secuencia operativa de la cementación TR

Paso 1. Efectuar una junta de seguridad con el personal involucrado en la operación. Siempre que se realicen funciones operativas riesgosas en la que intervienen personal multidisciplinario, se debe considerar asentar las bases para la formación de procedimiento cuyo cumplimiento permita la seguridad del personal y de la operación por medio de una junta de los responsables del uso y control de la cementación. Algunos de los usuarios directos son el jefe de sección de ingeniería de cementación y estimulación, Coordinadores y auxiliares de ingeniería de cementación y estimulación, ingeniería de diseño, técnicos en herramientas especiales y operador de unidad de alta presión. Durante la junta, los involucrados revisarán los siguientes puntos, funciones y responsabilidades;

- *Solicitud.* Esta contendrá la información suficiente para el diseño y se firma por el jefe de la sección solicitante. El auxiliar de operaciones revisa que la solicitud se encuentre debidamente llenada, si la solicitud está completa y cumple con lo requerido, el jefe de sección de ingeniería de cementación y estimulación y su coordinador proceden a ordenar que se efectúe el diseño necesario para preparar y cumplir con el servicio solicitado.
- *Diseño.* Es responsabilidad de la sección de ingeniería de cementaciones y estimulaciones el diseño del tratamiento a efectuar. Algunas de las consideraciones son: (1) El cálculo de densidad de la lechada, este es considerado en no rebasar el gradiente de fractura y de poro, (2) seleccionar siempre la densidad adecuada para cada cementación de las diferentes tuberías de revestimiento, (3) el tiempo bombeable de la lechada de cemento, debe estar de acuerdo con el tiempo en preparar y bombear la lechada, soltar tapones, desplazar el cemento y un tiempo adicional de 1 a 1:30 hrs. para previstos, (4) la presencia de agua libre en la lechada tiene valores de 0 al 1.4% de acuerdo a las normas API, (5) la selección de cementaciones es responsable de certificar y aprobar los diseños propuestos por cualquiera de los laboratorios que presten servicios de prueba de cemento, misma que son respaldadas con gráficas

de pruebas de laboratorio, y (6) son responsables de elaborar o solicitar el cálculo hidráulico a las compañías de servicio a pozos que van a efectuar la cementación de la tubería de revestimiento; el cual debe seguirse durante toda la operación, siempre y cuando no existan problemas que originen modificar el cálculo.

- *Programación.* La sección de cementaciones efectúa el cálculo del volumen de cemento a utilizar en cada operación bajo los siguientes criterios: el cálculo del volumen de cemento, se determina considerando la cima de cemento programado y el volumen de cemento entre zapata y cople. El bache lavador y espaciador, se programa en función del tipo de cementación a efectuar y características de la formación, es obligación de cementaciones informar al departamento solicitante el diseño de cemento, cantidad de material y equipo a utilizar mediante un documento donde especifique toda esta información, la sección de cementaciones programa el movimiento del equipo de almacenamiento de cemento y agua, en función del tiempo necesario y suficiente para efectuar dichos movimientos y no ocasionar retrasos en el servicio. Para cementaciones que rebasen el uso de más de 30 toneladas de cemento es obligación de cementaciones tener mínimo en existencia el 50 % del volumen total del cemento antes de introducir la tubería de revestimiento y es responsabilidad de operaciones perforación el señalar la fecha y hora de cita al pozo para evitar tiempos de espera del pozo al equipo y viceversa ⁽⁷⁾.



Figura 2.8. Junta del personal de la cementación ⁽⁹⁾

Paso 2. Revisar la cabeza de cementación e instalar los tapones. Es responsabilidad de perforación tener líneas instaladas de 3 ½" caja VAM para el suministro de agua y lodo, línea de bombeo al pozo, línea al espacio anular y línea de descarga a la presa de desperdicio, así como auxiliar al personal de cementaciones en: la revisión de la cabeza de cementar, las maniobras para subir mangueras y demás equipos. Es importante verificar puntos como número del pozo o ubicación, cita en el sitio, objetivo de la prueba, tipo de fluidos de prueba, estado mecánico del pozo, disponibilidad y condiciones mecánicas de la unidad de alta presión, nivel de aceite de los motores, nivel del diesel del tanque de combustible, nivel de aceite del sistema de lubricación de las bombas, verificar herramienta de trabajo y contar con el equipo de seguridad y protección personal de uso obligatorio.

El técnico de perforación proporciona al personal de cementar todos los datos necesarios que este requiere para afinar los cálculos de la cementación así mismo verificar que su equipo de apoyo (bombas, centrifugas, malacate, etc.) se encuentren en óptimas condiciones de trabajo. Definido el programa operativo, el ingeniero de diseño solo recibe cambios del mismo cuando sea a través de su jefe inmediato. El encargado de equipo de cementar es

responsable de la preparación, bombeo de baches y lechada de cemento conforme a lo programado, así como de elaborar un reporte de falla del equipo, para su corrección inmediata y tener en condiciones el equipo para la siguiente operación.

Para facilitar la instalación de la cabeza de cementar (Figura 6), se debe desenroscar el conector ACME de la cabeza de cementar, instalar el conector necesario al tubo de ajuste y posteriormente desenroscar el resto de la cabeza, la revisión de la cabeza e instalación de los tapones se debe hacer durante la circulación.

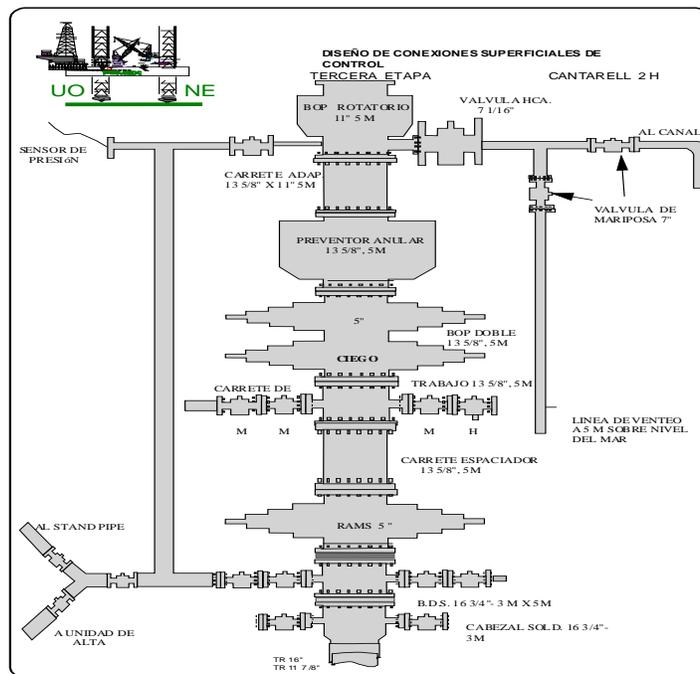


Figura 2.9. Cabeza de cementación

Paso 3. Probar línea de cementación. Las líneas de conexiones superficiales se prueban al 80 % de su capacidad durante 10 a 15 minutos, por lo general son presiones por arriba de 2000 psi. Es muy importante verificar el buen funcionamiento de los equipos de perforación, así como la limpieza de las mismas, con el objeto de evitar contratiempo en los desplazamientos de la lechada y asegurar o determinar la hermeticidad del sistema (Figura 2.10), esto

se refiere a que al generar presión no existan fugas dentro de la tubería; logrando un buen aislamiento durante el proceso de cementación.

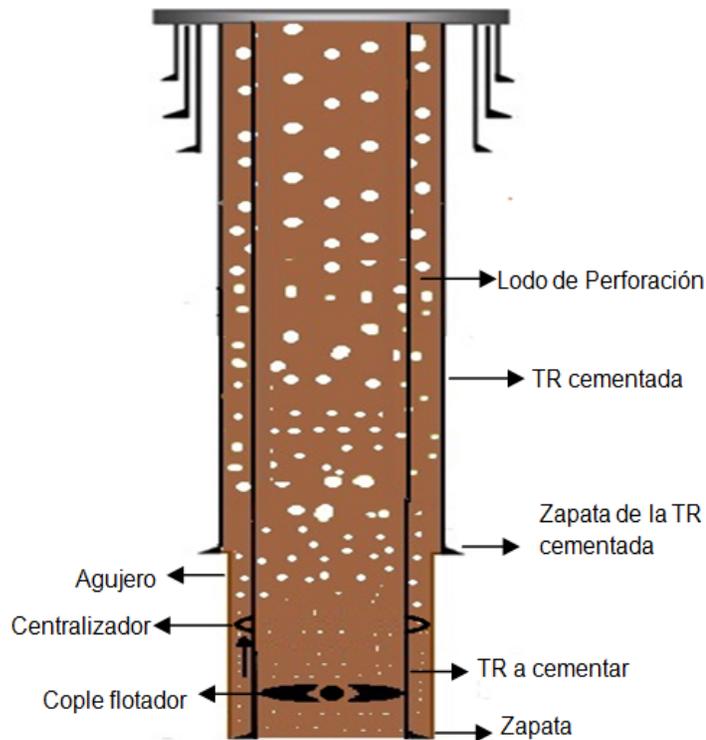


Figura 2.10. Prueba de presión

Paso 4. Bombear el bache lavador y/o espaciador (Figura 2.11). Primero se requiere conocer los diámetros interiores de la TR y su capacidad, así mismo se deben calcular las capacidades de los diferentes espacios anulares entre el agujero y el diámetro exterior de la TR. Posteriormente se calculan los volúmenes requeridos, únicamente multiplicando la capacidad por la profundidad. Los volúmenes de bache espaciador y lavador generalmente son de 3 a 5 m³ y 5 a 10 m³ respectivamente, aunque generalmente depende del espacio que se va a cubrir.

Durante una operación de cementación de tubería de revestimiento, la lechada de cemento debe desplazar la totalidad del fluido de perforación del espacio anular. Sin embargo, el contacto entre el lodo y la lechada de cemento,

generalmente resulta en una masa viscosa no bombeable en la interfase lodo cemento. En tales casos, se dice que ambos fluidos son incompatibles.

Cuando existe incompatibilidad entre los fluidos que están siendo desplazados en el espacio anular, el fluido desplazante (en este caso la lechada de cemento) tiende a canalizarse a través de la tubería de revestimiento y de la formación. Esto puede conducir a tener un aislamiento insuficiente entre zonas, requiriéndose la realización de operaciones posteriores, tales como cementaciones forzadas para corregir esta anomalía. Para evitar estos problemas, se recomienda el uso de uno o más fluidos intermedios, llamados “baches”, los cuales son compatibles con la lechada de cemento y con el fluido de perforación. Estos fluidos bombeados por delante de la lechada de cemento, son diseñados para limpiar el enjarre del lodo mismo del espacio anular, para permitir que exista buena adherencia entre las superficies en contacto y el cemento.

Los lavadores son fluidos con densidad y viscosidad muy cercana a la del agua. Estos actúan “adelgazando” y dispersando el lodo. Debido a su muy baja viscosidad, son útiles para desplazamiento en flujo turbulento. La forma más simple de un lavador es el agua dulce. Sin embargo, para obtener una mayor eficiencia de “adelgazamiento” y dispersión, se recomienda los lavadores químicos, los cuales contienen una mezcla de dispersantes que pueden ser: sulfonatos polinoftaleno, linosulfonatos y tanatos. Los surfactantes comúnmente utilizados son no iónicos (ácido graso, ésteres y alcohol etoxilado) y los aniónicos (alkil sulfonatos).

Algunas veces se han utilizado resinas de hidrocarburos en pequeñas concentraciones, las cuales forman un enjarre delgado en la pared de la formación, minimizando las pérdidas de filtrado tanto del lavador como de la lechada de cemento. Es recomendable agregar cloruro de sodio y de potasio al lavador, para proteger formaciones de arcillas.

Los espaciadores son baches con propiedades reológicas y densidades diseñadas cuidadosamente, que permiten un eficiente desplazamiento del lodo. Estos fluidos tienen un contenido de partículas sólidas mayor que los lavadores y generalmente son separadores más efectivos para evitar el contacto entre la lechada de cemento y el lodo. La forma más simple de un espaciador es una lechada de cemento de baja densidad con pérdida baja de filtrado. La principal desventaja es que normalmente son incompatibles con el fluido de perforación.

Generalmente la mejor remoción del lodo, se obtiene si la densidad del espaciador es mayor que la densidad del fluido de perforación, pero menor que la lechada de cemento. Para densificar el bache se utilizan agentes de alta densidad, generalmente insolubles, por lo que se incluye en la formulación del espaciador un viscosificante que evite los problemas de sedimentación del densificante.

El régimen de flujo recomendado para un espaciador es el turbulento, debido a que provee una mejor remoción del lodo en el espacio anular. Sin embargo, la viscosidad del espaciador deberá ser tan baja como sea posible, para alcanzar el flujo turbulento con bajos gastos.

En algunos casos, los gastos de bombeo necesarios para obtener flujo turbulento no pueden aplicarse por las limitaciones del equipo de bombeo disponible, o cuando la presión resultante por fricción pueda presentar un peligro de fractura de la formación recomendándose el flujo laminar. El volumen requerido del fluido espaciador deberá calcularse en base a un tiempo de contacto óptimo de 10 min.

Antes de bombear los baches lavadores y espaciadores, se suelta el tapón inferior para permitir un barrido del fluido de perforación a fin de minimizar la contaminación del cemento.

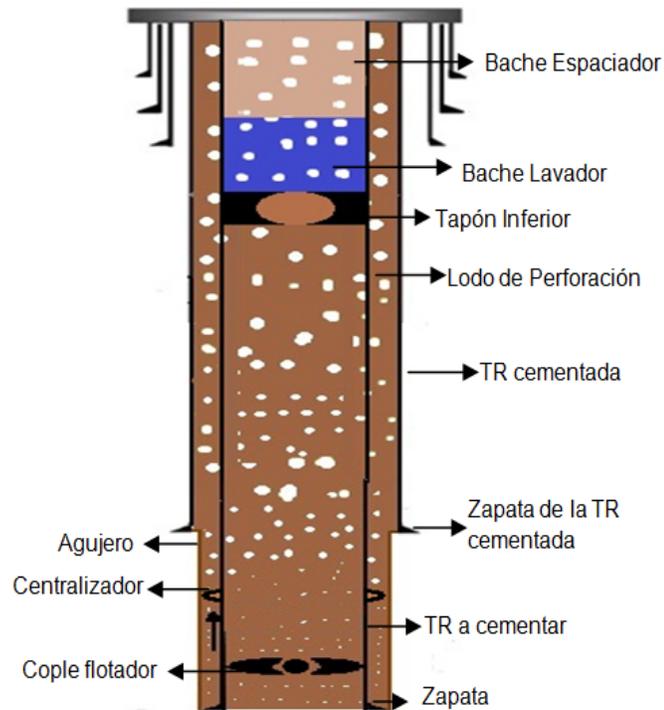


Figura 2.11. Bombeo de baches

Paso 5. Mezclar y bombear cemento (ver Figura 2.12). Pevio al bombeo del cemento se realiza un análisis en el laboratorio de las propiedades del cemento como el requerimiento de agua, densidad de la lechada, aditivos (aceleradores, retardadores, densificantes, dispersantes, controladores de filtrado, etc.), viscosidad, propiedades reologicas, entre otras. Todos los procedimientos de pruebas de laboratorio son establecidos por el American Petroleum Institute (API) en sus especificaciones Spec 10, 10A y 10B y en función de la Normatividad Materiales que se van a emplear.

La densidad de la lechada, se controla por medio de lecturas del densímetro; auxiliados con lecturas de la balanza de lodos y de presión. Una vez elaborado el cemento en el laboratorio, se procede a bombear dentro de la tubería de revestimiento. Al inicio del bombeo de cemento debe hacerse a bajo gasto para romper el gel del lodo y establecer circulación, posteriormente se bombea al gasto programado. Durante el bombeo de cemento al pozo el

encargado de la operación es responsable de vigilar el peso de la tubería de revestimiento así como la circulación para tener control de la operación.

Para la cementación de la tubería conductora los requerimientos son mínimos debido a la poca profundidad de asentamiento con promedio 50 m. De hecho, únicamente dos factores deben cumplirse que son el tiempo de bombeo y el desarrollo de la resistencia a la compresión. Para perforar la sección de pozo donde se introducen las tuberías superficiales, se emplean fluidos de control con densidades bajas, debido a que el agujero atraviesa zonas poco consolidadas. En la perforación del agujero en donde se introduce las tuberías intermedias, también se emplean fluidos de control de baja densidad, del orden de 1.40 gr/cm^3 , debido a que se atraviesan zonas débiles poco consistentes. Al igual que en la tubería de superficie, se emplean dos lechadas de diferentes densidades para estas tuberías; la primera lechada de densidad baja sin perder de vista que se encuentre dentro de la ventana operativa, y la segunda lechada con densidad normal del cemento (1.79 gr/cm^3). Para tuberías intermedias, se emplean de la misma manera fluidos con baja densidad y con dos tipos de lechadas como las anteriores. Por último el uso de tuberías de explotación, en la mayoría de los pozos del sistema, la primera tubería de revestimiento de explotación cementada es una tubería corta de 7", 5 1/2" o 3 1/2" de diámetro.

La obtención del tiempo de desplazamiento de la lechada al espacio anular, se obtiene al calcular el volumen de la tubería de revestimiento a cementar, así como también es importante obtener el tiempo de fraguado el cual puede ajustarse empleando un agente retardador o un acelerador dependiendo del tiempo necesario para efectuar la operación completa de cementación, que comprende: el tiempo para preparar y bombear la lechada al pozo, el tiempo para soltar el tapón de limpieza y el tiempo para efectuar el desplazamiento, más un factor de seguridad de una a una hora y media.

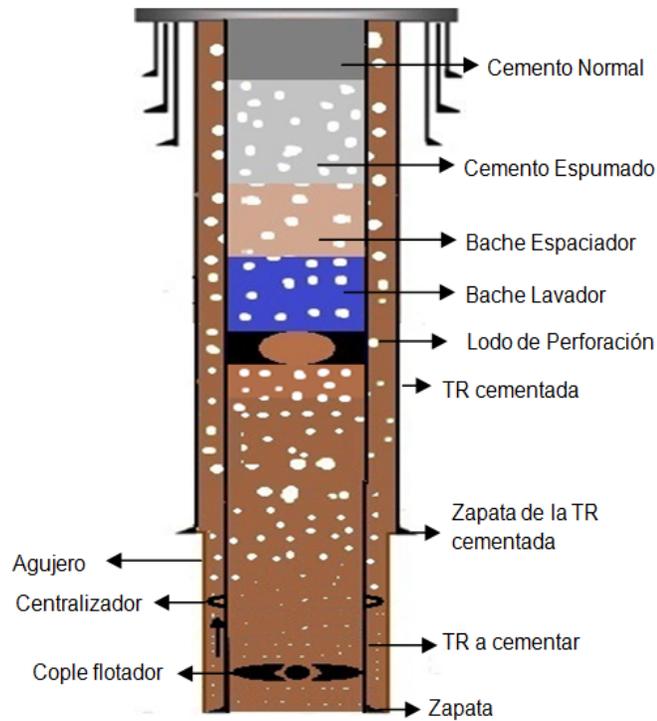


Figura 2.12. Bombeo de cemento

Paso 6. Soltar el tapón superior por medio del indicador que se localiza en la cabeza de cementar (Figura 2.13). El tapón superior difiere del tapón inferior en que el primero es de hule sólido, mientras que el inferior tiene un diafragma delgado que se rompe. Cuando el tapón inferior llega al cople retenedor el diafragma se rompe, permitiendo el paso de la lechada de cemento hacia la zapata guía y de aquí al espacio anular.

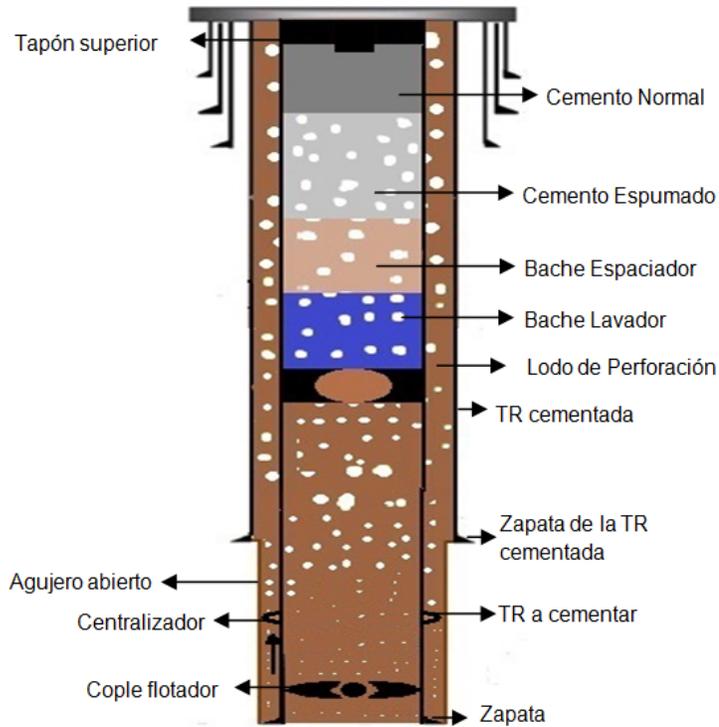


Figura 2.13. Soltar tapón superior

Paso 7. Desplazar con fluido desplazante (Figura 2.14). Al liberar el tapón de desplazamiento (superior) 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 de detectar su salida por medio del indicador del paso del tapón.

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.

Una vez que se observe un incremento de presión (presión final), indicativo de que el tapón de desplazamiento llegó al cople de retención, se suspende inmediatamente el bombeo del lodo.

