



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE
MÉXICO**

**DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO
FACULTAD DE INGENIERIA**

**“CEMENTACIONES BALANCEADAS EN YACIMIENTOS
DEPRESIONADOS Y CON ALTAS PERMEABILIDADES”**

TESIS

Que para obtener el grado de:

MAESTRO EN INGENIERÍA PETROLERA

P R E S E N T A:

ING. JOSUE LOPEZ GUTIERREZ

DIRECTOR DE TESIS:

Dr. JAIME ORTIZ RAMIREZ

MÉXICO, D.F.

AGOSTO DEL 2007

RESUMEN

Las actividades de Perforación, Terminación y reparación de pozos representan un gran reto, este reto se complica cuando se tienen que operar en formaciones con presiones bajas y con altas permeabilidades, esto es con presiones de formación equivalentes a densidades menores a $1.0 \text{ gr}_m/\text{cm}^3$ y físicamente alrededor de $0.5 \text{ gr}_m/\text{cm}^3$

En las operaciones de cementación en zonas depresionadas para solucionar esta problemática se están usando lechadas de baja densidad hasta de $0.98 \text{ gr}_m/\text{cm}^3$ y alta resistencia a la compresión pero esa densidad esta muy por arriba de la presión de poro.

Este trabajo presenta una alternativa para este tipo de yacimientos donde se puede usar lechadas convencionales y lechadas de baja densidad, aquí se presenta un método apoyado en principios físicos fundamentales y tiene dos objetivos principales:

a.- Minimizar el daño a la formación productora de hidrocarburos, debido a que durante las cementaciones de las tuberías de revestimiento, Tuberías cortas, así como operaciones de obturamiento con retenedor, con técnicas convencionales se pierden grandes volúmenes de lechada de cemento, estas son fuentes potenciales de daño al yacimiento y esto se refleja en una reducción sustantiva de la producción.

b).- Reducir los tiempos de operación de los pozos hasta en un 40 % y los costos excesivos por este concepto, con la técnica convencional de cementación se realizan de 3 a 5 operaciones para alcanzar el objetivo esto implica mayores tiempos de operación y costos excesivos.

En las operaciones de cementación en yacimientos con bajo gradiente de poro y altas permeabilidades, el uso de lechadas de cemento convencionales con densidades altas (1.70 a 2.0 $\frac{gr_m}{cm^3}$) generan un desequilibrio de fuerzas muy grandes en el sistema, esto ocasiona que en las operaciones se pierdan grandes cantidades de cemento y se tengan que realizar operaciones repetitivas para alcanzar el objetivo, generando mas daño al yacimiento e incrementando los tiempos de operación y los costos de los pozos.

La solución está basada en un análisis de fuerzas entre la presión del yacimiento y la presión hidrostática ejercida por los fluidos en el pozo, así como la aplicación de principios de física muy elementales, este análisis nos permitirá utilizar en yacimientos de baja presión los cementos convencionales y en ocasiones con densidades hasta de 2.0 gr_m/cm^3 o mayores y con buenos resultados, también se pueden combinar este análisis de fuerzas con el uso de cementos de nueva tecnología (baja densidad y alta resistencia a la compresión así como los cementos espumados) con excelentes resultados.

Este análisis de fuerzas en el sistema nos permite ligar la información que se obtiene en las pruebas de variación de presión de los pozos obtenida por los Ingenieros de Yacimientos con las actividades de perforación, una buena interpretación nos permitirá obtener buenos resultados en las actividades de cementación, siempre teniendo como objetivo principal el minimizar el daño al yacimiento.

Esto elimina el paradigma de que en yacimientos de bajo gradiente de poro, forzosamente se tienen que usar lechadas de densidad muy cerca a la presión del poro; el usar lechadas espumadas, si estas no tiene una buena calidad de la espuma no se recomienda su uso en zonas de yacimiento, debido a su alta permeabilidad y baja resistencia a la compresión y generan problemas durante la vida productiva del pozo. Para cada caso en particular se debe de analizar que es lo que más conviene para el yacimiento sin perder el objetivo principal que es minimizar el daño para mejorar la vida productiva del pozo, así como una reducción de costos de los pozos.

Con este trabajo se plantea solucionar la problemática en las cementaciones en los pozos donde las formaciones están depresionados y con altas permeabilidades, durante las actividades de Perforación, Terminación y Reparación de Pozos de la Región Marina, así como difundir esta técnica con el objetivo de que se aplique en pozos con condiciones similares a nivel México y no solo en actividades de cementación.

A las autoridades de Petróleos Mexicanos por haberme dado la oportunidad de cursar los estudios de Posgrado

A los catedráticos de la División de Estudios de Posgrado de la Facultad de Ingeniería

Al M.C Jaime Ortiz Ramírez por el apoyo en la realización de este trabajo de tesis.

A mis padres con gran afecto y
cariño Justino y Dolores y a mis
hermanos

A mi esposa Rosa Maria por todo su
cariño y comprensión, a mis hijos:
Johana, Josué y Edbey los que me
motivan a superarme

A mis compañeros de trabajo y de
estudio por su compañerismo y
ayuda en mi superación académica,
gracias por su apoyo

Todo conocimiento comienza con la experiencia,
pero no toda experiencia comienza con el
conocimiento

CONTENIDO

TÍTULO	Pagina
RESUMEN	1
AGRADECIMIENTOS	4
CONTENIDO	7
LISTA DE FIGURAS	9
1.-INTRODUCCIÓN	12
2.- REVISION DE LITERATURA Y CONCEPTOS BASICOS	19
2.1 Antecedentes en pozos de la Región Marina	19
2.2 Revisión de trabajos (artículos, libros de consulta. etc)	20
2.-3 Revisión de las estadísticas de pozos de la Región Marina	23
2.4 Daño a la formación y problemas en las cementaciones	25
2.5 Cementos de baja densidad y alta resistencia a la compresión	36
2.6 Principios y ecuaciones básicas	45
3.- DESARROLLO	
3.1 Desarrollo del análisis de fuerzas en el sistema	79
3.2 Aplicaciones practicas	88
4.-VALIDACION Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS	141
5.- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	145
5.1 Conclusiones	145
5.2 Recomendaciones	147
NOMENCLATURA	148
REFERENCIAS	150
APÉNDICES	151

El objetivo de la tesis es tener una aportación académica y una aportación práctica que resuelva un problema de la Industria, en mi caso es en el área de Perforación y Mantenimiento de Pozos.

Aportación académica:

Obtener los parámetros y las ecuaciones que describan el fenómeno de las cementaciones en yacimiento depresionados y con alta permeabilidad, apoyándose en las curvas de variación de presión (Registros estáticos, curvas de incremento y decremento), registro direccional así como determinación de los parámetros del yacimiento para que estos nos permitan eficientar las cementaciones en estas zonas depresionadas.

Aportación Práctica:

Solucionar la problemática actual en los Pozos de la Región Marina donde se tienen yacimientos depresionados con gradientes de poro muy bajos y altas permeabilidades, documentando esta técnica para su difusión a las diferentes Regiones de México

Aportación económica a la Industria Petrolera

En la Perforación y Mantenimiento a pozos este trabajo nos permitirá minimizar el daño a la formaciones productoras por perder grandes volúmenes de cemento así como reducir los tiempos de operación perdidos por este concepto, reflejándose en una disminución sustancial en los costos de los pozos y una mejora en la vida productiva.

LISTA DE FIGURAS

No	Descripción de la figuras	Pagina
1.-	Declinación de la presión del yacimiento con respecto al tiempo	12
2.-	Cedula de bombeo en la cementación convencional	13
3.-	Cedula de bombeo en la cementación no convencional	14
4.-	Estado mecánico de un pozo.	15
5.-	Representación de un pozo en flujo radial.	26
6.-	Representación de la zona de invasión.	28
7.-	Estado mecánico del pozo (intervalo a obturar)	33
8.-	Estado mecánico final del pozo (intervalo obturado)	33
9.-	Efecto del acondicionamiento del lodo previo a la cementación	34
10.-	Efecto de la centralización de la tubería en la cementación.	35
11.-	Efecto de gasto de colocación de la lechada.	35
12.-	Estado mecánico de un pozo con su registro de cementación	40
13.-	Resistencia a la compresión (método destructivo)	42
14.-	Resistencia a la compresión (método destructivo)	42
15.-	Analizador ultrasónico UCA	43
16.-	Resistencia a la compresión (método no destructivo)	43
17.-	Gráfica del registro estático	47
18.-	Estado mecánico	49
19.-	Fuerzas actuando en un elemento de fluido	52
20.-	Presión hidrostática en un pozo direccional	56
21.-	Columna de fluido compleja	57

22.-	Tubos comunicantes	60
23.-	Tubos comunicantes en un sistema de pozo - yacimiento	61
24.-	Fenómeno físico del bombeo de un fluido al pozo	62
25.-	Fenómeno físico de la caída libre en un pozo	64
26.-	Diagrama de cuerpo libre	68
27.-	Grafica del factor de fricción de Fanning en tuberías circulares	74
28	Efecto de la fuerza de inercia ocasionada por la caída libre	77
29.-	Diagrama de fuerzas en el pozo	79
30.-	Diagrama de fuerzas en equilibrio por el interior de la tubería	84
31.-	Diagrama de fuerzas en equilibrio por el espacio anular	87
32.-	Cementación de una Tubería de revestimiento corta	89
33.-	Registro estático	90
34.-	Volúmenes de cemento	95
35.-	Análisis de fuerza por interior de la tubería al cementar	96
36.-	Volúmenes de desplazamiento	100
37.-	Válvula de charnela normal	105
38.-	Válvula de charnela invertida	106
39.-	Corrigiendo cementación de la boca de la tubería de revestimiento corta	107
40.-	Cementando en presencia de gas	108
41.-	Diagrama de conexiones superficiales	109
42.-	Recementar la boca de la tubería de revestimiento corta	111
43.-	Análisis de fuerzas en la recementación de la boca de la TR	115
44.-	Volumen de desplazamiento en la recementación	118

45.-	Estado mecánico de un pozo en reparación mayor	124
46.-	Calculo de volumen en la formación	126
47.-	Calculo de volúmenes del pozo en reparación mayor	127
48.-	Análisis de fuerzas en la reparación mayor	131
49.-	Volumen de desplazamiento en la recementación	135
50.-	Cantarell 2091	143
51.-	Cantarell 53-D	144

LISTA DE TABLAS

No.	Descripción de las tablas	
1	Registro estático	90
2.-	Estadística de pozos del campo Cantarell	141

1.- INTRODUCCION

En México se tienen campos maduros y altamente depresionados, originado por los altos ritmos de explotación durante su vida productiva; si el yacimiento no tiene un empuje hidráulico natural que permita mantener estable la presión o un sistema de recuperación secundaria, entonces la presión del yacimiento va disminuyendo con respecto al tiempo; esto es un efecto natural en todos los campos de México y del mundo. Cuando la presión de poro es menor que el gradiente generado por una columna de agua o de diesel se consideran yacimientos depresionados o de baja presión, en la figura 1 se muestra el comportamiento de un yacimiento y como declina la presión de fondo con respecto al tiempo.

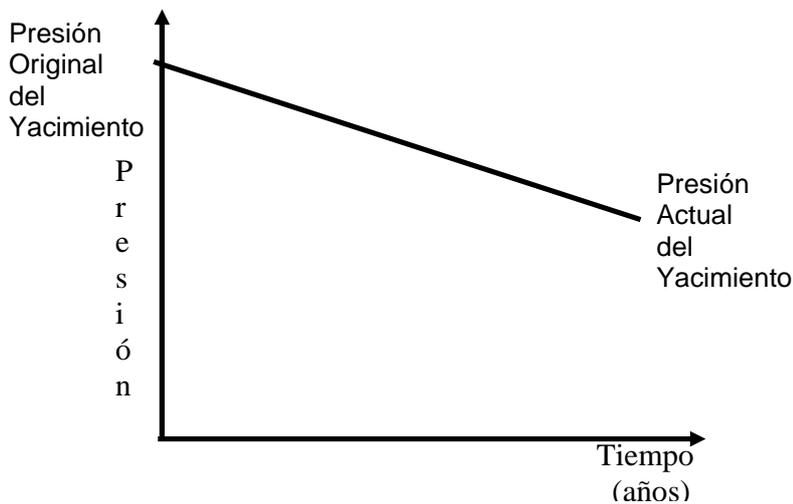


Figura 1

Declinación de la presión del yacimiento con respecto al tiempo

En Perforación Terminación y Reparación de pozos es muy importante tener un retorno del fluido de control en la superficie, ya que este nos permite tener un control del pozo, estabilidad del agujero, detectar manifestaciones de gas y/o agua y prevenir a tiempo los descontroles de los pozos, transportar los recortes y/o material de moliendas, además nos sirve como medio para que a través de pulsos se transmita la información de los registros resistivos, RG, direccional, presiones, etc.

Si la presión de poro está por abajo del gradiente del agua, como es el caso de algunos yacimientos donde se tienen gradientes de $0.45 \frac{gr_m}{cm^3}$ y con permeabilidades de la formación muy altas (1 - 5 darcy), entonces el nivel de fluidos siempre va a estar muy por debajo de la superficie, esto genera que no se tenga retorno de fluidos de control en la superficie, ni de los recortes generados por la barrena y/o recortes de molienda de accesorios, esto implica crear un gran daño al yacimiento, además las actividades de Perforación y Reparación de Pozos se vuelven muy complejas y difíciles, ocasionando que se tengan que buscar nuevas tecnologías para poder solucionar esta problemática.

En la figura 2 se presenta una gráfica de bombeo en una cementación de un pozo en condiciones normales o sea que existe retorno de fluidos en superficie, esta grafica de presiones nos sirve como indicador para saber que es lo que esta pasando en el fondo del pozo y con esto poder tomar las decisiones necesarias en la operación.

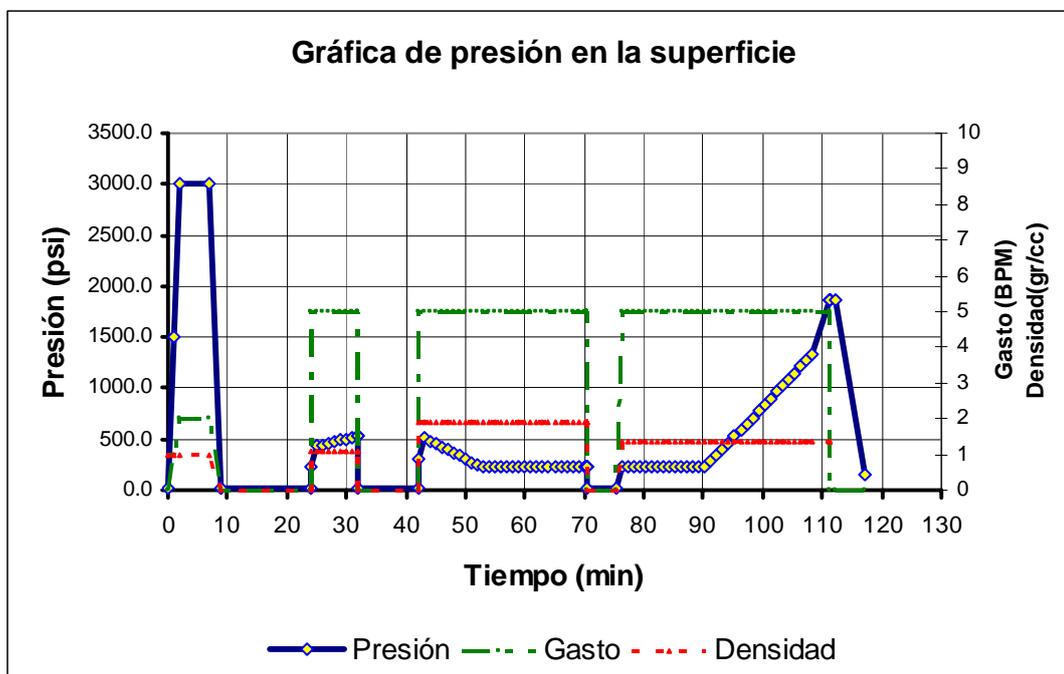


Figura 2

Cedula de bombeo en la cementación convencional

Pero cuando el nivel de fluidos esta muy por debajo de la superficie debido a que la presión del yacimiento es muy baja, entonces en la superficie lo único que tendremos es la presión atmosférica y una succión muy fuerte en el sistema, como se muestra en la figura 3, esto dificulta bastante las operaciones de cementación, debido a que no se tiene un indicador tan importante como es la presión de bombeo en superficie que refleje lo que esta pasan en el fondo, originando que se pierdan grandes cantidades de cemento a la formación y se tengan que realizar operaciones repetitivas para alcanzar el objetivo.

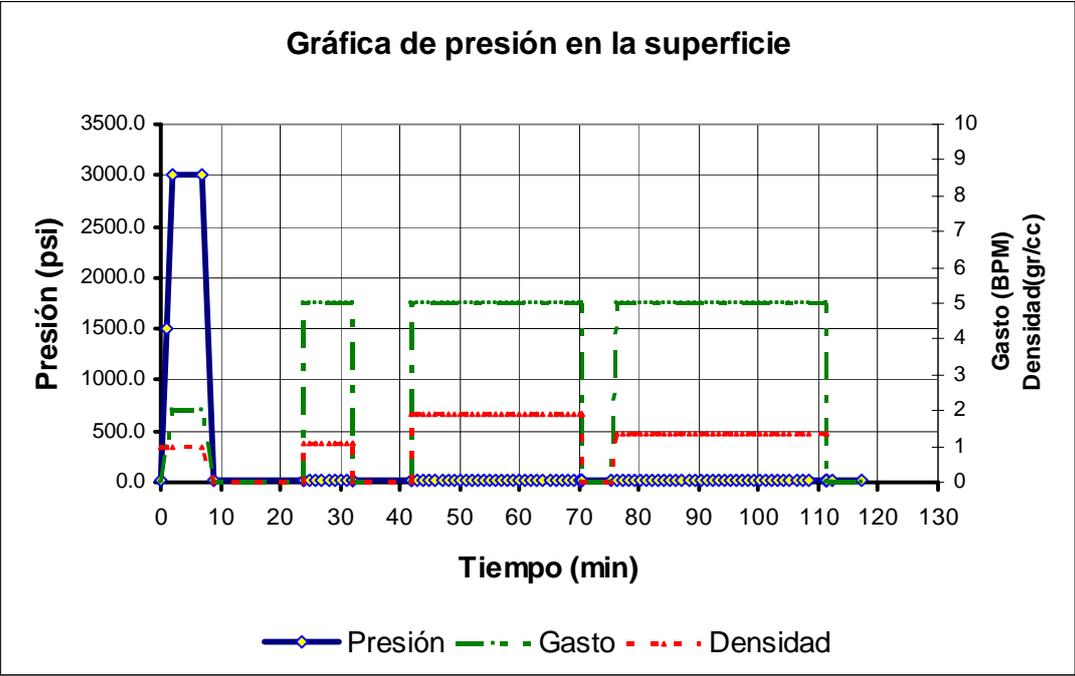


Figura 3

Cedula de bombeo en la cementación no convencional

En la figura 4 se representa el estado mecánico del pozo en la etapa de perforación en la zona de interés, donde se observa que debido a la baja presión del yacimiento, el nivel de fluidos se encuentra muy por debajo de la superficie, entonces en este trabajo se plantea hacer un análisis de fuerza en el sistema el cual nos permita tener un equilibrio en la zona de interés y evitar con esto pérdidas de lechadas excesivas a la formación y con esto minimizar el daño al

yacimiento en forma considerable, así como reducir sustancialmente los costos y los tiempos de operación.

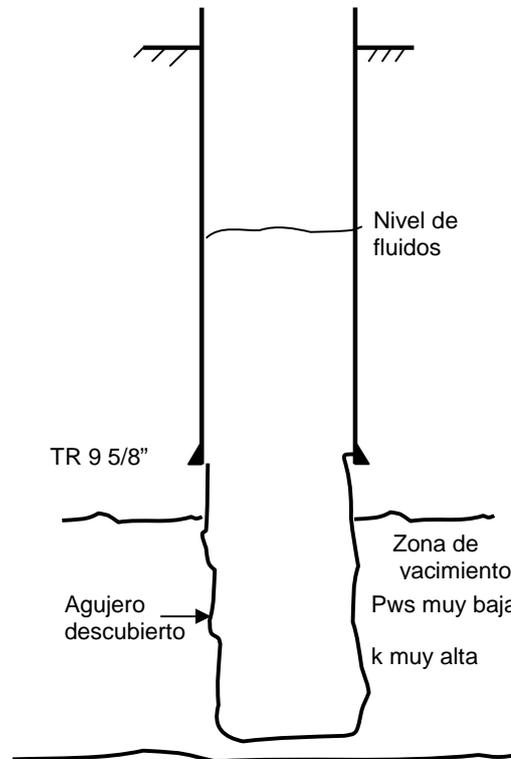


Figura 4

Estado mecánico de un pozo

Actualmente se tienen tecnologías probadas y con buenos resultados para;

a.- Perforación bajo balance (minimiza el daño al yacimiento, alto costo), esta técnica se aplica en la perforación de pozos donde la presión de yacimiento es ligeramente mayor a la columna hidrostática y además se requiere de equipo adicional de seguridad en el equipo de perforación.

b.- Perforación ciega (no minimiza el daño al yacimiento, bajo costo), esta se realiza cuando la presión de yacimiento es muy baja y aun manejando fluidos de control ligeros no se logra obtener retorno en superficie, el nivel de fluidos esta siempre por debajo de la mesa rotaria.

En pozos de la región Marina no se ha podido implementar la perforación bajo-balance en campos muy depresionados y con altas permeabilidades, debido a que no se ha logrado obtener fluidos de control por abajo de la densidad de $0.6 \text{ gr}_m/\text{cm}^3$. Para la elaboración de los volúmenes de fluido de control con esas densidades, se requieren tener cantidades muy grandes de nitrógeno en el equipo de Perforación y/o Reparación, esto no ha sido posible obtenerlo en el sitio en pozos costa fuera, teniendo la limitante de las dimensiones de las plataformas marinas ya que no tienen el espacio suficiente para colocar el número de equipos para el bajo-balance requeridos, para lograrlo se necesita un equipo adicional de perforación (sin torre) junto al equipo perforación, esto económicamente no ha sido factible e incrementaría sustancialmente los costos de los pozos

En el 2001 en la Región Sur se han perforado pozos con fluido espumado (espuma y nitrógeno) alcanzando una densidad hasta de $0.85 \text{ gr}_m/\text{cm}^3$ y $0.65 \text{ gr}_m/\text{cm}^3$ logrando evitar la pérdida total de circulación en la formación Brecha del Eoceno a profundidades de 3910 m con muy buenos resultados, En pozos de tierra no se tiene la limitante de espacio para los equipos de nitrógeno y generadores de espuma, así que esto se complica en pozos costa fuera.⁹

Normalmente en el campo Cantarell y Ku – Maloob- Zaap en la formación Brecha de Paleoceno se perfora con pérdida total de circulación, usando diesel como fluido de perforación, en el 2002 en la perforación del pozo Cantarell 1063-D en la formación de Brecha de Paleoceno se realizó una prueba tecnológica con un lodo polimérico inhibido, base agua y nitrógeno manejándose densidades de $0.62 \text{ gr}_m/\text{cm}^3$ sin restablecer circulación; el único ahorro se debió a que este fluido no utiliza diesel en su formulación por lo que se redujo el costo del fluido, pero no se logró el objetivo de alcanzar la perforación bajo-balance y obtener retorno de fluidos en la superficie.⁸

Los problemas de pérdida de circulación durante los trabajos de cementación de la tubería de revestimiento de explotación (liner) en estas formaciones depresionadas, da como resultado un aislamiento deficiente en las zonas de interés y un alto daño a la formación, por lo que a través del tiempo se ha recurrido al empleo de diferentes técnicas y productos durante la cementación primaria de esta tubería con el fin de minimizar estos problemas, alcanzando un éxito parcial.

Como se podrá observar, en los yacimientos muy depresionados y con alta permeabilidad es muy difícil alcanzar el equilibrio entre la presión de yacimiento y los fluidos de control, y en las operaciones de cementación también se tiene este problema, aunque a partir del año 2000 surgen en el mercado tecnologías nuevas que nos permiten solucionar esta problemática parcialmente, estas son las lechadas ultraligeras de densidad hasta de $1.0 \text{ gr}_m/\text{cm}^3$ y de alta resistencia a la compresión, pero las densidades de estas lechadas siguen siendo a un mayores al gradiente de poro, por lo que durante un trabajo de cementación continua la pérdida total de circulación, esto es un problema muy serio que normalmente da como resultado un inadecuado aislamiento de la zona productora y el daño a la formación que esto genera.

En las lechadas espumadas, si no tienen un buen control en la calidad de la espuma, no son recomendables de usarse en la zona de yacimiento, debido a su alta permeabilidad y a su baja resistencia a la compresión, este genera problemas durante la vida productiva del pozo debido a la formación de canales de flujo del cemento en el espacio anular, y es mas problemático en zonas de yacimiento cercanas al contacto agua-aceite o en contactos de gas-aceite.

Uno de los objetivos principales de este trabajo es, reducir el daño a la formación productora de hidrocarburos generado en las cementaciones de las tuberías de revestimiento, tuberías cortas, así como operaciones de obturamiento con retenedor, e inclusive tapones de sal, con las técnicas convencionales o tradicionales se pierden grandes volúmenes de lechadas de cemento, las cuales producen un alto filtrado y los propios sólidos del cemento obturan la formación.

Los fluidos lavadores y espaciadores y otros productos químicos contenidos en la propia lechada y que son utilizados normalmente en la cementación también pueden ser fuentes potenciales de daño al yacimiento generando un decremento sustancial de la producción.

2.- REVISION DE LITERATURA Y CONCEPTOS BASICOS

2.1. ANTECEDENTES EN POZOS DE LA REGION MARINA

De donde y cómo surge la idea de solucionar esta problemática en los pozos de baja presión y alta permeabilidad, como antecedente se tiene que en los pozos de la Región Marina esto ya se había convertido en un verdadero problema que implicaba altos costos de operación y tiempos muy grandes de intervención a continuación se hace una semblanza de ello.

Previo al año de 1988 en el área de reparación, para el control de pozos se utilizaban tapones diesel – bentonita, para los cuales su principio era que al contacto con el agua fraguaba, pero estos tapones dañaban enormemente el yacimiento; además era muy difícil disolverlos y limpiarlos, en ocasiones se tenía que recuperar el aparejo y moler el empacador, para disolver el tapón se requería de 10 o 15 días en promedio lo que implicaba un alto costo de la intervención; además era necesario hacer trabajos de limpieza y/o estimulación para eliminar el daño al yacimiento ocasionado por el tapón diesel-bentonita.

Para esos años surgió la idea en la Región Marina, que para no utilizar los tapones diesel – bentonita y su problemática que ocasionaban, se utilizaran tapones de sal y el uso de lodos fapx, debido a la alta densidad de la sal, se tenían un principio muy simple que era el de la decantación, pero había un problema, este era que la presión de yacimiento era muy pequeña y esta no podía soportar la hidrostática de la sal que es muy elevada ($2.16 \text{ gr}_m/\text{cm}^3$) así como también del fluido de control del desplazamiento.

De esta problemática, es como surge la idea del análisis de fuerzas en el sistema del pozo considerando la presión de yacimiento y las fuerzas generadas por los fluidos en el pozo, esto permitió hacer muchos ensayos y a su vez se tuvieron muchas operaciones fallidas donde se lavaban los tapones de sal, hasta que se logro depurar la técnica y obtener buenos resultados, esta técnica se extrapolo a las cementaciones con excelentes resultados.

En el campo se le conocen a estas operaciones como cementaciones descolgadas y cabe aclarar que esta técnica fue desarrollada con principios de física muy elementales aplicados a los pozos, que nos permitió solucionar un problema muy grande, donde se perdían grandes cantidades de dinero además se tenían tiempos muy excesivos de operación, esto se aplico en pozos de la Región Marina con excelentes resultados.⁶

2.2. REVISION DE ARTICULOS

Para poder analizar las fuerzas que intervienen en el sistema de un pozo fue necesario entender como determinar las presiones subsuperficiales, de como varia la presión con respecto a la profundidad de una columna de fluido, y como esta presión esta en función de la densidad del fluido, esto se puede obtener a partir de un diagrama de cuerpo libre y como las fuerzas verticales que actúan sobre un elemento del fluido a una profundidad determinada en el agujero.⁵

La aplicación de principios de física muy elementales en los pozos, como son: presión hidrostática, el principio de caída libre de los cuerpos y las fuerzas que se generan¹¹, así como el análisis de fuerzas en el sistema.⁵

En la literatura y en libros de cementaciones de las compañías cementadoras y de varios autores, así como de trabajos escritos por compañías perforadoras internacionales, en estas no existe escrito algún tópico con respecto a este tema ya que solo se enfocaron a solucionar el problema de la baja presión del yacimiento bajando la densidad de la lechada del cemento a una presión cercana a la del poro, quisiera comentar que en el año de 1993 las compañías perforadoras internacionales que llegaron a perforar pozos en la Región Marina en la modalidad de llave en mano y que traen esa experiencia internacional, se encontraron con este problema de yacimientos depresionados y con altas permeabilidades, en la cementación de tuberías cortas o corrección de tuberías de revestimiento, estas compañías empleaban técnicas convencionales de cementación haciendo trabajos repetitivos para lograr su objetivo, teniendo tiempos mayores tiempos de operación reflejándose en sus costos excesivos, además dejaban los yacimientos muy dañados, entonces se tenían que hacer trabajos remediales para reducir el daño.

Un yacimiento como Cantarell o del campo Ku – Maloob y Zaap, son únicos en México, así que los artículos escritos sobre este tema son de la Región Marina y dan solución a esta problemática solo con el uso de cementos ultraligeros de nueva tecnología y del uso de empacadores de boca de la tubería corta (liner), sin hacer mención del análisis de fuerzas que deben existir en el sistema los cuales siempre deben estar en equilibrio y de este análisis consiste el gran éxito de las operaciones.⁷

Los cementos espumados desarrollados hace más de 20 años requieren equipo especial para incorporar nitrógeno, gas o aire en la lechada para reducir su densidad; también es necesario adicionar un surfactante para generar y estabilizar la espuma hasta que el cemento se coloca en el espacio anular. Los cementos espumados han sido empleados con densidades de 0.42 a 1.80

gr_m/cm³, sin embargo con densidades menores a 1.08 gr_m/cm³ o, con calidades de espuma mayores al 30% desarrollan esfuerzos a la compresión muy bajos y tienen una alta permeabilidad, así que por esos motivos dejaron de usarse en las zonas de yacimiento.

Aunque actualmente existe la corriente del uso de cementos no rígidos, o sea que tengan un comportamiento plástico para pozos costa fuera, principalmente en tuberías de revestimiento superficiales e intermedias donde se tenga presencia de gas, esto se logra con cementos espumados, la compañías han mejorado sus técnicas operativas para lograr una mejor calidad de espuma y con buenos resultados.

En general, podemos clasificar la evolución de las cementaciones en los siguientes periodos:

Hasta 1995, las cementaciones de las tuberías de revestimiento cortas se realizaba con cementos convencionales en dos etapas: La primera con cementos con densidad de 1.60 gr_m/cm³ y una lechada de amarre con densidad de 1.90 gr_m/cm³ para asegurar la zapata. Sin embargo los resultados eran pobres y únicamente se cubrían 100 metros de agujero en el espacio anular, por lo que se recementaba la boca de la tubería corta (liner) empleando para esto muchos recursos, lo que implicaba adicionalmente tiempo equipo y por consecuencia incremento en el costo del pozo.⁷

1995 –1997, en este periodo se continuó el empleo de dos lechadas de cemento convencional. La innovación en esta operación consistió en utilizar empacadores de boca de liner, eliminado con esto su recementación de las bocas de liner's.⁷

1997–2000, a partir del año 1997 se comenzó a utilizar una lechada ligera con alta resistencia a la compresión, simplificando la operación a una etapa, esta lechada con densidad de 1.26 a 1.45 gr_m/cm³ combinada con la técnica de cementación descolgada (Diseñada por los ingenieros de proyecto de la División Marina) se alcanzó a mejorar la colocación del cemento en el espacio anular, cubriendo hasta 350 metros del agujero, sin embargo aún no se cumplía con el objetivo de llevar la cima del cemento arriba de la boca del liner, por lo que se continuo utilizando el empacador de boca de liner para garantizar el aislamiento de esta formación.⁷

En el 2001, a partir de Enero de este año se implementó la utilización de una lechada ultraligera de alto esfuerzo a la compresión mejorando notablemente los resultados.⁷

Como se podrá observar las compañías cementadoras dedicaron sus esfuerzos y su tecnología solo a tratar de bajar las densidades de las lechadas de cemento, en 1995 empezaron con cemento de densidad de 1.45 gr_m/cm³, logrando obtener en el 2001 lechadas hasta de densidad de 1.0 gr_m/cm³.

2.3 REVISION DE ESTADISTICAS EN POZOS DE LA REGION MARINA

Se obtienen las estadísticas desde el año de 1995 y se realiza el análisis de las operaciones de cementación en el campo que se han realizado en la Región Marina y que nos permitan obtener los parámetros principales que afectan en la

efectividad de los resultados así como las condiciones de frontera que intervienen y las tecnologías actuales en el área de cementaciones. ⁶

Se identifica que las operaciones mas recurrentes con problemas son las cementaciones de tuberías de revestimiento cortas, aislar intervalos con retenedor así como corregir cementaciones primarias como son la recementaciones de boca de liner.

Se encuentran los problemas más recurrentes ocasionados debido a la mala cementación y que estos resultaron muy costosos para la vida productiva del pozo, especialmente cuando la zona productora no es aislada en forma correcta, ya que esto puede ocasionar:

- Daño a la formación
- Estimulaciones no efectivas.
- Evaluación incorrecta del yacimiento.
- Migración a través del espacio anular de fluidos no deseados.
- Acumulación de gas en el espacio anular.

En los campos en desarrollo de la Región Marina como son Cantarell, Ku, Maloob, Zaap, Ek-Balam, Abkatun, Pool, Chuc , etc un 90 % de las actividades que se realizan son en yacimientos depresionados, así que es de gran relevancia solucionar esta problemática, siempre tratando de cumplir con los objetivos de los Activos de producción.

2.4 DAÑO A LA FORMACION Y PROBLEMAS EN LAS CEMENTACIONES

El daño a la formación puede ser causado por procesos simples o complejos, presentándose en cualquiera de las etapas del pozo, el proceso dinámico de la perforación constituye el primero y más importante origen del daño, el cual puede agravarse durante la cementación de tuberías de revestimiento o trabajo remediales de las cementaciones, en las operaciones de terminación y reparación de pozos.

Una roca reduce o pierde su permeabilidad absoluta cuando existe una disminución del espacio vacío libre al flujo de fluidos, esto puede presentarse por partículas sólidas depositadas en los poros de la roca, dependiendo de su tamaño las partículas sólidas pueden invadir los conductos porosos quedándose atrapadas en los poros en sus interconexiones, estas partículas sólidas pueden provenir de los fluidos de control, de las lechadas de cemento y de los recortes de la formación generados por la barrena.

También los sólidos pueden crearse por precipitaciones secundarias, reacción de los propios fluidos de la formación, o incompatibilidad de los fluidos extraños con los minerales que constituyen la roca o con sus fluidos. Además, también pueden ocasionar reducción del espacio vacío de los conductos porosos, por el aumento de volumen de los minerales contenidos en la propia formación, como es el caso de hinchamiento de las arcillas.⁴

Con el propósito de mejorar los resultados alcanzados en la cementación de tuberías cortas de revestimiento (Liner) , aislar intervalos invadidos por agua o improductivos en zonas con bajo gradiente de presión y alta permeabilidad de la formación que permitan cubrir con cemento la totalidad del espacio anular, con el objeto de contrarrestar problemas de canalizaciones y exposición de la tubería a condiciones que disminuyan su vida útil (Formaciones con gas amargo), lo que nos conducirá a garantizar un sello impermeable en esta zona, incrementando el periodo de vida del pozo.

Para explicar la gran importancia que se tiene al minimizar el daño de la formación y como afecta la producción de un pozo, entonces se representa un pozo y las zonas de flujo, en condiciones de flujo radial circular como el mostrado en la figura 5, se tiene que para condiciones de flujo, se aplica la ecuación de Darcy.

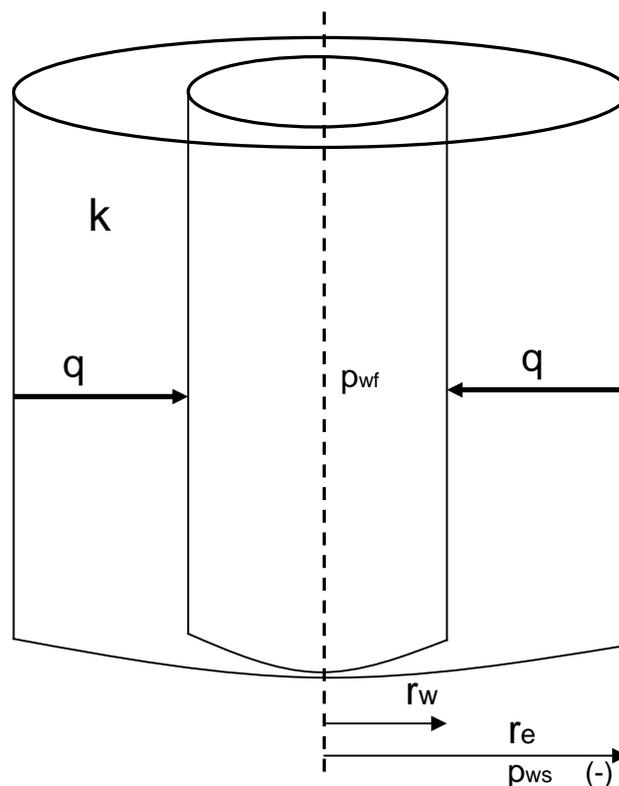


Figura 5

Representación de un pozo en flujo radial.

Donde la velocidad de flujo esta en función de la permeabilidad de la formación y de la viscosidad de fluido, para que se pueda mover el fluido debe existir una diferencial de presión en una determinada distancia.

Entonces la velocidad es:

$$v = \frac{k\Delta p}{\mu\Delta r} \dots\dots\dots(1)$$

Como el gasto es directamente proporcional a la velocidad por el área, entonces:

$$q = v \times A \dots\dots\dots(2)$$

Y el área de un cilindro es $A = 2\pi r h$ sustituyendo en la ec. 1 y 2 tenemos:

$$q = vxA = \frac{2\pi rkh}{\mu} \left(\frac{\Delta p}{\Delta r} \right) \dots\dots\dots (3)$$

Separando variables

$$\frac{q(\Delta r)}{r} = \frac{2\pi kh}{\mu} (\Delta p)$$

De la figura tenemos las condiciones de frontera

Cuando $r = r_w$ entonces $p = p_{wf}$

$r = r_e$ entonces $p = p_{ws}$

Aplicando la Integral con las condiciones de frontera

$$\int_{r_w}^{r_e} \frac{q}{r} dr = \int_{P_{wf}}^{P_{ws}} \frac{2\pi kh}{\mu} dp$$

Integrando y evaluando los limites

$$q(\ln r_e - \ln r_w) = \frac{2\pi kh}{\mu} (p_{ws} - p_{wf})$$

Despejando el gasto, tenemos la ecuación general de Darcy

$$q = \frac{2 \pi k h (p_{ws} - p_{wf})}{\mu L n (r_e / r_w)} \dots\dots\dots(4)$$

Ahora suponiendo que existe invasión de fluidos y sólidos a la formación, como se observa en la figura 6, donde se representa un pozo y las zonas de flujo que se ven afectadas por el daño debido a los fluidos utilizados en la perforación, cementación y reparación de pozos, donde r_e es el radio de drene del pozo, r_x , radio de la zona dañada, r_w es el radio del pozo (agujero descubierto), k es la permeabilidad sin alterar de la formación y k_x es la permeabilidad dañada de la zona invadida.⁴

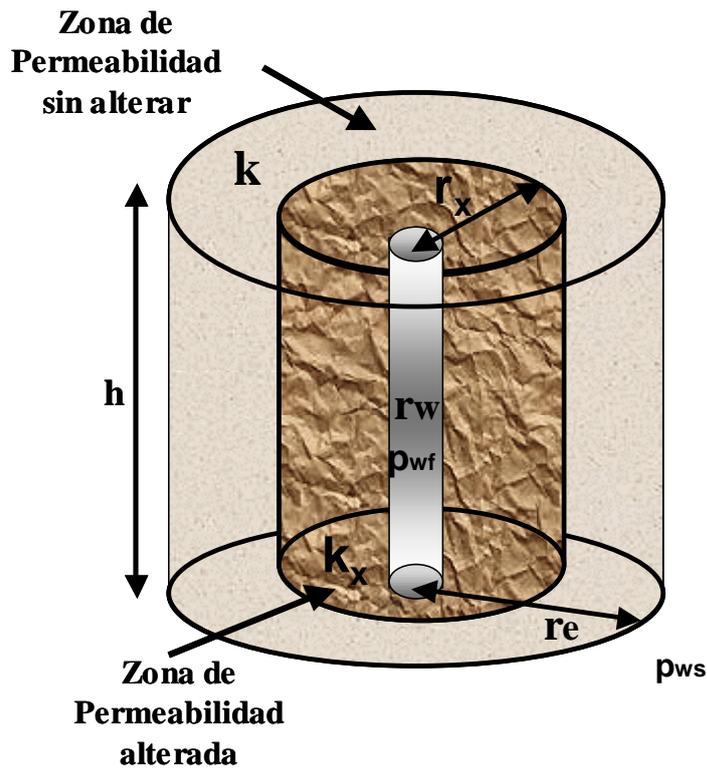


Figura 6

Representación de la zona de invasión.

La ecuación de Darcy afectada por el daño es.

$$q = \frac{2 \pi k h (p_{ws} - p_{wf})}{\mu [Ln(r_e / r_w) + s]}$$

Donde :

s = efecto de daño (adimensional)

p_{ws} = presión estática del yacimiento

p_{wf} = presión de fondo fluyendo

k = permeabilidad representativa de la formación

h = espesor de la formación

μ = Viscosidad del fluido

r_e = radio de drene del pozo

r_w = radio del pozo

La mayoría de estos datos se obtienen de las curvas de variación de presión, debe observarse de la ecuación de Darcy que los parámetros mas importantes que afectan considerablemente el flujo de fluidos es la permeabilidad (k) y el daño (s), una reducción de la permeabilidad en la vecindad del pozo y un valor grande del daño (s) en general será consecuencia de un daño causado en la zona vecina al pozo, debido principalmente a las operaciones de perforación, cementación, terminación y reparación, esto propicia una disminución sustancial en la productividad del pozo, es difícil eliminar el daño totalmente, pero algo que si podemos hacer es minimizarlo.

Si la formación no ha sufrido ninguna alteración el índice de productividad de un pozo J_o esta dado por la ecuación

$$J_o = \frac{q_o}{p_{ws} - p_{wf}}$$

La p_{ws} disminuye a medida que se explota el yacimiento, por lo que J cambia en función del tiempo, Ahora si la formación presenta alguna alteración en la vecindad del pozo, el índice de productividad J_x que se tendría bajo la misma caída de presión es:

$$J_x = \frac{q_x}{p_{ws} - p_{wf}}$$

Donde q_x es el gasto de producción en condiciones alteradas, y considerando la misma caída de presión en ambos casos y la ecuación de Darcy se tiene

$$\frac{J_x}{J_o} = \frac{q_x}{q_o} = \frac{\frac{2\pi k_e h (p_{ws} - p_{wf})}{\mu L n \left(\frac{r_e}{r_w} \right)}}{\frac{2\pi k h (p_{ws} - p_{wf})}{\mu L n \left(\frac{r_e}{r_w} \right)}} = \frac{k_e}{k}$$

Donde k_e es la permeabilidad representativa de la formación que se obtiene de la curvas de variación de presión y k es la permeabilidad de la zona virgen (sin alterar), lo ideal es que la relación de índices de productividad sea igual o mayor a 1, esto implica que se tengan que buscar nuevas técnicas para solucionar esta problemática, entonces es de gran relevancia minimizar el daño a la formación evitando que existan invasiones muy grandes de fluido y sólidos reduciendo la permeabilidad en la zona de invasión. ⁴

La formación Brecha Paleoceno – Cretácico Superior en los pozos de las Región Marina tiene un gradiente de presión de formación equivalente a una densidad de $0.45 - 0.7 \text{ gr}_m/\text{cm}^3$, estas formaciones están altamente fracturadas por lo que durante su perforación se tiene pérdida total de circulación.

La pérdida de circulación se define como la pérdida total y/o parcial del fluido de perforación o lechadas de cemento hacia el interior de zonas altamente permeables, formaciones cavernosas y/o fracturas naturales o inducidas, durante las operaciones de perforación o cementación.

La pérdida de circulación durante un trabajo de cementación, es un problema muy serio que usualmente resulta en un inadecuado aislamiento de la zona y daño a la formación. Este problema cobra mayor relevancia cuando se trata de realizar trabajos de cementación de tuberías cortas en zonas productoras de baja presión de fractura (Brecha de paleoceno - cretácico), debido a la incapacidad de llevar la cima del cemento a la profundidad deseada (generalmente 50 o 100 metros arriba de la boca del liner) para proveer un aislamiento completo de esta zona con un cemento de alto esfuerzo a la compresión.

Para poder entender esta problemática se describe las operaciones de cementación con más problemas y que son las más recurrentes:

a.-Cementaciones primarias (Tuberías de revestimiento corridas, Tuberías cortas)

Los problemas de perdida de circulación durante los trabajos de cementación de la tubería de revestimiento de explotación (liner) en estas formaciones, dando como resultado un aislamiento deficiente en las zonas

de interés y daño a la formación, por lo que a través del tiempo se ha recurrido al empleo de diferentes técnicas y productos durante la cementación primaria de esta tubería con el fin de minimizar estos problemas, alcanzando un éxito parcial.

b.- Aislar intervalos depresionados y explorar nuevos horizontes (operaciones con retenedor o empacadores recuperables)

En la Reparación de Pozos, la necesidad de los Activos de Explotación de explorar nuevos horizontes por arriba o por abajo de los intervalos actuales, esto implica que se tengan que aislar intervalos con gradientes bajos hasta de $0.45 \text{ gr}_m/\text{cm}^3$ y con permeabilidades hasta de 1 a 5 darcy y que además soporten una carga axial equivalente a 2000 psi manométricas o mas, obturar un intervalo y garantizar el sello para poder evaluar el intervalo de interés, este obturamiento de intervalo tiene un alto grado de dificultad con técnicas convencionales.

En la figura 7 se tiene el estado mecánico del pozo previo a la intervención, se tiene una TR corta y un intervalo el cual tiene una presión de yacimiento muy baja y una alta permeabilidad, y se requiere taponar las formaciones a de la Brecha de Paleoceno o Cretácico y que se garantice el sello hidráulico en el anular mediante pruebas de presión positiva, prueba negativa o de alijo (en esta prueba se aligera la columna del pozo generando un gradiente equivalente o menor que el de la formación y el pozo no debe de aportar) y que los registro de cementación muestren una buena adherencia y con esto evitar comunicación en el espacio anular entre los intervalos.

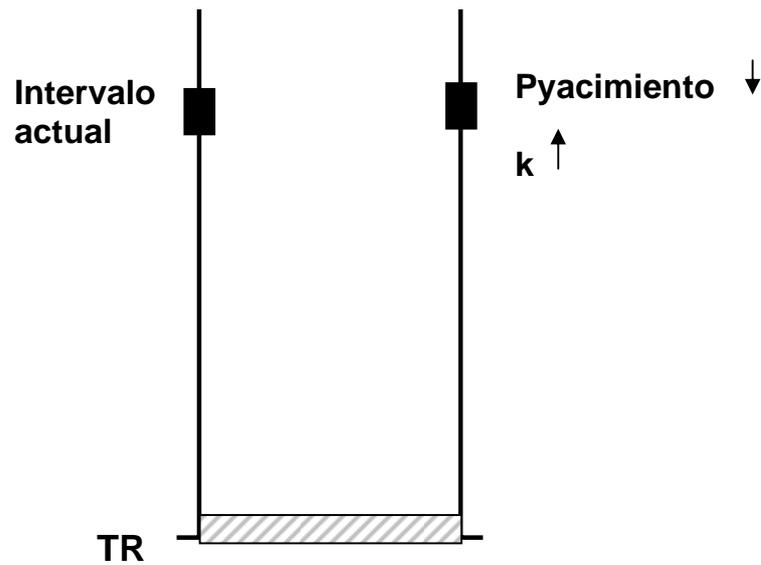


Figura 7
Estado mecánico del pozo (intervalo a obturar)

En la figura 8 se muestra el estado mecánico después de la intervención y de haber realizado el trabajo de cementación con las técnicas adecuadas (análisis de fuerzas considerando la presión del yacimiento), y se desea evaluar el intervalo por arriba o por abajo del intervalo obturado y garantizar un sello en el espacio anular para evitar comunicación de los intervalos.

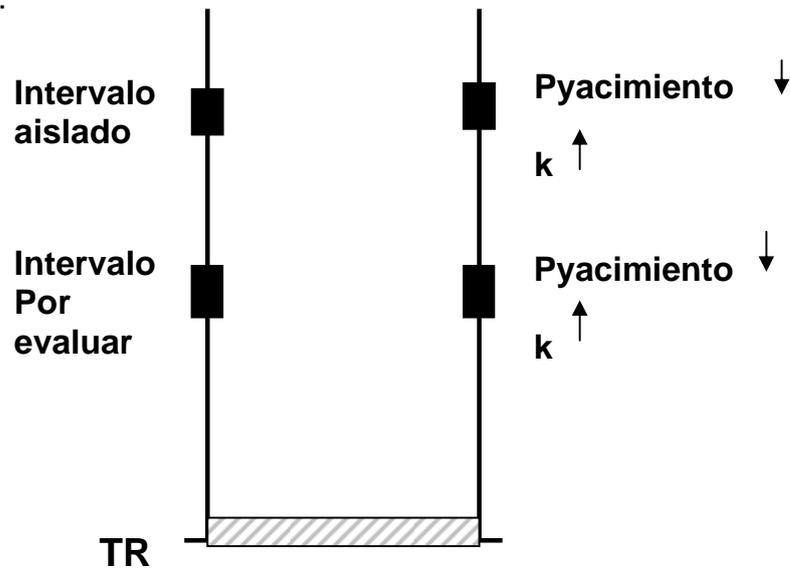


Figura 8
Estado mecánico final del pozo (intervalo obturado)

c.- Corregir anomalías en las tuberías de revestimiento

En los pozos que se tienen problemas de sello en la boca del liner y que se presenta manifestación de fluidos no deseables o en ocasiones durante la producción se convierten en zonas ladronas, así como corregir roturas en las Tuberías de explotación debido a los esfuerzos a los que han sido sometidos durante su vida productiva del pozo.

Además existen muchos factores que contribuyen a los malos resultados de las cementaciones, entre los que se pueden destacar son; la falta de acondicionamiento del fluido de perforación (Figura 9), falta de centralización de la tubería de revestimiento (Figura 10) y deficiente remoción del lodo en el espacio anular (Figura 11), malas practicas operativas, entre otras. Las condiciones de temperatura y profundidad repercuten directamente en el diseño de la lechada de cemento, sin embargo, el caso mas critico son los gradientes de presión de poro y de fractura especialmente si estos son bajos, ya que estos están directamente relacionados con el problema de pérdida total de circulación y con deficiencias en la calidad final de la cementación.¹

Efecto por acondicionar el fluido de perforación para romper el gel del lodo, reduciendo su viscosidad y mejorando su movilidad.

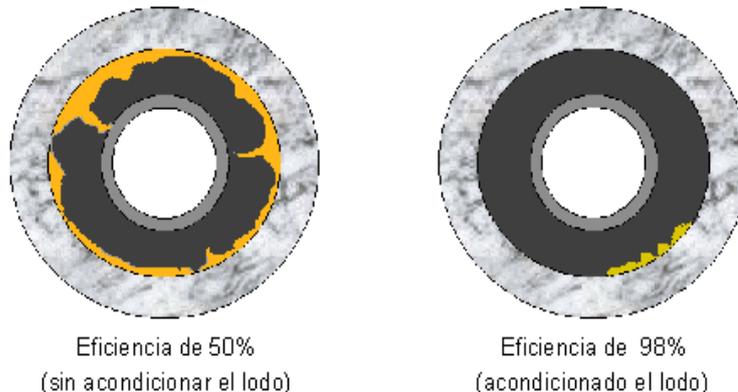


Figura 9

Efecto del acondicionamiento del lodo previo a la cementación.

Efecto de centralizar la tubería en la cercanía de zonas críticas. Una buena centralización ayuda a remover el lodo de este modo se equilibran las fuerzas ejercidas por el cemento que fluye en el espacio anular.

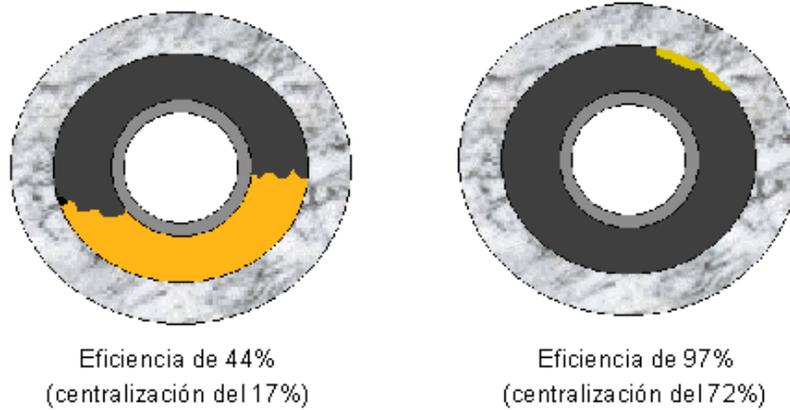


Figura 10

Efecto de la centralización de la tubería en la cementación.

Maximizar el gasto de bombeo, tan alto como sea posible de acuerdo con las condiciones del pozo para alcanzar una eficiencia de desplazamiento alta.

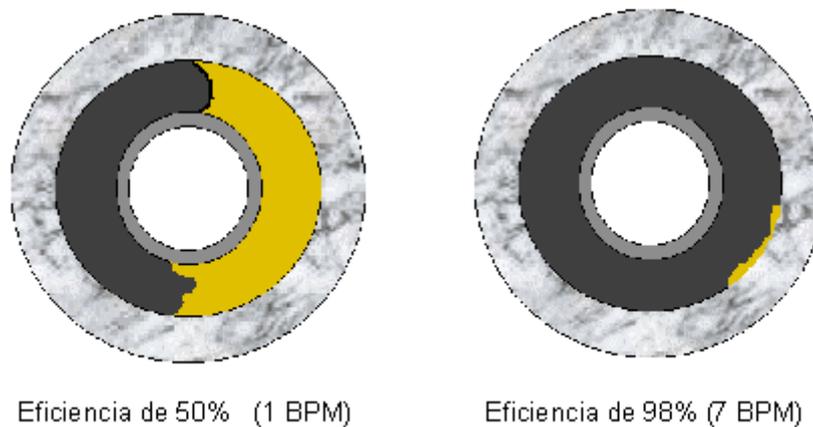


Figura 11

Efecto de gasto de colocación de la lechada.