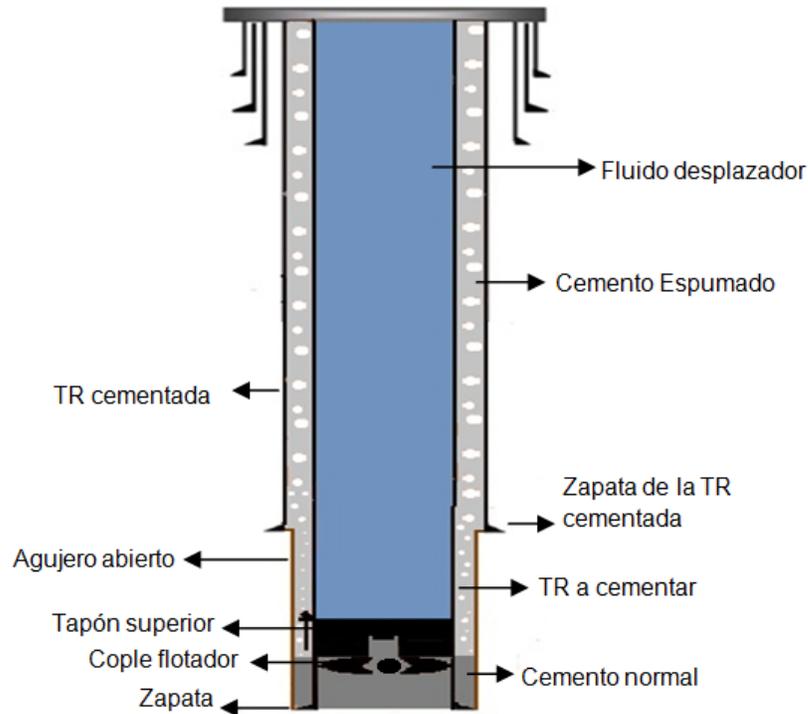


Figura 2.14. Desplazamiento de lechada

Paso 8. 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 represionado con presión diferencial.

Paso 9. Esperar 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.

2.2.2 Cementación para tubería de revestimiento corta (liner)

La tubería de revestimiento corta o liner es empleada para adaptar la parte descubierta del pozo bajo la última tubería de revestimiento. La tubería corta se extiende desde la profundidad de asentamiento hasta traslapar unos 30 m (100 pies) dentro de la parte inferior de la tubería de revestimiento intermedia.

El liner se ensambla tubo a tubo en la mesa rotaria e introducida dentro del pozo. Se utiliza un equipo de flotación y algunas veces un cople de asentamiento, usado para recibir el tapón limpiador de liner. Los centradores también son un equipo indispensable en la colocación de un liner. Una mejor centralización permite una buena eficiencia de desplazamiento del lodo. Así como también se utiliza un empacador permanente que se coloca debajo de la camisa soltadora (boca de tubería corta). Su objetivo es, básicamente, el control del pozo cuando se tenga pérdidas parciales o totales y cuando exista la posibilidad de que el pozo se descontrole. Para activar el empacador se aplica peso de 25-30 tons para romper seguros y activar el mecanismo. El proceso operativo es el siguiente:

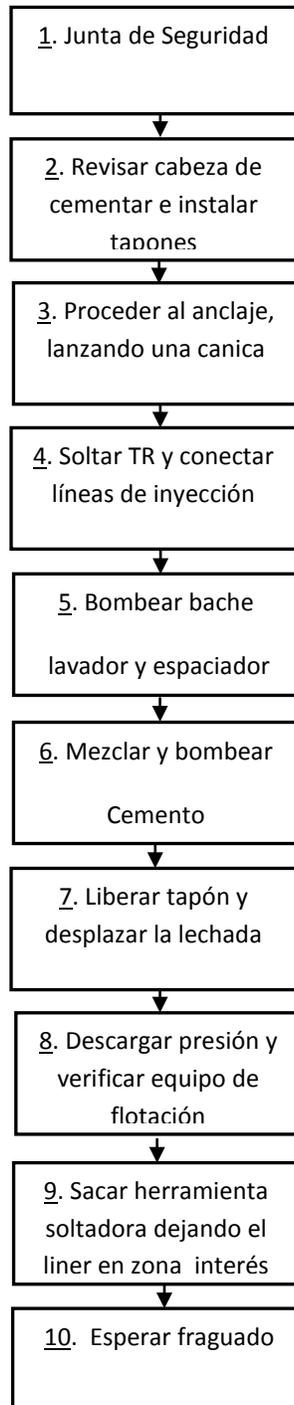


Figura 2.15 Esquema de la secuencia de cementación para liner

Paso 1. Realizar una junta de seguridad con el personal operativo. Al igual que el primer paso de cementación en tubería (TR), se debe de realizar una reunión del personal para sentar las bases de información del procedimiento cuyo cumplimiento permita la seguridad del personal y de la operación. Algunos de los usuarios directos son el jefe de sección de ingeniería de cementación y estimulación, coordinadores y auxiliares de estimulación, ingeniería de diseño, técnicos en herramientas especiales y operador de unidad de alta presión.

Al inicio el pozo se encuentra con un determinado volumen de fluido como se muestra en la Figura 13. Este caso corresponde a intervalos depresionados donde el pozo no se encuentra lleno y el fluido de control llega hasta cierto nivel equivalente a la presión estática de la formación.

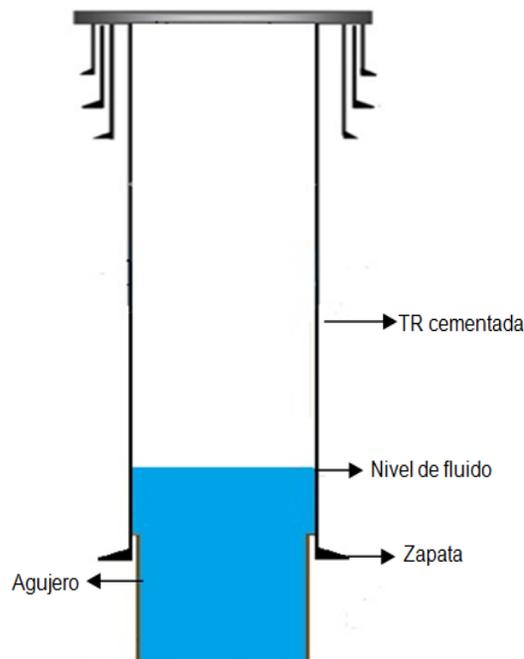


Figura 2.16 Estado mecánico antes de la cementación

Paso 2. Revisar la cabeza de cementación e instalar los tapones. La cabeza de cementar se instala sobre un tubo de ajuste y con el tapón instalado, (la revisión

de la cabeza y la instalación del tapón, puede efectuarse durante la circulación, ver Figura 2.17) si se trata de un colgador hidráulico, hay que soltar la canica antes de instalar la cabeza. Después de instalar el tubo de ajuste y la cabeza de cementar, tomar la sarta de perforación por el ultimo cople del tubo de ajuste, si se trata de colgador hidráulico y dependiendo del peso del liner, se determina colocar el elevador en la parte superior de la cabeza de cementar.

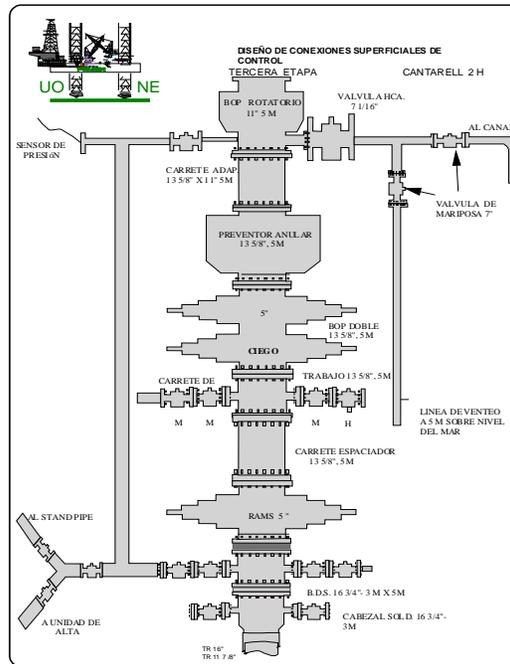


Figura 2.17. Cabeza de cementación e instalación de tapones

Paso 3. Para proceder al anclaje, se lanza una canica que se aloja en un asiento que para tal efecto tiene el cople de retención. Esta canica rompe los pernos de corte que accionan el mecanismo de cuñas del colgador al aplicar presión por TP, el anclaje se comprueba cargando peso. Así como también se verifica equipo de flotación con diesel o agua.

Paso 4. Para soltar la TR se procede de la siguiente manera: descargar el peso de la TR en el colgador cargando de 5 a 10 toneladas de peso de TP. Para verificar el anclaje, girar la TP a la derecha para soltar. Para comprobar si soltó, levantar una longitud menor a la longitud del agujijón o mandrill de sellos y observar el peso de la TP en el indicador de peso. Posteriormente se carga peso

a la TR, después se conecta las líneas de inyección y se efectúan preparativos realizando pruebas de compatibilidad de lodo frentes lavador y separador-cemento.

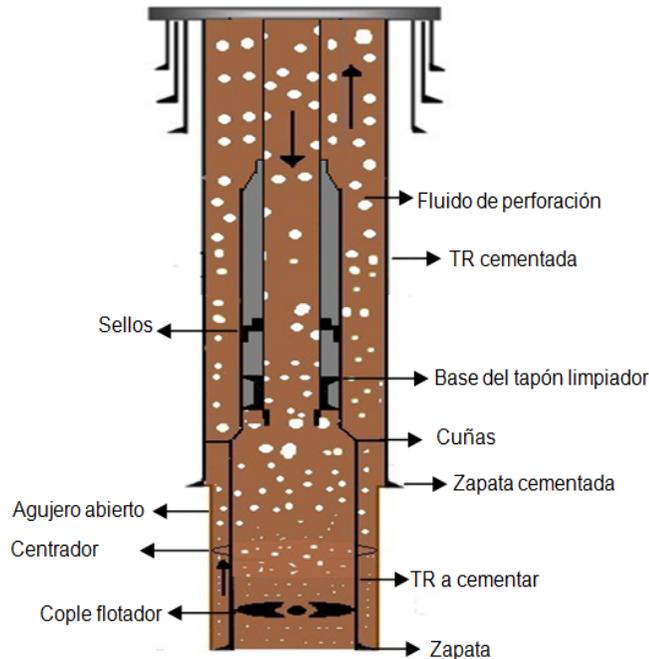


Figura 2.18. Circulación de fluido con liner

Paso 5. Se bombea bache lavador y/o espaciador (ver Figura 2.19). Para la preparación de baches se requiere de un equipo móvil para la preparación, con capacidad mínima de 50 barriles y capacidad mínima de mezclado de 1 tonelada por minuto. Normalmente para el bombeo se inicia con un frente lavador y un frente espaciador con el propósito de lavar y acarrear los recortes de la formación. El frente lavador es un fluido newtoniano, normalmente agua con surfactante y densidad cercana a 1.0 gr/cm^3 . El frente espaciador es viscoso y se comporta como fluido no newtoniano. La densidad de este frente espaciador debe estar entre la densidad del lodo y la del cemento. El volumen recomendado de los baches lavador y espaciador depende de los diámetros interiores de la TR y su capacidad, así mismo se deben calcular las capacidades de los diferentes espacios anulares entre el agujero y el diámetro exterior de la TR. Posteriormente se calculan los volúmenes requeridos, únicamente multiplicando la capacidad por

la profundidad. Cuando los baches son espumados, es posible determinar la fracción para cada profundidad por medio de una ecuación que involucra la relación de gastos gas/fluido, presión (P), temperatura (T), y el factor de compresibilidad (Z), los cuales varían en cada punto de análisis.

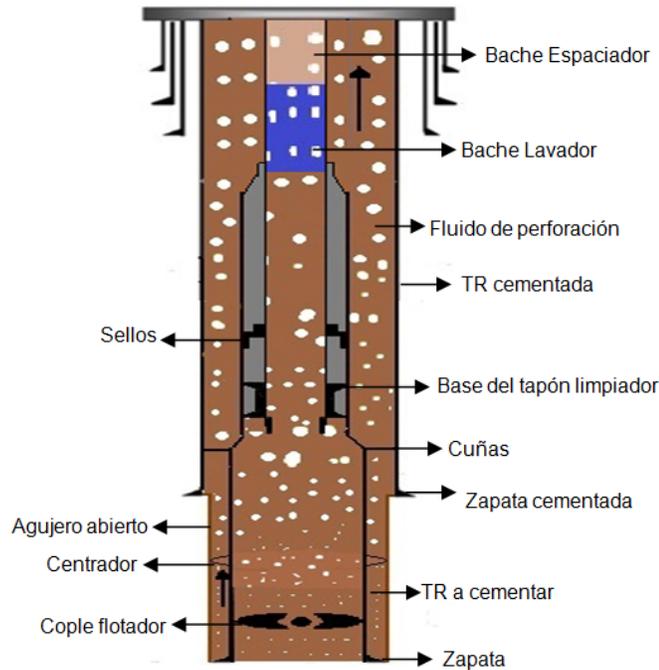


Figura 2.19 Bombeo de bache lavador y espaciador con liner

Paso 6. Mezclar y bombear cemento (ver Figura 2.20). Cuando se aplica cemento espumado es necesario calcular las propiedades del cemento espumado como es la fracción, la determinación de volumen en el fondo, la determinación del gasto en el fondo, la densidad de la mezcla y la presión hidrostática generada por el cemento espumado. La determinación de la fracción de la espuma es la expresión de la calidad pero en la forma decimal. Los fluidos con gas con fracciones hasta de 0.54, son sistemas dispersos en el cual las burbujas de gas no están en contacto físico; arriba de 0.54 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 menores de 0.54 de fracción, una calidad de fracción muy alta son generalmente limitadas a condiciones de temperaturas y presiones cercanas

a la superficie, debido a la expansión del gas provocado por la baja presión a pocas profundidades.

Es importante determinar también el volumen de nitrógeno en el fondo, esta puede ser calculada una vez conocida la fracción, ya que el volumen del gas es igual al volumen del espacio anular de la tubería por la fracción del gas; por lo tanto, entre mayor profundidad; habrá mayor presión en el pozo lo cual provoca compresión del gas y disminución del volumen del Nitrógeno. Por ejemplo, con un volumen anular de tubería de 0.74 bbl a la profundidad de 250 m y fracción de gas de 0.23, el volumen de gas es de 15.29 scf; ahora con el mismo volumen anular de tubería pero a la profundidad de 730 m y fracción de gas de 0.12; el volumen de gas es de 8.144 scf.

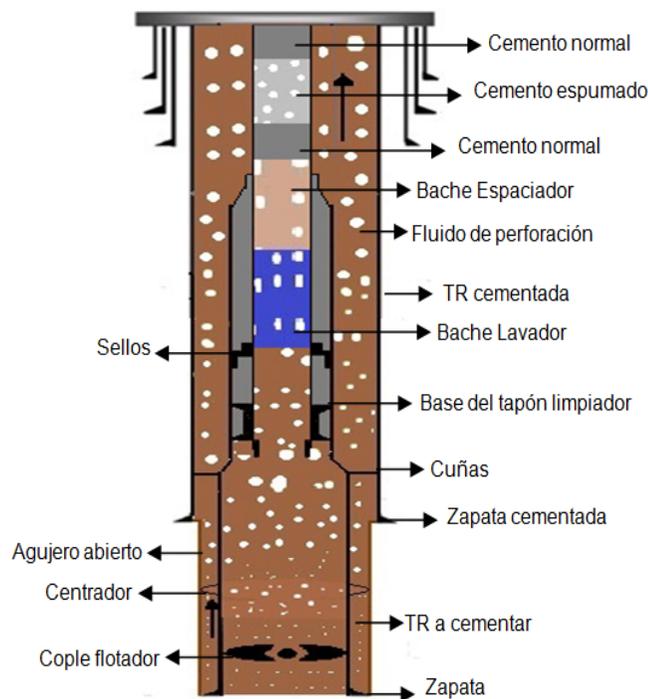


Figura 2.20 Bombeo de cemento con liner

Paso 7. Liberar Tapón y desplazar la lechada. Al liberar el tapón de desplazamiento se verifica la salida del tapón por medio del indicador de paso. 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 (ver Figura 2.21). Se continúa el desplazamiento recomendándose disminuir el gasto faltando 10 barriles del volumen de desplazamiento programado.

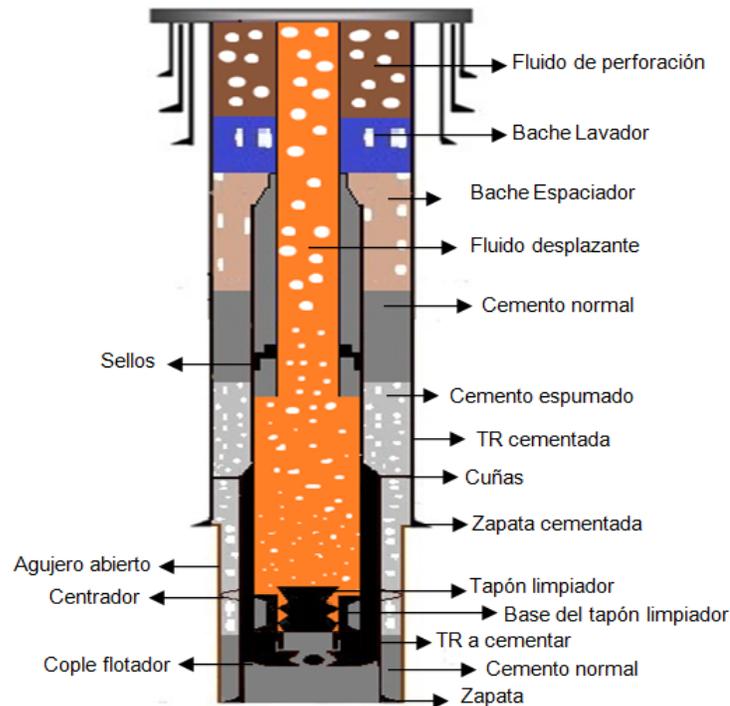


Figura 2.21 Desplazamiento de cemento con liner

Paso 8. 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. Si al descargar la presión se observa que no se suspende el flujo del lodo, cerrar la válvula de descarga 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 el pozo represionado con presión diferencial.

Paso 9. Sacar la herramienta soltadora dejando únicamente el liner cementado en la zona de interés (ver Figura 2.22). La forma de cómo dejar el liner va a depender de la técnica y tipos de liner. La mayoría de los liners se componen de

una sección de empacador sección para correr la herramienta, zapata, cople flotador y cople retenedor.

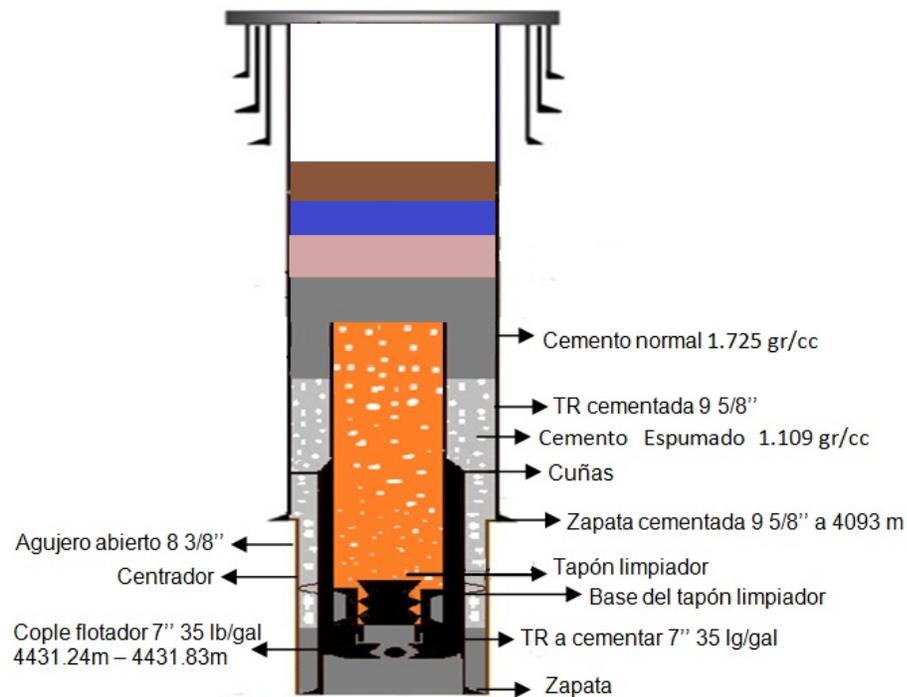


Figura 2.22 Colocación de la cementación con liner

Paso 10. Esperar 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.

CAPITULO 3. HIDRAULICA DE LA CEMENTACION

EL sistema hidráulico de un pozo consiste en el bombeo de fluido desde la superficie dentro de la tubería de perforación y regresando por el 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 ⁽¹⁷⁾;

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

3.1 PRESIÓN POR HIDROSTÁTICA

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

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

En algunas operaciones de perforación y terminación, el 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 la 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:

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

Debido a que el gas se encuentra en contacto con el fluido incompresible, se requiere calcular la densidad de la mezcla que involucre la densidad del líquido y densidad del gas para después poder conocer la presión que ejerce dicho fluido. En una operación de cementación con gas (N2, CO2 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 ⁽¹⁷⁾.

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

En donde la densidad del gas es:

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

El comportamiento del gas puede estar descrito de la siguiente manera ⁽¹⁶⁾:

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

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

Por lo tanto, la densidad del gas puede ser expresado como 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 ⁽²⁷⁾ (ver Anexo B). La siguiente ecuación representa la densidad obtenida por la ley de los gases:

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

La densidad del gas a cierta 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:

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

En el punto de observación:

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

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

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

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

Sustituyendo la temperatura, presión y número de mol del gas (N₂) en superficie, se reduce la ecuación a:

$$\begin{aligned} \#n &= 1mol \text{ } N_2 = 0.028018Kg \\ T_{Sup} &= 15.45^{\circ}C = 288.6K \\ P_{Sup} &= 1atm = 101353Pa \\ V_{Sup} &= 1mol = 22.4L = 0.0224m^3 \\ Z_{Sup} &= 1 \end{aligned}$$

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

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

3.2 PRESIÓN POR FRICCIÓN

Para determinar la perdida 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 determinara 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 el flujo homogéneo sea deseable para poder llevar a cabo el trabajo de cementación espumada. En otras palabras, la 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 la mezcla consistente a determinadas temperaturas y presiones⁽¹³⁾.

Las espumas son clasificadas como fluidos no newtonianos porque poseen una relación no lineal entre la velocidad de corte y 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 fluido pseudoplástico a velocidades de corte menores de 420 sec^{-1} y se comporta como plástico de Bingham a velocidades de corte mayores a 420 sec^{-1} . La viscosidad aparente se encuentra en la velocidad puntual de corte. También es dependiente de cada factor como la fracción de gas, viscosidad del fluido, y temperatura.

La reología del cemento espumado a altas velocidades fue examinada por Al-Mashat ⁽¹⁾. El autor reporta las siguientes conclusiones:

- 1.- La viscosidad del cemento espumado se incrementa proporcionalmente con 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 de gas.

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

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

Esta ecuación fue limitada para velocidades de corte mayores que 1700 sec^{-1} 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 espumado deberá tomar las siguientes consideraciones ⁽³⁰⁾:

- 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 ⁽³⁴⁾ en sus estudios de altas temperaturas sobre el modelo reológico espumado. Dicho modelo fue incorporado para la solución pseudoplástica (Herschel-Bulkley) llegando a las conclusiones expuestas 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 23.88 a 148.88 °C, es mayor en bajas fracciones que en altas fracciones. Esto se debe a que los fluidos tienen el comportamiento que a mayor temperatura menor viscosidad y los gases presentan el comportamiento inverso, por lo tanto entre mayor gas contenga el fluido, se comportará 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 espuma usando el modelo de Harris-Reidenbach ⁽³⁴⁾, se determina primero el punto de cedencia del fluido. Si la fracción es menor o igual que 0.6 entonces:

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

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

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

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

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

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:

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

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

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

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

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

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

Con la siguiente ecuación se encuentra la velocidad,

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

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 ⁽¹³⁾.

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

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

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

Tabla 3.1 Obtención del factor de fricción

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

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

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

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 causara pérdida de presión, la cual es insignificante comparada con la que genera la hidrostática y la fricción.

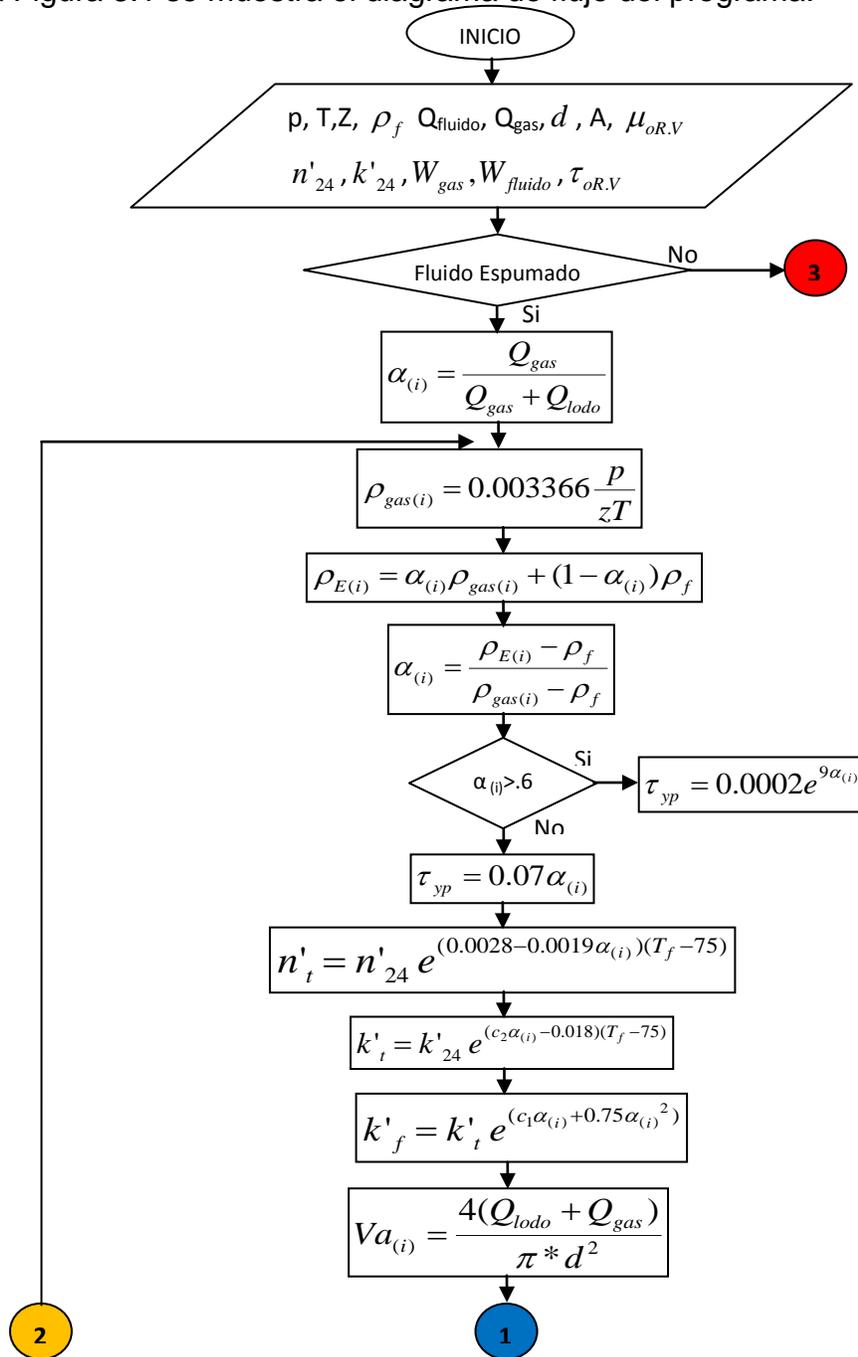
$$\left(\frac{dP}{dD}\right)_{Acc} = \left(\frac{W_{gas} + W_{fluido}}{A}\right) \left(\frac{W_{gas}}{W_{gas} + W_{fluido}}\right) \frac{dv}{dD} \frac{dP}{dD} \dots\dots\dots Ec. 3.28$$

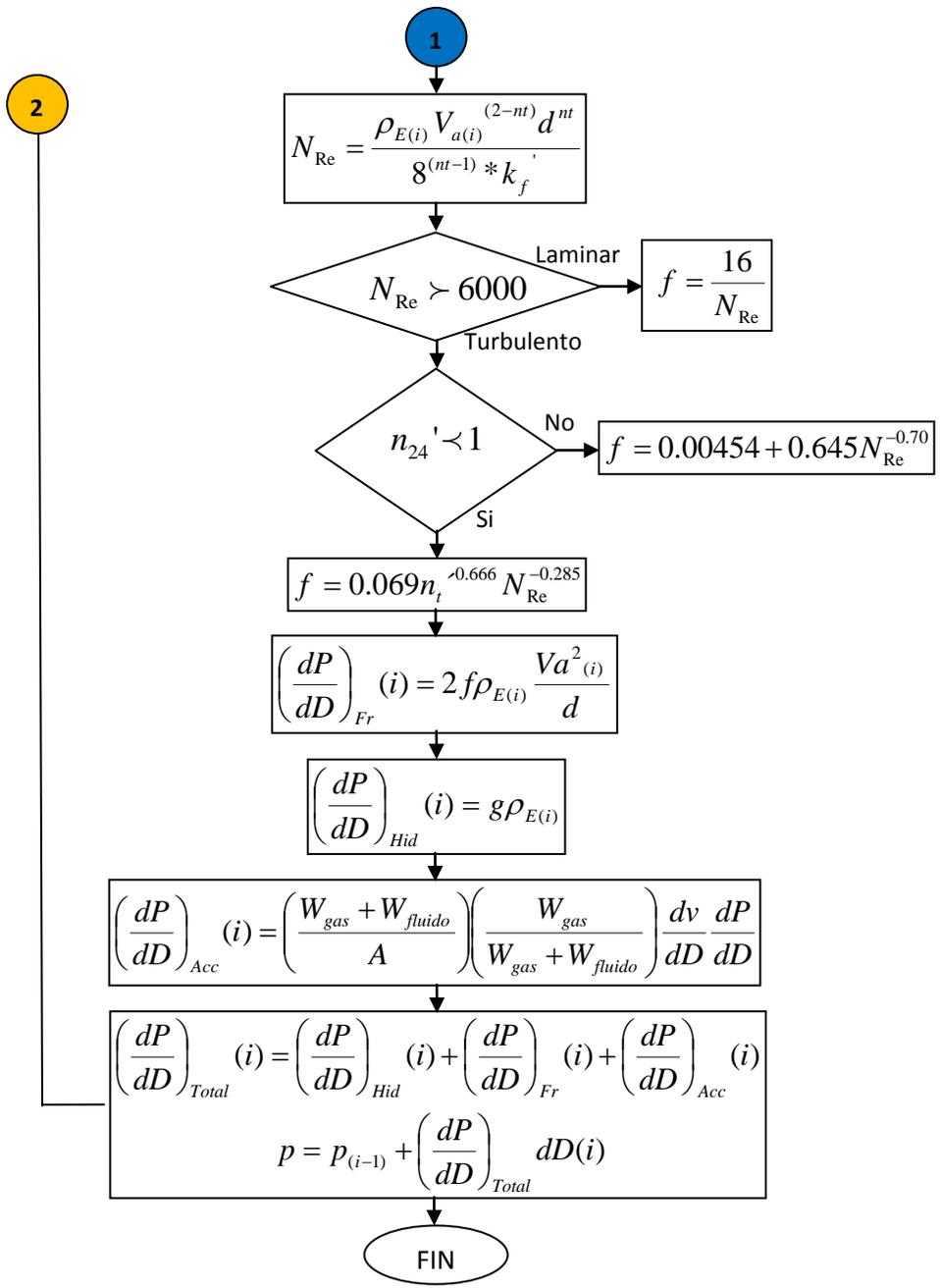
Por lo tanto la ecuación de conservación de masa y energía, estará dada por la siguiente ecuación:

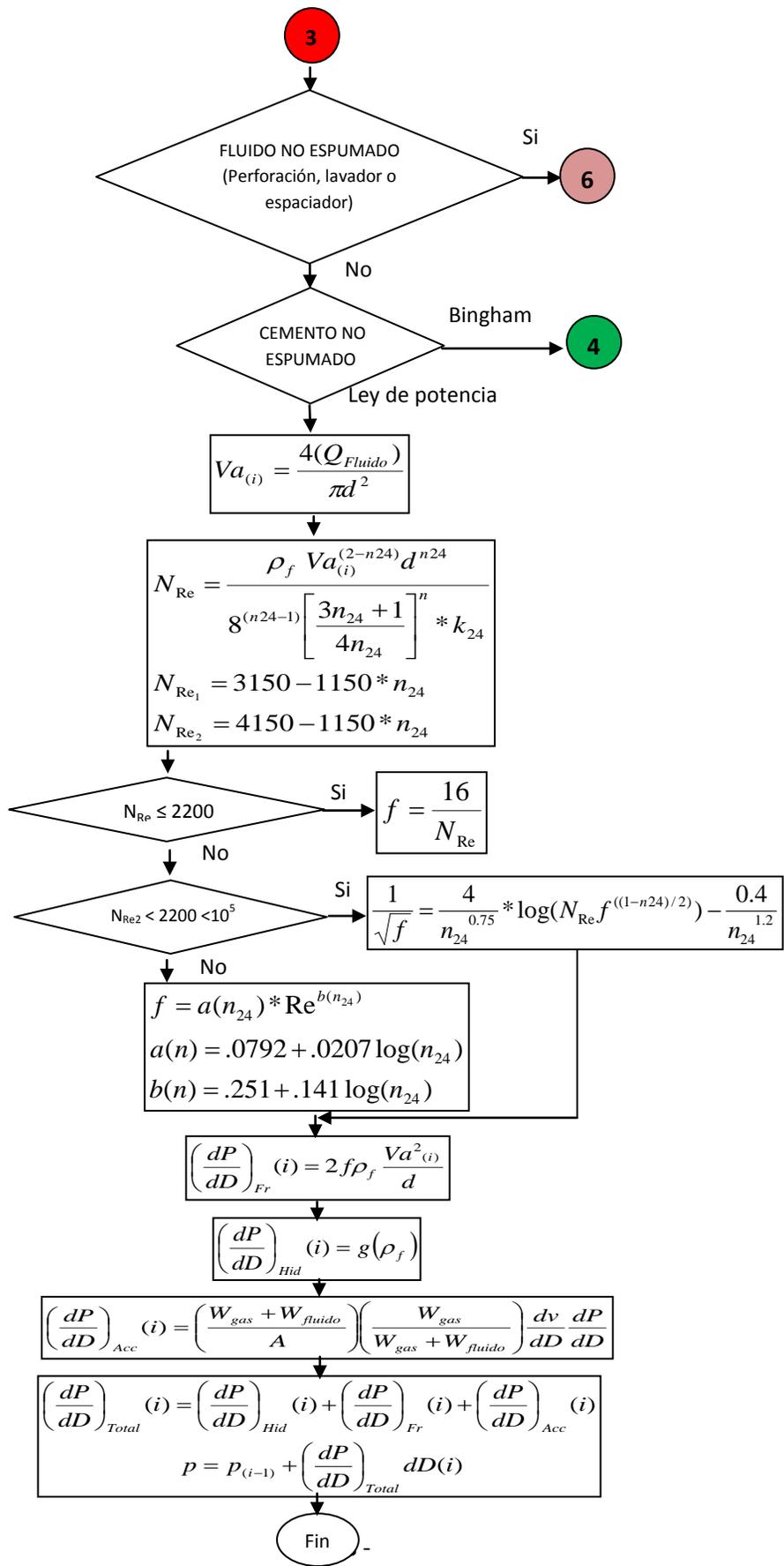
$$\left(\frac{dP}{dD}\right)_{Total} = g\rho_{Esp} + 2f\rho_{Esp} \frac{Va^2}{deq} + \left(\frac{W_{gas} + W_{fluido}}{A}\right) \left(\frac{W_{gas}}{W_{gas} + W_{fluido}}\right) \frac{dv}{dD} \frac{dP}{dD} \dots Ec.3.29$$

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.







4

$$Va_{(i)} = \frac{4(Q_{Fluido})}{\pi d^2}$$

$$\mu_o = Exp[0.98151 * \ln(\mu_{oR.V.}) - 0.03832]$$

$\mu_{oR.V.} =$ Lectura del viscosimetro

$$\tau_o = [(1.193 * \tau_{oR.V.}) - 1.611]$$

$\tau_{oR.V.} =$ Lectura del viscosimetro

$$He = \frac{\tau_o \rho_f (d^2)}{\mu_o^2}$$

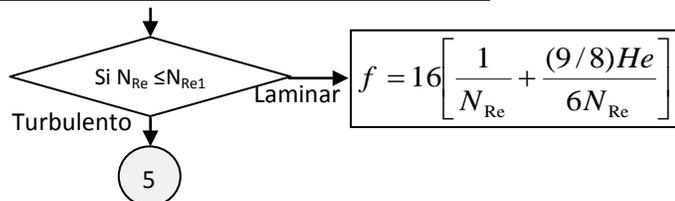
$$\alpha_c = \frac{3 \left(\frac{2He}{24500} + \frac{3}{4} \right) - \sqrt{\left(\frac{2He}{24500} + \frac{3}{4} \right)^2 - 4 \left(\frac{2He}{24500} \right)^2}}{2 \left(\frac{He}{24500} \right)}$$

$$N_{Re_2} = \frac{He(0.968774 - 1.362439\alpha_c + 0.1600822\alpha_c^4)}{8\alpha_c}$$

$$N_{Re_1} = N_{Re_2} - 577 * (1 - \alpha_c)$$

$$N_{Re} = \frac{Va_{(i)}(d)\rho_{Fl}}{\mu_o}$$

$$N_{Re_3} = 4150 - 1150 * n_{24}$$



5

He	a	b
$\leq 0.75 \times 10^5$	0.20656	0.3780
$\leq 0.75 \times 10^5 < \text{He} \leq 1.575 \times 10^5$	0.26365	0.38931
$> \leq 1.575 \times 10^5$	0.20521	0.35579

$$f = a * [N_{Re}]^b$$

$$\left(\frac{dP}{dD}\right)_{Fr} (i) = 2f\rho_f \frac{Va^{2(i)}}{d}$$

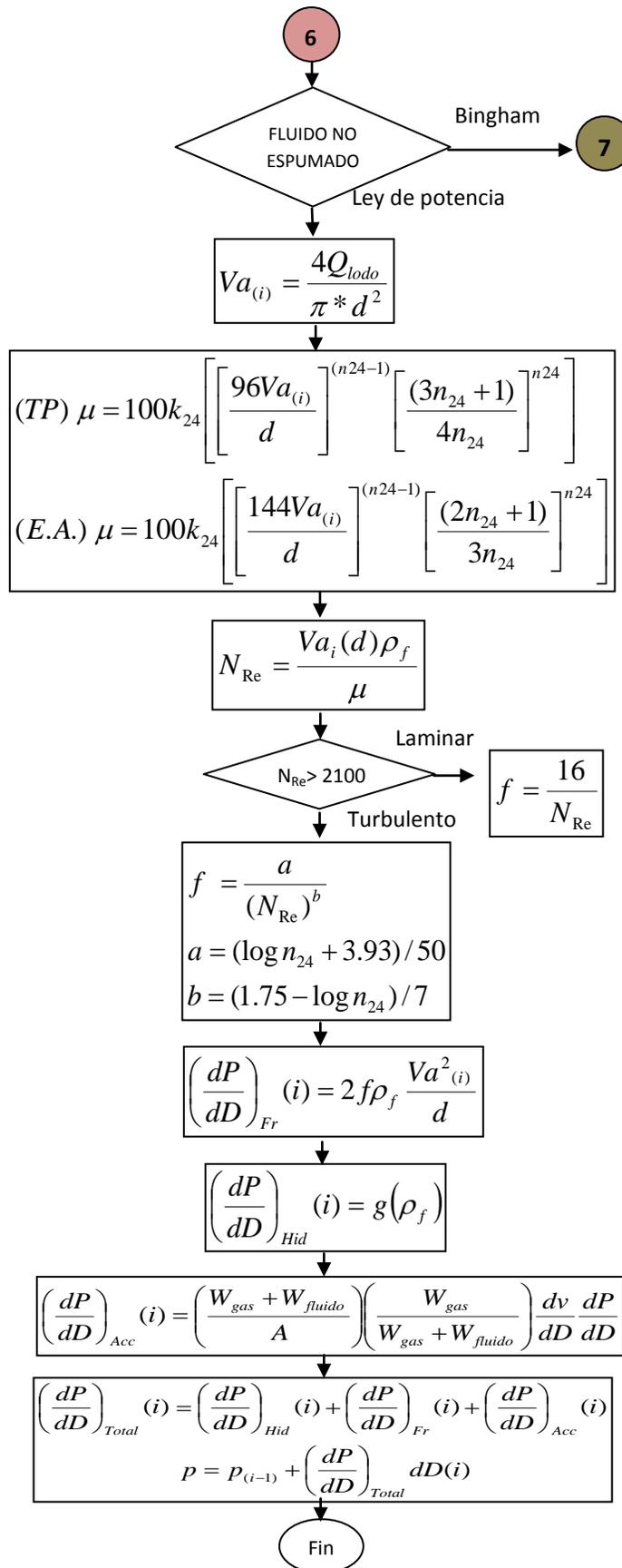
$$\left(\frac{dP}{dD}\right)_{Hid} (i) = g(\rho_f)$$

$$\left(\frac{dP}{dD}\right)_{Acc} (i) = \left(\frac{W_{gas} + W_{fluido}}{A}\right) \left(\frac{W_{gas}}{W_{gas} + W_{fluido}}\right) \frac{dv}{dD} \frac{dP}{dD}$$

$$\left(\frac{dP}{dD}\right)_{Total} (i) = \left(\frac{dP}{dD}\right)_{Hid} (i) + \left(\frac{dP}{dD}\right)_{Fr} (i) + \left(\frac{dP}{dD}\right)_{Acc} (i)$$

$$P = P_{(i-1)} + \left(\frac{dP}{dD}\right)_{Total} dD(i)$$

Fin



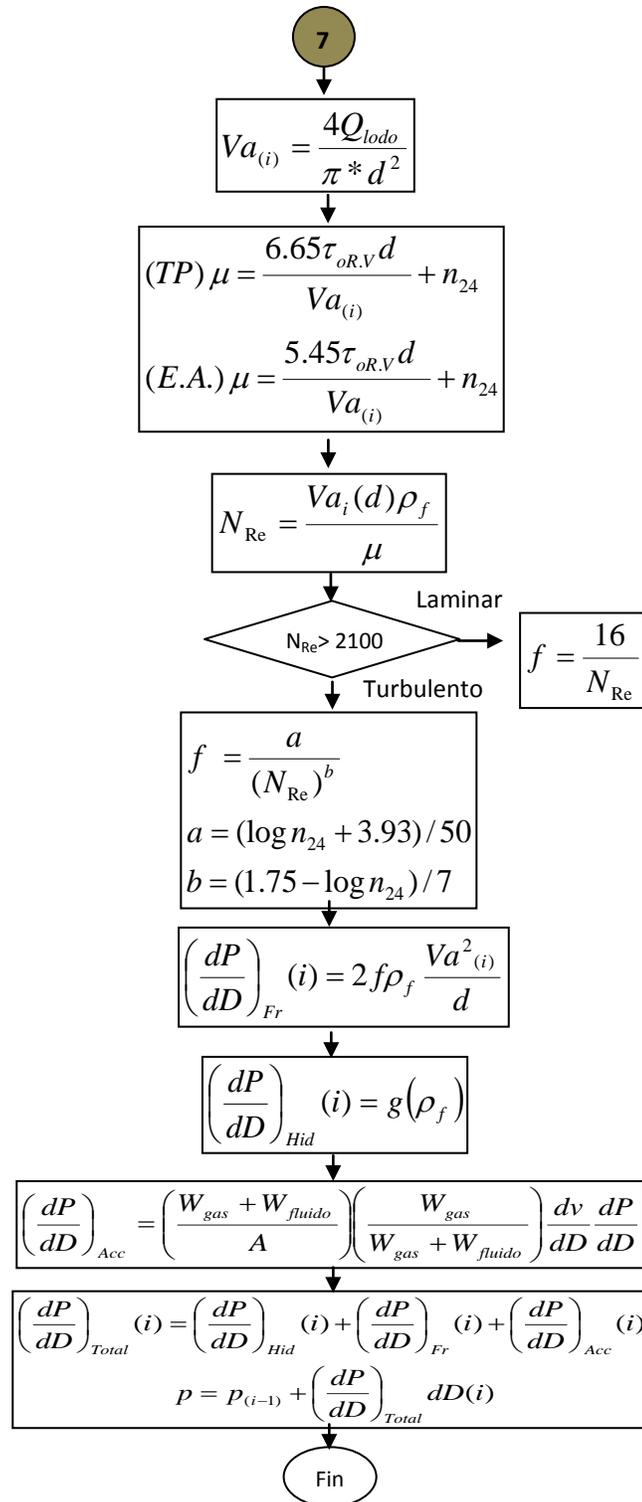


Figura 3.1 Diagrama de flujo del programa

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

4.1 TEORÍA DE LA ESPUMA: PROPIEDADES FISICOQUÍMICA 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 fluido y sólido con densidad baja y 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 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 esto son las espumas presentes en la cerveza y refrescos que se 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 del 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, la formación de espuma consiste simplemente en la formación, elevación y la agregación de burbujas del líquido en que la espuma pueda existir.