En las operaciones de cementaciones convencionales o sea con retorno de fluidos siempre se registra la presión manométrica en superficie y esta nos sirve como un indicador para interpretar que es lo que esta pasando en el fondo del pozo además con los gastos podemos saber las condiciones de flujo , si estamos en flujo laminar o turbulento, pero en las operaciones de cementación en formaciones de bajo gradiente de poro no se tiene retorno de fluidos y por lo tanto la presión que se observa en la superficie es la atmosférica, entonces no sabemos nada de lo que ocurre en el fondo del pozo, estamos trabajando a ciegas, de aquí es la gran importancia que previo a la cementación se realice este análisis de fuerzas en el sistema con el fin de garantizar el éxito de la operación.

2.5 CEMENTOS DE BAJA DENSIDAD Y ALTA RESISTENCIA A LA COMPRESION

La cementación primaria es el proceso de colocar cemento en el espacio anular entre la tubería y el agujero y/o la tubería previamente cementada o ambos. La cementación primaria se efectúa con los siguientes propósitos:

- a) Aislar zonas de alta/baja presión para que no ocurran migraciones de fluidos no deseados a través del espacio anular.
- b) Dar soporte a la tubería de revestimiento, eliminando la posibilidad de que se desenrosquen los tubos.
- c) Proteger la tubería de revestimiento, evitando su corrosión prematura.

- d) Nos permite continuar la perforación del pozo e incrementar y/o disminuir la densidad de la siguiente etapa.

- e) Tener control en el pozo y trabajar en condiciones de seguridad.

La temperatura de fondo estática, temperatura circulante así como la profundidad de asentamiento de la tubería de revestimiento y tener bien claro el objetivo de la operación de cementación, estos parámetros deben ser considerados en el diseño de la lechada del cemento, así como los gradientes de presión de poro y de fractura de la formación.

Durante las operaciones de cementación, el punto crítico es mantener el equilibrio de la presión en el espacio anular entre la presión de poro y la de fractura, sin embargo el principal factor que interviene es la presión ejercida en el espacio anular por la densidad de la lechada, la cual ejerce una presión hidrostática contra la formación, la densidad de la lechada es un parámetro que puede ser fácilmente controlado durante las etapas de diseño y de operación por lo que se le considera como un parámetro principal para reducir la presión ejercida en el espacio anular, el otro sería equilibrar el sistema de fuerzas que intervienen en el pozo controlando la fuerza que genera la lechada de cemento y el fluido de desplazamiento contra la fuerza del yacimiento, siempre encontrando el equilibrio entre estas.

En lechadas con cementos convencionales, la densidad está en función de la relación agua – cemento, es decir a mayor cantidad de agua menor densidad y viceversa, sin embargo esta relación afecta en el mismo sentido al esfuerzo a la compresión que desarrolla la lechada, por lo que mientras menor sea la densidad de la lechada menor será el esfuerzo a la compresión que desarrolle el cemento y

por el contrario, con menor cantidad de agua su resistencia a la compresión aumenta y también sus reologías.

Como se mencionó en antecedentes a finales del año 2000 (Schlumberger) y 2001 (Halliburton) salieron al mercado las lechadas ultraligeras de alto esfuerzo a la compresión tratando de solucionar la problemática de los yacimientos depresionados, en estas se aplica el concepto de distribución de partículas sólidas de diferentes tamaños y pesos específicos, lo que significa la optimización de sólidos en la matriz de la lechada, dando como resultado una lechada reológicamente estable. La optimización de la distribución del tamaño y el empleo de partículas de bajo peso específico, menor a la del agua ($1.0 \text{ gr}_m/\text{cm}^3$) permitió ajustar las propiedades de la lechada en forma independiente del contenido de agua, desarrollando lechadas ultraligeras con densidades hasta de $1.0 \text{ gr}_m/\text{cm}^3$.⁷

A pesar de su baja densidad las lechadas contienen aproximadamente 60% de sólidos y 40% de agua cuando son bombeadas, por lo que una vez fraguado el cemento tiene muy baja permeabilidad y alto esfuerzo a la compresión, especialmente si se comparan con lechadas convencionales y espumadas.

Este tipo de lechadas requiere un control de calidad en el mezclado en seco de sus componentes y debe ser monitoreado el contenido de sólidos durante la mezcla de la lechada en campo, debido a que el peso específico de la mezcla en seco es muy similar al peso específico del agua de mezcla, por lo que con sistemas convencionales (Densómetro y balanzas convencionales) no se podría tener la certeza de que se está bombeando agua de mezcla con pocos o con gran cantidad de sólidos, situación que afecta las propiedades finales del cemento (esfuerzo a la compresión y permeabilidad).

Es importante mencionar que hasta ahora se creía que la resistencia a la compresión de un cemento era directamente proporcional a la resistencia de la fuerza de abrasión de una barrena o sea que un cemento ligero de nueva tecnología de densidad de $1.45 \text{ gr}_m/\text{cm}^3$ con una resistencia a la compresión de 3500 psi ofrecería mayor resistencia a la abrasión a la barrena con respecto a una lechada convencional de densidad de $1.95 \text{ gr}_m/\text{cm}^3$ con una resistencia a la compresión de 2000 psi, pero la experiencia de campo muestra lo contrario, entonces se debe de tener mucho cuidado en el usos de esta lechadas ultraligeras para ciertas actividades de perforación como podría ser tapones de desvió, es necesario entender que se debe analizar en que operaciones se puede utilizar estos cementos de nueva tecnología aunque la presión del yacimiento sea baja.

Consideraciones para su evaluación de las lechadas de baja densidad

El objetivo de las cementaciones como se mencionó anteriormente es soportar y proteger la tubería de revestimiento, así como aislar zonas para evitar migración de fluidos no deseados, para comprobar que estos objetivos han sido alcanzados se realizan pruebas hidráulicas (Pruebas a presión de la zapata, aligeramiento de columnas, etc.) sin embargo estas pruebas deben complementarse con registros desarrollados para medir la adherencia del cemento en el espacio anular mediante sondas de registros sonicos.

Estos registros son usados para medir la calidad del cemento midiendo la propagación del sonido en la cercanía del pozo, para realizar la evaluación de cementos ultraligeros deben comprenderse los siguientes aspectos:¹⁰

a.- Los cementos ultraligeros tienen una formulación muy diferente a un cemento convencional y tienen una impedancia acústica menor comparada con sistemas convencionales de la misma densidad.

b.- Los sistemas de lechadas con cemento ultraligero son más difíciles de registrar, debido principalmente a la reducción del rango de impedancias acústicas entre los sólidos y líquidos y el fluido de control en el pozo.

La razón principal por la que los registros sonicos son interpretados incorrectamente para evaluar cementos ultraligeros consiste en que normalmente se espera una respuesta similar a los cementos convencionales con densidad de $1.90 \text{ gr}_m/\text{cm}^3$, este supuesto es incorrecto ya que a pesar de que el esfuerzo a la compresión que desarrollan es similar o mayores, entonces los registros sonicos no están diseñados para medir este parámetro y actualmente las compañías de registros están trabajando en ajustar sus sondas acústicas.

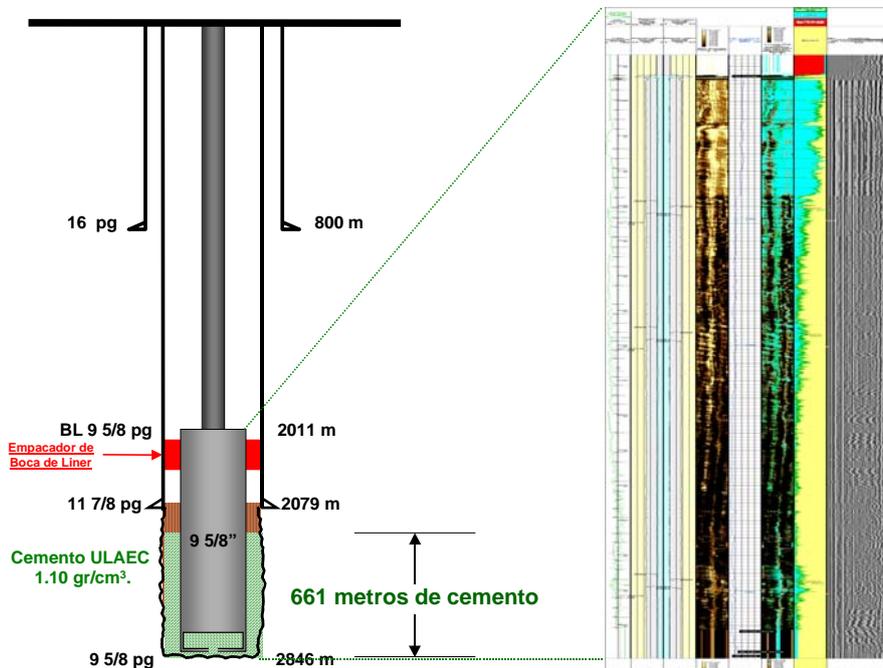


Figura 12

Estado mecánico de un pozo con su registro de cementación

Las herramientas están configuradas con datos de respuesta de lechadas convencionales (densidad de 1.60 a 2.0 gr_m/cm³), para evitar una mala interpretación del registro de cementación y al evaluar la cementación con lechadas de baja densidad, dada la gran cantidad de partículas sólidas con gravedad específica baja que éstas contienen, debe considerarse la impedancia acústica con los datos generados por un analizador ultrasónico de cemento (UCA), parámetro que es vital en la calibración de la herramienta de registro.

Para entender mejor este concepto, se describen las pruebas de resistencia a la compresión realizadas a los cemento de baja densidad como prueba tecnológica en la Región Marina. ¹⁰

Características de la lechada

REOLOGIAS	80°F	180°F		
L ₃₀₀	92	67	Req. Agua Sin Aditivos (lt/sk)	150.54
L ₂₀₀	69.5	52	Req. Agua Con Aditivos (lt/sk)	154.29
L ₁₀₀	43	33.5	Rendimiento (lt/sk)	290.48
V _p (cp)	73.5	50.25	Densidad Calculada (gr/cm ³)	1.01
Y _p (lb _f /100p ²)	19.72	17.85	Densidad Medida (gr/cm³)	1.01
Aqua Libre		0		
Q ₃₀ (cm ³ /30')		84.51		
T.B. (hh:mm)		04:22		

Con la muestra que se recupera del campo, se procede a realizar las pruebas físicas en el laboratorio de cementaciones, y se realizan las pruebas de resistencia a la compresión empleando los siguientes métodos.

a.- Método destructivo

b.- Método no destructivo

Método destructivo

Una vez teniendo la muestra de campo se procede a colocarla en moldes de acuerdo a las normas y se espera un tiempo de fraguado, donde se obtiene un cubo de 5 cm x 5 cm, dando un área de 25 cm², para que posteriormente sea comprimido en la prensa hidráulica, tal y como se muestra en la figura 13 y 14.



Figura 13

Resistencia a la compresión (método destructivo)

Una vez efectuada la prueba destructiva a condiciones de presión y temperatura ambiente se obtiene una lectura en el indicador de 2800 kg_f entonces tenemos que:

$$P = \frac{F}{A} = \frac{2800 \text{ kg}_f}{25 \text{ cm}^2} = 112 \left(\frac{\text{kg}_f}{\text{cm}^2} \right) = 1590.4 \text{ psi}$$

Entonces se tiene un valor de esfuerzo compresivo a condiciones de superficie de 1590.4 psi



Figura 14

Resistencia a la compresión (método destructivo)

Método no destructivo

La lechada se coloca en el analizador ultrasónico de cemento (UCA) y se realiza la prueba no destructiva a una presión de 3000 psi y una temperatura de 240 °F, donde se somete a una señal sonora constante, por un determinado tiempo, y se grafica en la carta de resistencia a la compresión el esfuerzo compresivo, en este caso es de 1451 psi



Figura 15
Analizador ultrasónico UCA

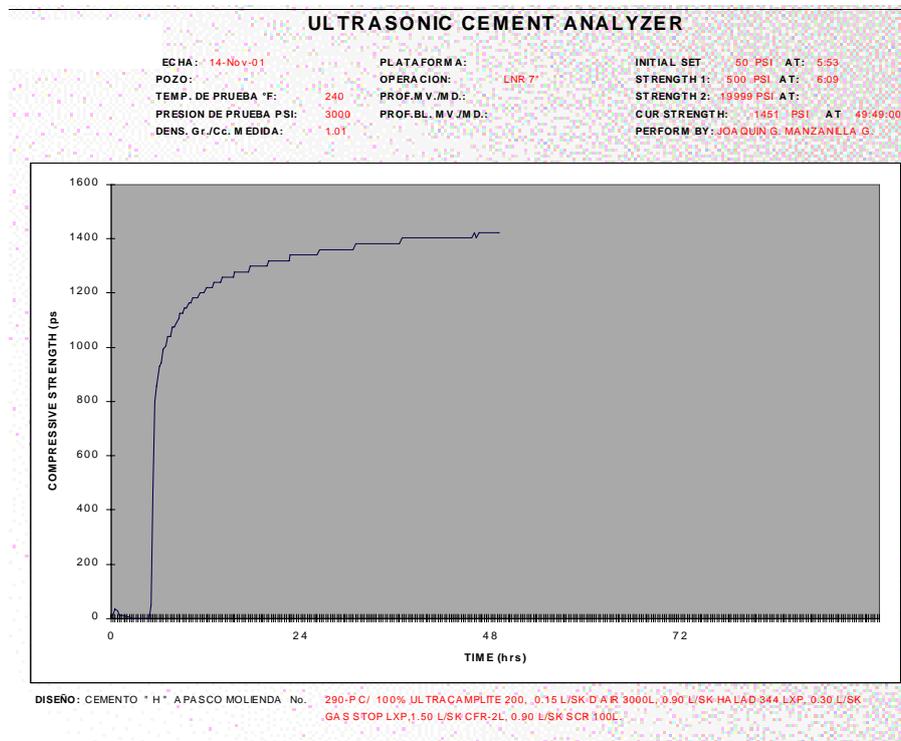


Figura 16
Resistencia a la compresión (método no destructivo)

Estos cementos de baja densidad normalmente se usan en las zonas de yacimiento o productoras, entonces aparte de obtener su esfuerzo compresivo con el método destructivo y no destructivo, se deben obtener muestras del cemento fraguado y correr pruebas de permeabilidad y solubilidad a los ácidos normales que se utilizan en las estimulación como son el HCL y la mezcla de HCL – HF, y con esto asegurar que no se va a tener problema alguno en el pozo durante su vida productiva así como en el caso de algún tratamiento de estimulación para la reducción del daño.

2.6 PRINCIPIOS Y ECUACIONES BASICAS

Para realizar el análisis de fuerzas en el pozo, es necesario conocer todas las fuerzas que intervienen en el sistema y estas son: la fuerza que genera la presión del yacimiento en condiciones estáticas, la fuerza que genera la columna hidrostática del cemento, la fuerza que genera la columna hidrostática del fluido de desplazamiento y la fuerza que se genera por la caída libre.

Presión del yacimiento (p_{ws})

Para poder realizar este análisis de fuerzas que equilibran el sistema en una cementación, se debe conocer la presión del yacimiento ya que esta es la que va a soportar la hidrostática de los fluidos en el pozo.

La presión del yacimiento es la presión en la que están confinados los fluidos en los poros de la formación en el fondo del pozo y en condiciones estáticas, en las actividades de perforación, terminación y reparación de pozos en zonas de yacimiento en donde no se tiene columna de fluido de control hasta la superficie, y al no tener un parámetro en el cual podamos determinar la presión de fondo en base a la densidad del fluido de control, entonces esta condición hace que se tenga uno que apoyar en métodos directos e indirectos para conocer este dato, la exactitud de este valor es de gran relevancia y es el principal para el éxito de las operaciones de cementación en balance con la presión del yacimiento.

a.- Método directo

Para conocer la presión de yacimiento (p_{ws}) en forma correcta, el pozo debe estar en condiciones estáticas o sea sin bombeo de fluido de control hacia el

pozo y sin manifestación del mismo, si estas condiciones de equilibrio se cumplen entonces es factible tomar un registro estático con el equipo de línea de acero y un registrador de presión (amerada), registrando la presión por etapas hasta llegar a la zona de interés, esto también se puede hacer con sensores a tiempo real, pero el costo de estos es mucho mayor que al ser tomados con línea de acero, es importante considerar que en estos pozos no se conoce el nivel de fluidos, entonces es necesario instalar siempre el equipo de seguridad necesario, en pozos donde existe una alta relación gas – aceite y manifestaciones frecuentes de gas es mejor considerar el método indirecto ya que es mas seguro pero no tan exacto como el registro estático la secuencia a seguir es la siguiente:

- Cerrar el pozo (no bombear fluidos al pozo)
- Instalar el equipo de control y probar mismo
- Bajar un calibrador a la zona de interés
- Bajar dos registradores de presión (ameradas) por etapas hasta la profundidad programada
- Esperar estabilización
- Recuperar registradores de presión

Los datos de presión obtenidos siempre deben de estar referidos a las profundidades verticales y desarrolladas, así que para ello se debe de conocer el registro direccional del pozo y realizar una grafica tal y como se muestra en la figura 17.

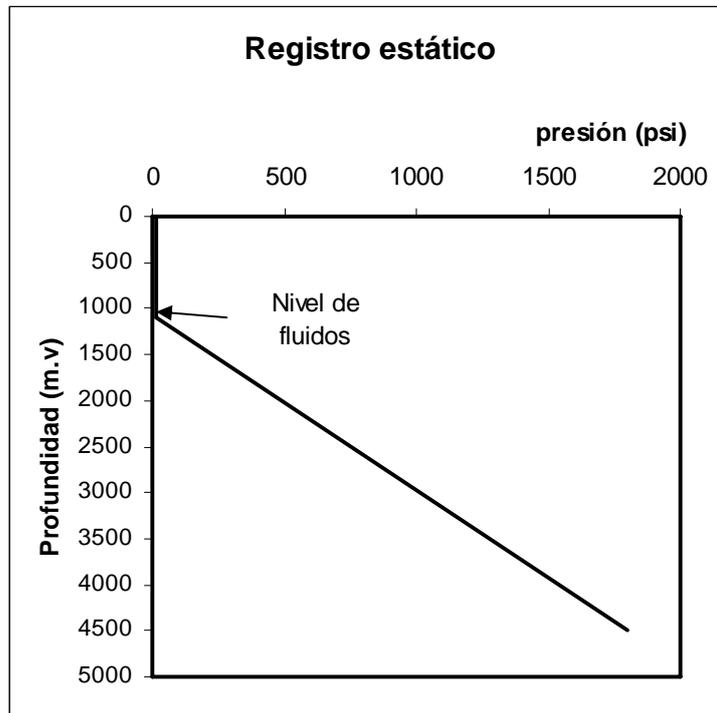


Figura 17

Gráfica del registro estático

b.- Método indirecto

Si las condiciones del pozo no son las apropiadas para el registro estático, o por cuestiones operativas no se puede realizar, entonces se tiene la siguiente opción para conocer la presión de fondo.

- En operaciones de cementación de Tuberías cortas , cuando se baja la TR corta a fondo y previo al anclaje del colgador se bombea un fluido de control de preferencia el mismo que esta en el pozo con un volumen equivalente a la mitad de la longitud de la tubería de perforación, esperar a que se equilibren y se establezcan las columnas del interior y espacio

anular, seguido se lanza la canica, se espera el tiempo de llegada, después con la unidad de alta presión se bombea fluido de control por TP (puede ser agua de perforación o de mar, siempre y cuando esta no dañe la formación ocasionado por un hinchamiento de arcillas) hasta alcanzar el nivel de fluidos , se desfoga el aire y se vuelve a llenar represionando con unas 300 psi (o unas 400 psi antes de romper los pernos de anclaje del colgador) se cuantifica el volumen de llenado y con este dato podemos obtener el nivel de fluido y por lo tanto la presión de fondo, con los siguientes cálculos:

1.-Capacidad del interior de la Tubería de perforación y/o de revestimiento

$$C_i \left(\frac{lt}{m} \right) = 0.5067 x d_i^2 (pg)$$

Donde d_i = diámetro interior de la tubería

2.-Nivel de fluidos se calcula de la siguiente forma:

$$Nf(m.d) = \frac{Vol. _ llenado(lts)}{C_i \left(\frac{lt}{m} \right)}$$

Donde m.d son metros desarrollados

3.- Con la profundidad desarrollada del nivel de los fluidos obtenida en el punto anterior y con el registro direccional se obtiene la profundidad en metros verticales del nivel de fluidos (Nf (m.v)).

4.- Ahora podemos obtener la presión de fondo del pozo, conociendo la profundidad de interés en metros verticales (Hint) y la densidad de los fluidos en el sistema, entonces:

$$P_{ws}(psi) = 1.422 \times \rho \left(\frac{gr_m}{cm^3} \right) \times (H_{int} - N_f)(m.v)$$

donde ρ = la densidad del fluido de control

Como se puede observar en la figura 18, la presión de fondo será equivalente a la presión de la columna ejercida en el pozo del nivel de fluidos a la zona de interés.

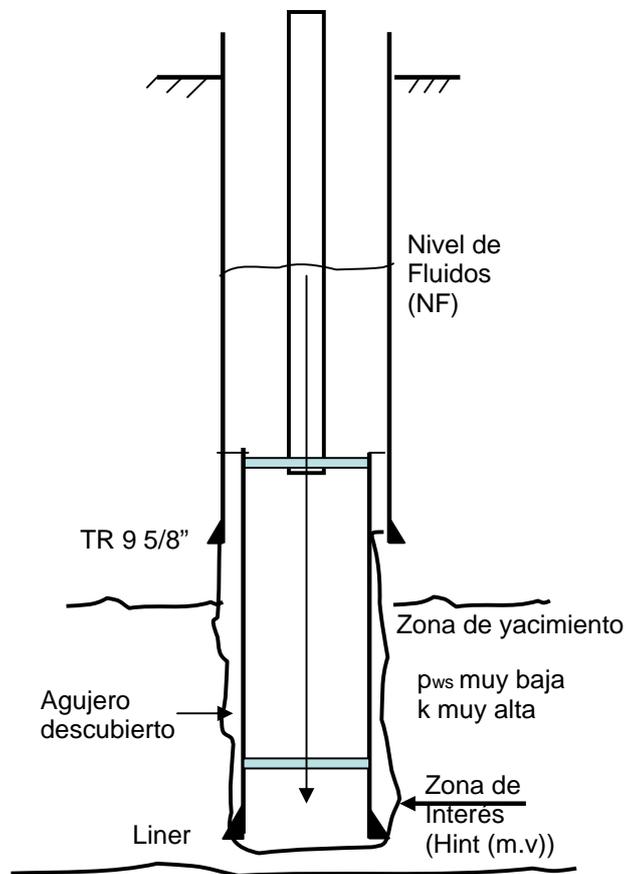


Figura 18

Estado mecánico

- En operaciones donde se utiliza un retenedor de cemento para aislar intervalos, corregir roturas de tuberías de revestimiento, aislar boca de las tuberías cortas, entonces se baja un retenedor a la profundidad programada, se checan sus pesos y previo al anclaje del retenedor se bombea un fluido de control de preferencia el mismo que está en el pozo con un volumen equivalente a la mitad de la longitud de la tubería de perforación, esperar a que se equilibren y se establezcan las columnas del interior y espacio anular, se ancla el retenedor y se realizan las pruebas al mismo, en el cierre de la camisa interna y con la unidad de alta presión se bombea fluido de control por interior de la tubería (puede ser agua de perforación o de mar, siempre y cuando esta no dañe la formación ocasionado por un hinchamiento de arcillas) hasta alcanzar el nivel de fluidos, se desfoga el aire y se vuelve a llenar represionando con 500 a 1000 psi, se cuantifica el volumen de llenado y con este dato podemos obtener el nivel del fluido, y se calcula la presión de fondo de acuerdo a los pasos 1 al 4 en las operaciones de cementación de tuberías cortas, también al probar el empaque del retenedor por el espacio anular se repite el procedimiento de llenado que por el interior de la tubería y los cálculos, se deben de tener resultados similares, en caso de dudas, abrir la camisa del retenedor para que los fluidos se descuelguen, se cierra la camisa del retenedor y se repiten las pruebas.

Solo en caso de tener problemas para obtener la presión de yacimiento con el procedimiento de los dos puntos anteriores, se pueden tomar los datos de los registros estáticos de las curvas de variación de presión de los pozos de correlación o pozos cercanos y que están en el mismo horizonte, o de las curvas de comportamiento de la presión del yacimiento con respecto al tiempo.

Direccional del pozo

En la etapa de perforación del pozo siempre se tiene un control de la trayectoria del mismo ya sea mediante el uso de herramientas como el MWD incluidas en las sartas de perforación, aunque esta herramienta transmite la señal por medio de pulsos de presión por el interior de la tubería a través del fluido de control, pero en este caso las zonas de yacimiento están muy depresionados y no se tiene retorno de fluidos o sea que el nivel de fluidos está muy por debajo de la superficie, entonces es complicado obtener esta información.

Esto es factible de lograrlo reduciendo el área de flujo por interior de la tubería mediante el obturamiento de una o dos toberas de la barrena, estas se obturan previo a su introducción, con bombeo del fluido de control a alto gasto durante la perforación se logra que se obtengan los pulsos de presión, con la ventaja de tener control de la trayectoria del pozo durante la perforación.

Otra opción en la perforación de pozos es que en agujero ya perforado se corra un registro giroscópico a través de la tubería de perforación y obtener la trayectoria del pozo. En los pozos en terminación siempre se toma un registro giroscópico al final de la etapa de perforación así que cuando se tenga la necesidad de intervenir el pozo para una reparación mayor siempre se cuenta con esta información.

Es importante tener este registro, ya que se requiere para poder verticalizar las profundidades desarrolladas en cualquier punto del pozo, y su veracidad es la que nos permitirá tener un mejor control en las fuerzas generadas por la columna hidrostática del cemento y del fluido de desplazamiento.