En espumas monodispersas, cuando la fracción de volumen del gas disperso está por debajo de 0.74, las burbujas de espuma son generalmente esféricas encontrándose dentro de una cara cubica central o hexagonal sin alguna deformación. 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 0.74, 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"⁽²³⁾.

La espuma formada solo por 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 facilitará 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-líquido. Tensoactividad.

El proceso de tensoactividad es en el cual influyen sustancias por medio de la tensión superficial entre dos fases; dicha propiedad las obtiene a través de su estructura atómica. Los tensoactivos se componen de una parte hidrófoba o hidrófuga y el resto de 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 ⁽¹⁶⁾ (ver Figura 4.1).

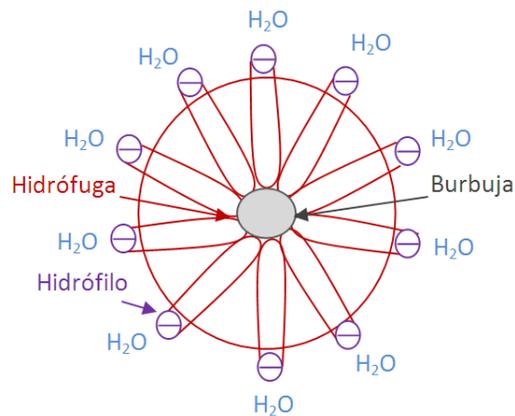


Figura 4.1. Proceso de tensoactividad

Las burbujas que se forman representan aumento del aire superficial gas-líquido. 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.

El surfactante es una sustancia cuya molécula posee grupo hidrófilo y grupo hidrófobo o lipofílico (el dodecilsulfonato 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 del champús).

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

Separación de las burbujas por gravedad. Acumulación de burbujas

Sin embargo, la formación del 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.

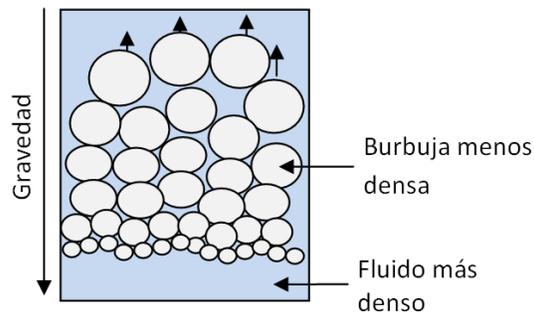


Figura 4.2 Acumulación de burbujas

Efecto Gibbs-Marangoni

Es aquí donde el tensoactivo juega el papel determinante en lo que se conoce como efecto Gobbs-Marangoni. Cuando la 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 Γ 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 ε .

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

Donde γ es la tensión, A es el área superficial (suma de las caras expuestas a la superficie) y Γ la adsorción. El coeficiente 2 indica que la película está comprendida por dos superficies gas-líquido. Como lo indica la Figura 4.3, se tiene 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 el fenómeno denominado inestabilidad de Marangoni, el cual se puede observar en las cocinas cuando se le agrega una gota de detergente líquido al fregadero lleno de agua, en la superficie quedan gotas de aceite flotando. El gradiente de tensión produce la 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 al mecanismo denominado Gibbs-Marangoni que confiere cierta elasticidad a la 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.

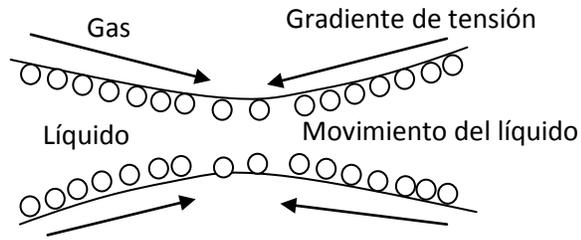


Figura 4.3 Efecto Gibbs-Marangoni

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 Γ a la tensión γ 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 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.

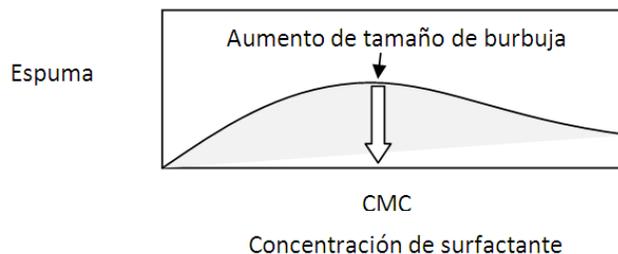


Figura 4.4. Variación típica de la espuma con la concentración del tensoactivo

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 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 segregación gravitacional de las burbujas, las burbujas más grandes tienen mayor empuje que el de las pequeñas (ver figura 4.5)

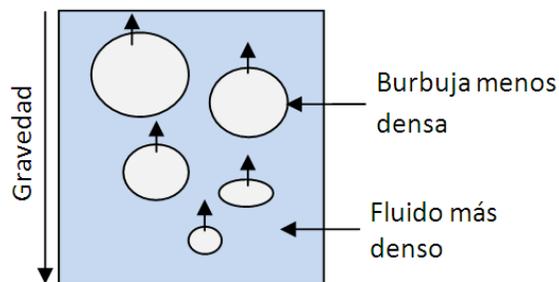


Figura 4.5. Segregación de las burbujas

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).

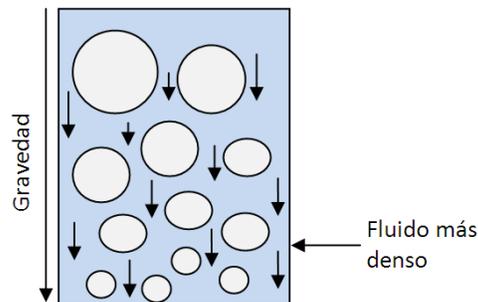


Figura 4.6. Drenaje gravitacional del líquido

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 de 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 gradientes de presión. Esta es la fuerza que desplaza el líquido del centro de las películas hacia los bordes de Plateau, gracias al mecanismo llamado succión capilar. Este líquido es seguidamente drenado por la gravedad hacia la parte inferior de la espuma en los bordes de Plateau.

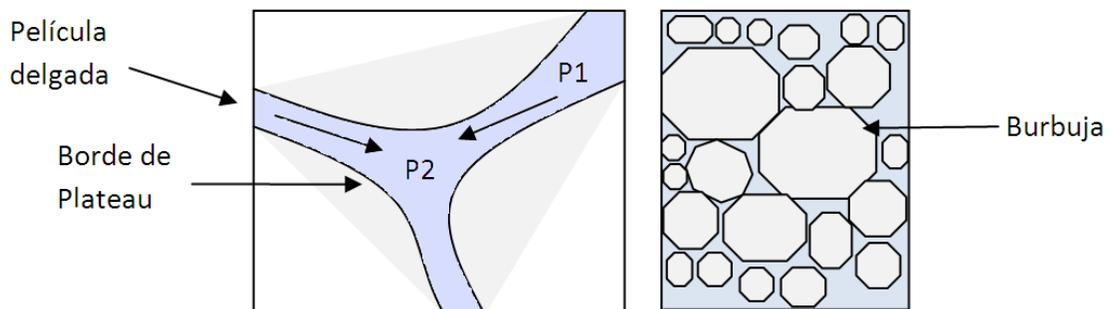


Figura 4.7 Succión capilar del líquido del centro de la película hasta los bordes de Plateau

La espuma comienza a degradarse por ruptura de las burbujas, esto se debe a la desaparición del líquido entre los bordes de Plateau.

Difusión gaseosa intra-burbuja

Cuando las burbujas son poliédricas, 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.

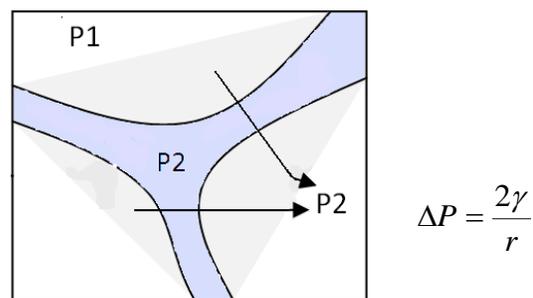


Figura 4.8. Difusión gaseosa intra-burbuja

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).

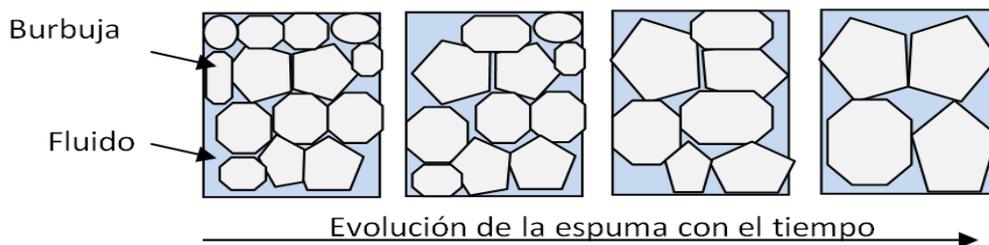


Figura 4.9. Evolución de la espuma por difusión gaseosa intra-burbuja

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; ya que las moléculas adsorbidas son prácticamente insolubles y el valor de la elasticidad es muy

elevada. En consecuencia, se produce 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) como 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 viscosificantes 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 A, 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 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 las superficies de una parte 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. Aquella 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.

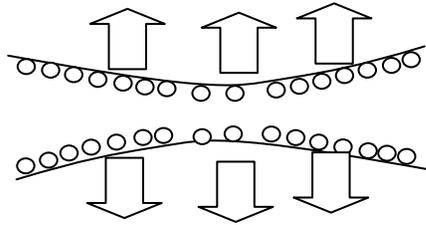


Figura 4.10. Repulsión por la interacción del surfactante adsorbido y de la película

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, el desplazamiento del líquido afecta las moléculas adsorbidas o viceversa.

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

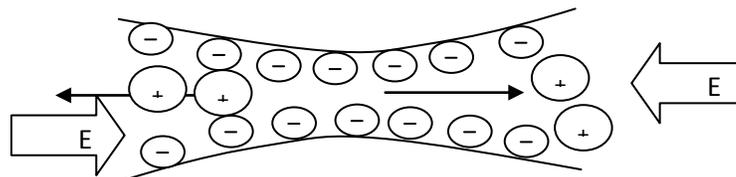


Figura 4.11. Potencial de flujo y electro-viscosidad

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 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.

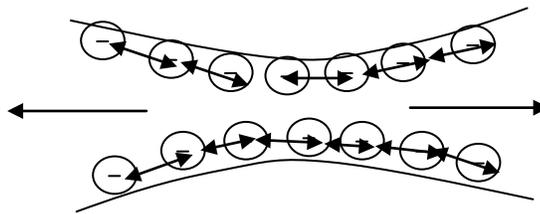


Figura 4.12. Efecto de la viscosidad superficial

Estructura de la espuma

En 1911 la estructura de la espuma fue estudiada por Kelvin, diciendo 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).

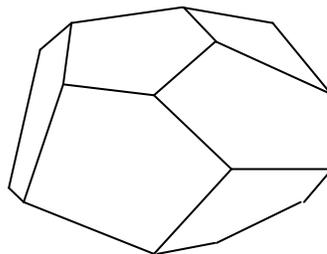


Figura 4.13. Espuma mínima tetraédrica

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.

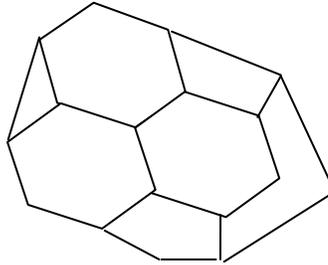


Figura 4.14. Espuma dodecaedro pentagonal

4.2 PATRONES DE FLUJO DE LA ESPUMA

Para flujo de dos fases gas-líquido existen diferentes formas de representar el comportamiento bifásico (ver Figura 4.15), 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 burbuja se hace muy grande, ocurriendo coalescencia en la burbuja y 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 caótico o intermitente. El flujo caótico 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 película delgada pegada a la pared del tubo y parcialmente como pequeñas gotas distribuidas en el gas.

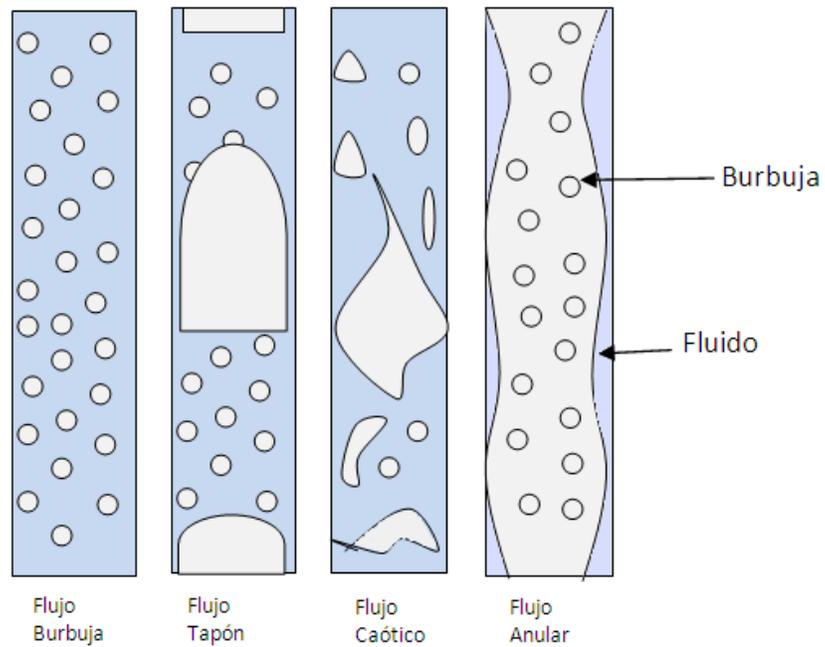


Figura 4.15. Regímenes de flujo de dos fases en tubos verticales

4.3 CONSIDERACION PARA EL DISEÑO Y OPERACIÓN DEL PROCESO

En la etapa de diseño de la cementación espumada, se discuten aspectos como las restricciones para llevar a cabo la operación de cementación espumada, la planeación de cuales fluidos involucrados en la cementación serán espumados (lavador, espaciador y cemento), los métodos o técnicas para la inyección del gas, la secuencia operativa de la cementación para tubería de revestimiento larga y para tubería de revestimiento corta (liner), incluyendo en cada secuencia imágenes de cada paso de la cementación. Así como la explicación de la circulación de los fluidos en cada una de ellas.

4.3. 1 BASES DEL DISEÑO DE LA OPERACIÓN

Para poder llevar a cabo la operación de cementación espumada en el intervalo a cementar, es necesario asegurar que la presión obtenida por los cálculos deba ajustarse a las siguientes restricciones:

- 1.- La presión de circulación en el espacio anular tiene que ser menor a la presión de fractura de la formación ($P_c < P_f$) debido a que se puede provocar pérdida total de fluido hacia la formación.
- 2.- La presión de poro no debe exceder la presión de circulación ($P_p < P_c$), porque se podría generar derrumbes o invasión de fluidos de la formación hacia el pozo.
- 3.- La presión de superficie debe proporcionar al inicio de la operación burbujas estables para tener una mezcla uniforme de la lechada con el Nitrógeno, donde las burbujas estén dispersas uniformemente el fluido. Para que lo anterior sea posible es necesario calcular la presión mínima de *choke*. Adicionalmente, esto facilita la utilización de un modelo matemático del tipo “flujo multifásico homogéneo”.

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?

El cálculo 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 con las cuales el cemento debe ser diseñado, durante la planeación se deberá decidir si los fluidos como el lodo de perforación, lavador, espaciador o el cemento serán espumados con Nitrógeno. De acuerdo a Kulakofsky, para decidir lo anterior es necesario considerar lo siguiente ⁽²⁰⁾:

- a) Si la columna de cemento por arriba de la zona débil es “corta”, se puede espumar el fluido (lodo de perforación, lavador o espaciador) para que proporcionen una suficiente reducción en la presión hidrostática y permitan el uso de cemento con densidad normal (1.79 gr/cm^3).
- b) Si las condiciones pertenecen al caso donde puede existir invasión de fluido a la formación, es recomendable el uso de cemento espumado por que la presión proporcionada por el fluido será mayor a la de la formación ⁽²⁾.
- c) Si la cima del cemento no llega hasta la superficie, el uso de un fluido espumado por arriba del cemento, proporcionará la capacidad de utilizar una lechada más pesada y más fuerte, debido a que el bache espumado disminuirá la presión hidrostática.
- d) Si la zona es extremadamente débil, tal que ni el cemento espumado pueda aligerar la columna hidrostática, el uso de los fluidos espumados (lodo de perforación, lavador o espaciador) puede permitir una mayor reducción para desplazar con densidad menor.

Esta última situación es la de mayor interés del presente trabajo dado que PEMEX tiene pozos profundos y altamente depresionados como es el caso del campo Samaria del Complejo J. Bermúdez. Estos pozos tiene zonas con gradientes de fractura entre 0.48 gr/cm^3 y 0.59 gr/cm^3 a profundidades mayores de 4000 m.

4.3. 2 MÉTODOS DE COLOCACIÓN DE CEMENTO ESPUMADO

Una vez seleccionado el o los fluidos que será espumados (perforador, lavador, espaciador o cemento), la siguiente consideración es seleccionar el método o técnica para la inyección del gas en la lechada, esto se puede realizar a partir de tres maneras que son ⁽³⁾:

1) Método de gasto constante.

En este procedimiento el gasto volumétrico de la inyección de nitrógeno es constante con relación al gasto del cemento a través del proceso de cementación espumada. 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.

La Figura 4.16 es un caso hipotético de un pozo vertical de 1300 m analizado por André L. y Wellington C. (1991). Su estado mecánico se representa con Tr anterior de 30 plg, Tr nueva 16 plg y agujero abierto de 13 3/8 plg con un fluido de perforación de 0 a 103 m con densidad de 1.138 gr/cm³, espaciador de 103 a 200 m con densidad de 1.174 gr/cm³, cemento espumado de 200 a 1200 m con densidad 1.15 gr/cm³ y cemento normal de 1200 a 1300 m con densidad de 1.7 gr/cm³. Se puede observar que la línea verde representa la variación de la calidad desde la cima de cemento espumado a la base de cemento espumado, cambiando de 55 a 20% de calidad del Nitrógeno.

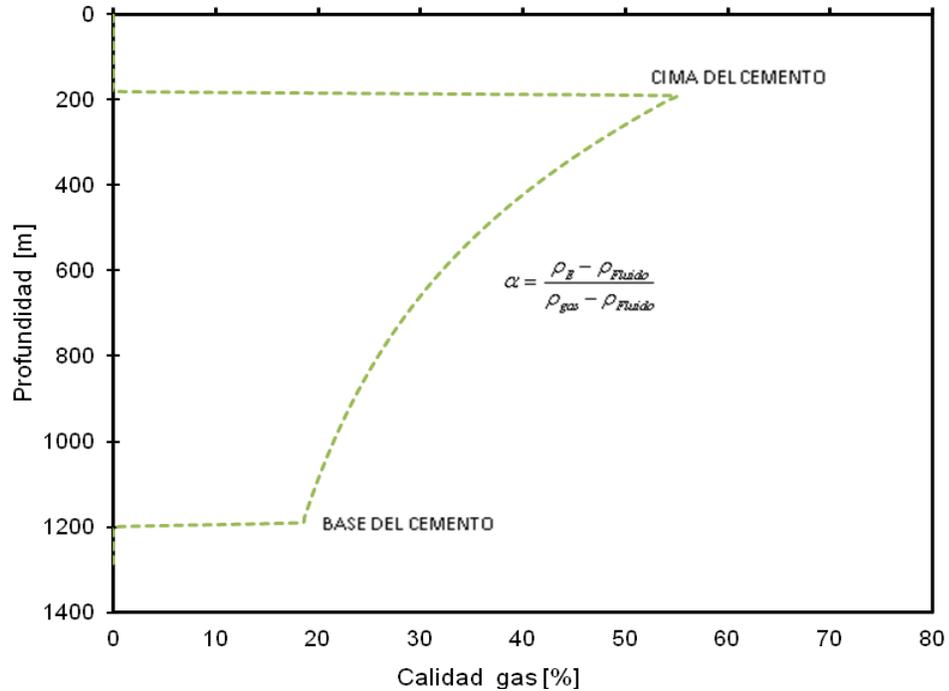


Figura 4.16 Método de gasto constante

Este método sería apropiado en intervalos cortos verticales de cementación, para proteger de pérdidas o cementar un tapón en intervalo depresionado antes de efectuar alguna reentrada.

2) Método de densidad constante.

Este método tiene la finalidad de conseguir una columna de cemento espumado con densidad constante. Debido a las variaciones de temperatura y presión desde la superficie hasta el fondo, existe la variación intrínseca de la densidad para cada profundidad. Para compensar estas variaciones, se requiere de cambios frecuentes en la inyección de nitrógeno, los incrementos de gasto pueden programarse cada 90 segundos durante la operación. También los cambios de gastos pueden realizarse cada intervalos de 200 a 400 pies (61 a 122 m) según

Muller (1990), pero cuando la profundidad de intervalo que se va a cementar es menor de 6000 ft (1850 m), el cambio o incremento de gastos debe ser cada 1000 ft (300m) de acuerdo a Kulakofsky (1991).

La Figura 4.17 representa el método “densidad constante”, para el mismo pozo hipotético analizado por André L. y Wellington C (1991). En la gráfica se puede ver de acuerdo a la línea azul, la variación de la calidad de 40 a 30% desde la cima de cemento hasta la base de cemento por medio de 10 etapas con distintas relaciones de inyección de Nitrógeno.

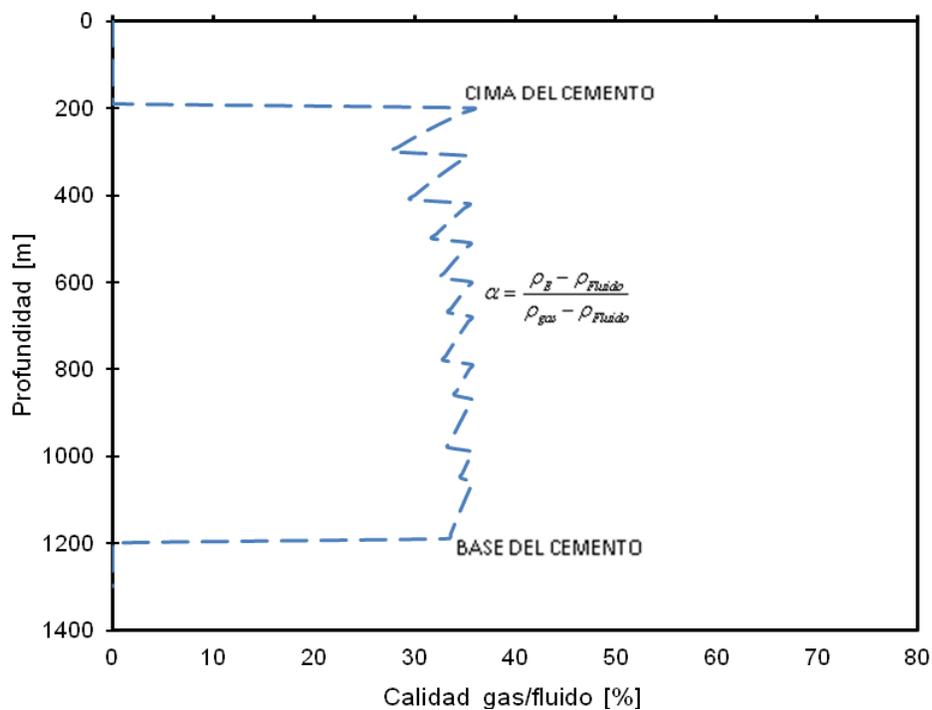


Figura 4.17 Método de densidad constante considerando diez etapas

Se recomienda el uso de este método para zonas de formaciones débiles con intervalos de profundidad de cementaciones *largas*, como es el caso de pozos profundos en zonas depresionadas. La densidad del cemento espumado o la fracción gas/fluido, se diseña con variaciones relativas porcentuales menores al 10% para aligerar la columna hidrostática en el intervalo de interés.

El número de etapas, se programa en función del gradiente y la profundidad a cementar. Sin embargo, cuando las etapas son mayores a diez, este método es considerado poco práctico para operaciones ejecutadas manualmente y se recomienda utilizar sistemas automatizados de circulación de los fluidos de trabajo.

3) Método combinado.

Este método consiste en la combinación de los dos métodos anteriores. Las características de consistencia del cemento están entre las correspondientes al 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 similares, por lo general del orden de hasta 300 m. La Figura 4.18 muestra la reproducción del método combinado para el mismo pozo hipotético analizado por André L. y Wellington C. (1991). Para este caso, la línea roja representa el cambio de la calidad del gas de 50% en la cima del cemento y de 30% en la base de cemento en tres cambios de gasto de gas.

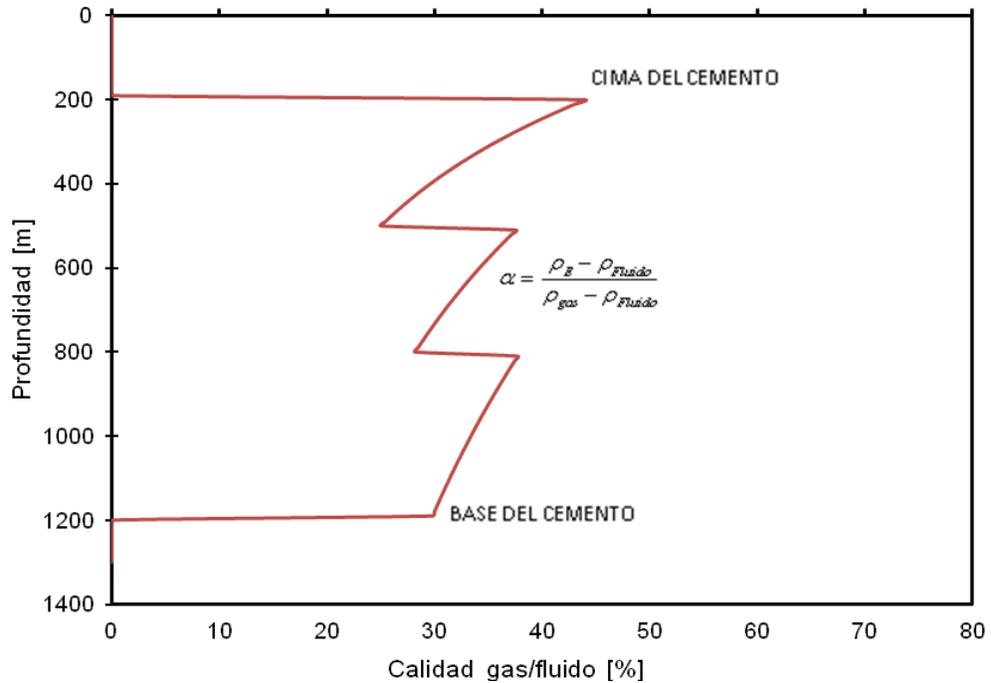


Figura 4.18 Método combinado

El método combinado tiene buena aceptación en aplicaciones prácticas con equipos de instrumentación convencional para medir los gastos volumétricos de los fluidos circulantes. Sin embargo se requiere de amplia experiencia operativa, conocimiento de los equipos, comportamiento del pozo y características particulares de presión y temperatura del campo.

Independientemente de la técnica seleccionada, el cemento espumado difiere básicamente del cemento normal porque requiere de la inyección de surfactantes y gastos volumétricos de gas (Nitrógeno). Esto conduce a la necesidad de controlar el valor de la densidad de la mezcla en función de los cambios volumétricos de la fase gaseosa dentro de la lechada lo cual conlleva a un fluido cuyas propiedades termodinámicas varían dependiendo de la presión y temperatura del punto, estación o profundidad de análisis.

Por ejemplo en la Figura 4.18, para gastos en superficie de 100 scfm de N₂ y 5 bpm de cemento a 200 m con temperatura de 42.7°C y presión de 347.45 psi,

la lechada tiene densidad de 0.946 gr/cm^3 con fracción de N_2 de 44 %; y ahora a 500 m con condiciones de temperatura de $51.35 \text{ }^\circ\text{C}$ y presión de 838.18 psi, la mezcla tendrá densidad de 1.286 gr/cm^3 con fracción de 25% para las mismas condiciones de gastos de las fases circulantes. Esta situación se repite en cada etapa, lo cual complica significativamente el control del perfil de presión durante la cementación espumada.

Finalmente, se declara que los tres métodos anteriores tienen la misma finalidad, cementar intervalos con bajo gradiente de fractura en los cuales es prohibitivo el uso del cemento normal. La estrategia operativa consiste en disminuir la presión hidrostática hasta el rango de la zona depresionada para permitir el uso de los fluidos de trabajo en la operación de cementación espumada. La aplicación del método dependerá de la profundidad de cementación. Para intervalos de profundidades cortas de cementación, se puede aplicar el método de gasto constante; para situaciones en donde los intervalos de profundidad a cementar son largos se aplica el método de densidad constante para evitar variaciones fuertes de la densidad de la mezcla y/o aplicar el método combinado en donde los intervalos de profundidad son iguales.

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 la densidad deseada in situ, la relación es:

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

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

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

Las ecuaciones anteriores son usadas mayormente cuando la 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 dividiendo 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:

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

Determinación de volumen en el fondo

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

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

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

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

Determinar el gasto en el fondo

El gasto de fondo del 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:

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

donde,

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

El valor de NVF_i es el valor anterior calculado desde fondo hacia superficie arriba y el valor NVF_o es el valor actual conocido en dicho intervalo, por lo tanto el cálculo se hace de la profundidad de abajo hacia 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 3, 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 América y

aplicación en campo de Natrona County, Wyoming. Esto será precedente para la potencial masificación de ésta tecnología en campos mexicanos depresionados, utilizando la cementación espumada para tuberías de revestimiento cortas (liner) y largas en yacimientos naturalmente fracturados y reparación de pozos invadidos por agua.

Tabla 4.1 Trabajos realizados para el análisis de cementación espumada

Autor	Año/Grupo de trabajo	Comentarios
D.T. Mueller, V.L. Franklin & -D.J. Daulton	1990/The Western Co. of North America (SPE 20116)	Analizaron la solución matemática desarrollada para la espuma aplicando gas nitrógeno al cemento, proporcionando propiedades dinámicas y estáticas durante el bombeo.
H. Garcia Jr., E.E. Maidla & D.L. Onan	1993/ Petrobrás (SPE 25439)	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 (SPE 23644)	Revisaron aspectos básicos, técnicas para el modelo matemático y variables para el diseño de la cementación espumada.
D. Kulakofsky, A. Mora & P. Hendriks	2005/ PEMEX-PEP (SPE92970)	Aplicaron cementación espuma para campos de México como Samaria, Cunduacan Iride y Oxiacaque, combinando la cementación espumada con microesferas para lograr densidades menores al gradiente de fractura entre 0.48 gr/cm ³ y 0.59 gr/cm ³ .

CASO 1. PETROBRAS, (SPE23644)

De acuerdo a André y Wellington ⁽²⁶⁾, 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 aplicada 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 ⁽²⁶⁾ 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 ⁽²⁶⁾

<i>Tipo de fluido</i>	<i>Cima (m)</i>	<i>Densidad (gr/cm³)</i>
Fluido de perforación	0	1.14
Espaciador	103	1.17
Cemento espumado	200	1.15
Cemento Tail	1200	1.70

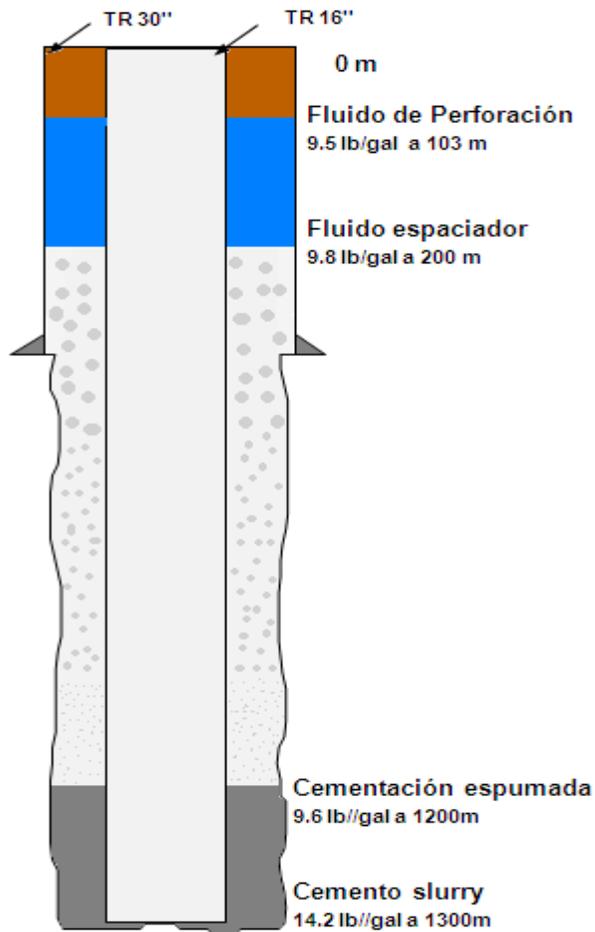


Figura 4.19 Estado mecánico del pozo Petrobras

La operación se llevó a cabo a través de los tres métodos. En el método de “gasto constante” representado por la línea verde de la Figura 4.20, se observa que la calidad varía de 0.55 a 0.18 y la densidad aumenta de 0.8 a 1.4 gr/cm^3 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^3 . Finalmente, el “método intermedio” representado por la línea roja se realizó por tres etapas con intervalos de profundidad casi similares.

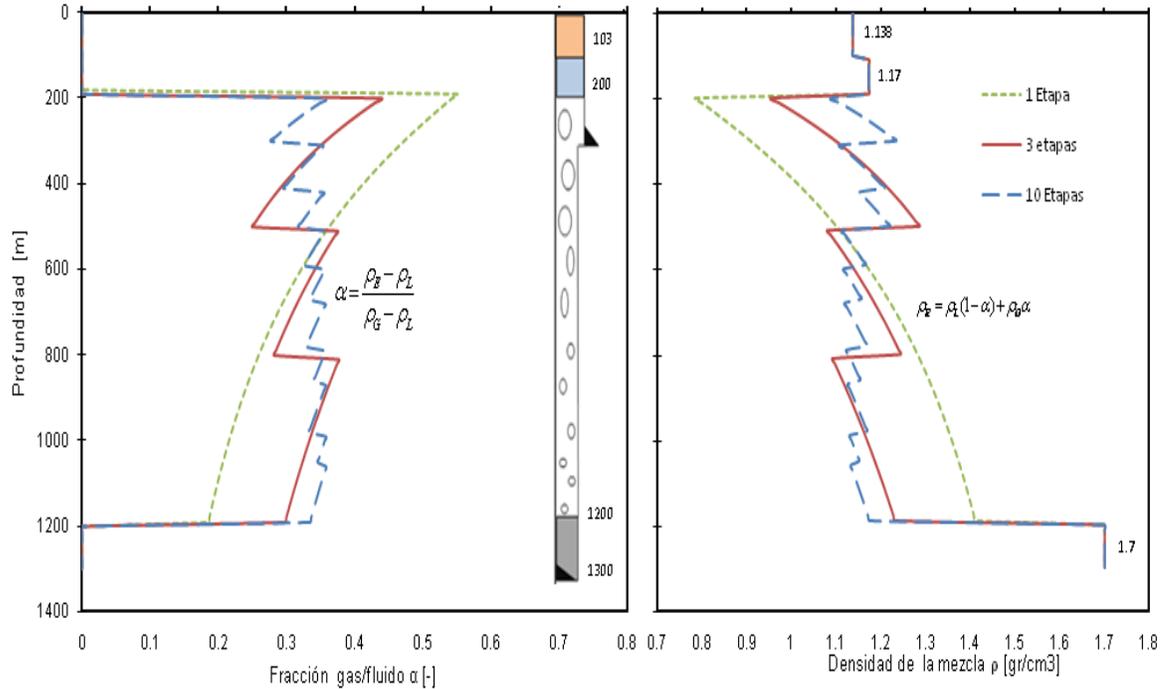


Figura 4.20 Variación de la fracción gas/fluido y densidad de la mezcla debido a la profundidad.

b) Influencia del numero 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 debe ser entre 1100psi (77.38 kg/cm²) y 1150 psi (80.85 kg/cm²). La forma de resolver el caso se puede presentar de tres maneras basado en el método de tres etapas y con densidad de base del cemento de 1.87 gr/cm³. 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

presión hidrostática alrededor de 1100 psi (77.38 kg/cm²) y 1150 psi (80.85 kg/cm²).

- 2) Espumando al fluido de perforación y espaciador hasta obtener promedio de densidad igual a 0.48 gr/cm³. 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 cambiando 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/cm³, este caso es representado por la línea azul.

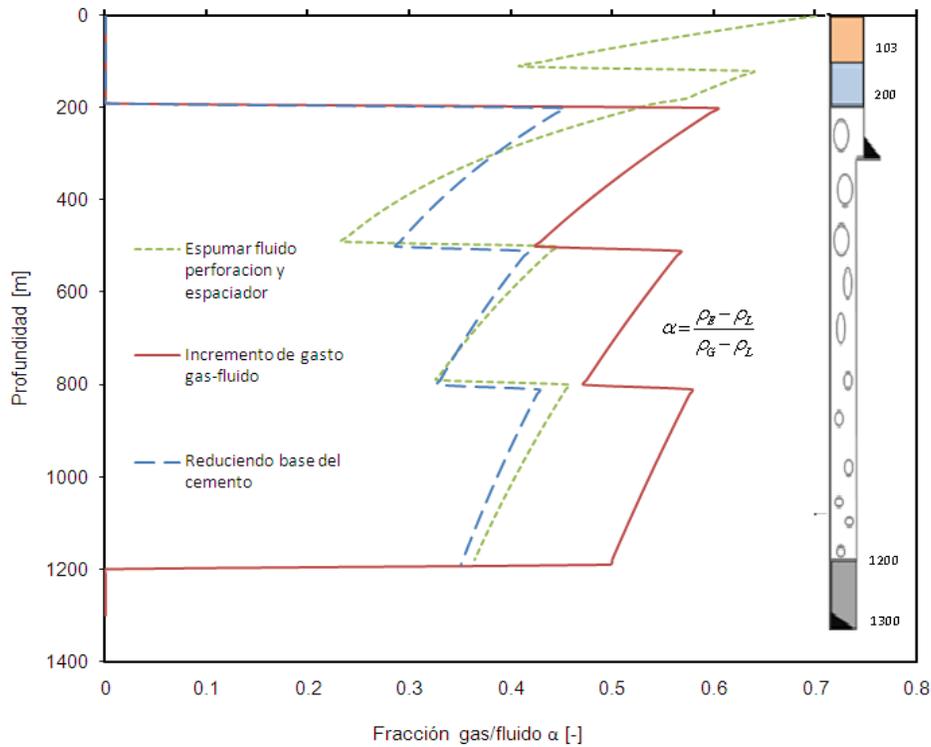


Figura 4.21 Calidad contra la profundidad como alternativas de soluciones

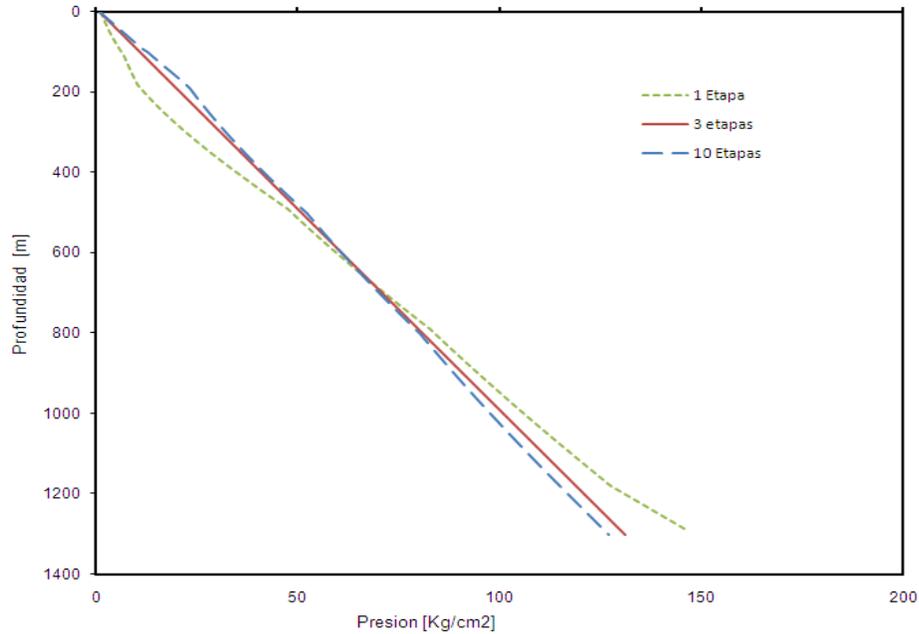


Figura 4.22 Presión hidrostática contra la profundidad como alternativas de soluciones

c) Influencia de 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 varia hasta 0.75 y densidad de 0.36 gr/cm^3 en superficie (ver Figura 4.23, línea roja). Una solución para este problema es el uso de contrapresión en la superficie del espacio anular. La misma situación fue simulada usando para este caso presión de choke de 200 psi en la superficie del espacio anular, produciendo fracción de 0.48 y densidad de 0.93 gr/cm^3 (ver Figura 4.23, línea azul). Las figuras muestran los perfiles de fracción y densidad para ambas situaciones.