Presión hidrostática en columnas líquidas

Las presiones subsuperficiales se determinan más fácilmente en condiciones de pozo estático, la variación de la presión con la profundidad en una columna de fluido puede ser obtenida a partir del diagrama de cuerpo libre con las fuerzas verticales que actúan sobre un elemento de fluido a una profundidad D en un agujero de área transversal A tal y como se muestra en la figura 19.⁵

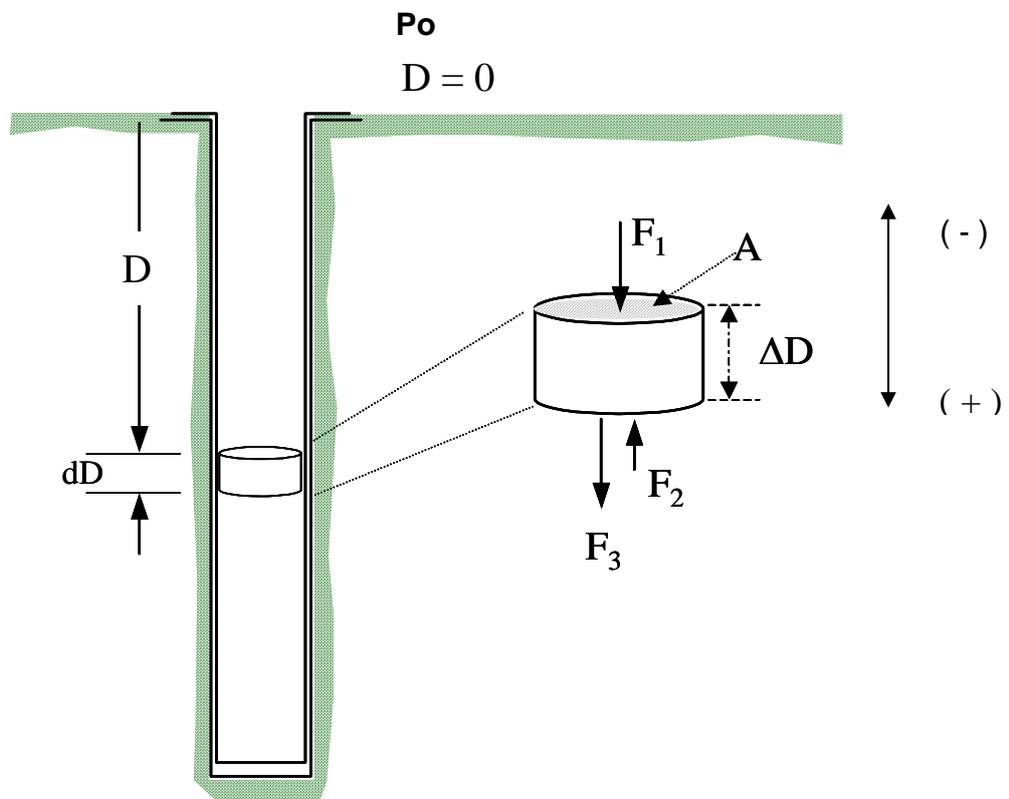


Figura 19

Fuerzas actuando en un elemento de fluido

Considerando que la presión ejercida está dada por:

$$P = \frac{F}{A} \quad \text{entonces} \quad F = P \times A$$

En el diagrama de cuerpo libre la sumatoria de fuerzas son:

$$F_1 - F_2 + F_3 = 0$$

Entonces la fuerza hacia abajo (F_1) sobre el elemento de fluido es ejercida por el fluido arriba y está dada por la presión multiplicada por el área transversal del elemento A:

$$F_1 = PA$$

De la misma manera, en un incremento de profundidad (ΔD) hay una fuerza hacia arriba sobre el elemento ejercida por el fluido debajo de este elemento dada por:

$$F_2 = \left(P + \frac{dp}{dD} \Delta D \right) A$$

Además, el peso del elemento de fluido está ejerciendo una fuerza hacia abajo, de la segunda ley de newton tenemos que:

$$F = mxa$$

Donde a es la aceleración que en este caso es la gravedad (g), y sabiendo que;

$$\rho = \frac{m}{V} \quad \text{despejando la masa,}$$

$$m = \rho V$$

Sustituyendo la masa $m = \rho V$ en la segunda ley de Newton, entonces la fuerza 3 esta dada por:

$$F_3 = (\rho V) g = g \rho_f A \Delta D$$

En donde ρ_f es la densidad del fluido, como las tres fuerzas deben estar en equilibrio y considerando la dirección de las fuerza entonces:

$$F_1 - F_2 + F_3 = 0$$

Sustituyendo

$$PA - \left(P + \frac{dp}{dD} \Delta D \right) A + g \rho_f A \Delta D = 0$$

Desarrollando

$$\cancel{PA} - \cancel{PA} - \frac{dp}{dD} \Delta DA + g \rho_f A \Delta D = 0$$

Dividiendo la ecuación anterior por el elemento de volumen $A \Delta D$ obtenemos que

$$-\frac{dp}{dD} + g \rho_f = 0$$

Separando variables tenemos que

$$dp = g\rho_f dD$$

Aplicando la integral con los siguientes condiciones de frontera, donde

$$D = D_0 \text{ entonces } P = P_0$$

$$D = D \text{ entonces } P = P$$

$$\int_{P_0}^P dp = \int_{D_0}^D g\rho_f dD$$

Si tenemos un líquido tal como el lodo de perforación o agua salada, la compresibilidad del fluido es despreciable y el peso específico puede ser considerado constante con la profundidad, integrando y aplicando los límites tenemos:

$$P - P_0 = g\rho_f (D - D_0)$$

$$P = g\rho_f (D - D_0) + P_0$$

Donde P_0 , es la presión en superficie cuando $D = 0$ o en la superficie, normalmente la presión estática superficial P_0 es cero a menos que el preventor del pozo esté cerrado y el pozo esté tratando de fluir, la presión hidrostática en unidades de campo está dado por:

$$P \left(\frac{lb_f}{pg^2} \right) = 0.052x\rho_f \left(\frac{lb_m}{gal} \right) xD(ft)$$

ó

$$P \left(\frac{kg_f}{cm^2} \right) = \frac{\rho_f \left(\frac{gr_m}{cm^3} \right) xD(m)}{10}$$

La ecuación de la presión hidrostática tiene una aplicación muy importante en las actividades de perforación, terminación y reparación, en la determinación de la densidad del fluido de control ya que la columna de fluido en el pozo debe tener la densidad apropiada para que esta sea un poco mayor que la presión de poro del fluido de formación en el estrato permeable, en control de pozos, en perforación bajo balance, así como en el análisis de fuerzas del pozo en el momento de cementar un yacimiento muy depresionado.

La presión hidrostática de una columna de fluido debe estar referenciada a profundidades verticales, entonces en un pozo direccional tal y como se observa en la figura 20, donde se tiene con ángulo de inclinación del pozo, la ecuación de la presión hidrostática es:

$$P = g \rho_f D(m.d) \cos \theta$$

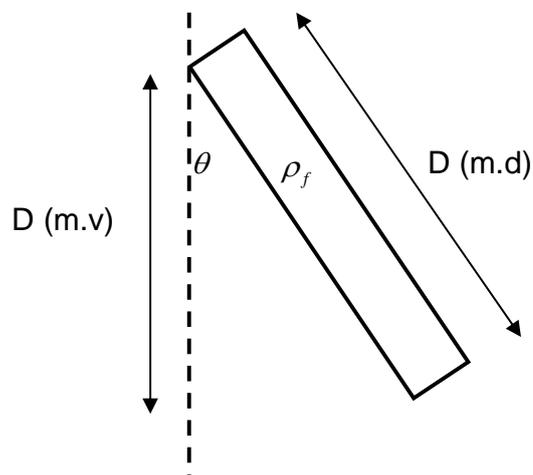


Figura 20

Presión hidrostática en un pozo direccional

Presión hidrostática en columnas complejas de fluidos

En muchas operaciones de perforación, terminación y reparación de pozo no es tan sencillo, siempre se tienen una columna de fluido de control en el pozo y esta consta de varias secciones con diferentes densidades de fluidos y diferentes alturas. La variación de la presión con la profundidad en este tipo de columnas complejas debe ser determinada separando el efecto de cada segmento de fluido, como se muestra en la figura 21, donde se tiene un pozo con diversas columnas de fluidos y partiendo de la ecuación obtenida:⁵

$$P = 0.052\rho_f(D - D_o) + P_o$$

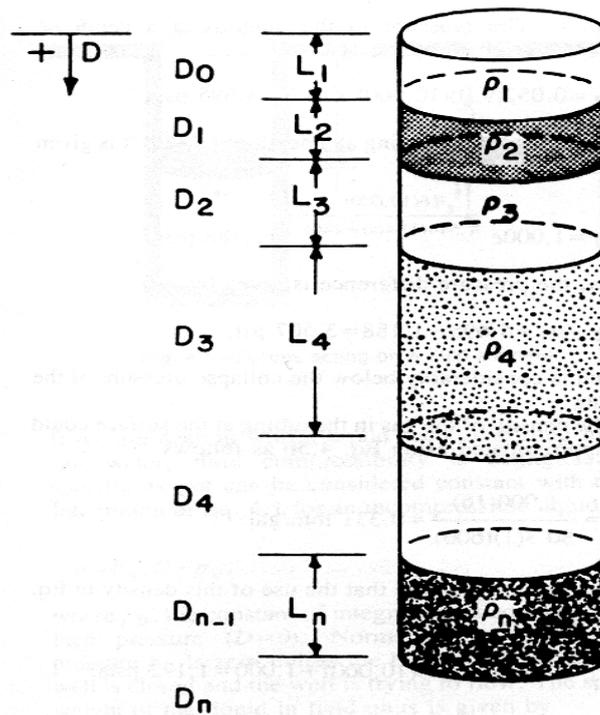


Figura 21

Columna de fluido compleja

La presión en la parte inferior de la sección 1 es esencialmente igual a la presión en la parte superior de la sección 2. Aún si se tiene presente una interfase, la presión capilar deberá ser despreciable para cualquier geometría razonable de pozo. Entonces, la presión en el fondo de la sección 2 puede ser expresada en términos de la presión en la parte superior de la sección 2 o la columna hidrostática ejercida por la sección 1.

$$P_2 = 0.052 \rho_2(D_2 - D_1) + 0.052 \rho_1(D_1 - D_0) + P_0$$

Donde P_0 es la presión en superficie que puede ser la de la bomba

En general, la presión hidrostática P_h a cualquier profundidad vertical (D) puede ser expresada por la sumatoria de la presión hidrostática de las secciones de los fluidos en el sistema, entonces:

$$P = P_0 + 0.052 \sum_{i=1}^n \rho_i (D_i - D_{i-1})$$

Presiones en tubos comunicantes

Este fenómeno físico de presiones hidrostáticas en tubos comunicados lo vamos a aplicar en las operaciones de cementación en los pozos donde los yacimientos están depresionados, en estas operaciones se tienen diversos fluidos tanto por el interior de la tubería así como por el espacio anular.¹¹

Considerar dos tubos que no necesitan ser de la misma geometría ni del mismo tamaño tal y como se muestra en la figura 22, en la que por el interior de la tubería se tienen 2 fluidos, el cemento y fluido de control con sus profundidades respectivas, en el anular se tiene también cemento y fluido de control con sus respectivas profundidades, situados en un mismo nivel horizontal, estas deben de estar sometidas a presiones iguales, pues de lo contrario el liquido no estaría en equilibrio.

La presión en el punto A es:

$$P_A = P_{atms} + g \rho_L D_1 + g \rho_c D_2$$

La presión en el punto B es:

$$P_B = P_{atms} + g \rho_L D_3 + g \rho_c D_4$$

Donde :

ρ_L = densidad del lodo

ρ_c = densidad del cemento

Igualando la ecuación el punto A y el punto B tenemos que

$$\begin{aligned}
 \overset{\nearrow}{P_{atms}} + g \rho_L D_1 + g \rho_c D_2 &= \overset{\nearrow}{P_{atms}} + g \rho_L D_3 + g \rho_c D_4 \\
 g \rho_L D_1 + g \rho_c D_2 &= g \rho_L D_3 + g \rho_c D_4 \qquad \dots\dots\dots(1)
 \end{aligned}$$

Esta ecuación nos permite tener equilibrado el sistema como tubos comunicantes

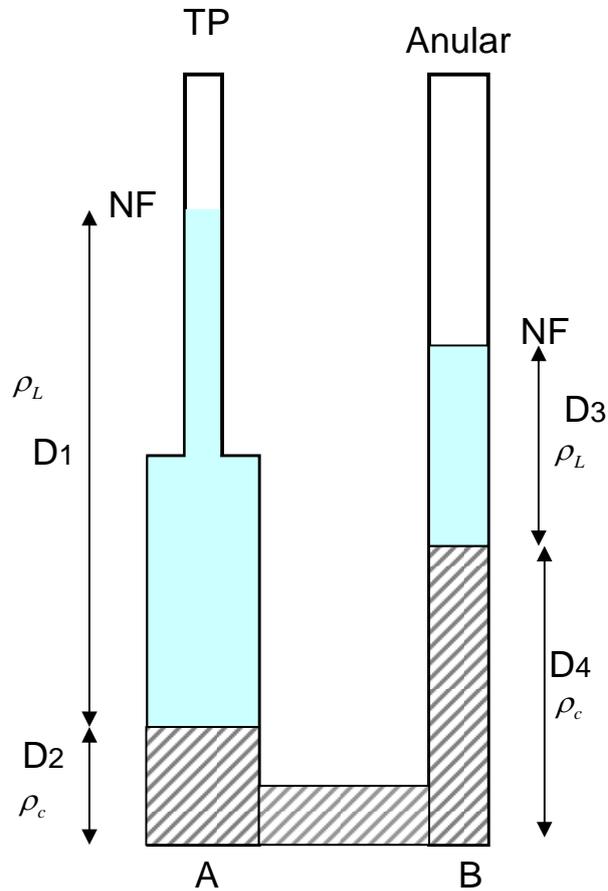


Figura 22

Tubos comunicantes

Pero en el sistema de un pozo – yacimiento (figura 23), además de tener los dos tubos comunicados, el de tubería de perforación – tubería de revestimiento y del espacio anular, tenemos un tercer tubo comunicante, que es el yacimiento, donde la presión del yacimiento (p_{ws}) es la fuerza que nos permite tener en equilibrio el sistema tanto para el interior de la tubería, como para el espacio anular, entonces tenemos que igualar la presión en el punto A con la presión del yacimiento y tenemos que:

$$p_{ws} = P_{ams} + g \rho_L D_1 + g \rho_c D_2 \quad \dots\dots\dots(2)$$

Hacemos lo mismo con la ecuación en el punto B

$$p_{ws} = P_{ams} + g \rho_L D_3 + g \rho_c D_4 \quad \dots\dots\dots(3)$$

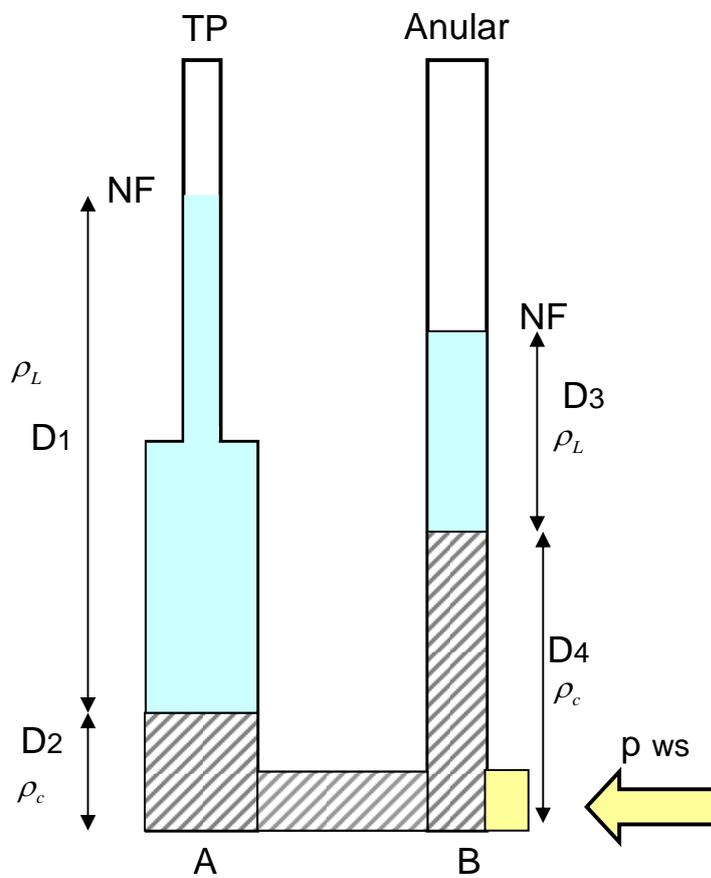


Figura 23

Tubos comunicantes en un sistema de pozo - yacimiento

Es importante hacer mención que al hacer las operaciones de cementación en estos pozos solo tenemos control de los fluidos que bombeamos al pozo, pero recordando que en el sistema se tiene una parte sin fluido hasta el nivel de fluidos (NF) y otra con fluido del nivel de fluidos al fondo, entonces este balance de fuerzas se tienen que ver afectadas por la fuerza de inercia que se genera por el descolgamiento natural del fluido.

Fenómeno físico al bombear un fluido al pozo

En estos yacimientos depresionados el nivel de fluidos del pozo esta muy por debajo de la superficie, entonces al bombear cualquier tipo de fluido al pozo este tendrá una caída libre hasta alcanzar el nivel de fluidos, este fenómeno estará regido por la ecuación de caída libre, tal y como se muestra en la figura 24.

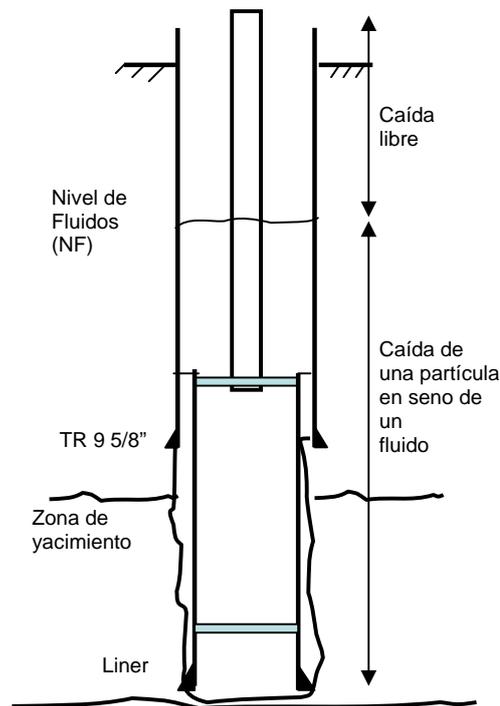


Figura 24

Fenómeno físico del bombeo de un fluido al pozo

Entonces se analiza el fenómeno físico del bombeo de fluido en el pozo en yacimientos depresionados con los siguientes principios físicos fundamentales:

- Caída libre
- Ley de Stokes
- Fuerza debido a la caída libre

Caída libre

Aceleración de la Gravedad: Un cuerpo en caída libre lo hace movido por su propio peso, aumentando constantemente su velocidad, este aumento de velocidad para cuerpos que caen sobre la tierra es el mismo para todos los cuerpos. Se sabe que la aceleración es un cambio de velocidad en el tiempo, entonces este cuerpo está en presencia de una aceleración, que es constante, cuyo valor es de 9.81 m/seg^2 y es llamada aceleración de la gravedad o "g".¹¹

En la figura 25 se observa como ocurre el fenómeno de caída libre en un pozo, partiendo de este principio se tiene que dentro de la tubería de perforación, al iniciar el bombeo de un fluido a un determinado gasto en la superficie a un $t = 0$ se tendrá una velocidad inicial v_o que está en función del gasto de bombeo, la aceleración que tendrá este fluido es el de la gravedad (g), entonces tenemos que:¹¹

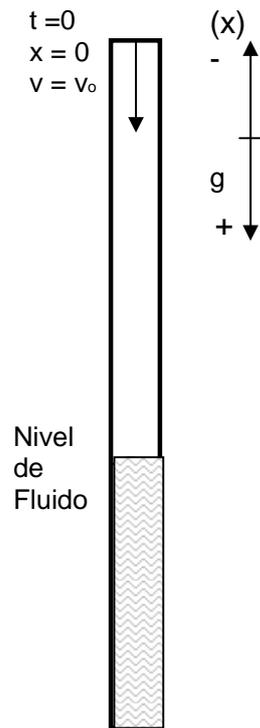


Figura 25

Fenómeno físico de la caída libre en un pozo

La aceleración es la variación de la velocidad con respecto al tiempo, entonces:

$$\frac{dv}{dt} = g$$

Separando variables y aplicando la integral

$$\int dv = g \int dt$$

Integrando:

$$v = gt + C_1$$

Con la condiciones de frontera para $t = 0$, $v = v_0$, sustituyendo obtenemos el valor de la constante C_1

$$C_1 = v_0$$

Entonces

$$v = gt + v_0 \quad \dots\dots\dots (1)$$

Esta seria la velocidad que tendrá el fluido para un tiempo x menor al tiempo para alcanzar el nivel de fluidos, el cual seria equivalente a la suma de las velocidades por gravedad y por el bombeo de fluidos, además seria interesante saber el tiempo en que el fluido alcanza el nivel de fluidos.

Sabemos que la velocidad es la variación de la distancia con respecto al tiempo, entonces la ecuación 1 se puede escribir de la siguiente forma:

$$\frac{dx}{dt} = gt + v_0$$

Separando variables y aplicando la integral

$$\int dx = \int (gt + v_0) dt$$

Integrando

$$x = \frac{gt^2}{2} + v_0t + C_2$$

Con la condiciones de frontera para $t = 0$, $x = 0$ sustituyendo obtenemos el valor de la constante C_2

$$C_2 = 0$$

Entonces

$$x = \frac{gt^2}{2} + v_0t \quad \dots\dots\dots (2)$$

Para saber el tiempo en que el fluido alcanza el nivel de fluidos, este seria cuando $x = NF$ (nivel de fluidos), entonces sustituyendo esta condición en la ecuación 2 :

$$NF = \frac{gt^2}{2} + v_0t$$

Igualando a cero la ecuación:

$$0 = \frac{gt^2}{2} + v_0t - NF \quad \dots\dots\dots (3)$$

Se tiene una ecuación cuadrática, la cual la podemos resolver con la regla general de la siguiente forma:

$$at^2 + bt + c = 0$$

Solución es: $t = \frac{-b \pm \sqrt{b^2 - 4ac}}{2a}$

Se tienen dos raíces, entonces solo una será la solución la cual represente el fenómeno físico de caída libre del fluido dentro del pozo. Para el cálculo de la velocidad inicial del fluido, esta en función del gasto y del diámetro interior de la tubería.

En el sistema CGS

$$v_0 \left(\frac{cm}{seg} \right) = \frac{Q}{A} = 522.98 \frac{Q(bpm)}{d_i^2 (pg^2)}$$

En unidades consistentes de la Industria petrolera

$$v_0 (ft/seg) = \frac{Q(gpm)}{2.448 x d_i^2 (pg^2)}$$

Ley de Stokes

Cuando el fluido bombeado alcanza el nivel de fluidos, la velocidad con la que este viaja hacia el fondo del pozo tendrá un comportamiento similar al de la caída de una partícula pesada en seno de fluido más ligero y para esto nos basaremos en la Ley de Stokes,

La aplicación de la ley de Stokes es muy útil en la solución de problemas, como es el caso de estos yacimientos depresionados o en la sedimentación de partículas, Al caer una partícula en un fluido que esta en reposo, debe considerarse las fuerzas en el sistema, la fuerza de flotación, la fuerza de arrastre o resistencia debe ser igual a cero, es decir:⁵

$$\sum F = 0 \quad \dots\dots\dots(1)$$

Stokes estudió el flujo de un fluido alrededor de una esfera en fluidos newtonianos y para valores de número de Reynolds muy pequeños (inferiores a dos). Stokes encontró que el empuje o fuerza ejercida sobre la esfera por el flujo del fluido alrededor de ella, y considera las fuerzas siguientes:

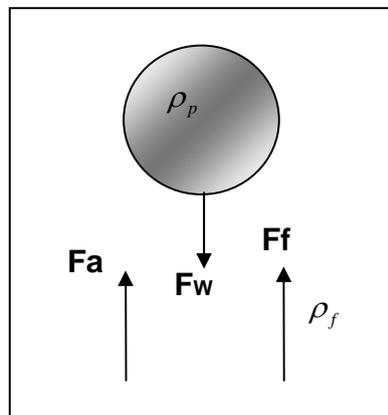


Figura 26

Diagrama de cuerpo libre

Donde

F_w : fuerza debida al peso de la esfera

F_a : resistencia a la fuerza viscosa

F_f : fuerza debida a la flotación (Arquímedes)

Con las siguientes variables:

d_p = diámetro de la esfera

ρ_f = densidad del fluido donde cae la partícula

ρ_p = densidad de la partícula

μ_f = viscosidad del fluido donde cae la partícula

V_s = velocidad de asentamiento de la partícula

Donde el volumen de una esfera está dado por

$$V = \frac{4 \pi r^3}{3} = \frac{\pi (d_p^3)}{6}$$

Ecuaciones básicas

$F = m \times g$ (Segunda ley de Newton)

$\rho = \frac{m}{V}$ (densidad), entonces la masa es $m = \rho V$

Sustituyendo la masa en la segunda ley de Newton:

$$W = \rho V g$$

Haciendo el análisis de fuerzas que intervienen en el sistema tenemos que:

- La fuerza debida al peso de la partícula está dada por

$$F_w = \frac{\pi}{6} g \rho_p d_p^3$$

- La fuerza debida a la resistencia de las fuerzas viscosas

$$F_a = 3\pi \mu_f v_p d_p$$

- La fuerza debida a la flotación, de acuerdo con el principio de Arquímedes, el empuje es igual al producto de la densidad del fluido ρ_f , por el volumen del cuerpo sumergido por la aceleración de la gravedad.¹¹

$$F_F = \frac{\pi}{6} g \rho_f d_p^3$$

de la ecuación 1, haciendo el análisis de fuerzas en el diagrama de cuerpo libre, e igualando a cero tenemos que:

$$F_F + F_a - F_w = 0$$

Sustituyendo tenemos que:

$$\frac{\pi}{6} g \rho_f d_p^3 + 3\pi \mu_f v_p d_p - \frac{\pi}{6} g \rho_p d_p^3 = 0$$

Multiplicando por 6 y dividiendo por π y d_p tenemos que:

$$g \rho_f d_p^2 + 18 \mu_f v_p - g \rho_p d_p^2 = 0$$

Agrupando y despejando v_p tenemos que:

$$gd_p^2(\rho_f - \rho_p) + 18\mu_f v_p = 0$$
$$v_p = \frac{gd_p^2(\rho_p - \rho_f)}{18\mu_f} \dots\dots\dots(2)$$

En la practicas operativas en las actividades de perforación, terminación y reparación de pozos en estos yacimientos depresionados, normalmente en el sistema del pozo se manejan fluidos newtonianos como el diesel, agua de mar o de perforación, entonces esta ecuación 2 se puede aplicar en la solución de estos problemas, además las lechadas de cemento tienen una mayor densidad que la del fluido de control, que en este caso es como si fuera la densidad de la partícula ρ_p .

En el bombeo de un fluido, como es la lechada del cemento, en seno de un fluido de control como el agua, se deben de considerar la fuerza de fricción que se genera con las paredes de las tuberías de perforación y/o de revestimiento aunque estas son muy pequeñas que en el análisis de equilibrio de fuerzas se compensan las del interior de la tubería con las del espacio anular, así que pueden considerarse despreciables aunque se mencionaran la forma de calcularlas.

Numero de Reynolds (N_{Re})

Pero es importante mencionar como se deben de calcular la fuerza de fricción que generan los fluidos bombeados al pozo contra la tubería de perforación y/o de revestimiento, no basaremos en los experimentos que realizo Osborne Reynolds con un fluido newtoniano a través de tuberías de un diámetro d , una densidad de fluido ρ , una viscosidad de fluido μ_f y una velocidad promedio v , el cual obtuvo la ecuación comúnmente usada en unidades consistentes:⁵

En el sistema CGS

$$N_{Re} (a \text{ dim}) = \frac{\rho_f \left(\frac{gr_m}{cm^3} \right) v \left(\frac{cm}{seg} \right) d (cm)}{\mu_f \left(\frac{gr_m}{cm - seg} \right)}$$

Donde $1 \text{ poise} = \left(\frac{gr_m}{cm - seg} \right)$

En unidades consistentes de la industria petrolera

$$N_{Re} (a \text{ dim}) = \frac{928 \rho_f \left(\frac{lb_m}{gal} \right) v \left(\frac{ft}{seg} \right) d (pg)}{\mu_f (cp)}$$

Para propósito de ingeniería para el flujo de un fluido newtoniano en tuberías usualmente es considerado flujo laminar para un $N_{Re} < 2100$ y un flujo turbulento para $N_{Re} > 2100$

Factor de fricción de Fanning (f)

El factor de fricción de Fanning esta en función del numero de Reynolds y de la rugosidad relativa $\frac{\varepsilon}{d}$, donde la rugosidad relativa es la relación de la rugosidad absoluta de la tubería y el diámetro interno de la tubería.⁵

El factor de fricción definido por la siguiente ecuación de Fanning es conocido como el factor de fricción de Fanning.⁵

$$f = \frac{d \Delta P_f}{2 \rho_f v^2 L}$$

Para calcular el factor de fricción de Fanning se puede hacer por el método gráfico tal y como se muestra en la figura 27, calculando el número de Reynolds y la rugosidad relativa, pero existen ecuaciones para calcularlos en forma analítica, dependiendo del tipo de flujo, donde f es adimensional.⁵

La rugosidad absoluta del acero comercial de tuberías circulares es de 0.000013 pg y casos severos como el concreto es de 0.00083 a 0.00083 pg,⁵

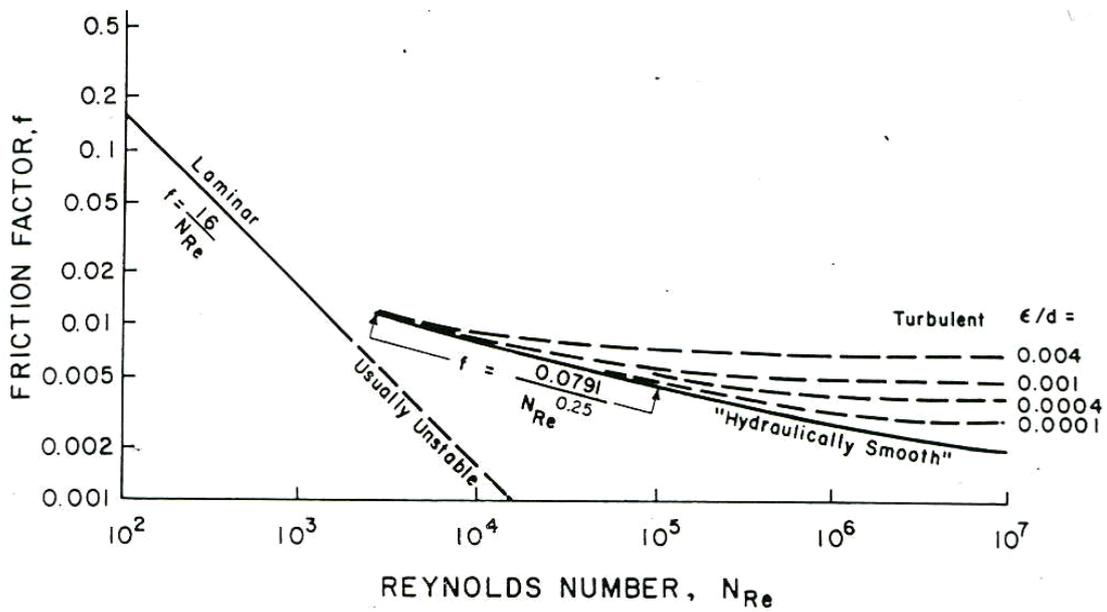


Figura 27

Grafica del factor de fricción de Fanning en tuberías circulares⁵

Para flujo laminar:

$$f = \frac{16}{N_{Re}}$$

Para flujo turbulento, una correlación empírica e iterativa que desarrollo Colebrook⁵:

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -4 \log \left(0.269 \left(\frac{\epsilon}{d} \right) + \frac{1.255}{N_{Re} \sqrt{f}} \right)$$

Blasius⁵ presento una aproximación para el factor de fricción de fanning, para un número de Reynolds que este en un rango de 2100 a 100 000 y esta dada por:

$$f = \frac{0.0791}{N_{Re}^{0.25}}$$

Caída de presión por fricción

Con el dato del factor de fricción Fanning, aplicado en la ecuación de Fanning, el siguiente paso es calcular la caída de presión por fricción de la siguiente ecuación general.⁵

$$\Delta P_f = \frac{2f\rho_f v^2 L}{d}$$

En unidades consistentes en la industria petrolera⁵

$$\Delta P_f \left(\frac{lb}{pg^2} \right) = \frac{f \rho_f \left(\frac{lb}{gal} \right) v^2 \left(\frac{ft}{seg} \right) L(ft)}{25.8 d(pg)} = psi$$

ó

$$\Delta P_f \left(\frac{kg_f}{cm^2} \right) = 8.02 \times 10^{-5} \left[\frac{f \rho_f \left(\frac{gr_m}{cm^3} \right) v^2 \left(\frac{cm}{seg} \right) L(m)}{d(pg)} \right]$$

Fuerza de inercia ocasionada por la caída libre

Los experimentos de Galileo lo llevaron a atribuir a todos los cuerpos una propiedad denominada inercia, o sea cuando un cuerpo está en reposo tiende, por inercia, a seguir inmóvil, y solamente por la acción de una fuerza podrá salir de ese estado; si un cuerpo se haya en movimiento sin que ninguna fuerza actúe sobre él, el objeto tiende por inercia a moverse en línea recta con velocidad constante, se necesitara la acción de una fuerza para aumentar, disminuir o cambiar su trayectoria. La primera ley de Newton está basada en los estudios de Galileo referentes a la inercia, es también conocida como la ley de la inercia

Este principio de inercia aplicado a los pozos donde el yacimiento está muy depresionado, donde el nivel de fluidos está muy por abajo de la superficie y existe el fenómeno de caída libre, al momento de bombear fluidos al pozo, se tiene una parte vacía y otra con fluidos, estos fluidos se descuelgan y tratan de continuar en movimiento (un cuerpo en movimiento tiende, por inercia a continuar en movimiento), entonces al descolgarse los fluidos se genera una fuerza de inercia, esta debe de considerarse en el análisis del sistema de fuerzas, y que pueda existir en el sistema un equilibrio con la fuerza del yacimiento.

Cuando se empezó a aplicar esta técnica de las operaciones en balance con el yacimiento, se tuvo el error de no considerar esta fuerza en el análisis de las fuerzas en el sistema, el no saber interpretar esta fuerza en el pozo implicó que muchas operaciones fueran fallidas y que a su vez se tuvieran grandes pérdidas de dinero y tiempos excesivos de operación para explicar esto nos apoyaremos en la 2ª Ley de Newton.

De la 2ª ley de Newton tenemos que:

$$F = m \times a$$

Donde la aceleración es la gravedad entonces $a = g$ y sabemos que; $\rho = \frac{m}{V}$

Entonces la $m = \rho V$

Sustituyendo en la ecuación de la 2ª ley de Newton

$$F = (\rho V) g$$

El volumen es $V = A h$, sustituyendo

Entonces $F = \rho A h g$

Como la presión es $P = \frac{F}{A}$, entonces tenemos que dividiendo ambos términos de la ecuación de la fuerza por el área A

$$P = \frac{F}{A} = \rho h g$$

Esta ecuación es la presión hidrostática que genera el fluido que es bombeado al pozo en condiciones dinámicas, que multiplicada por el área de la tubería se tiene la fuerza ocasionada por el efecto de caída libre, en la figura 28 se tiene que para un tiempo $t = t_1$ esta fuerza es grande cuando el fluido bombeado al pozo (la lechada en condiciones dinámicas) alcanza el nivel de fluidos (NF), y esta va disminuyendo a medida que alcanza la profundidad total en forma drástica por el efecto de flotación del fluido de control del pozo y por el amortiguamiento de la presión del yacimiento la cual va haciendo que esta fuerza tienda a cero, para un tiempo $t = t_2$ que es cuando el pozo se encuentra en condiciones estáticas y se ha alcanzado el equilibrio con la presión de yacimiento.

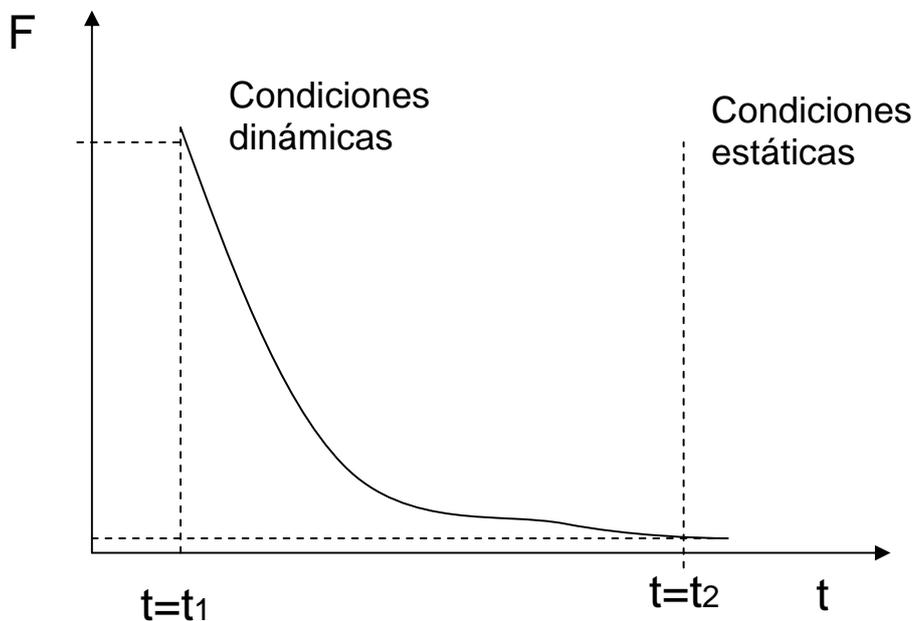


Figura 28

Efecto de la fuerza de inercia ocasionada por la caída libre

Para encontrar este valor se debe de realizar en forma experimental en un laboratorio, para este trabajo no fue posible su realización, pero se ha obtenido en forma experimental en pozos de la Región Marina, en base al gran número de operaciones realizadas en estos campos y con gran éxito, la fuerza de inercia creada por la caída libre que se obtuvo de estas operaciones de cementación y de los tapones de sal es de $10 \left(\frac{kg_f}{cm^2} \right)$ o 142 psi.

3 DESARROLLO

3.1 DESARROLLO DEL ANALISIS DE FUERZAS EN EL SISTEMA

En las cementaciones en yacimientos depresionados y con altas permeabilidades, la solución se basa en el equilibrio de fuerzas que intervienen en el sistema, en la figura 29 se muestran estas fuerzas que intervienen en el interior de la tubería de perforación y las fuerzas que intervienen en el espacio anular, y las cuales deben de quedar en equilibrio con la fuerza del yacimiento (p_{ws})

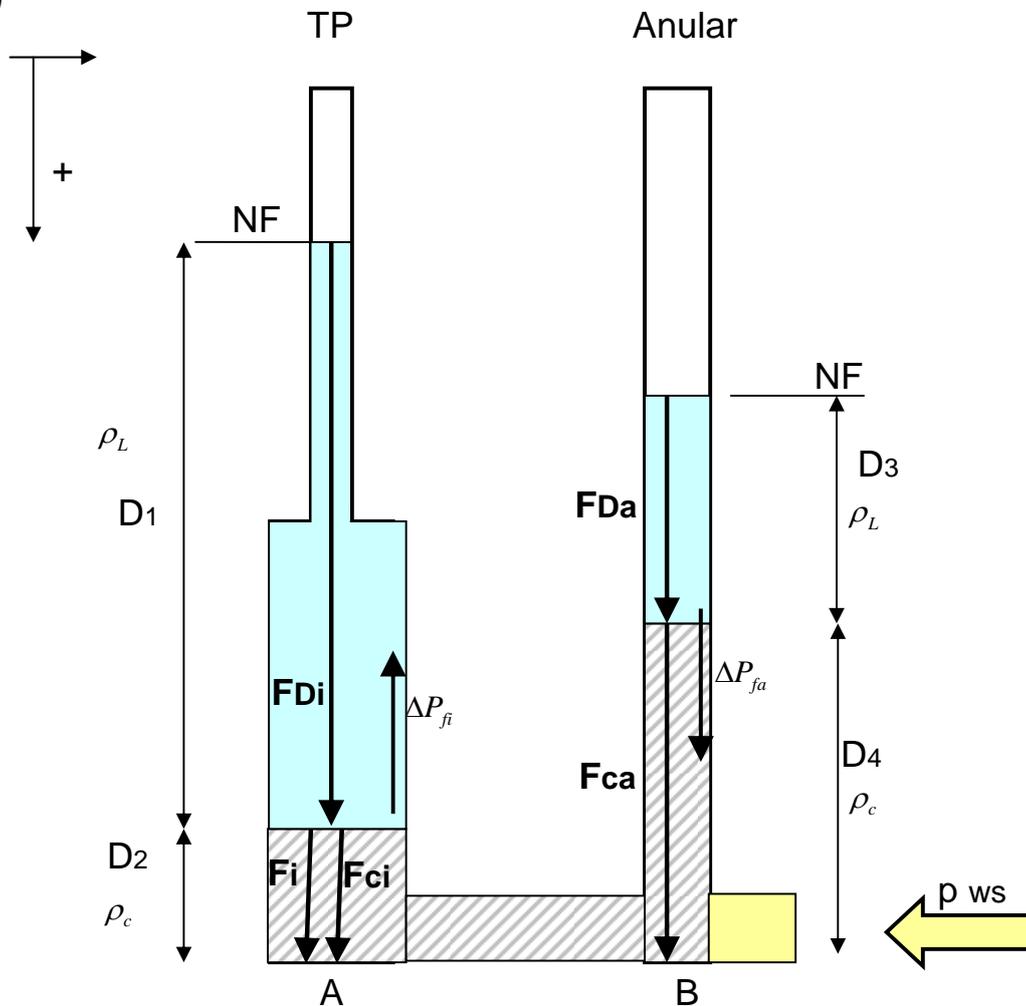


Figura 29
Diagrama de fuerzas en el pozo

Donde:

ρ_L = densidad del lodo

ρ_c = densidad del cemento

D = altura de los fluidos

F_{Di} = fuerza del fluido de desplazamiento por el interior

F_{Da} = fuerza del fluido de control en el anular

F_i = fuerza de inercia debido a la caída libre

F_{ci} = fuerza del cemento por el interior de la tubería

F_{ca} = fuerza del cemento por el anular

ΔP_{fi} = caída de presión por fricción en el interior de la tubería

ΔP_{fa} = caída de presión por fricción en el anular

p_{ws} = presión del yacimiento

En las operaciones de cementación, siempre se tiene control de los fluidos que se bombean al pozo por el interior de la tubería, como la lechada de cemento y el fluido de desplazamiento, entonces el Ingeniero que diseña la cementación y de acuerdo al objetivo de la operación decide donde dejar la cima de cemento por el interior de la tubería, sin embargo en el espacio anular no se tiene control de los fluidos, además es de gran importancia que conozca la presión del yacimiento (p_{ws}).

Entonces la gran incógnita en el análisis de fuerzas es la fuerza que genera el fluido de desplazamiento en la operación de cementación, en este fluido el Ingeniero tiene el control del volumen que bombea, y debe realizar los cálculos para determinar donde debe quedar el nivel de fluidos (NF) por el interior de la tubería y lograr que el sistema quede en equilibrio con respecto a la presión del yacimiento.

1.- Análisis de fuerzas en el sistema por el interior de la tubería

Para alcanzar el éxito en las operación balanceadas, se debe hacer un buen análisis por el interior de la tubería, es donde se tiene control de los fluidos que se bombean al pozo así como las fuerzas que estos generan, por lo tanto, primero se analizan el sistema de fuerzas que intervienen por el interior de la tubería, las cuales deben de estar en equilibrio con la fuerza del yacimiento en el punto A, de acuerdo a la figura 29,

$$\Sigma F_{(interior)} = F_{yacimiento} \dots\dots\dots(1)$$

Sabiendo que

$$P = \frac{F}{A} \quad \text{donde} \quad F = P A$$

De la figura 29 tenemos que:

fuerza del cemento + fuerza de inercia + fuerza del fluido de desplazamiento + fuerza de fricción + fuerza atmosférica = fuerza del yacimiento

Esto es:

$$F_{ci} + F_i + F_{D i} + F_{fricción} + F_{atms} = F_{yacimiento} \dots\dots\dots(2)$$

Como ya se menciona las caídas de presión por el interior de la tubería son pequeñas y normalmente se contrarrestan con las del espacio anular, así como la presión atmosférica; en las operaciones balanceadas de cementación estas se eliminan, la ecuación 2 queda en condiciones pseudoestáticas:

$$F_{ci} + F_i + F_{Di} = F_{\text{yacimiento}}$$

En términos de presión hidrostática se tiene que:

$$Ph_{(C i)} A + P_i A + Ph_{(D i)} = p_{ws} A \quad \dots\dots\dots(3)$$

Como el área en el punto de estudio A donde actúan las fuerzas es la misma, entonces la ecuación 3 la dividimos entre A

$$Ph_{(C i)} + P_i + Ph_{(D i)} = p_{ws} \quad \dots\dots\dots (4)$$

Como ya se menciona, la variable mas importante en esta ecuación es la presión hidrostática que genera el fluido de desplazamiento, como es conocida la densidad del fluido de desplazamiento (ρ_L) y la densidad del cemento (ρ_c), entonces nuestra incógnita es la altura del fluido de desplazamiento y donde va estar el nivel de fluidos (NF).

La ecuación para la presión hidrostática ya descrita anteriormente es:

$$Ph = g \rho_f D$$

En unidades de campo

$$P \left(\frac{kg_f}{cm^2} \right) = \frac{\rho_f \left(\frac{gr_m}{cm^3} \right) x D (mts)}{10}$$

Sustituyendo en la ecuación 4, el dato de la presión de yacimiento debe tener las siguientes unidades $p_{ws} \left(\frac{kg_f}{cm^2} \right)$ y sabiendo que la fuerza de inercia ocasionada

por la caída libre es igual a $10 \left(\frac{kg_f}{cm^2} \right)$

$$\frac{\rho_{ci} D_2}{10} + \frac{\rho_{Di} D_1}{10} + 10 = p_{ws} \quad \dots\dots\dots (5)$$

De la ecuación 5 despejamos la altura que genera el fluido de desplazamiento (D1)

$$\frac{\rho_{Di} D_1}{10} = p_{ws} - 10 - \frac{\rho_{ci} D_2}{10}$$

$$D_1 = \frac{\left(p_{ws} - 10 - \frac{\rho_{ci} D_2}{10} \right) \times 10}{\rho_{Di}} \quad \dots\dots\dots (6)$$

Con la ecuación 6, podemos conocer con certeza la altura que debe de tener el fluido de desplazamiento así como la presión hidrostática que este genera y que nos permite tener en equilibrio el sistema del interior de la tubería con respecto al yacimiento.

$$Ph_{(D1)} = \frac{\rho_{Di} D_1}{10} \quad \dots\dots\dots (7)$$

La profundidad vertical de la cima del cemento por el interior de la tubería es programada y en función del objetivo de la operación, entonces es un dato conocido, así que ahora es sencillo conocer el nivel de fluidos (NF) para que el sistema quede en equilibrio tal como se muestra en la figura 30, donde el NF es igual a la profundidad vertical del punto A menos la altura vertical del cemento (D2) menos la altura vertical del fluido de desplazamiento (D1):

$$NF = D_A - D_2 - D_1$$

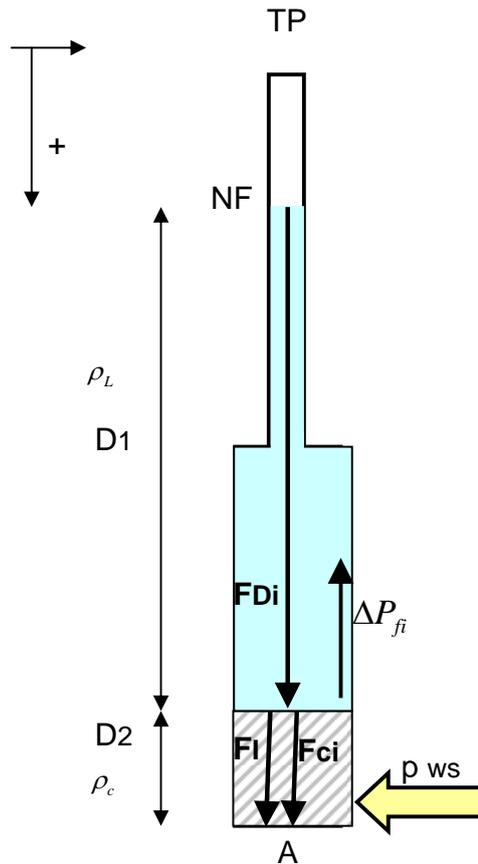


Figura 30

Diagrama de fuerzas pseudoestáticas por el interior de la tubería

De la misma forma, se puede hacer este análisis cuando se tienen más de dos fluidos con diferentes densidades en el interior de la tubería sin importar el tipo de geometrías de las tuberías, y lograr alcanzar el equilibrio con la presión del yacimiento, como se puede observar en este análisis, el Ingeniero de diseño puede variar las densidades de la lechada del cemento o del fluido de desplazamiento según convenga a la operación, puede manejar lechadas de alta densidad o de baja densidad, pero algo muy importante es que siempre debe lograrse el equilibrio con el yacimiento y nunca perder el objetivo de la operación.

Con el dato obtenido del nivel de fluidos (NF) en metros verticales, el siguiente paso es calcular el volumen de desplazamiento, pero tenemos que considerar si el pozo es vertical o direccional.

a.- Si el pozo es vertical, entonces con las profundidades verticales de la cima de cemento y de la del nivel de fluidos (NF), se tiene la altura del fluido de desplazamiento (D_1), ya calculada con la ecuación 6, entonces tenemos que

La capacidad del interior de la tubería es: (d_i = diámetro interior de la tubería)

$$C_i \left(\frac{lbs}{m} \right) = 0.5067 d_i^2 (pg)$$

El volumen de desplazamiento es:

$$V_D (lbs) = C_i \left(\frac{lbs}{m} \right) \times D_1 (m.v) :$$

b.- Si el pozo es direccional, con el direccional del pozo y conociendo las profundidades verticales de la cima de cemento y de la del nivel de fluidos, estas se tienen que afectar por el ángulo del pozo y calcularlas en metros desarrollados, entonces se tiene la altura del fluido de desplazamiento (D_1) pero en metros desarrollados (m.d), ya calculada y con la ecuación 6, tenemos que:

$$V_D (lbs) = C_i \left(\frac{lbs}{m} \right) \times D_1 (m.d)$$

Este volumen (V_D) lo convertimos a barriles, y cuando se realice la operación, después de bombear los baches lavador y espaciador, la lechada de cemento calculada de acuerdo al objetivo planeado, solo se bombeara el volumen

calculado (V_D), ningún barril mas de seguridad, al termino del bombeo se observara una fuerte succión en el pozo, la cual se tiene que controlar por medio de válvulas en las líneas superficiales y con esto lograr un mejor control del balance de equilibrio del sistema de fuerzas, la experiencia de muchas operaciones realizadas en la Región Marina al aplicar este análisis de fuerzas ha permitido que se obtengan excelentes resultados.

2.- Análisis de fuerzas en el sistema por el espacio anular

En los pozos de la Región Marina donde el yacimiento es de baja presión y de alta permeabilidad, después de haber perforado la roca sello (formación de lutita que se perfora con retorno de fluidos en superficie), al momento de perforar la zona del yacimiento (formación Brecha de Paleoceno) se presenta en forma inmediata la perdida total de circulación, es en esa zona donde se manifiesta la alta permeabilidad y la presión del yacimiento es muy baja y esta no es capaz de soportar una columna de agua o de diesel, se continua perforando hasta el objetivo del pozo sin lograr restablecer la circulación haciendo una perforación ciega.

En la figura 31 se presenta el diagrama de fuerzas que intervienen por el espacio anular, el cemento trata de llegar hasta la zona mas deslavada y normalmente es donde se presentó el inicio de la perdida total de circulación, pero muchas veces depende de la densidad y la reología de la lechada para que se logre alcanzar esta cima, en ocasiones cuando el pozo lo permite no se bombea ningún fluido de control por el espacio anular durante la cementación, con esto se puede lograr que se alcance una cima mayor de cemento o sea por arriba de la zona de pérdida.

En la operación de cementación y en caso de que por seguridad del pozo y de las instalaciones se tiene que bombear fluidos de control por el espacio anular, este tiende a perderse en la zona inicial de pérdida y el cemento solo podrá llegar hasta esta misma zona, y el yacimiento por si solo quedara en equilibrio con la presión del yacimiento.

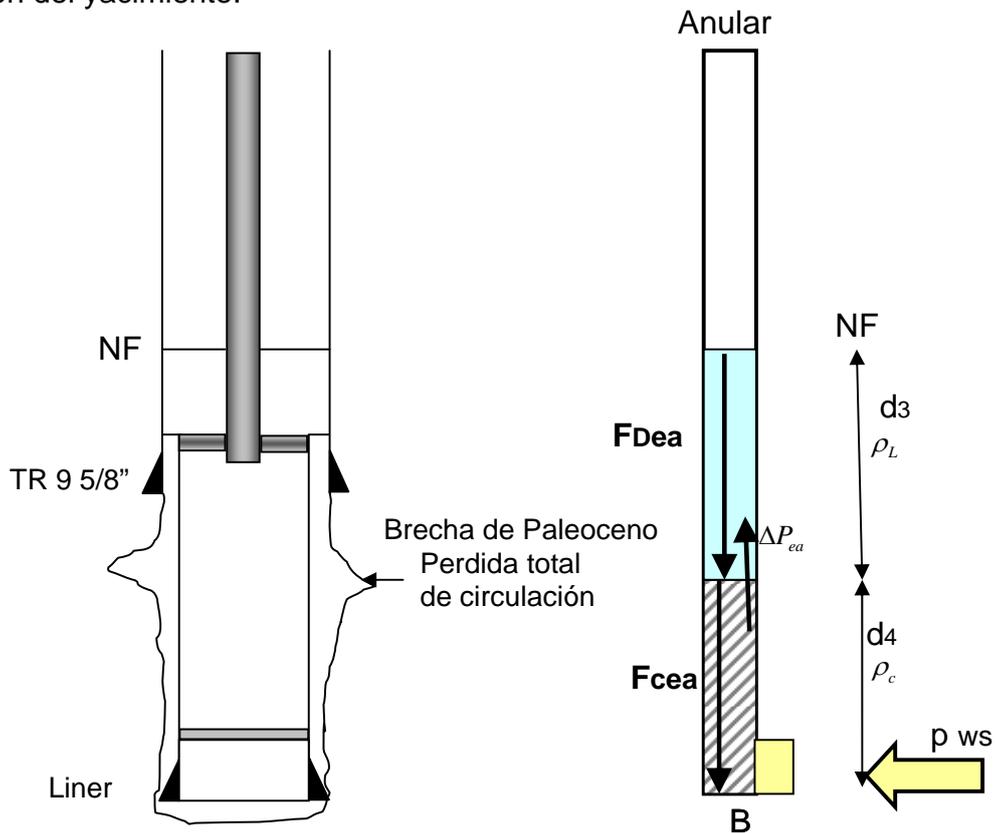


Figura 31

Diagrama de fuerzas en equilibrio por el espacio anular

3.5 Aplicaciones prácticas de campo

Los ejemplos de los pozos que se mencionan en este trabajo son de pozos típicos de la Región Marina en donde se presenta en forma mas recurrente el problema de baja presión y alta permeabilidad en las zonas del yacimiento, la combinación de las experiencias practicas de campo junto con el análisis del equilibrio de fuerzas en el sistema han dado muy buenos resultados en este tipo de operaciones, se presentara un ejemplo practico de las siguientes operaciones; cementaciones de tuberías cortas, recementar boca de tuberías de revestimiento cortas, aislar intervalos con el objetivo de explorar nuevos horizontes.