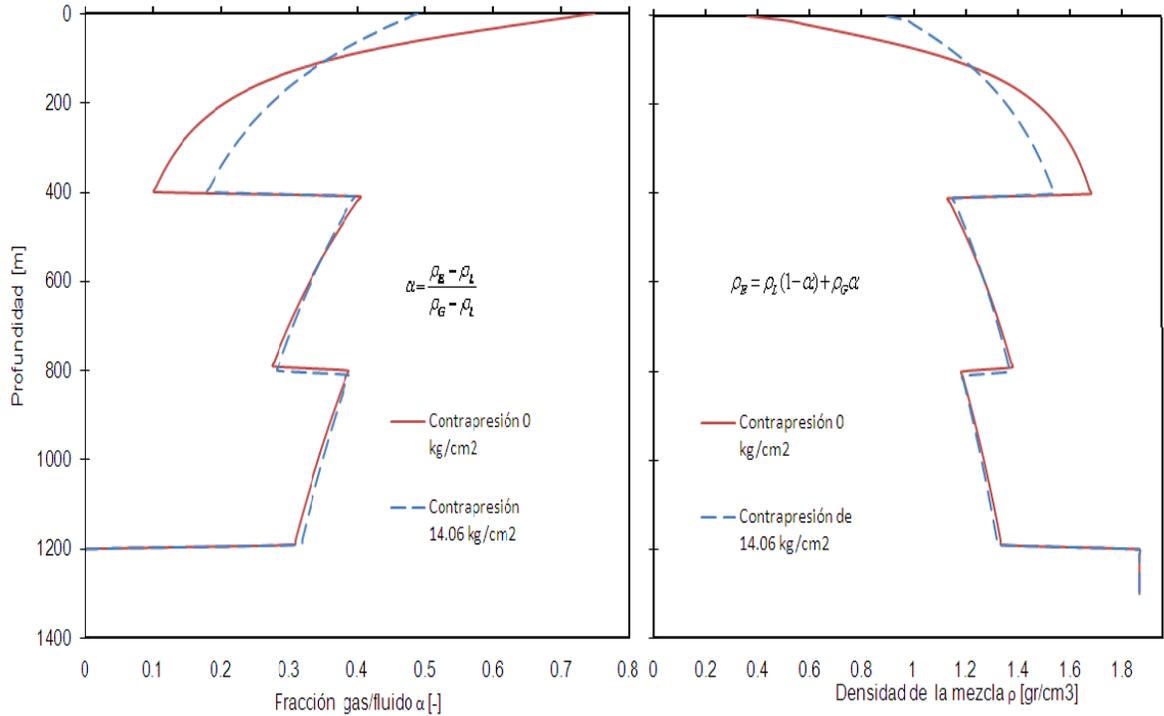


Figura 4.23 Perfil de fracción y densidad de la mezcla contra profundidad para el caso c

La línea roja es para la situación sin 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_2 , André y Wellington ⁽²⁶⁾ simularon la operación con otros dos gases (aire y CO_2), obteniendo la siguiente tabla:

Tabla 4.3. Requerimiento de gas en condiciones estándar ⁽²⁶⁾

Gas	Volumen (m³)
N ₂	498.65
Aire	504.26
CO ₂	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 ⁽³⁰⁾, 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 4.24. Debido al bajo gradiente de fractura, la densidad requerida para la cementación espumada fue 1.2 gr/cm³; 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 N₂ con 2 o 3 intervalos de profundidades casi iguales, por lo tanto la relación de gas-lodo cambio tres veces: 80 scf/bbl, 200 scf/bbl y 260 scf/bbl aproximadamente cada 2000 ft, teniendo de esta manera tres etapas de profundidades casi similares con variación de densidad de 1.2 gr/cm³ a 1.44 gr/cm³ 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 8000 ft (2438m), la cima de cemento no espumado a 7896 ft (2286m) con densidad de 1.7 gr/cm³ y cima del cemento espumado a 1000ft (304m) con densidad de 1.2 gr/cm³, la densidad del fluido

espaciador es 1.08 gr/cm^3 , el gasto del fluido es de 5 bbl/min. Los datos se pueden apreciar con el estado mecánico en la siguiente imagen:

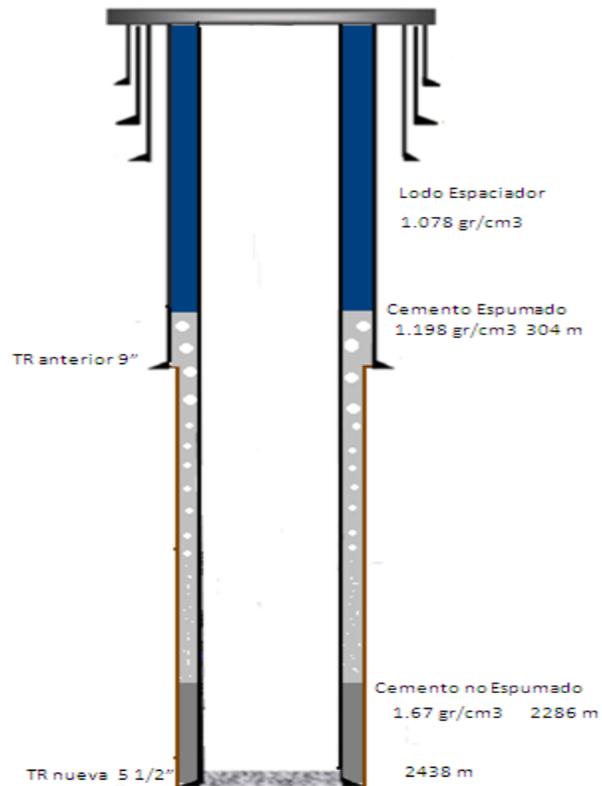


Figura 4.24. Estado Mecánico del pozo de Western Co.

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

Tabla 4.4. Resultados con solo hidrostática.

GASTO DE FLUJO EN EL ANULAR PARA PRESIÓN ESTÁTICA					
PROFUNDIDAD	FRACCION	NVF	DENSIDAD	B	PRESION
<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 ⁽³⁰⁾

GASTO DE FLUJO EN EL ANULAR PARA PRESIÓN ESTÁTICA					
PROFUNDIDAD	FRACCION	NVF	DENSIDAD	B	PRESION
<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 densidad equivalente estática de 1.436 gr/cm³; así también se puede observar en la Tabla 4.5 los resultados obtenidos por Mueller, teniendo densidad equivalente estática de 1.409 gr/cm³. De esta manera se puede apreciar la diferencia de 0.3 gr/cm³ de ambos resultados.

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

Tabla 4.6. Resultado dinámicos calculados

GASTO DE FLUJO EN EL ANULAR PARA PRESIÓN DINÁMICA					
PROFUNDIDAD	FRACCION	NVF	DENSIDAD	B	PRESION
<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 ⁽³⁰⁾

GASTO DE FLUJO EN EL ANULAR PARA PRESIÓN DINÁMICA					
PROFUNDIDAD	FRACCION	NVF	DENSIDAD	B	PRESION
<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 densidad equivalente dinámica de 1.448 gr/cm³; así también se puede observar en la Tabla 4.7 los resultados obtenidos por Mueller, teniendo densidad equivalente dinámica de 1.444 gr/cm³. De esta manera se tiene diferencia de 0.004 gr/cm³ en los resultados del programa comparado con los de Mueller. La siguiente gráfica 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.

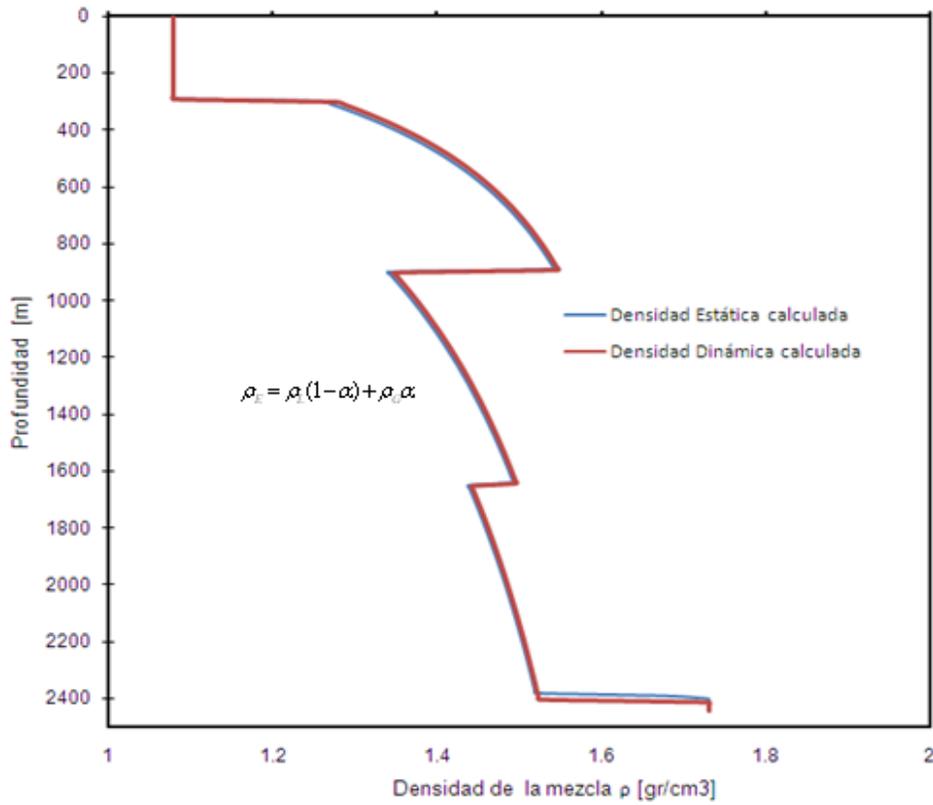


Figura 4.25. Variación de la densidad de la mezcla estática y dinámica

CASO 3. NATRONA COUNTY, WYOMING (SPE11203)

Se analizó un trabajo de cementación espumada realizado en Natrona Country, Wyoming. Los datos del pozo se obtuvieron por Paul M. McElfresh⁽²⁸⁾, el pozo tuvo una zona con bajo gradiente de fractura, tal que la densidad máxima de cementación no puede exceder 1.078 gr/cm². 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 densidad de cemento espumado de 0.72 gr/cm³ de 1600ft(488m) a 6300 ft (1920m) y finalmente cemento no espumado de 6300 ft(1920) a 7300ft(2225m) clase “G” + aditivos como para perdida 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.

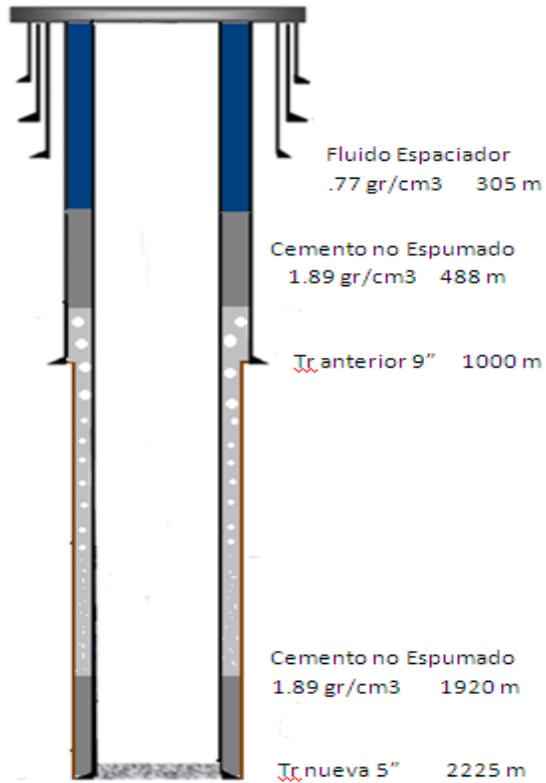


Figura 4.26. Estado mecánico del pozo intervenido en Natrona County, Wyoming

El trabajo de la cementación espumada fue llevado a cabo por el método de densidad constante, así que se dividió por etapas de 304.8 m 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

PROFUNDIDAD	PRESIÓN (Calculada)	PRESIÓN (Autor)	DENSIDAD (Calculada)	DENSIDAD (Autor)	FRACCION
<i>m</i>	<i>kg/cm²</i>	<i>kg/cm²</i>	<i>gr/cm³</i>	<i>gr/cm³</i>	-
0	14.061	14.061	0.77	0.77	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 resultado obtenidos en el programa y los resultados obtenidos por Paul M. McElfresh et. al ⁽²⁸⁾ con presión de choke de 14.06 kg/cm² (200 psi). Teniendo densidad equivalente estática de 1.086 gr/cm³ por programa y de 1.048 gr/cm³ por Paul M. McElfresh ⁽²⁸⁾, existiendo diferencia de 0.038 gr/cm³.

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

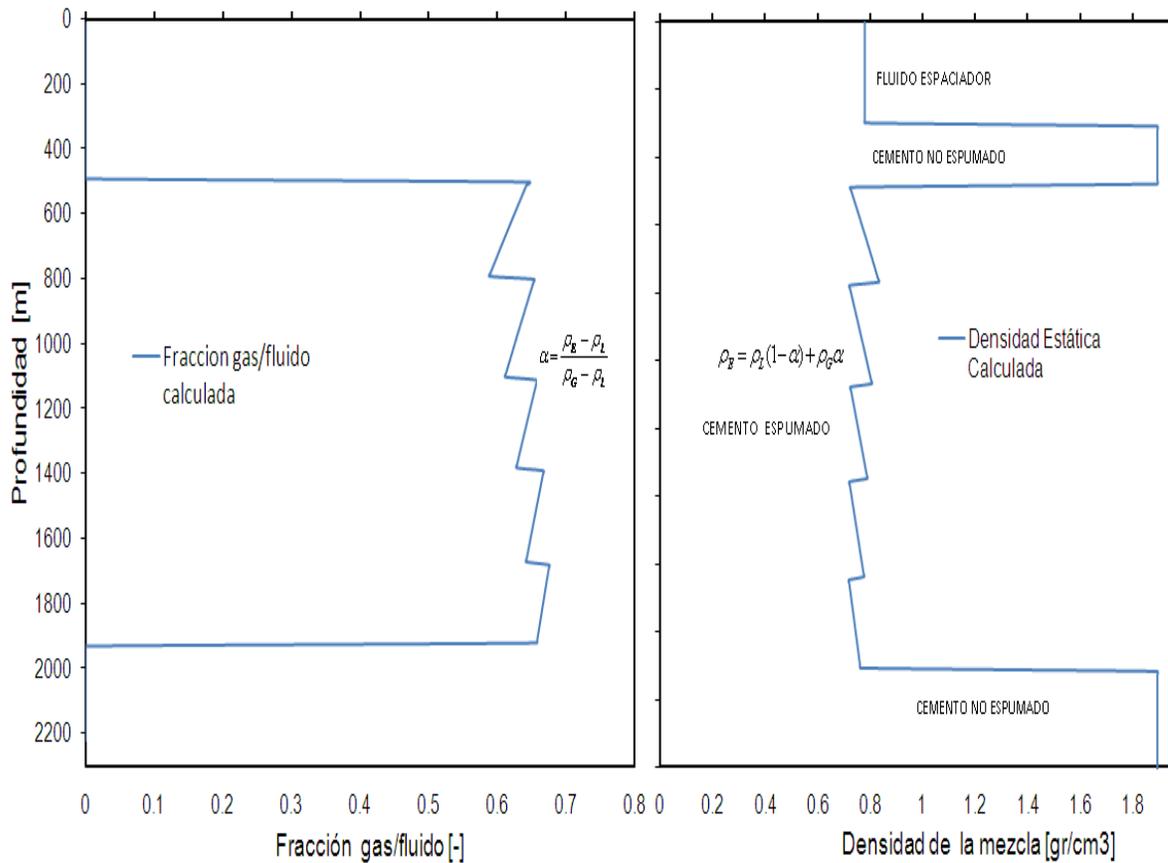


Figura 4.27 Variación de la fracción y densidad estática calculada.

CASO 4. CAMPO MÉXICO (SPE92970)

Los activos de producción se localizan geológicamente en el alto de la cuenca mesozoica Chiapas – Tabasco, cuya columna está constituida por formaciones del cretácico y Jurásico, con litologías complejas como: brechas, calcarenitas, calizas con diferentes grados de dolomitización y arcillosidad, dolomías, sal, anhidritas y arcillas. Las propiedades petrofísicas de estas formaciones son en general heterogéneas, presentándose diferentes tipos de porosidad y fracturas.

Estructuralmente el alto Mesozoico de Chiapas-Tabasco consiste en varios alineamientos anticlinales, separados por fallas inversas. Dentro de estas estructuras se alojan los yacimientos de aceite negro, aceite volátil y gas y condensado, en rocas almacenadoras con edades que van desde el Jurásico Superior Kimmeridgiano al Cretácico Superior, compuestas en general por calizas y dolomías, calizas y dolomías arcillosas con brechas, y calizas arcillosas.

Información del complejo Antonio J. Bermúdez
(Campos Samaria, Iride, Cunduacán y Oxiacaque)

Este complejo se localiza a 17 km al noroeste de la ciudad de Villahermosa, Tab., en la porción sureste de la planicie Costera del Golfo de México. Geológicamente se ubica en la parte central del alto de la Cuenca Mesozoica de Chiapas-Tabasco.

En 1973 se perforaron los pozos Samaria 101 e Iride 1, resultando productores de aceite negro de 30° API en rocas carbonatadas del Cretácico Superior. Más tarde, se probó la estructura de Cunduacán con el pozo Cunduacán 1, resultado productor de aceite negro de 29 °API en rocas carbonatadas del cretácico Medio. Por último, se llegó a la estructura de Oxiacaque con el pozo Oxiacaque 1, el cual resultó productor de aceite negro de 29 ° API en rocas del Cretácico Medio.

Las rocas almacenadoras del Cretácico Inferior y Medio están constituidas por dolomías micro a mesocristalinas, arcillosas, en partes calcáreas, de color crema a café claro y gris oscuro, fracturas; hacia los campos Cunduacán y Oxiacaque, se representa cambio de facies a calizas microcristalinas, arcillosas, color gris y gris oscuro, compactas y fracturas, con intercalaciones de brechas de calizas de plataforma. Estas rocas se depositaron originalmente como lodos calcáreos de mar abierto, adyacentes a una plataforma, con aporte de material arcilloso y flujos de brechas y calcarenitas, que en Samaria-Iride, se dolomitizaron en diversos grados. El Cretácico Superior está constituido por

intercalaciones de calcarenitas y brechas calcáreas dolomitizadas, con matriz arcillosa, color café a gris oscuro, fracturadas. Esta litología se depositó originalmente como flujos de escombros, con aporte de lodos arcillosos y cambio de facies a calizas arcillosas y margas hacia el norte del complejo.

Campo Samaria

La siguiente tabla muestra los parámetros de las rocas almacenadoras del cretácico inferior, medio y superior para el campo Samaria:

Tabla 4.9. Rocas almacenadoras del campo de Samaria

Cretácico Inferior:			
Dolomía cristalina a mesocristalina color gris oscuro, con fantasmas de bioclastos y fracturas parcialmente selladas por dolomita blanca.			
Parámetro	Unidades	Núcleos	Registros
Porosidad promedio	%	6.5	5
Saturación de agua	%	14	16
Permeabilidad promedio	mD	12.4	73.29 (pruebas de presión)
Factor de cementación	m	2.04	
Salinidad de agua	ppm	95,000	200,000 (pruebas de presión)
Profundidad	m		4611
Cretácico Medio:			
Dolomía microcristalina mesocristalina color crema a café claro, fantasmas de litoclastos y bioclastos, gradúa a brecha dolomitizada color café claro, con litoclastos color gris claro. Se aprecia abundantes cavidades y fracturas.			
Parámetro	Unidades	Núcleos	Registros
Porosidad promedio	%	6.4	5
Saturación de agua	%	46.1	16
Permeabilidad promedio	mD	53	73.29 (pruebas de

			presión)
Factor de cementación	m	2.04	
Salinidad de agua	ppm	160,00	220,000 (pruebas de presión)
Profundidad	m		4435
Cretácico Superior:			
Dolomía microcristalina a mesocristalina color crema a café claro, que gradúa a calcarenita y brecha dolomitizada en matriz arcillosa, con litoclastos de varias tonalidades grises y cafés con abundantes y escasas fracturas.			
Parámetro	Unidades	Núcleos	Registros
Porosidad promedio	%	8.6	5
Saturación de agua	%	41.6	16
Permeabilidad promedio	mD	43.9	73.29 (pruebas de presión)
Factor de cementación	m	1.87	
Salinidad de agua	ppm	160,00	220,000 (pruebas de presión)
Profundidad	m		4241

La siguiente ventana operativa describe en forma general, la presión de poro, presión de fractura y sobrecarga de un pozo. Definiendo a la presión de poro como la presión que actúa en los fluidos contenidos en los poros de la roca, clasificándose en presión subnormal, presión normal y presión anormal. La presión anormal de formación es mayor que la presión normal (0.998-1.066 gr/cm³), también es conocida como sobre-presionada (ver Figura 4.28); la presión subnormal es la presión de formación menor que la presión hidrostática del fluido de poro, entre las causas de las presiones de formaciones subnormales se encuentran los yacimientos despresurizados. La presión de fractura es la presión requerida por los fluidos de control para empezar a generar fracturas en las paredes del agujero descubierto, y la sobrecarga se define como la presión

ejercida sobre la formación a cierta profundidad dada debido al peso total de la roca y de los fluidos. La siguiente figura representa la ventana operativa de un pozo en donde se ilustra la presión de poro, presión de fractura, densidad del lodo y sobrecarga.

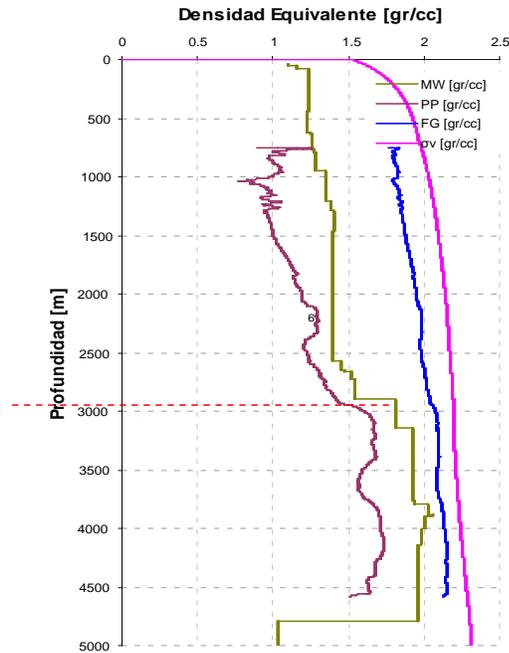


Figura 4. 28 Ventana operativa de la presión anormal ⁽⁴⁵⁾

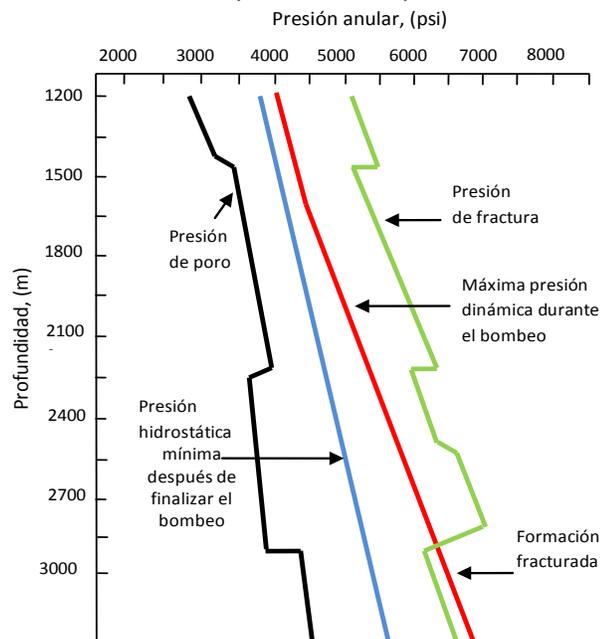


Figura 4.29 Límite de presión para la colocación del cemento.