1.- Cementaciones de tuberías de revestimiento cortas

Considerar un pozo típico de la Región Marina, en la formación Brecha de Paleoceno (rocas carbonatadas) tal y como se muestra en la figura 32, donde la presión de yacimiento de acuerdo al registro estático de un pozo de correlación que esta en el mismo horizonte es de $111.8 \left(\frac{kg_f}{cm^2} \right)$ a la profundidad de 2750 m.v, el agujero se perforo con una barrena de 8 ½" a 2750 m , encontrando la perdida total de circulación a 2250 m.v, el pozo continua con la perforación sin retorno de fluidos (a ciegas) hasta la profundidad programada de 2750 m.v, el pozo es vertical y tiene una temperatura en el fondo de 108 °C, con esta información se hará la planeación de la cementación descolgada.

Considerar una lechada con densidad de $1.35 \left(\frac{gr_m}{cm^3} \right)$, este es un cemento de nueva tecnología de baja densidad y alta resistencia a la compresión, con un rendimiento de 112.8 lt/sc y un requerimiento de agua con aditivos de 67.82 lt/sc,

se programa dejar la cima del cemento por el interior de la tubería de revestimiento corta a 2700 m.v, (profundidad del cople de retención) y se tiene en el sistema un fluido de control con una densidad de $0.85 \left(\frac{gr_m}{cm^3} \right)$,

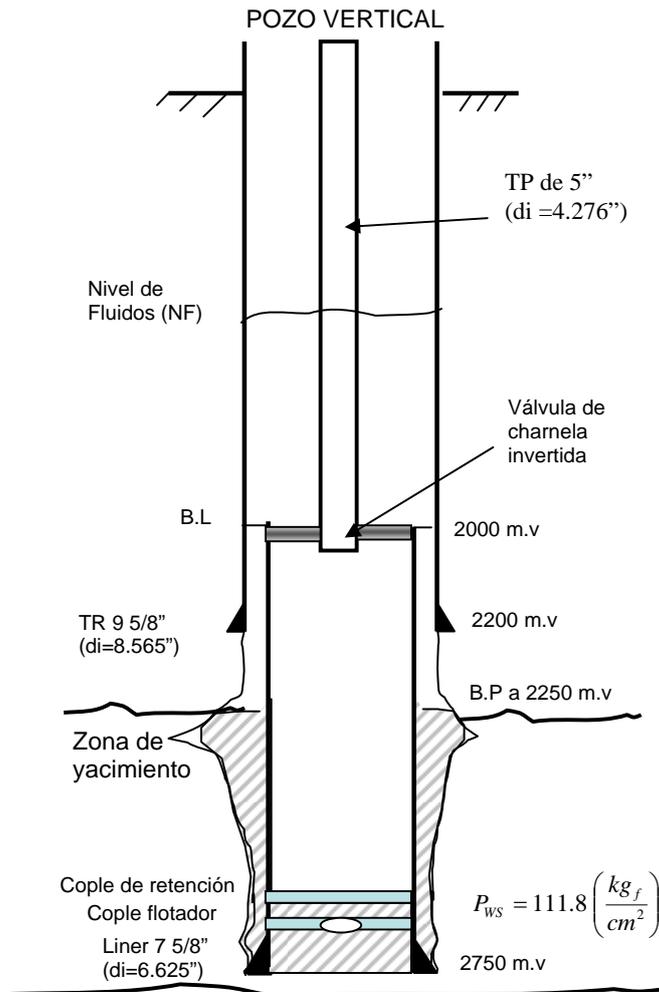


Figura 32

Cementación de una Tubería de revestimiento corta

Se tiene el siguiente registro estático de un pozo de correlación del mismo horizonte

Profundidad (m.v)	Presión $\left(\frac{kg_f}{cm^2}\right)$	Observaciones
0	0.0	Nivel de fluidos : 1450 mbmr
500	1.4	Temp. En la boca del pozo : 22.7 °C
1000	7.6	Temp. Máxima de fondo : 108 °C
1250	14.1	Tiempo cerrado : 14 hrs
1500	17.5	:
1750	29.9	
2000	50.7	
2250	71.6	
2500	91.7	
2750	111.8	

Tabla 1
Registro estático

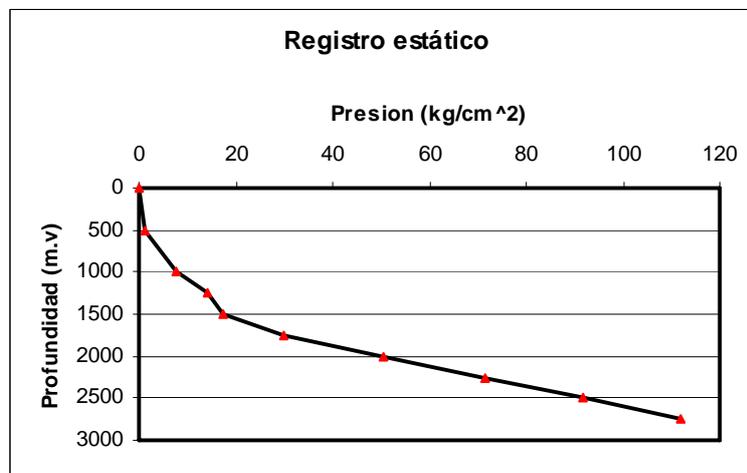


Figura 33
Registro estático

Esta información se tiene que corroborar durante el anclaje del colgador, al soltar la canica y llenar el pozo por interior de la tubería, con el volumen de llenado se calculara la presión del yacimiento y se compara con la p_{ws} del pozo de

correlación, estas deben de coincidir, en caso de no ser así, entonces se tomara la p_{ws} calculada en la operación de anclaje.

Se aclara que en este trabajo no se pretende explicar como llegar al diseño óptimo de la lechada, sin embargo hay que tomar muy en cuenta en su diseño es el tipo de formación (tipo de roca, tener cuidado si hay presencia de domos salinos), la temperatura de fondo y la temperatura circulante, base del fluido de perforación, la salinidad del fluido de perforación, si se tiene presencia de gas, simular el tiempo estático del cemento al momento de soltar la tubería de revestimiento corta, y realizar las pruebas de compatibilidad lodo – cemento, además el Ingeniero de diseño se podrá dar cuenta que puede jugar con la densidad de la lechada, seleccionando la que mejor convenga de acuerdo al tipo de yacimiento y al objetivo principal del pozo, puede ser de alta densidad o de baja densidad.

En base a la información anterior y después de haber analizado los antecedentes de perforación y de los registros geofísicos, el procedimiento a seguir es el siguiente,

a.- Calcular las capacidades de las tuberías y espacio anular, con las siguientes ecuaciones;

Para interior de la tubería $C\left(\frac{lt}{m}\right) = 0.5067(di(pg))^2$

Para el espacio anular $C\left(\frac{lt}{m}\right) = 0.5067(de^2 - di^2)pg$

Interior de la TP	$C_{TP} = 0.5067(4.279)^2 = 9.27\left(\frac{lt}{m}\right)$
Interior de la TR de 7 5/8"	$C_{7\ 5/8"} = 0.5067(6.625)^2 = 22.24\left(\frac{lt}{m}\right)$
Interior de la TR de 9 5/8"	$C_{9\ 5/8"} = 0.5067(8.565)^2 = 37.17\left(\frac{lt}{m}\right)$
Espacio anular (TR y agujero)	$C_{ea(TR-ag)} = 0.5067(8.5^2 - 7.625^2) = 7.15\left(\frac{lt}{m}\right)$
Espacio anular (TR'S)	$C_{ea(TR'S)} = 0.5067(8.565^2 - 7.625^2) = 7.71\left(\frac{lt}{m}\right)$

b.- Calcular los volúmenes de cemento con la siguiente ec.

$V(lts) = C\left(\frac{lts}{m}\right) \times D(m)$ **y de la figura 34**

Donde:

- V1 = volumen de cto. del interior de la tubería de revestimiento corta
- V2= volumen de cto. del espacio anular entre tubería de revestimiento y agujero
- V3 = volumen de cto. del espacio anular entre tuberías de revestimiento
- V4= volumen de cemento por arriba de la boca de la TR corta (liner)

El volumen total del cemento es:

$$V_T = V_1 + V_2 + V_3 + V_4$$

Para este tipo de pozos no se maneja ningún tipo de exceso de cemento en el agujero descubierto, solo se considera que el cemento subirá 50 m por arriba de la boca de la TR corta, aunque se sabe que por la pérdida total que se tiene, el cemento no logrará subir por arriba de la boca de la TR corta, entonces esto es lo

único que podemos manejar como exceso y evitar dañar el yacimiento por perder grandes volúmenes de lechada hacia la formación.

En caso de contar con un registro de geometría del agujero o de calibración el cual puede ser corrido durante la toma de los registros de agujero abierto, este puede ser obtenido como un registro independiente, otra forma de obtenerlo es del registro de imágenes o de echados que normalmente se corren en la zona de yacimiento, además de ellos se puede obtener un registro direccional del pozo.

Entonces los volúmenes son:

Volumen de cemento en el interior de la tubería de revestimiento

$$V_1 (lts) = 22.24 \left(\frac{lts}{m} \right) x (2750 - 2700)m = 1112 lts$$

Volumen de cemento en el espacio anular (agujero – tubería de revestimiento)

$$V_2 (lts) = 7.15 \left(\frac{lts}{m} \right) x (2750 - 2200)m = 3933 lts$$

Volumen de cemento en el espacio anular (tuberías de revestimiento)

$$V_3 (lts) = 7.71 \left(\frac{lts}{m} \right) x (2200 - 2000)m = 1542 lts$$

Volumen de cemento arriba de la boca de la Tubería corta

$$V_4 (lts) = 37.17 \left(\frac{lts}{m} \right) x (2000 - 1950)m = 1859$$

El volumen total:

$$V_T = V_1 + V_2 + V_3 + V_4 = 1112 + 3933 + 1542 + 1859 = 8446 lts$$

El volumen de cemento a utilizar es:

$$\text{Volumen de cemento} = \frac{V_T (lts)}{\text{Re nd} \left(\frac{lts}{sc} \right)} = \frac{8446 lts}{112.8 \left(\frac{lt}{sc} \right)} = 75 sc$$

Considerando que 1 sc de cemento es igual a 50 kg, entonces

$$\text{Volumen de cemento} = 75 sc \times 50 \left(\frac{kg}{sc} \right) = 3750 kgs = 3.75 tons$$

El volumen de cemento calculado para la operación de cementación de la tubería de revestimiento corta es de 3.75 toneladas con una densidad de 1.35 $\left(\frac{gr_m}{cm^3} \right)$, ahora se calcula el volumen de agua de perforación que se requiere para mezclar ese volumen de cemento.

$$\text{Volumen de agua necesaria} = V_{cto}(sc) \times \text{Re q. de agua} \left(\frac{lts}{sc} \right) = lts$$

$$= 75 (sc) \times 67.82 \left(\frac{lts}{sc} \right) = 5086.5 lts$$

$$= 5086.5 lts \left(\frac{1bl}{159 lts} \right) = 32 bls$$

Se requiere de 32 bls de agua de mezcla con aditivos para lograr obtener la lechada de densidad de 1.35 $\left(\frac{gr_m}{cm^3} \right)$

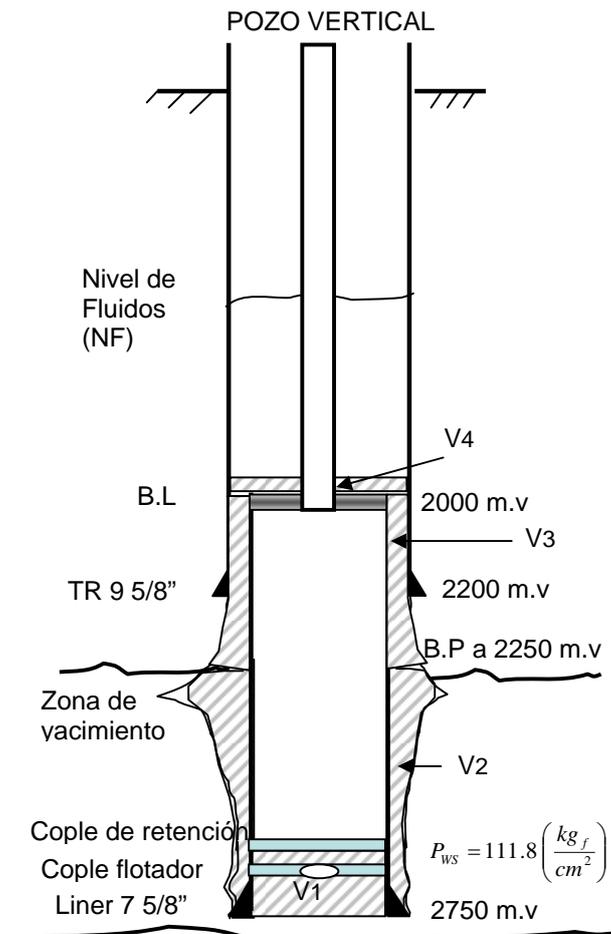


Figura 34

Volúmenes de cemento

c.- Análisis de fuerzas en el sistema

Para el análisis de fuerzas por el interior de la tubería, debido a que se tiene control de los fluidos que se bombean al pozo así como las fuerzas que estos generan, por lo tanto, se analiza el sistema de fuerzas que intervienen por el interior de la tubería, las cuales deben de estar en equilibrio con la fuerza del yacimiento a la profundidad de 2750 m.v, ver la figura 35

$$\Sigma F_{(interior)} = F_{yacimiento} \dots\dots\dots(1)$$

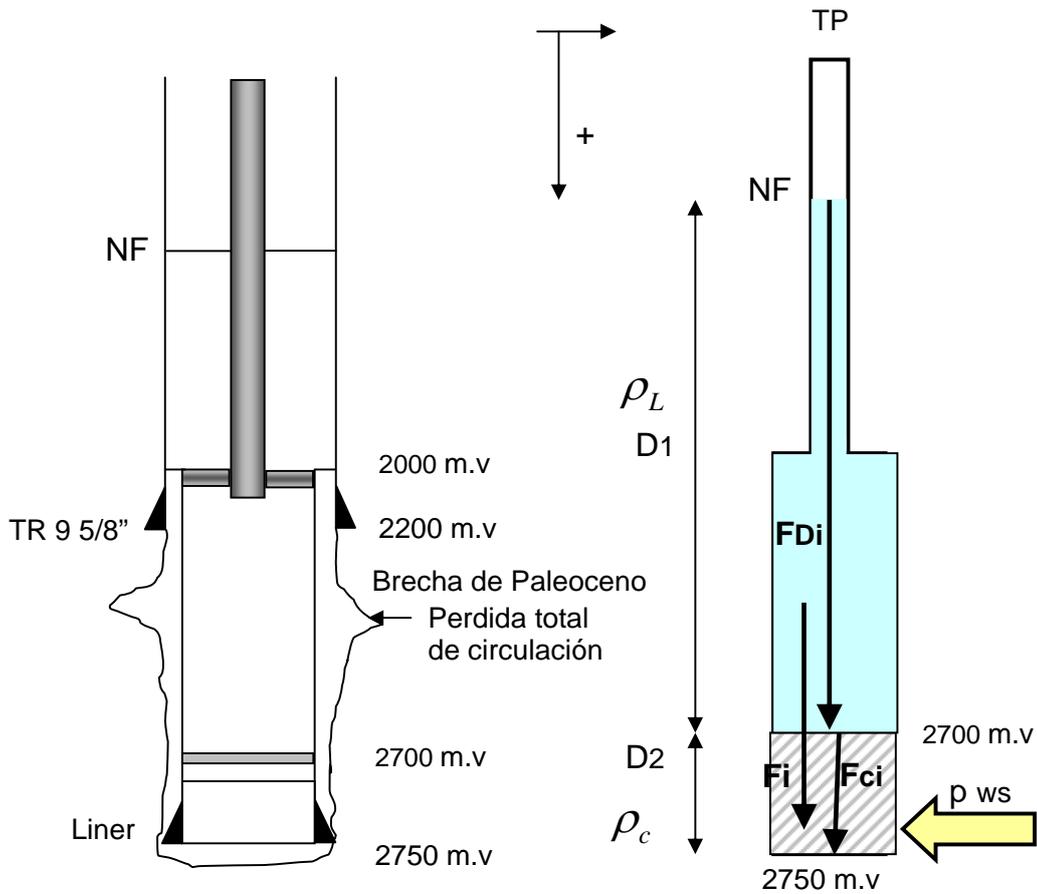


Figura 35

Análisis de fuerza por interior de la tubería al cementar

Donde:

fuerza del cemento + fuerza de inercia + fuerza del fluido de desplazamiento +
 fuerza de fricción + fuerza atmosférica = fuerza del yacimiento

Esto es:

$$F_{ci} + F_i + F_{D i} + F_{fricción} + F_{atms} = F_{yacimiento}$$

Haciendo el análisis de fuerzas ya descrito anteriormente donde las fuerzas de fricción y atmosférica son mínimas, entonces la incógnita va a ser la altura que genera el fluido de desplazamiento para que el sistema se encuentre en equilibrio, en el capítulo 3.4 se llegó a la siguiente ecuación:

$$D_1 = \frac{\left(p_{ws} - 10 - \frac{\rho_{ci} D_2}{10} \right) \times 10}{\rho_{Di}} \dots\dots\dots (2)$$

Con las condiciones siguientes:

Presión del yacimiento $p_{ws} = 111.8 \left(\frac{kg_f}{cm^2} \right)$ a 2750 m.v

Densidad del cemento $\rho_{ci} = 1.35 \left(\frac{gr_m}{cm^3} \right)$

Densidad del fluido de desplazamiento $\rho_L = 0.85 \left(\frac{gr_m}{cm^3} \right)$

Altura del cemento por el interior $D_2 = 50 \text{ m.v}$

Sustituyendo valores en la ecuación 2

$$D_1 = \frac{\left(p_{ws} - 10 - \frac{\rho_{ci} D_2}{10} \right) \times 10}{\rho_{Di}} = \frac{\left(111.8 - 10 - \frac{1.35 \times 50}{10} \right) \times 10}{0.85} = 1118.2 \text{ m.v}$$

Con este dato de D1=1118.2 m.v es la altura que debe tener el fluido de desplazamiento, que a su vez genera una presión hidrostática que nos permite tener en equilibrio el sistema por interior de la tubería contra el yacimiento.

$$Ph_{(D1)} = \frac{\rho_{Di} D_1}{10} = \frac{0.85 \times 1118.2}{10} = 95 \left(\frac{kg_f}{cm^2} \right)$$

Una forma de comprobar que los datos obtenidos son correctos es haciendo el equilibrio de las presiones en el sistema:

$$Ph_{(Ci)} + Pi + Ph_{(Di)} = p_{ws} \quad \dots\dots\dots (3)$$

Donde la presión hidrostática del cemento por el interior de la tubería es:

$$Ph_{(Ci)} = \frac{\rho_{Ci} D_2}{10} = \frac{1.35 \times 50}{10} = 6.75 \left(\frac{kg_f}{cm^2} \right)$$

Entonces sustituyendo los datos de las presiones en la ecuación 3, se tiene

$$6.75 \left(\frac{kg_f}{cm^2} \right) + 10 \left(\frac{kg_f}{cm^2} \right) + 95 \left(\frac{kg_f}{cm^2} \right) = 111.8 \left(\frac{kg_f}{cm^2} \right)$$

El sistema se mantiene en equilibrio con un fluido de desplazamiento que genere una altura de 1118.2 m.v y con una densidad de $0.85 \left(\frac{gr_m}{cm^3} \right)$, en la práctica operativa, este fluido de desplazamiento puede ser diesel, agua dulce o agua de mar, también se puede variar la densidad de la lechada y la cima de la misma por el interior de la tubería dependiendo del criterio del Ingeniero que este diseñando la operación, en este caso se tienen que volver a realizar los cálculos y determinar la nueva D1.

Como ya se obtuvo D1, ahora es fácil conocer el nivel de fluidos (NF) donde el sistema queda en equilibrio tal como se muestra en la figura 36, entonces el NF

es igual a la profundidad vertical 2750 m.v menos la altura vertical del cemento (D2=50 m.v) menos la altura vertical del fluido de desplazamiento (D1= 1118.2 m.v):

$$NF = D_A - D_2 - D_1$$

$$NF = (2750 - 50 - 1118.2)m.v = 1581.8 m.v$$

En la operación de la cementación el nivel de fluidos (NF) debe quedar a 1581.8 m.v para que el sistema quede en equilibrio, entonces el siguiente paso es calcular el volumen de desplazamiento, ver figura 36

d.- Volumen de desplazamiento

El volumen de desplazamiento para que el sistema logre quedar en equilibrio es igual al volumen de la tubería de revestimiento de la profundidad del cople de retención hasta la profundidad del colgador o de la boca de la tubería de revestimiento corta mas el volumen de la tubería de perforación de la profundidad del colgador hasta el nivel de fluidos calculados (NF), ver figura 36.

$$V_D = V_1 + V_2$$

Calculo del volumen de la TR (donde la capacidad de la TR es $C_{TR} = 37.17 \left(\frac{lbs}{m} \right)$)

$$V_1 = C_{TR} \times (D_{cople} - D_{BL}) = 37.17 \left(\frac{lbs}{m} \right) (2700 - 2000)m.v = 26019 lbs \left(\frac{bl}{159 lbs} \right) = 163.6 bl$$

Calculo del volumen de la TP (donde la capacidad de la TP es $C_{TP} = 9.27 \left(\frac{lbs}{m} \right)$)

$$V_2 = C_{TP} \times (D_{colgador} - D_{NF}) = 9.27 \left(\frac{lbs}{m} \right) (2000 - 1581.8)m.v = 3876.7 lbs \left(\frac{bl}{159 lbs} \right) = 24.4 bls$$

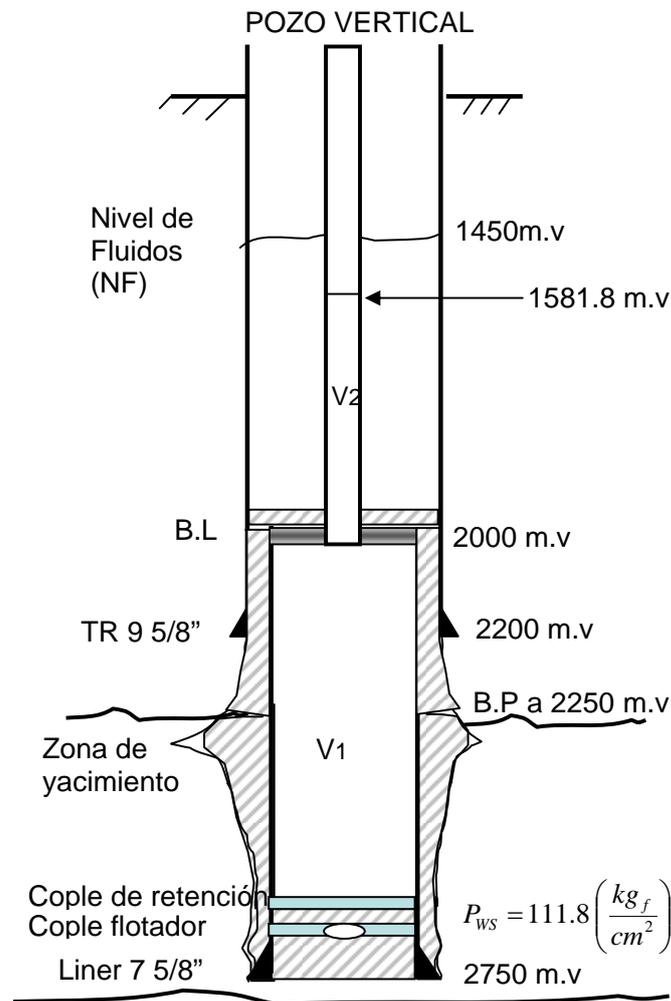


Figura 36

Volúmenes de desplazamiento

El volumen de desplazamiento total es:

$$V_D = V_1 + V_2 = (163.6 + 24.4)bls = 188 bls$$

Cuando se realice el desplazamiento de la lechada y después de bombear el cemento y de haber lanzado el torpedo de desplazamiento, solo se bombeara al pozo el volumen calculado para el desplazamiento de 188 bls de fluido de

control con una densidad de $0.85 \left(\frac{gr_m}{cm^3} \right)$, se debe controlar la succión mediante válvulas en superficie hasta que se equilibre el sistema, normalmente son unos 10 minutos.

Con este equilibrio del sistema se garantiza que los tapones lleguen al cople de retención sin que se tenga un sobredesplazamiento de la lechada evitando que se lave la zapata y la zona de interés del yacimiento, e inclusive aun fallando el acoplamiento del torpedo con el tapón de desplazamiento de la tubería de revestimiento corta se tendrá el éxito esperado.

Los grandes fracasos en este tipo de operaciones es que el Ingeniero de cementaciones desplazaba la lechada de cemento con el volumen calculado de desplazamiento hasta la superficie, como si fuera una cementación convencional, entonces este generaba una presión adicional sobre el tapón de desplazamiento y al yacimiento, equivalente a la columna de fluido de control de la superficie hasta el nivel de fluidos, ocasionando con esto que el sistema del tapón de desplazamiento en ocasiones fallara y se lavara la zapata y la zona de yacimiento, teniendo que hacer trabajos remediales para corregir esta falla, que como ya se menciona implica mayores tiempos de operación y costos excesivos en los pozos, la presión adicional que se genera al desplazar con el sistema convencional es de:

$$P_{adicional} = \frac{1581.8 \times 0.85}{10} = 134.4 \left(\frac{kg_f}{cm^2} \right)$$

Para evitar este tipo de fallas es necesario que se realicen los cálculos para que el sistema quede en equilibrio, esto generara grandes ahorros en los costos de los pozos.

e.- Programa operativo

Se menciona un programa operativo que normalmente se utiliza en los pozos de la Región Marina y que ha dado buenos resultados.

1.- Efectuar junta de seguridad con el personal

2.-Bajar la tubería corta de 7 5/8" L-80, 39 lb/p Vam-FJL calibrada al drift a la profundidad programada (2 m arriba del fondo) equipado con los accesorios; centradores (si las condiciones del pozo lo permiten), zapata flotadora, cople flotador y cople de retención y conjunto colgador hidráulico diseñado para el tipo de Tubería de revestimiento, con la válvula de charnela invertida.

3.- Con la TR en el fondo, instalar conexiones y bombear 50 bls de lodo de control, esperar que se establezcan las columnas por interior de la tubería y espacio anular.

4.- Soltar la canica, esperar su llegada y con la unidad de alta presión llenar pozo, (del registro estático el nivel de fluidos esta a 1450 m) con un volumen de:

$$V = C_{TP} \left(\frac{lbs}{m} \right) \times NF(m) = 9.27 \left(\frac{lbs}{m} \right) \times 1450 m = 13441 lbs \left(\frac{bl}{159 lbs} \right) = 84.5 bls$$

En caso de no tener el registro estático, con ese volumen de llenado se puede calcular la presión del yacimiento, poniendo como ejemplo que no se tiene el registro estático y se lleno con 80 bls durante el anclaje del colgador.

El nivel de fluido es:

$$NF = \frac{Vol. \text{ llenado } (lbs)}{C_{TP} \left(\frac{lbs}{m} \right)} = \frac{80 bls \left(\frac{159 lbs}{1 bl} \right)}{9.27 \left(\frac{lbs}{m} \right)} = 1372.1 m.v$$

La presión del yacimiento es.

$$p_{ws} = \frac{(D_{total} - NF)m.v \times \rho_L \left(\frac{gr_m}{cm^3} \right)}{10} = \frac{(2750 - 1372)m.v \times 0.85 \left(\frac{gr_m}{cm^3} \right)}{10} = 117.1 \left(\frac{kg_f}{cm^2} \right)$$

En el registro estático del pozo de correlación se tiene una presión de yacimiento de $111.8 \left(\frac{kg_f}{cm^2} \right)$, y de acuerdo al volumen de llenado en el anclaje del colgador se tiene que $p_{ws} = 117.1 \left(\frac{kg_f}{cm^2} \right)$, este valor es mayor que el del registro estático del pozo de correlación, para fines de calculo de la cementación utilizar el valor obtenido en el anclaje del colgador que es de $p_{ws} = 117.1 \left(\frac{kg_f}{cm^2} \right)$.y volver a realizar los cálculos para obtener D1.