En la Figura 4.29 se observa que a 3000 m la presión de fractura se encuentra alrededor de 5700 psi (1.33 gr/cm^3), y la máxima presión dinámica durante el bombeo es de 6000 psi (1.4 gr/cm^3), por lo tanto sobrepasa a la presión de fractura ocasionando fracturada en la formación.

Información del pozo a estudiar

El siguiente análisis fue realizado en zonas con baja densidad de fractura (zona depresionada) de $0.898 \text{ gr/cm}^3 - 1.2 \text{ gr/cm}^3$ como las que se encuentran ubicado en la parte sureste 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.

La Figura 4.30 representa el estado mecánico del pozo y el nivel de fluido al cual el pozo se encuentra antes de iniciar la operación de cementación.

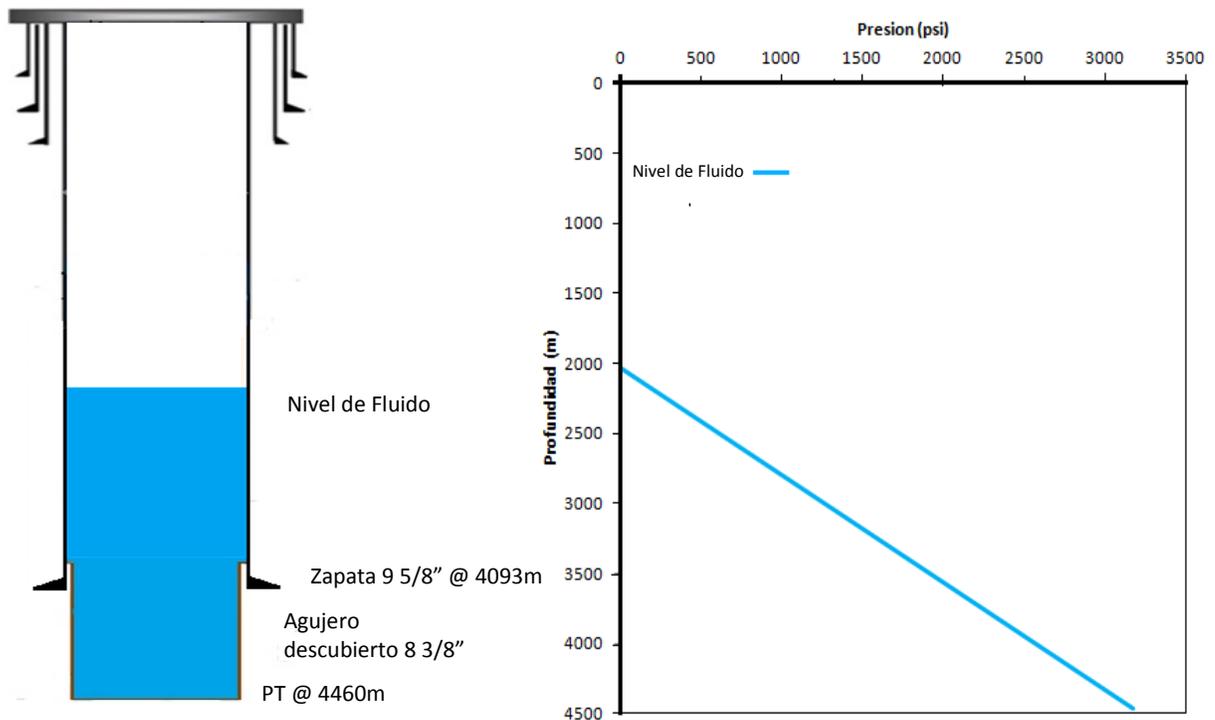


Figura 4.30 Nivel de fluido de un pozo estático.

Secuencia de la cementación espumada para formación del cretácico.

Siguiendo la secuencia operacional para la cementación del liner o Tr corta, la planeación del trabajo consiguió los siguientes resultados:

Paso 1. Se calcula la hidráulica para la circulación del lavador nitrogenado. 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 N₂ 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_{N₂} = 20, 30 y 40 (m³/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/cm²) y presión de choke de 100 psi (7 kg/cm²).

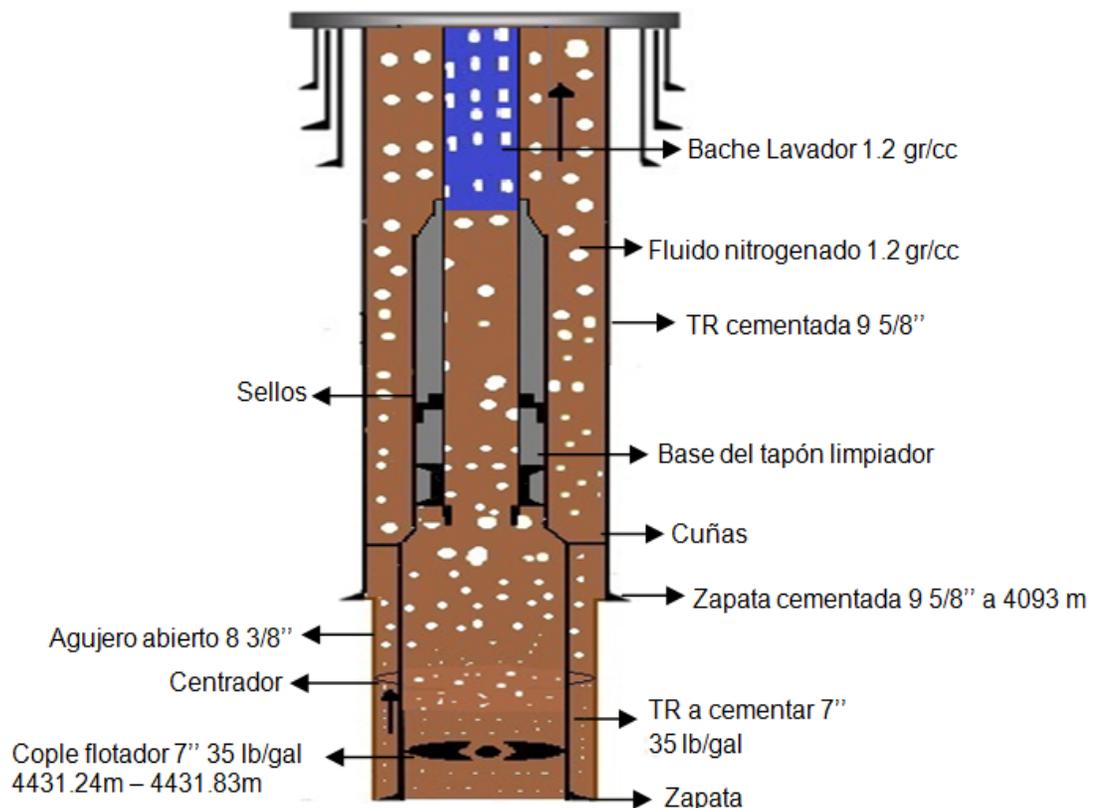


Figura 4. 31 Circulación del fluido espumado

La Figura 4.32 representa los perfiles de presión del lavador en el espacio anular a diferentes gastos de nitrógeno y gastos de lodo para obtener presión de fondo que se encuentre muy cerca de la presión de poro (0.5-0.6 gr/cm³) con el fin de seleccionar dicho perfil de presión para llevar a cabo la cementación.

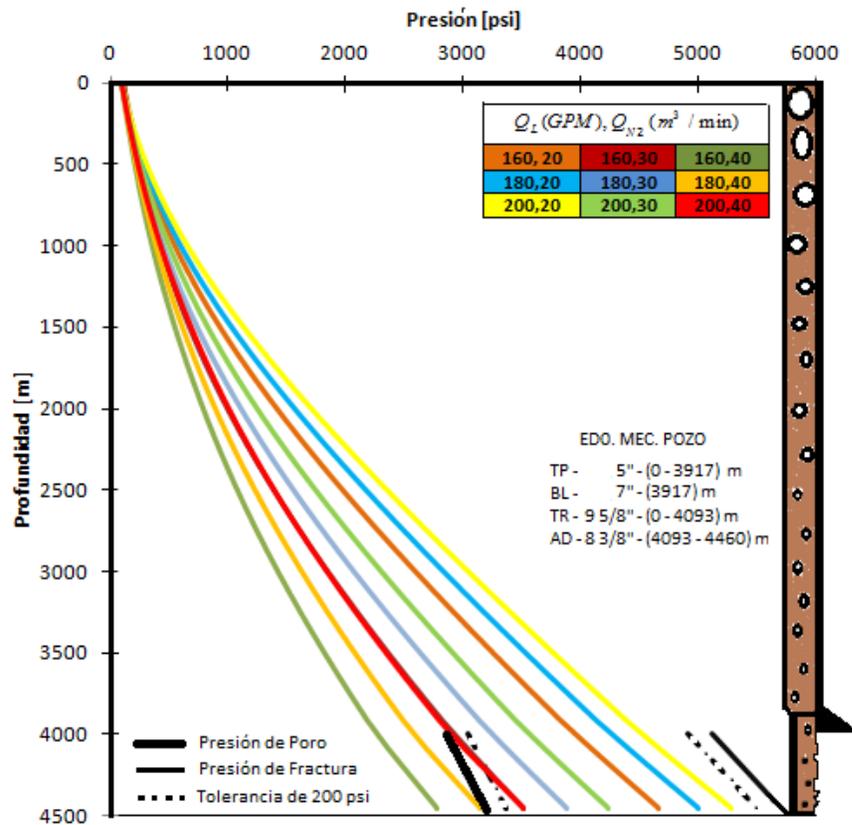


Figura 4. 32 Perfil de presiones para diferentes gastos de gas y fluido

El perfil de presión para el lavador más cercano a la presión de poro fue del gasto de lodo de 160 bpm y 30 m³/min dando presión de fondo estática de 3320 psi con fracción de 0.35 y presión dinámica de 3517 psi con fracción de 0.36 de nitrógeno.

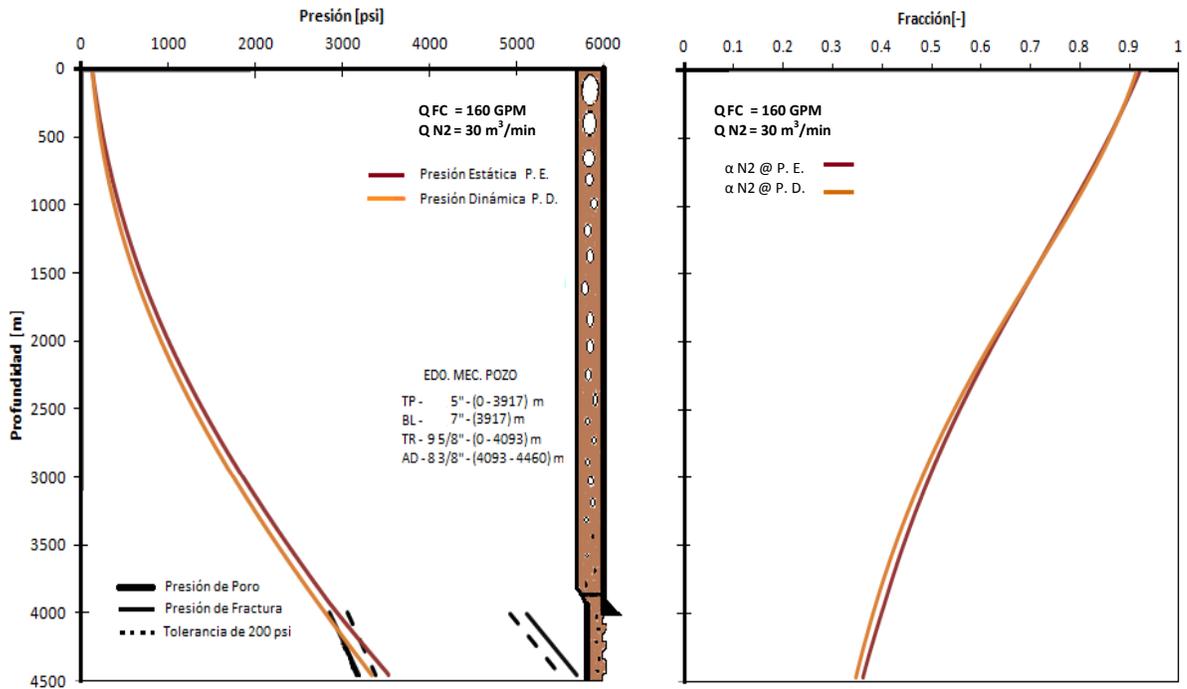


Figura. 4.33 Perfil de presión y fracción seleccionado

Paso 2. Se bombea cemento normal de densidad de 1.725 gr/cc con volumen de 21.348 bbl a 160 gpm y tiempo de bombeo de 5.6 minutos (ver Figura 4.34), para generar presión al cemento espumado cuando se encuentra colocado en el espacio anular. Comúnmente la clase de cementos utilizados en el área petrolera es clase G y H, son básicos para emplearse desde superficie hasta alrededor de los 4000 m de profundidad y usarlos en un amplio rango de condiciones de presión y temperatura.

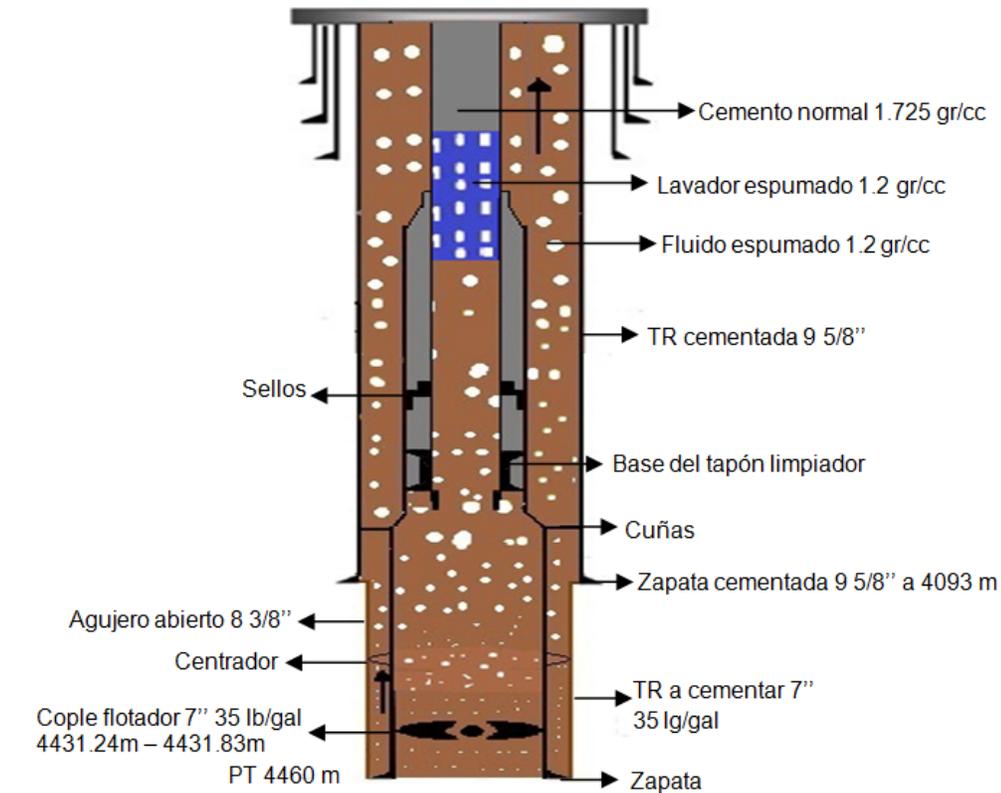


Figura 4. 34 Estado Mecánico para el bombeo de cemento no espumado

Paso 3. Bombear cemento espumado (Figura 4.35). Se bombea el gasto de gas en dos etapas, la primera de 160 gpm de cemento con 31 m³/min de gas y la segunda de 160 gpm de cemento con 32 m³/min de gas.

Los fluidos con gas con fracciones hasta de 0.54, son sistemas dispersos en el cual las burbujas de gas no están en contacto físico; arriba de 0.54 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 menores de 0.54 de fracción, una calidad de fracción muy alta son generalmente limitadas a condiciones de temperaturas y presiones cercanas a la superficie, debido a la expansión del gas provocado por la baja presión a pocas profundidades.

Es importante determinar también el volumen de nitrógeno en el fondo, esta puede ser calculada una vez conocida la fracción, ya que el volumen del gas es igual al volumen del espacio anular de la tubería por la fracción del gas; por lo tanto, entre mayor profundidad; habrá mayor presión en el pozo lo cual provoca compresión del gas y disminución del volumen del Nitrógeno.

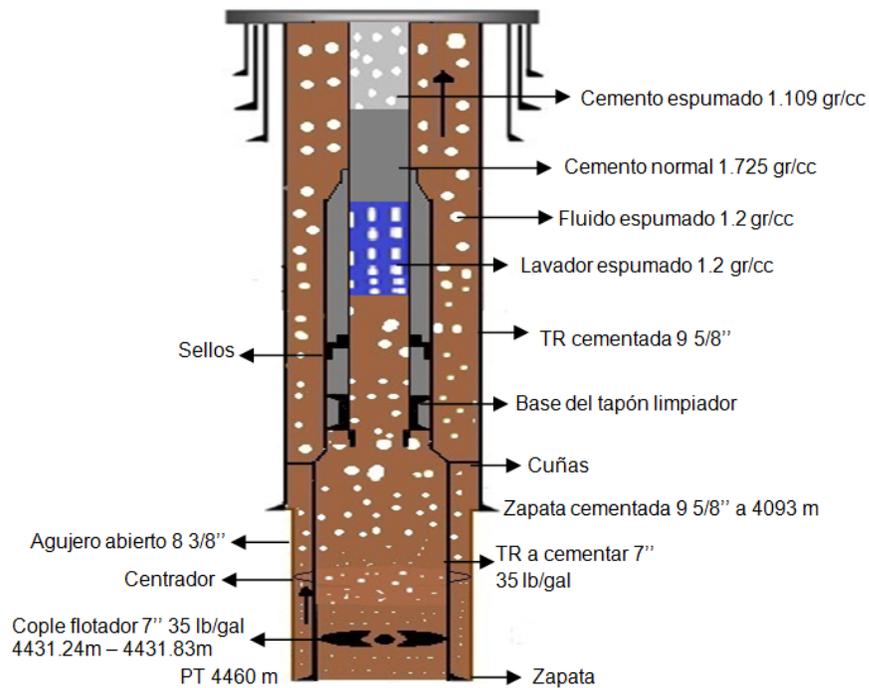


Figura 4. 35 Estado Mecánico del pozo al bombear cemento espumado

Paso 4. Se bombea 8.758 bbl de cemento normal a 160 gpm con la finalidad de cubrir la zapata de la tubería de revestimiento de 7". La Figura 4.26 muestra el estado mecánico del pozo y los fluidos bombeados desplazados dentro de la tubería de perforación de 5".

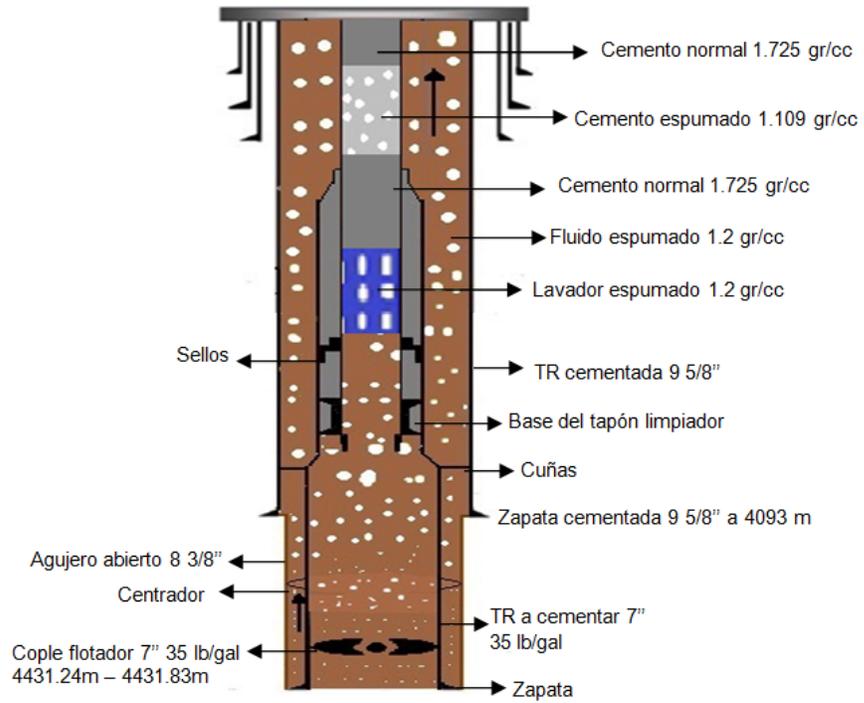


Figura 4.36 Estado mecánico para el bombeo de cemento normal

Paso 5. Para desplazar y colocar el cemento, se bombea fluido espumado desplazador como se muestra en la Figura 4.37:

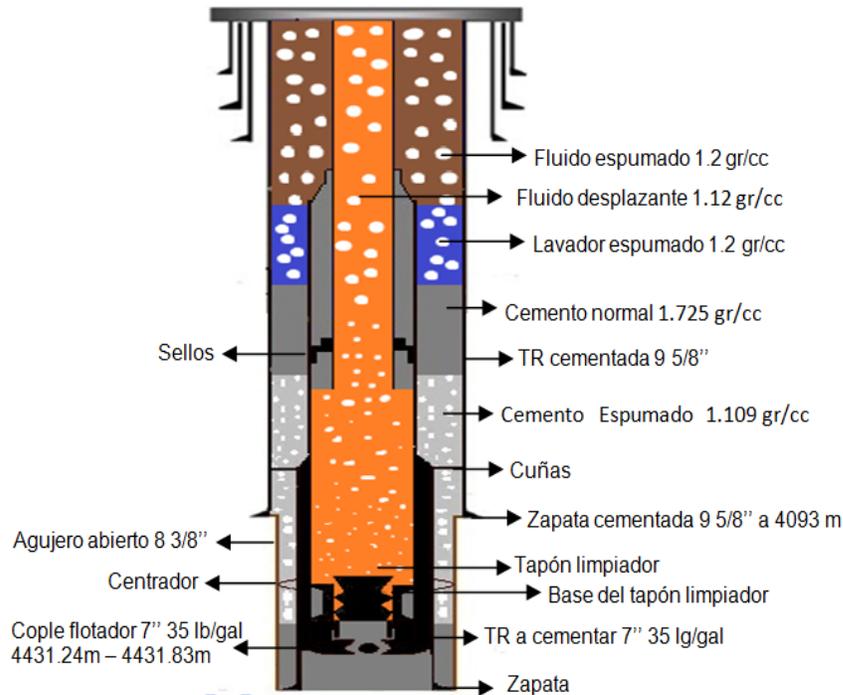


Figura 4. 37. Estado Mecánico del pozo con fluido desplazador en TP

La Figura 4.38 representa los perfiles de presión de la cementación espumada en dos etapas. Primero se bombea cemento normal con volumen de 21.348 bbl con gasto de 160 gpm igual a 5.6 minutos de tiempo de bombeo, seguido del cemento espumado con gasto de fluido y de gas para la primera etapa de 160 gpm con tiempo de bombeo de 14.42 minutos para el fluido, 31 m³/min para el gas con tiempo de bombeo de 14.356 minutos, y para la segunda etapa se tiene 32 m³/min de gasto de gas con mismo gasto de fluido. Después se bombea 8.758 bbl de cemento normal a 160 gpm dando 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 m³/min de gas y tiempo de bombeo de 34 minutos.

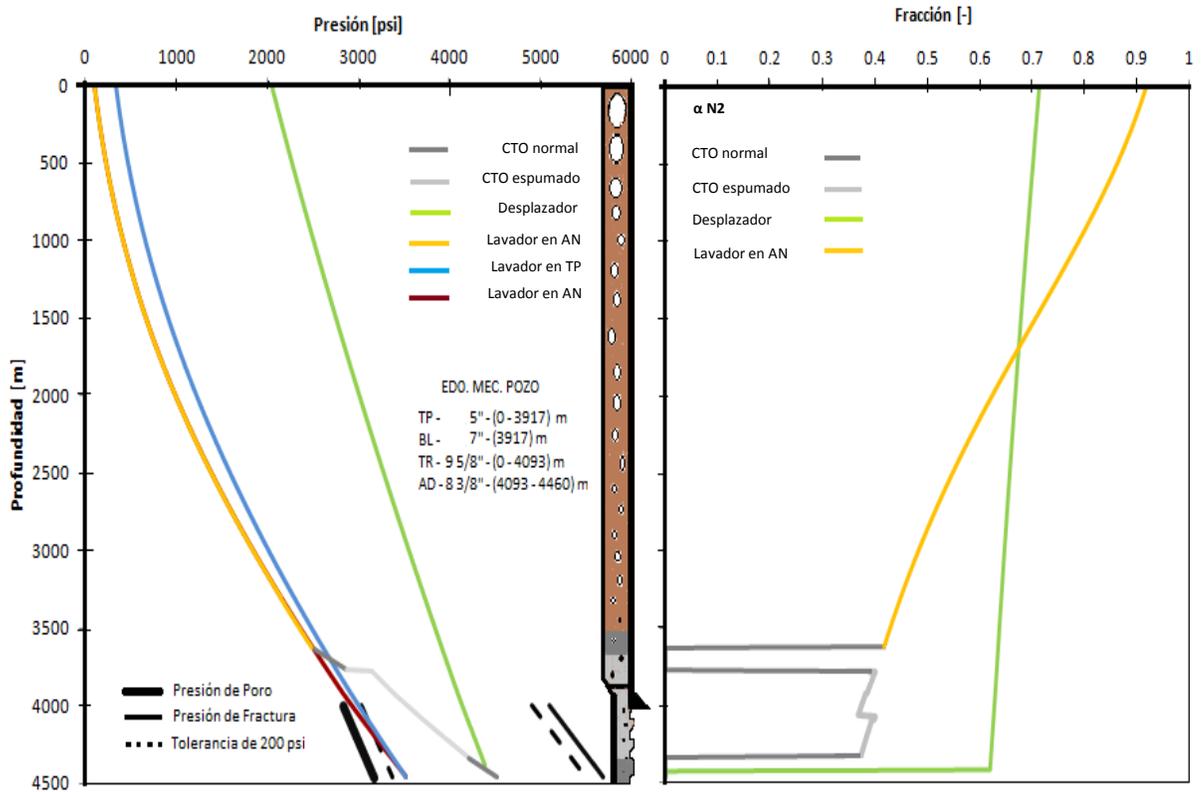


Figura 4. 38. Perfil de presión y fracción durante el desplazamiento

La Figura 4.39 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 disminución de presión de fondo de 4525 psi a 4022 psi generada del cambio del dinámico al estático. La gráfica 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 0.36 para la primera etapa y de 0.4 a 0.37 para la segunda etapa en el cemento espumado, manteniendo de esta manera la fracción de gas casi constante.

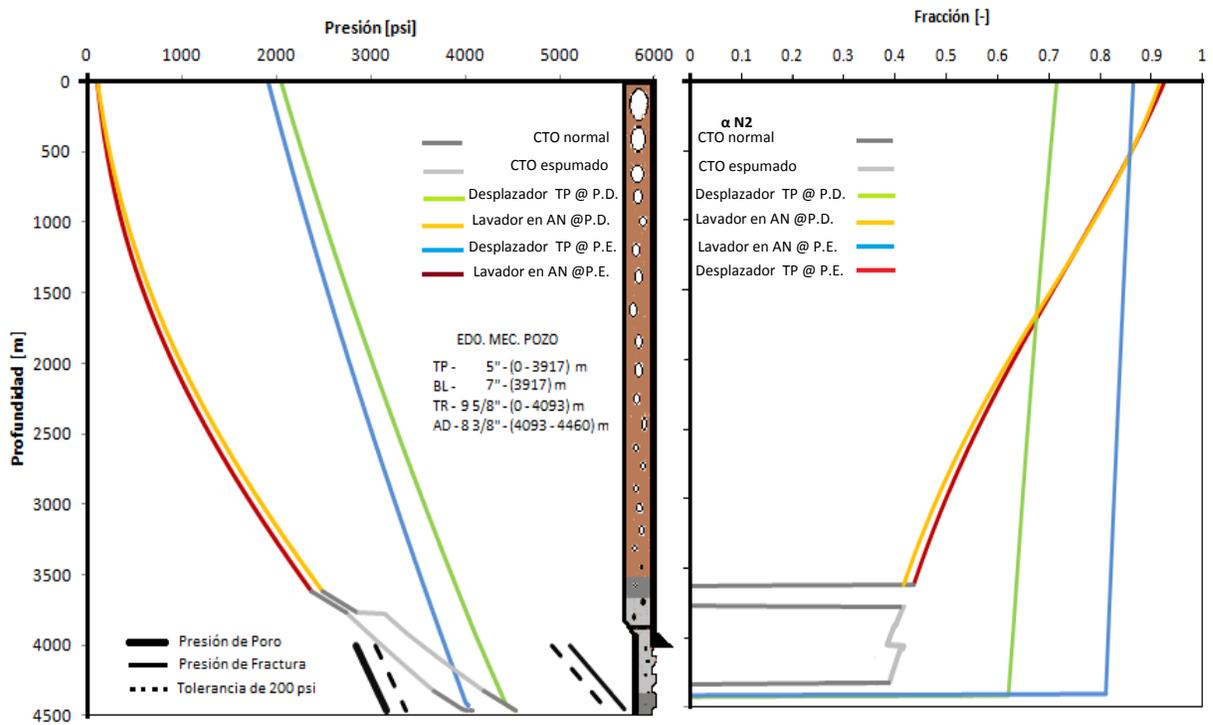


Figura 4. 39. Perfil de presión estática y dinámica durante el desplazamiento

Paso 6. Finalmente el liner es cementado con nuevas longitudes de fluido ocupado al haber sacado la tubería de perforación de 5" (ver Figura 4.40). El volumen del fluido después de haber parado el bombeo y haberse desprendido las burbujas del fluido es de 44.29 m³ con longitud de 1203 m de hidrostática.

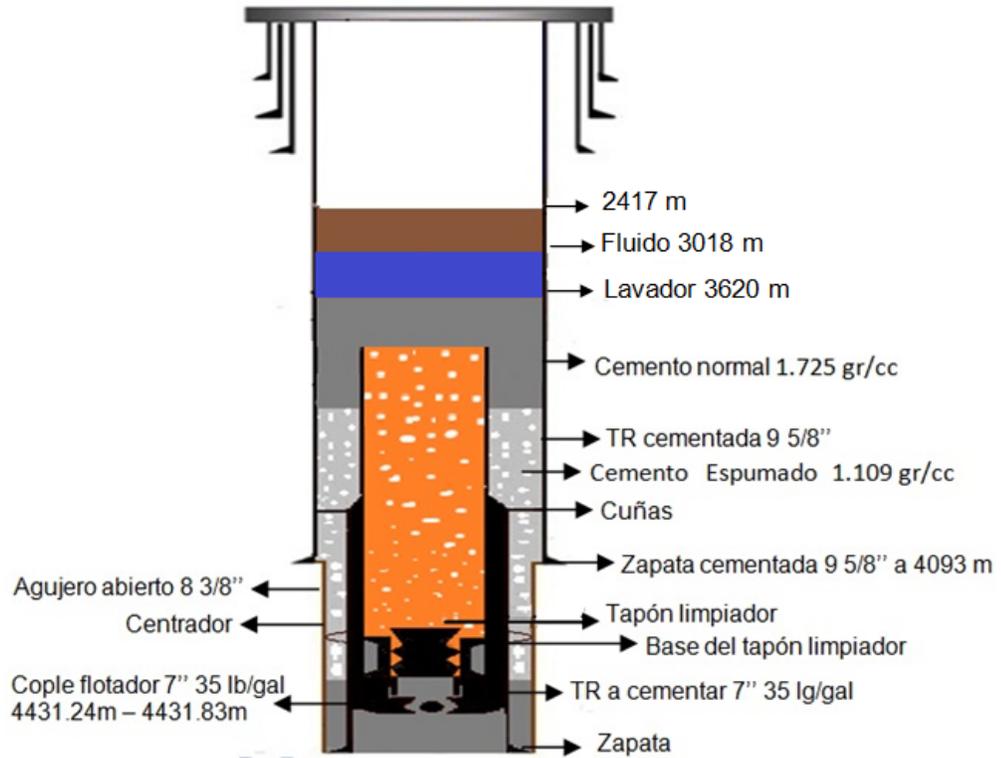


Figura 4. 40 Estado Mecánico del pozo con liner colocado

La Figura 4.40 representa el estado final del pozo, teniendo como resultado la presión hidrostática generada solo por el fluido lavador sin burbujas de Nitrógeno, resultando otro volumen de líquido dentro de la tubería de revestimiento de 9 5/8”.

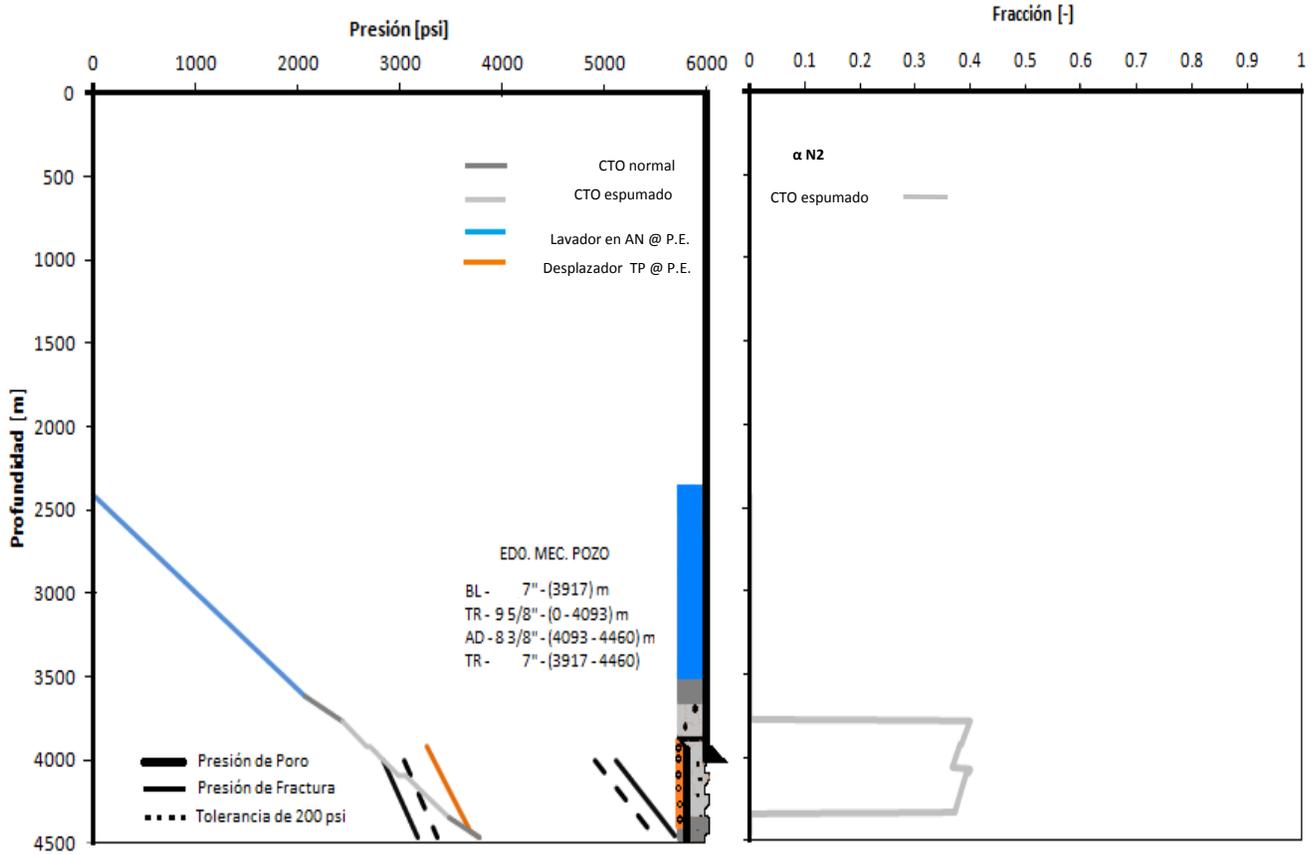


Figura 4. 41. Perfil de presión hidrostática y fracción para liner colocado

La Figura 4.41 representa el perfil de presión hidrostático generado por el fluido lavador, cemento normal, cemento espumado y cemento normal, dando como presión de fondo 4000 psi (281 kg/cm²) y alrededor de 0.4 de fracción del cemento espumado.

CONCLUSIONES

- El entendimiento de la hidrodinámica de la cementación espumada, es importante para utilizarla como herramienta en problemas de pérdidas de circulación en zonas depresionadas, 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 ^(30, 26, 28,20), 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.
- La metodología de cálculo soportado por el 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 volumen de gas a utilizar, la densidad de la lechada y el uso de contrapresión en el espacio anular, son los principales parámetros en consideración para la cementación espumada.
- El método intermedio representado por tres etapas, puede ser la mejor opción debido al razonable perfil homogéneo de densidad y un control fácil en la operación del cretácico en el sureste de México.
- La cementación en zonas depresionadas, 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. Para el primer punto, no se recomienda el uso de gas dentro de la mezcla debido a que el comportamiento del gas en profundidades cercanas a la superficie provoca que las burbujas se liberen con mayor facilidad del fluido.

- 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 la descarga.
- 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 HIDROSTÁTICA

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 ⁽³⁶⁾. El esfuerzo hacia abajo se da por el fluido de arriba en una sección de área transversal:

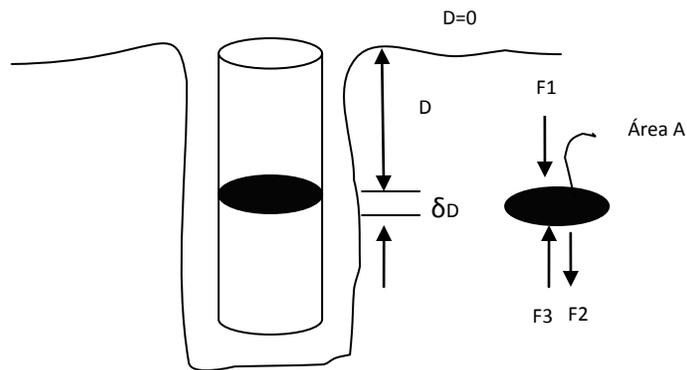


Figura A.1. Fuerzas que actúan sobre un elemento del fluido

$$F_1 = PA \dots(A1)$$

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:

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

Desarrollando el segundo término y dividiendo por ΔD , la ecuación queda:

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

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

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

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

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.

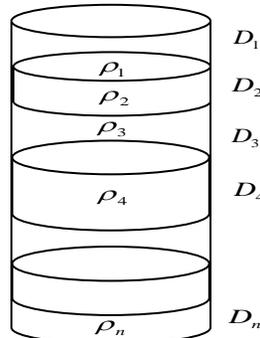


Figura A.2 Columna de diferentes tipos de fluidos

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

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

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 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 ⁽³⁵⁾:

- 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 ⁽⁴⁴⁾. 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:

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

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
$\delta_1 : \delta_2$	$1 + \sqrt{2}; 1 - \sqrt{2}$
Ω_a	0.457236
Ω_b	0.077796
G_0	0.37464
G_1	1.54226
G_2	-0.26992

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

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

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:

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

Y para el factor de compresibilidad es la siguiente ecuación:

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

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 ⁽¹⁸⁾:

- 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 H₂, H₂S
- No requieren de un modelo de actividad.

Por estas razones se opta resolver la ecuación cubica con reglas cuadrática de tipo Van der Waals.

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

-Componentes puros

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

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

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 ⁽²⁷⁾. En el caso de la ecuación de Soave o Peng-Robinson el parámetro a es:

$$a_{MEZCLA} = \sum_{i=1}^n xy(i)xy(j)(1 - k_{ij})\sqrt{a(i)a(j)} \quad \dots \text{(B.7)}$$

Y el parámetro b

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

Donde k_{ij} es el coeficiente de equilibrio y xy 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 $UV = -\frac{p^3}{27}$ por

qué $UV = (uv)^3 = \left(-\frac{p}{3}\right)^3$. Por lo tanto U y V son las raíces de la ecuación 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 ⁽³²⁾,

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

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:

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

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 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%.

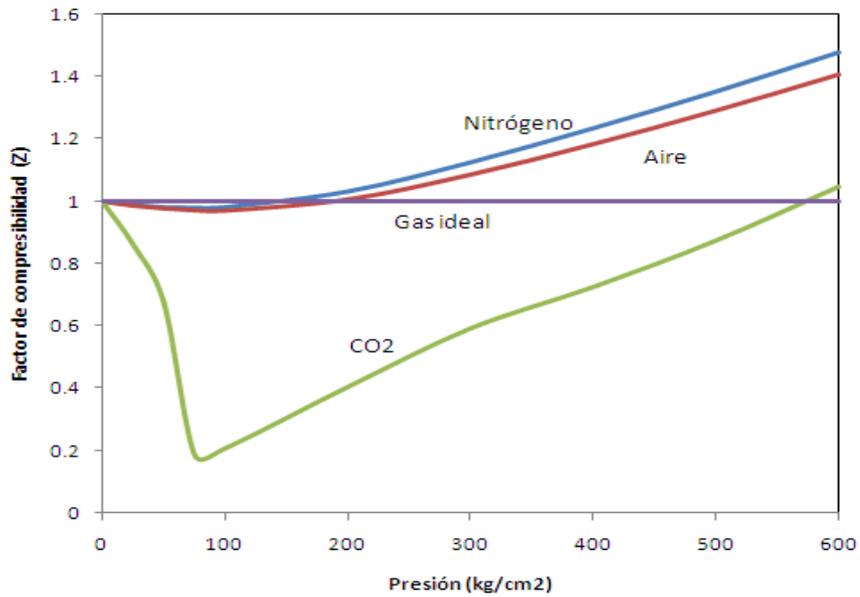


Figura B.1. Variación del factor de compresibilidad respecto a 300 K.

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 presentarían comportamientos equivalentes⁽³³⁾.

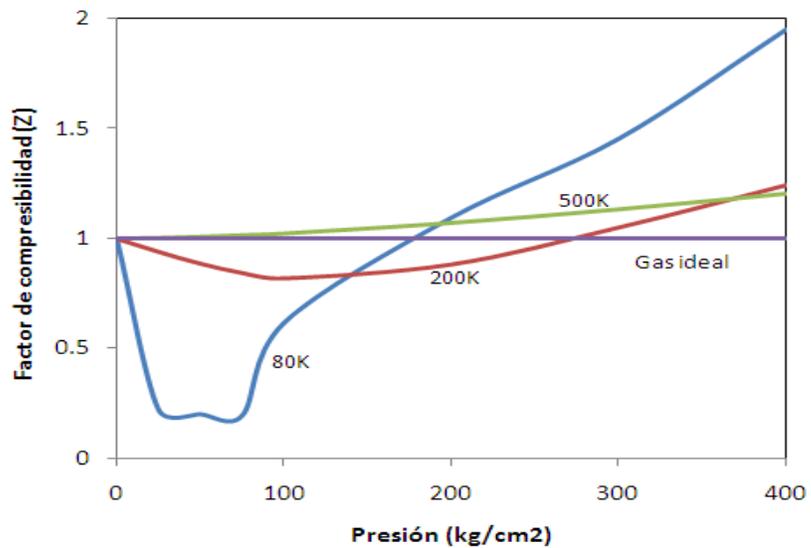


Figura B.2. Variación del factor de compresibilidad a diferentes temperaturas

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) McElfresh, 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) Patrhria 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 Cimentação 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 Pet Tech **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.

(45) X.E. Hottman y R.K. Johnson, *Estimation of Formation Pressures from Log-Derived Shale Properties*, SPE 1110, June 1965, pg. 717-722.