5.- Anclar conjunto colgador de acuerdo al procedimiento descrito por la compañía, soltar colgador, verificando estar libre. (Para la presión de anclaje se debe de considerar que el nivel de fluidos esta a 1450 m.v)

6.- Hacer preparativos para cementar

Con unidad de alta presión preparar y bombear

4 15 bls de lavador con una densidad de $1.00 \left(\frac{gr_m}{cm^3} \right)$

5 20 bls de espaciador con una densidad de $1.10 \left(\frac{gr_m}{cm^3} \right)$

6 3.75 toneladas de cemento con una densidad de $1.35 \left(\frac{gr_m}{cm^3} \right)$

7.- Soltar tapón tipo torpedo de la cabeza de cementar

8.- Con unidad de alta presión desplazar la lechada con un volumen $V_D = 188 \text{ bls}$ a un gasto de 4 bpm, al termino del bombeo cerrar válvula hacia la unidad de alta y abrir en forma estrangulada la válvula de control de la succión, esperar 10 minutos a que se tenga el balance en el sistema, el pozos dejara de succionar.

9.- Levantar el agujón a medida que salgan los perros de la camisa soldadora y si se programo activar el empacador, entonces cargar peso y activar el empacador.

10.- Recuperar el soldador llenando a superficie solo con el volumen de acero y bajar 500 m de tubería de perforación.

11.- Esperar el tiempo de fraguado de acuerdo a la carta de tiempo bombeable y con unidad de alta llenar pozo calculando el volumen de acuerdo al nivel de fluidos y probar.

f.- Recomendaciones importantes para la cementación de tuberías de revestimiento cortas

1.- Utilizar las mejores practica operativas de cementación, como son el buen acondicionamiento del agujero, centralización de la tubería de revestimiento, el lodo libre de obturantes que dañen el yacimiento.

2.- En los accesorios de la tubería corta en el sistema del colgador normalmente se recomienda utilizar diseños que tengan válvula de charnela, el cual tiene como principio que al salir el agujón se cierre la charnela evitando que los fluido se regresen al pozo por interior de la tubería o sea como un equipo de flotación, además como medida de seguridad para que no se regrese el cemento se tiene

varios accesorios; la zapata flotadora, el cople flotador, el candado de los tapones al momento de alojarse en el cople de retención, figura 37

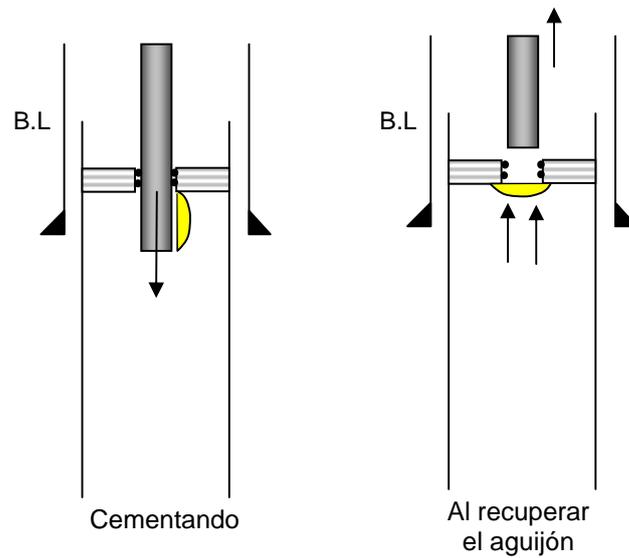


Figura 37

Válvula de charnela normal

El tener un cuarto equipo de flotación como es la charnela no beneficia en nada al pozo, se recomienda utilizar la válvula de charnela invertida tal y como se muestra en la figura 38, para que al recuperar el agujón esta cierre pero en forma invertida aislando el sistema inferior del interior de la tubería con el de la parte superior, para que en caso de tener que recementar la boca de la Tubería de revestimiento corta esto se realice en una forma muy sencilla,

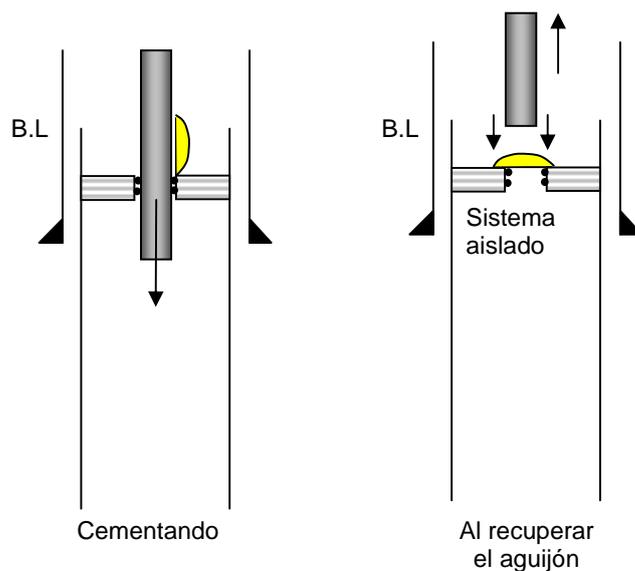


Figura 38
Válvula de charnela invertida

Los pasos a seguir normalmente para corregir la boca de la tubería de revestimiento corta son; reconocer la profundidad interior, escariar las TR'S de 7 5/8" y 9 5/8" y bajar un empacador de prueba para determinar donde es la admisión si por la boca de la TR o por la zapata, bajar un retenedor arriba de la boca de la TR corta y recementar, con esta misma técnica de balance con el yacimiento y que en el siguiente ejemplo se menciona, esto implica aproximadamente 6 días de operación para solucionar el problema.

Al tener la charnela invertida, inmediatamente después de la cementación se aísla el sistema inferior de la tubería de revestimiento corta, figura 39, y después de haber esperado el fraguado recomendado en la carta de resistencia a la compresión, se realiza una prueba de admisión desde la superficie contra el sistema, si admite se asume que es la boca de la TR corta, entonces se baja un retenedor arriba de la boca de la TR corta y se recementa, utilizando la misma

técnica de balance de fuerzas con el yacimiento, esta operación de corrección se realiza en 2 días.

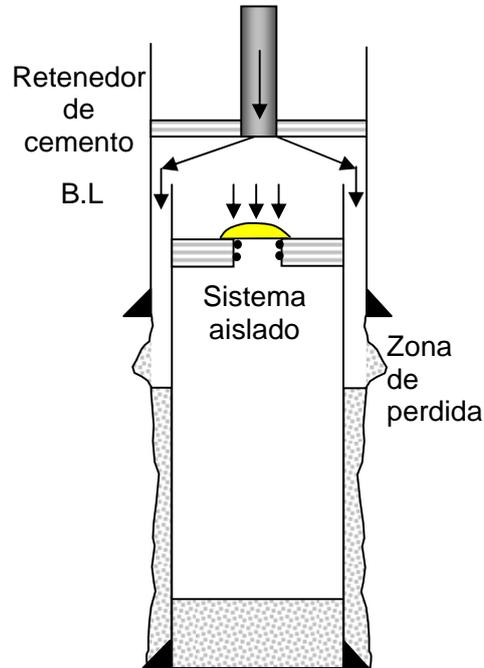


Figura 39

Corrigiendo cementación de la boca de la tubería de revestimiento corta

Como se puede observar, el concepto físico de invertir la charnela hace que se tenga un ahorro de 4 días de operación y con el ahorro en costos que esto implica

Nota: la válvula de charnela debe estar diseñada para este fin y debe ser probada en el taller con una presión equivalente a la presión hidrostática que va a soportar más $105 \left(\frac{kg_f}{cm^2} \right)$, en muchos pozos de la Región Marina se utiliza esta técnica de la charnela invertida con excelentes resultados.

3.- Si en la perforación del pozo se perfora una zona de gas, este gas de formación se manifestará por espacio anular durante la operación de cementación, para evitarlo se tiene una practica operativa muy recurrente que es; durante toda la operación de cementación se bombean baches de lodo viscoso por el espacio anular, esto genera que el cemento no logre llegar a la cima de la perdida total de circulación creando un desequilibrio en el espacio anular y por lo tanto la cima del cemento será menor. Ver figura 40

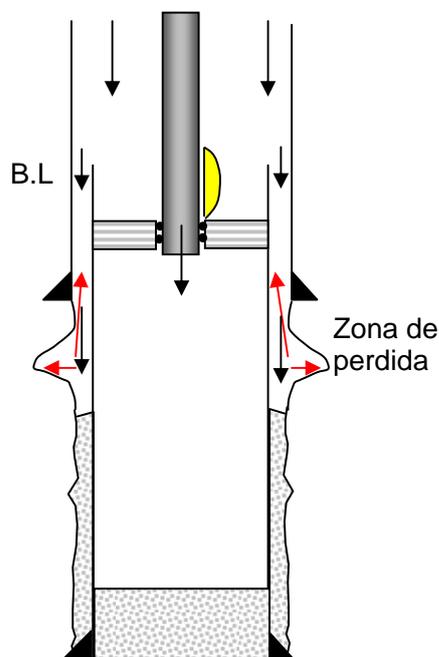


Figura 40

Cementando en presencia de gas

En estos casos se recomienda que después de haber anclado y soltado el colgador y previo a la cementación se active el empacador de la boca de la tubería de revestimiento corta, aislando el yacimiento del espacio anular y que durante la cementación no se tengan manifestaciones de gas, la presencia de gas por abajo del empacador se equilibra con la presión del yacimiento logrando

una estabilidad, el cemento solo podrá llegar hasta la profundidad de la perdida total, con esto se logra trabajar con mayor seguridad y se obtienen los mismos resultados.

4.- En la instalación de las conexiones superficiales se recomienda dejar una línea adicional con una válvula, al terminar la operación por el descolgamiento del cemento y antes de llegar al equilibrio se tendrá una succión muy fuerte, entonces esta válvula se debe abrir en forma estrangulada y controlando la succión, normalmente con 10 minutos de controlar esta succión se tendrá el sistema en equilibrio, esto se observa en forma visual y al poner la mano en la línea, figura 41

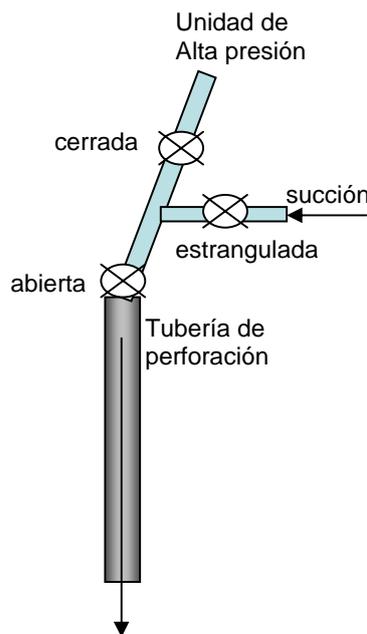


Figura 41

Diagrama de conexiones superficiales

5.- Cuando se tiene calculado el volumen de desplazamiento, se debe de asegurar que este sea en unos 20 bls mayor que la capacidad de la tubería de

perforación, para asegurar el desprendimiento del torpedo que se encuentra ubicado en el colgador, si este volumen de desplazamiento es menor se corre el riesgo de que no se desprenda el torpedo y dejar el cemento en el interior de la tubería de perforación ocasionando un problema, entonces el Ingeniero al planear la cementación y la introducción de la tubería de revestimiento debe realizar sus cálculos y tal vez tenga que cambiar el diámetro de la tubería de perforación y asegurar que el volumen de desplazamiento sea mayor que el de la tubería de perforación.

6.- Durante la operación de cementación, el punto crítico es mantener la presión en el espacio anular entre la presión de poro y fractura, el principal factor que interviene en la presión ejercida en el espacio anular es la densidad de la lechada que ejerce una presión hidrostática contra la formación, la densidad de la lechada es un parámetro que puede ser fácilmente controlado durante las etapas de diseño y operación por lo que se le considera como el parámetro principal para reducir la presión ejercida en el espacio anular.

2.- Recementar la boca de la tubería de revestimiento corta con cemento de alta densidad.

Considerando los datos del pozo del ejemplo anterior, en el cual se programa dejar cementada al 100 % toda la tubería de revestimiento, durante la operación de cementación de la primer etapa no se activa el empacador, el cemento por espacio anular solo logrará cubrir del fondo a la zona de pérdida a 2250 m.v, por lo que se programa realizar una segunda etapa bombeando cemento por arriba de la boca de la tubería de revestimiento corta, a través de un retenedor anclado a 25 m arriba de la boca o sea a 1975 m.v, ver figura 42, en ocasiones se programa en esta forma debido a que se tienen zonas indeseables por arriba del

yacimiento y se requiere dejar el espacio anular bien cementado, y no se desea tener algún tipo de problema de comunicación en el espacio anular durante la vida productiva del pozo.

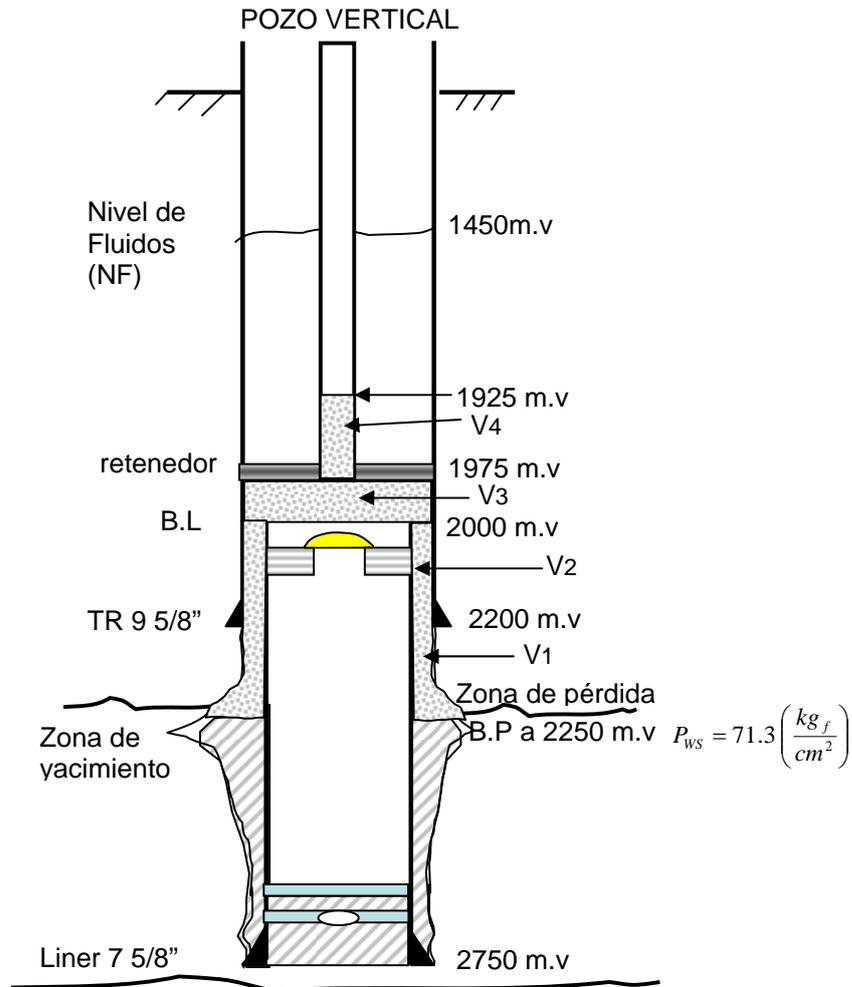


Figura 42

Recementar la boca de la tubería de revestimiento corta

Como se ha mencionado anteriormente, en este tipo de yacimientos depresionados y con alta permeabilidad, si se hace un buen análisis de fuerzas que intervienen en el sistema durante la cementación, esto nos permite utilizar

lechadas convencionales y de alta densidad, las cuales son de mucho menor costo que las lechadas de nueva tecnología y además se demuestra que podemos solucionar el problema de estos yacimientos con lechadas normales.

Para este ejemplo se considera que el cemento es de una densidad de 1.85 $\left(\frac{gr_m}{cm^3}\right)$ con un rendimiento de 39 lt/sc y un requerimiento de agua de perforación de 24 lt/sc, el cemento se pretende dejar hasta la profundidad donde inicia la pérdida a 2250 m.v, del registro estático (tabla 1) se tiene que a esa profundidad se tiene una $p_{ws} = 71.6 \left(\frac{kg_f}{cm^2}\right)$, para el cálculo del volumen del cemento se considera que cubrirá la zona del agujero descubierto, el traslape de la tuberías, 25 m arriba de la boca de la TR y se dejara un testigo de 50 m quedando la cima de cemento en el interior de la tubería de perforación a 1925 m.v, figura 42.

a.- Calcular los volúmenes de cemento con la siguiente ec.

$$V(lts) = C \left(\frac{lts}{m}\right) \times D(m) \text{ y de la figura 42}$$

Donde:

V1= volumen del espacio anular entre TR y agujero, se le adiciona el 300% de exceso, checar el registro de geometría de l agujero

V2 = volumen del espacio anular entre las tuberías de revestimiento

V3= volumen de cemento por arriba de la boca de la tubería de revestimiento corta (liner)

V4 = volumen del interior de la tubería de revestimiento corta (testigo)

El volumen total del cemento es:

$$V_T = V_1 + V_2 + V_3 + V_4$$

Entonces:

$$V_1 (lts) = C_{TR-ag} \left(\frac{lts}{m} \right) x (D_{perdida} - D_{zapata-9\ 5/8''}) m.v = 7.15 \left(\frac{lts}{m} \right) x (2250 - 2200) m.v x 4 = 1430 lts$$

$$V_2 (lts) = C_{TR'S} \left(\frac{lts}{m} \right) x (D_{zapata-9\ 5/8''} - D_{BL}) m.v = 7.71 \left(\frac{lts}{m} \right) x (2200 - 2000) m.v = 1542 lts$$

$$V_3 (lts) = C_{9\ 5/8''} \left(\frac{lts}{m} \right) x (D_{BL} - D_{retenedor}) m.v = 37.17 \left(\frac{lts}{m} \right) x (2000 - 1975) m.v = 930 lts$$

$$V_4 (lts) = C_{TP} \left(\frac{lts}{m} \right) x (D_{retenedor} - D_{cima-clo}) m.v = 9.27 \left(\frac{lts}{m} \right) x (1975 - 1925) m.v = 464 lts$$

$$V_T = V_1 + V_2 + V_3 + V_4 = 1430 + 1542 + 930 + 464 = 4366 lts$$

El volumen de cemento a utilizar es:

$$\text{Volumen de cemento} = \frac{V_T (lts)}{\text{Re nd} \left(\frac{lts}{sc} \right)} = \frac{4366 lts}{39 \left(\frac{lt}{sc} \right)} = 112 sc$$

Considerando que 1 sc de cemento es igual a 50 kg, entonces

$$\text{Volumen de cemento} = 112 sc x 50 \left(\frac{kg}{sc} \right) = 5250 kgs = 5.6 tons$$

El volumen de cemento calculado para la operación de recementar la boca de la tubería corta es de 5.6 toneladas con una densidad de $1.85 \left(\frac{gr_m}{cm^3} \right)$, ahora se calcula el volumen de agua de perforación que se requiere para mezclar ese volumen de cemento.

$$\begin{aligned} \text{Volumen de agua necesaria} &= V_{cto(sc)} \times \text{Req. de agua} \left(\frac{lbs}{sc} \right) = lbs \\ &= 112 (sc) \times 24 \left(\frac{lbs}{sc} \right) = 2688 \text{ lbs} \\ &= 2688 \text{ lbs} \left(\frac{1bl}{159 \text{ lbs}} \right) = 16.9 \text{ bls} \end{aligned}$$

Se requiere de 16.9 bls de agua de mezcla con aditivos para lograr obtener una lechada de densidad de $1.85 \left(\frac{gr_m}{cm^3} \right)$

b.- Análisis de fuerzas en el sistema

En el análisis de fuerzas por el interior de la tubería deben de estar en equilibrio con la fuerza del yacimiento a la profundidad de 2250 m.v, ver la figura 43

$$\Sigma F_{(interior)} = F_{yacimiento} \dots\dots\dots(1)$$

Donde:

fuerza del cemento + fuerza de inercia + fuerza del fluido de desplazamiento + fuerza de fricción + fuerza atmosférica = fuerza del yacimiento

Esto es:

$$F_{ci} + F_i + F_{D i} + F_{fricción} + F_{atms} = F_{yacimiento}$$

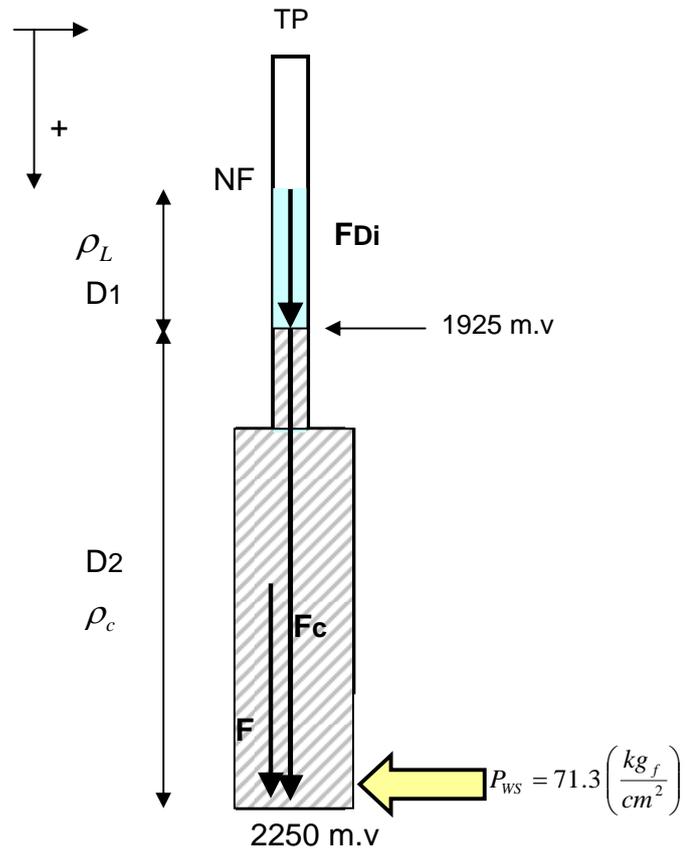


Figura 43

Análisis de fuerzas en la recementación de la boca de la TR

Haciendo el análisis de fuerzas donde la incógnita va a ser la altura que genera el fluido de desplazamiento para que el sistema se encuentre en equilibrio, en el capítulo 3.4 se llegó a la siguiente ecuación:

$$D_1 = \frac{\left(p_{ws} - 10 - \frac{\rho_{ci} D_2}{10} \right) \times 10}{\rho_{Di}} \dots\dots\dots (2)$$

Con las condiciones siguientes:

Presión del yacimiento $p_{ws} = 71.3 \left(\frac{kg_f}{cm^2} \right)$ a 2250 m.v

Densidad del cemento $\rho_{ci} = 1.85 \left(\frac{gr_m}{cm^3} \right)$

Densidad del fluido de desplazamiento $\rho_L = 1.0 \left(\frac{gr_m}{cm^3} \right)$

Altura del cemento por el interior, desde la zona de pérdida hasta la cima de cemento por el interior de la tubería $D_2 = 2250 - 1925 = 325 \text{ m.v}$

Sustituyendo valores en la ecuación 2

$$D_1 = \frac{\left(p_{ws} - 10 - \frac{\rho_{ci} D_2}{10} \right) \times 10}{\rho_{Di}} = \frac{\left(71.3 - 10 - \frac{1.85 \times 325}{10} \right) \times 10}{1.0} = 12 \text{ m.v}$$

Con este dato de D1=12 m.v es la altura que debe de tener el fluido de desplazamiento, que a su vez genera una presión hidrostática que nos permite tener en equilibrio el sistema por interior de la tubería contra el yacimiento de:

$$Ph_{(D1)} = \frac{\rho_{Di} D_1}{10} = \frac{1.0 \times 12}{10} = 1.2 \left(\frac{kg_f}{cm^2} \right)$$

Comprobando que los datos obtenidos son correctos es haciendo el equilibrio de las presiones en el sistema:

$$Ph_{(Ci)} + Pi + Ph_{(Di)} = P_{ws} \quad \dots\dots\dots (3)$$

Donde la presión hidrostática del cemento por el interior de la tubería es:

$$Ph_{(Ci)} = \frac{\rho_{Ci} D_2}{10} = \frac{1.85 \times 325}{10} = 60.1 \left(\frac{kg_f}{cm^2} \right)$$

Entonces sustituyendo los datos de las presiones en la ecuación 3, se tiene

$$60.1 \left(\frac{kg_f}{cm^2} \right) + 10 \left(\frac{kg_f}{cm^2} \right) + 1.2 \left(\frac{kg_f}{cm^2} \right) = 71.3 \left(\frac{kg_f}{cm^2} \right)$$

El sistema se mantiene en equilibrio con un fluido de desplazamiento que genere una altura de D1=12 m.v y con una densidad de $1.0 \left(\frac{gr_m}{cm^3} \right)$, así que el nivel de fluidos (NF) para el equilibrio es igual a la profundidad vertical 2250 m.v menos la altura vertical del cemento (D2=325 m.v) menos la altura vertical del fluido de desplazamiento (D1= 12 m.v):

$$NF = D_A - D_2 - D_1$$

$$NF = (2250 - 325 - 12)m.v = 1913 m.v$$

El nivel de fluidos (NF) debe quedar a 1913 m.v para que el sistema quede en equilibrio, entonces el siguiente paso es calcular el volumen de desplazamiento, ver figura 44

c.- Volumen de desplazamiento

El volumen de desplazamiento para que el sistema logre quedar en equilibrio es igual al volumen de la tubería de perforación de la profundidad de la cima de cemento (1925 m.v) hasta el nivel de fluidos calculados (NF=1913 m.v), ver figura 44.

$$V_D = C_{TP} \left(\frac{lbs}{m} \right) (D_{cima-ceto} - D_{NF}) m = 9.27 \left(\frac{lbs}{m} \right) (1925 - 1913) m = 111.2 lbs \left(\frac{1 bl}{159 lbs} \right) = 0.7 bl$$

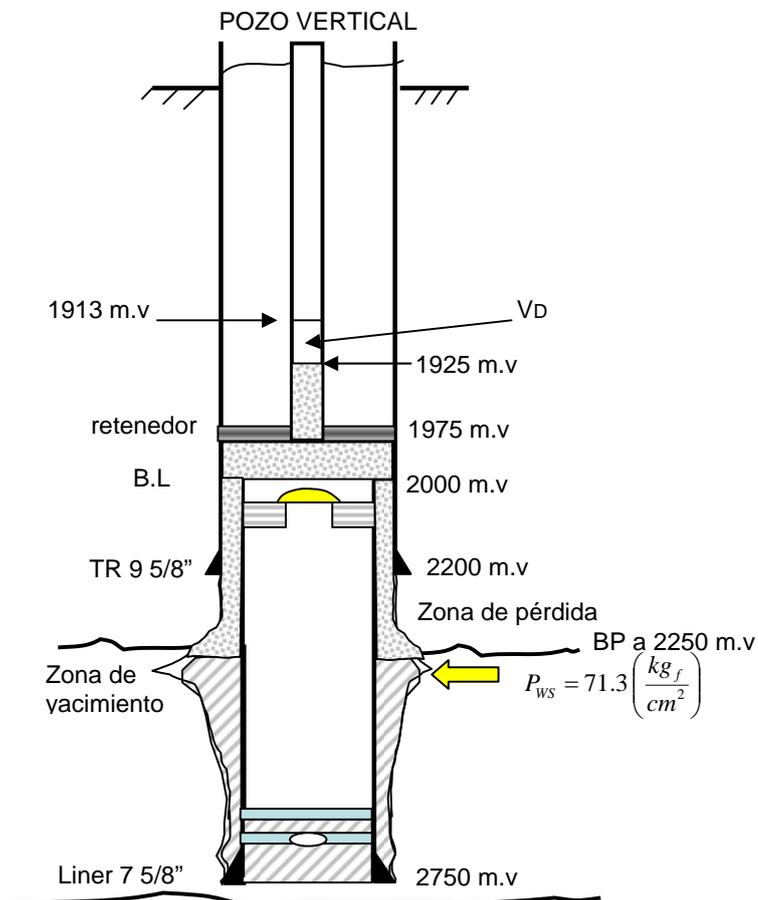


Figura 44

Volumen de desplazamiento en la recementación

Con el stinger enchufado al retenedor después de bombear el cemento solo se bombará al pozo el volumen calculado del fluido de desplazamiento de 0.7 bls del fluido de control de densidad de $1.0 \left(\frac{gr_m}{cm^3} \right)$, controlar la succión mediante válvulas en superficie hasta que se equilibre el sistema.

Nota: el espacio anular durante la prueba se lleno de fluido de control hasta la superficie o sea que el nivel de fluidos en el anular se encuentra a la altura de los preventores.

d.- Circulación en inversa

Al terminar la operación se levanta el stinger, con esto se cierra la camisa del retenedor y el sistema por la parte inferior del retenedor queda aislado, en ese momento las columnas del anular y del interior de la tubería tienden a equilibrarse, se calcula el volumen para llenar el espacio anular con el fluido de control considerando el nivel de fluidos en el interior de la tubería (NF= 1913 m.v), la capacidad del interior de la tubería es:

$$V_{TP} = C_{TP} \left(\frac{lbs}{m} \right) \times NF_{TP} (m.v) = 9.27 \left(\frac{lbs}{m} \right) \times 1913 m = 17733.5 lbs \left(\frac{1 bl}{159 lbs} \right) = 111.5 bls$$

El volumen para circular en inversa y desalojar el bache testigo empezara al llevar bobeados por espacio anular 111.5 bls de fluido de control, en esos momentos empezará a salir el cemento que se dejo como testigo, el que salga el volumen de cemento programado es un indicador del éxito de la operación.

e- Programa operativo

1.- Armar y bajar retenedor de 9 5/8" a la profundidad de 1980 m, levantarse a 1975 m y checar pesos.

2.- Bombear por el interior de la tubería de perforación 30 bls de fluido de control y esperar a que se igualen las columnas.

3.- Anclar el retenedor de 9 5/8" a la profundidad de 1975 m (Procedimiento de la compañía del colgador), instalar líneas y probar con $140 \left(\frac{kg_f}{cm^2} \right)$ y realizar las siguientes pruebas al retenedor.

a.- Con la tubería de perforación abierta y camisa abierta del retenedor, llenar por espacio anular con fluido de control (nivel de fluidos a 1450 m.v) y probar con $35 \left(\frac{kg_f}{cm^2} \right)$ manométricas, (La presión absoluta = presión hidrostática + la presión manométrica).

Capacidad del espacio anular:

$$C_{ea} \left(\frac{lbs}{m} \right) = 0.5067 (Di^2_{9.5/8"} - De^2_{TP}) pg = 0.5067 (8.565^2 - 5^2) pg = 24.5 \left(\frac{lbs}{m} \right)$$

El volumen de llenado del espacio anular es:

$$V_{ea} = C_{ea} \left(\frac{lbs}{m} \right) \times NF_{ea} (m.v) = 24.5 \left(\frac{lbs}{m} \right) \times 1450 m = 35530.2 lbs \left(\frac{1 bl}{159 lbs} \right) = 223.4 bls$$

Nota; con el volumen de 223.4 bls se debe de llenar el espacio anular, con este dato de llenado calcular el nivel de fluidos y la presión del yacimiento a la profundidad de 2250 m.v

b.- Cerrar la camisa del retenedor y llenar con fluido de control por el interior de la tubería de perforación cuantificando el volumen, probar con 35 $\left(\frac{kg_f}{cm^2}\right)$ manométricas, (La presión absoluta = presión hidrostática + la presión manométrica).

Nota; con el dato de llenado, calcular el nivel de fluidos y la presión del yacimiento a 2250 m.v, este dato debe de coincidir con el calculado por el espacio anular.

c.- Soltar el retenedor, romper circulación y probar como tapón ciego con 35 $\left(\frac{kg_f}{cm^2}\right)$ manométricas, (La presión absoluta = presión hidrostática + la presión manométrica).

d.- Enchufar stinger al retenedor, entonces se observará una fuerte succión por el interior de la tubería y el espacio anular debe permanecer lleno, realizar los preparativos para cementar

4.- Con unidad de alta presión preparar y bombear:

a.- 10 bls de bache lavador

b.- 5 bls de agua de perforación

c.- 5.6 toneladas de cemento densidad $1.85 \left(\frac{gr_m}{cm^3} \right)$

d.- Desplazar con 0.7 bls de fluido de control densidad de $1.0 \left(\frac{gr_m}{cm^3} \right)$

5.- Controlar la succión por interior de la tubería de perforación (estrangulando la válvula)

6.-Desenchufar stinger y levantar 2 m por arriba del retenedor, llenar pozo por el espacio anular con el volumen calculado de 111.5 bls y circular en inversa desalojando el bache testigo de cemento.

7.-Recuperar el stinger a superficie

8.- Bajar molino a moler retenedor, después de haber esperado el tiempo de fraguado que se recomienda en la carta de consistencia, moler retenedor y cemento, reconocer la boca de la tubería de revestimiento corta y probar.

f.- Recomendaciones

El éxito en este tipo de trabajos consiste en:

a.- El análisis de fuerzas en el sistema y lograr el equilibrio con la presión del yacimiento sin importar el valor de la densidad de la lechada del cemento que se utilice en la operación.

b.- Escariar la tubería de revestimiento previo a la bajada del retenedor de cemento.

c.- Que la operación de anclaje del retenedor sea exitosa y que este a su vez este diseñado para soportar las presiones y temperaturas a las cuales es sometido.

d.- El Ingeniero de la operación debe estar bien seguro de lo que esta haciendo, cualquier duda o error en el calculo del análisis de fuerzas en el sistema ocasionará que la operación falle y se tenga que realizar trabajos repetitivos.

3.- Aislar intervalos improductivos para explotar nuevos horizontes

Actualmente los activos de explotación tienen la necesidad de mantener o incrementar sus cuotas de producción, una de sus soluciones es; aislar intervalos improductivos o con altos porcentajes de agua, alejarse de zonas de gas o indeseables y explotar nuevos horizontes, ya sea por arriba del intervalo a obturar o por debajo del intervalo, este segundo genera un problema mayor para lograr el objetivo debido a su baja presión de yacimiento y a su alta permeabilidad, el lograr aislarlo garantizando que exista un buen sello por el espacio anular y la formación, además que no va a tener comunicación el intervalo a explotar con el intervalo indeseable y que soporte presiones de pruebas absolutas hasta de 350

$$\left(\frac{kg_f}{cm^2} \right)$$

Considerando los datos de un pozo direccional con un ángulo de 20° y una profundidad de inicio de la desviación PID = 600 m, la etapa de 7" se perforo con una barrena de 8 3/8" (figura 45) en el cual se tiene como objetivo; aislar el intervalo 4425 – 4455 m.d por producción de un alto porcentaje de agua, y así poder evaluar y explotar el intervalo 4380 – 4400 m.d de la formación Brecha de Paleoceno con una temperatura de fondo de 140 °C y con el registro estático se

tiene una $p_{ws} = 251 \left(\frac{kg_f}{cm^2} \right)$.

Se desea dejar el retenedor a 4420 m.d o sea 5 m arriba del intervalo por aislar y 20 m por abajo del intervalo por disparar, para asegurar la profundidad de anclaje del retenedor se colocan dos marcas radioactivas a 10 m y 100 m arriba del retenedor, las cuales servirán para correlacionar con el registro rayos gamma del registro de cementación y del agujero descubierto y con esto se asegura el anclaje del retenedor en la profundidad deseada.

El análisis de fuerzas que intervienen en el sistema durante la cementación nos permite utilizar lechadas convencionales y de alta densidad las cuales puedan soportar las presiones de prueba requeridas de $350 \left(\frac{kg_f}{cm^2} \right)$

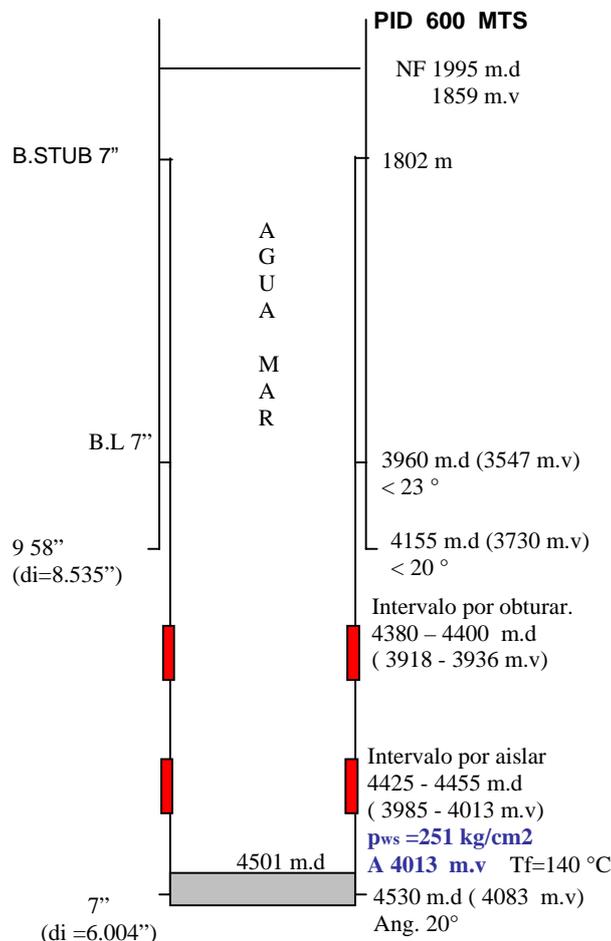


Figura 45

Estado mecánico de un pozo en reparación mayor

Para este ejemplo se considera que el cemento es de una densidad de 2.0, $\left(\frac{gr_m}{cm^3}\right)$ con arena silica para evitar la retrogradación debido a la alta temperatura del yacimiento, con un rendimiento de 44.9 lt/sc y un requerimiento de agua de perforación de 24.3 lt/sc, para el calculo del volumen del cemento se considera que se inyectara dentro de la formación 6 pies (Px) considerando una porosidad de la formación del 10 % , mas el cemento entre la base del intervalo a taponar y la base del retenedor, además se dejara un testigo de 297 m dentro de la tubería de perforación, quedando la cima de cemento en el interior de la tubería a 4123 m.d (3699 m.v)

Es importante tener bien identificadas las profundidades desarrolladas de interés como es la base del intervalo, la cima programada del cemento y el nivel de fluidos, con el registro direccional se debe obtener la profundidad vertical tal y como se muestra en las figuras 45 y 47

a.- Calcular las capacidades de las tuberías, espacios anulares, con las siguientes ecuaciones;

Para interior de la tubería
$$C\left(\frac{lt}{m}\right) = 0.5067(di(pg))^2$$

Para el espacio anular entre tuberías
$$C\left(\frac{lt}{m}\right) = 0.5067(di^2 - de^2)pg$$

Entre el agujero del pozo y la formación (figura 46) y teniendo las siguientes consideraciones, para una penetración del cemento Px (pg) y considerando la porosidad de la formación ϕ (fracción) se tiene que:

En función de los diámetros

$$C\left(\frac{lt}{m}\right) = 0.5067 \phi (d_x^2 - d_w^2) pg$$

En función de los radios como $r = \frac{d}{2}$, entonces $d = 2r$ y $d^2 = 4r^2$

$$C\left(\frac{lt}{m}\right) = 0.5067 \times 4 \phi (r_x^2 - r_w^2) (pg) = 2.027 \phi (r_x^2 - r_w^2) (pg)$$

Donde

Diámetro de agujero $d_w = 8 \frac{3}{8}$ "

Penetración $P_x = 6 \text{ ft} = 72$ "

Altura del intervalo $h = 30 \text{ m}$

Entonces

$$r_w = \frac{d_w}{2} = \left(\frac{8.375}{2}\right) = 4.187"$$

$$r_x = r_w + P_x = 4.187 + 72 = 76.187"$$

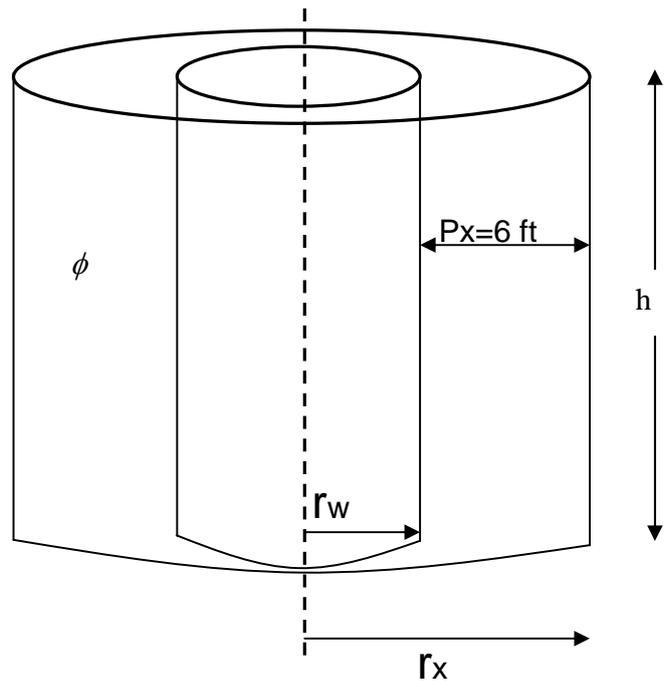


Figura 46

Calculo de volumen en la formación

Las capacidades son

$$\text{Interior de la TP de 5"} \quad C_{TP(5'')} = 0.5067(4.279)^2 = 9.27 \left(\frac{lt}{m} \right)$$

$$\text{Interior de la TP de 3 1/2"} \quad C_{TP(3\ 1/2'')} = 0.5067 (2.6)^2 = 3.42 \left(\frac{lt}{m} \right)$$

$$\text{Interior de la TR de 7"} \quad C_{7''} = 0.5067 (6.004)^2 = 18.26 \left(\frac{lt}{m} \right)$$

$$\text{Agujero –formación} \quad C_{(Form-ag)} = 2.027 \times 0.10 \times (76.187^2 - 4.187^2) = 1172.9 \left(\frac{lt}{m} \right)$$

$$\text{Espacio anular (TR'S)} \quad C_{ea(7-3\ 1/2'')} = 0.5067 (6.004^2 - 3.500^2) = 12.05 \left(\frac{lt}{m} \right)$$

$$C_{ea(9\ 5/8-5'')} = 0.5067 (8.535^2 - 5^2) = 24.24 \left(\frac{lt}{m} \right)$$

b.- Calcular los volúmenes de cemento con la siguiente ec.

$$V(lts) = C \left(\frac{lts}{m} \right) \times D(m) \text{ y de la figura 46}$$

Donde:

V1= volumen a inyectar a la formación considerando P_x=6 ft (72 pg)

V2 = volumen de cemento en la tubería de revestimiento de 7"

V3 = volumen del interior de la tubería de perforación (testigo)

Para el cálculo de volúmenes se utilizan las profundidades en metros desarrollados, el volumen total del cemento es:

$$V_T = V_1 + V_2 + V_3$$

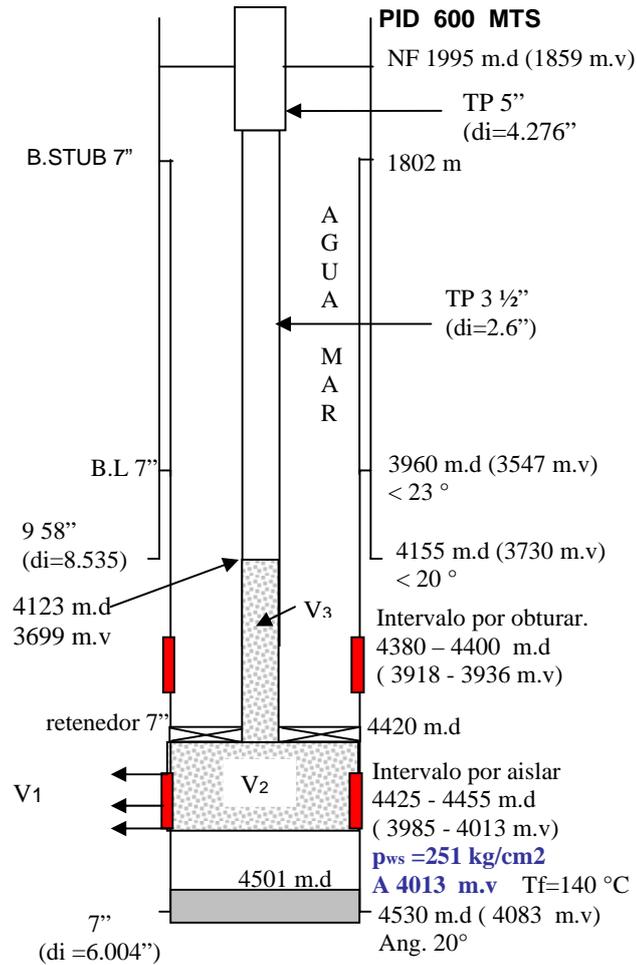


Figura 47

Calculo de volúmenes del pozo en reparación mayor

Entonces:

$$V_1 (lts) = C_{Form-ag} \left(\frac{lts}{m} \right) \times (h_{intervalo}) m.d = 11729 \left(\frac{lts}{m} \right) \times (30) m.d = 35187 lts$$

$$V_2 (lts) = C_{7"} \left(\frac{lts}{m} \right) \times (D_{base-int} - D_{retenedor}) m.d = 18.26 \left(\frac{lts}{m} \right) \times (4455 - 4420) m.v = 639.1 lts$$

$$V_3 (lts) = C_{TP(31/2'')} \left(\frac{lts}{m} \right) x (D_{retenedor} - D_{cima-clo.}) m.d = 3.41 \left(\frac{lts}{m} \right) x (4420 - 4123) m.d = 1012.7 lts$$

El volumen total es:

$$V_T = V_1 + V_2 + V_3 = 35187 + 639.1 + 1012.7 = 36838 lts$$

El volumen de cemento a utilizar es:

$$\text{Volumen de cemento} = \frac{V_T (lts)}{Re nd \left(\frac{lts}{sc} \right)} = \frac{36838 lts}{44.9 \left(\frac{lt}{sc} \right)} = 821 sc$$

Considerando que 1 sc de cemento es igual a 50 kg, entonces

$$\text{Volumen de cemento} = 821 sc x 50 \left(\frac{kg}{sc} \right) = 41050 kgs = 41 tons$$

El volumen de cemento calculado para la operación de aislar el intervalo es de 41 toneladas con una densidad de 2.0 $\left(\frac{gr_m}{cm^3} \right)$, ahora se calcula el volumen de agua de perforación que se requiere para mezclar ese volumen de cemento.

$$\begin{aligned} \text{Volumen de agua necesaria} &= V_{cto}(sc) x Re q. de agua \left(\frac{lts}{sc} \right) = lts \\ &= 821 (sc) x 24.3 \left(\frac{lts}{sc} \right) = 19950 lts \\ &= 19950 lts \left(\frac{1bl}{159 lts} \right) = 125.5 bls \end{aligned}$$

Se requiere de 125.5 bls de agua de mezcla con aditivos para lograr obtener una lechada de densidad de $2.0 \left(\frac{gr_m}{cm^3} \right)$

c.- Análisis de fuerzas en el sistema

En el análisis de fuerzas por el interior de la tubería deben de estar en equilibrio con la fuerza del yacimiento teniendo como referencia la base del intervalo, a la profundidad de 4455 m.d (4013 m.v) ver la figura 48. es importante tener el registro direccional del pozo, en este caso se proporcionan las profundidades de interés en metros verticales y desarrollados

$$\Sigma F_{(interior)} = F_{yacimiento} \dots\dots\dots(1)$$

Donde:

fuerza del cemento + fuerza de inercia + fuerza del fluido de desplazamiento + fuerza de fricción + fuerza atmosférica = fuerza del yacimiento

Esto es:

$$F_c + F_i + F_D + F_{fricción} + F_{atms} = F_{yacimiento}$$

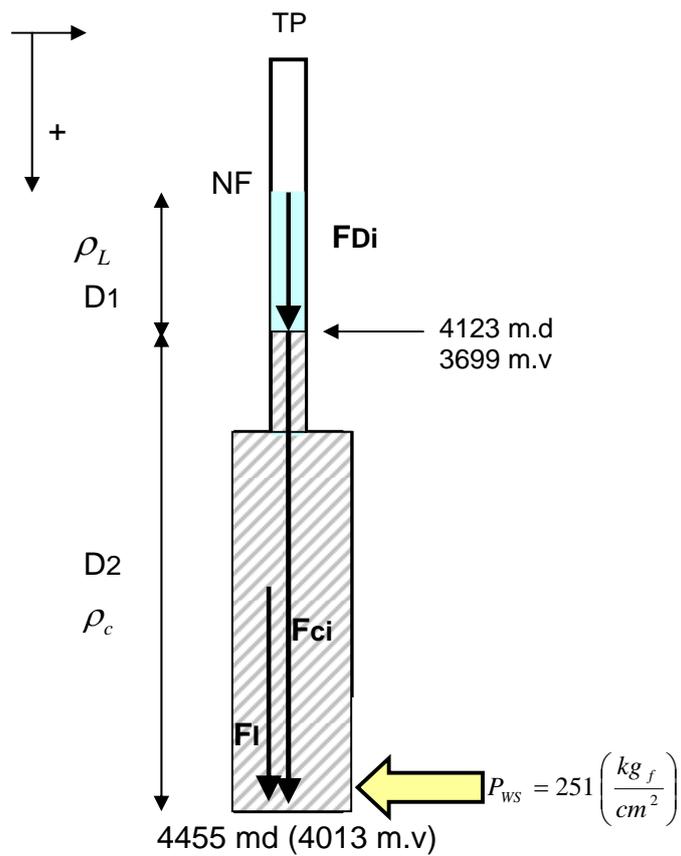


Figura 48

Análisis de fuerzas en la reparación mayor

Haciendo el análisis de fuerzas donde la incógnita va a ser la altura que genera el fluido de desplazamiento para que el sistema se encuentre en equilibrio, en el capítulo 3.4 se llegó a la siguiente ecuación:

$$D_1 = \frac{\left(p_{ws} - 10 - \frac{\rho_{ci} D_2}{10} \right) \times 10}{\rho_{Di}} \dots\dots (2)$$

Con las condiciones siguientes:

$$\text{Presión del yacimiento} \quad p_{ws} = 251 \left(\frac{kg_f}{cm^2} \right) \quad \text{a } 4013 \text{ m.v}$$

$$\text{Densidad del cemento} \quad \rho_{ci} = 2.0 \left(\frac{gr_m}{cm^3} \right)$$

$$\text{Densidad del fluido de desplazamiento} \quad \rho_L = 1.03 \left(\frac{gr_m}{cm^3} \right) \quad \text{agua de mar}$$

Altura del cemento por el interior, desde la base del intervalo hasta la cima de cemento por el interior de la tubería en profundidades verticales:

$$D_2 = 4013 - 3699 = 314 \text{ m.v}$$

Sustituyendo valores en la ecuación 2

$$D_1 = \frac{\left(p_{ws} - 10 - \frac{\rho_{ci} D_2}{10} \right) \times 10}{\rho_{Di}} = \frac{\left(251 - 10 - \frac{2.0 \times 314}{10} \right) \times 10}{1.03} = 1730 \text{ m.v}$$

Este dato de $D_1=1730$ m.v es la altura que debe de tener el fluido de desplazamiento en este caso es agua de mar, que a su vez genera una presión hidrostática que nos permite tener en equilibrio el sistema por interior de la tubería contra el yacimiento de:

$$Ph_{(D1)} = \frac{\rho_{Di} D_1}{10} = \frac{1.03 \times 1730}{10} = 178.2 \left(\frac{kg_f}{cm^2} \right)$$

Comprobando que los datos obtenidos son correctos es haciendo el equilibrio de las presiones en el sistema:

$$Ph_{(Ci)} + Pi + Ph_{(Di)} = p_{ws} \quad \dots\dots\dots (3)$$

Donde la presión hidrostática del cemento por el interior de la tubería es:

$$Ph_{(Ci)} = \frac{\rho_{Ci} D_2}{10} = \frac{2.0 \times 314}{10} = 62.8 \left(\frac{kg_f}{cm^2} \right)$$

Entonces sustituyendo los datos de las presiones en la ecuación 3, se tiene

$$62.8 \left(\frac{kg_f}{cm^2} \right) + 10 \left(\frac{kg_f}{cm^2} \right) + 178.2 \left(\frac{kg_f}{cm^2} \right) = 251 \left(\frac{kg_f}{cm^2} \right)$$

Como se puede observar el sistema se mantiene en equilibrio con un fluido de desplazamiento que genere una altura de D1=1730 m.v y con una densidad de $1.03 \left(\frac{gr_m}{cm^3} \right)$, así que el nivel de fluidos (NF) para el equilibrio es igual a la profundidad vertical de la base del intervalo a 4013 m.v menos la altura vertical del cemento (D2=314 m.v) menos la altura vertical del fluido de desplazamiento (D1= 1730 m.v) así que:

$$NF = D_A - D_2 - D_1$$

$$NF = (4013 - 314 - 1730)m.v = 1969 m.v$$

El nivel de fluidos (NF) debe quedar a 1969 m.v para que el sistema quede en equilibrio, entonces el siguiente paso es hacer el cálculo de la profundidad desarrollada de 1969 m.v considerando el ángulo del pozo, y con este dato poder calcular el volumen de desplazamiento, ver figura 49

Calculo de la profundidad desarrollada, de los datos del pozo direccional figura 44 se tiene que:

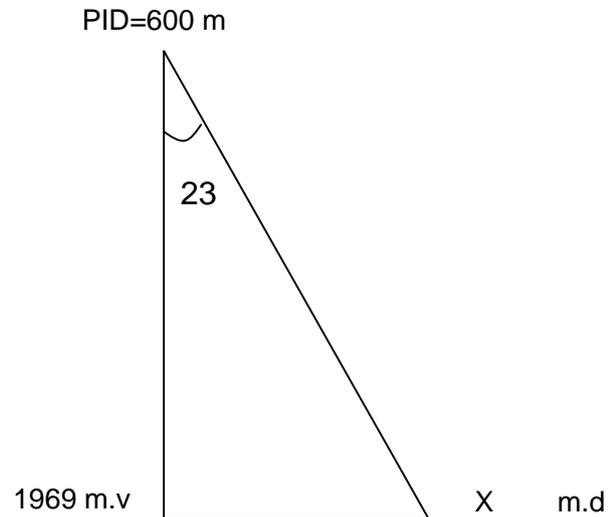
$$\cos 23^\circ = \frac{\text{cat. ady}}{\text{hip}} = \frac{1969 - 600}{x - 600}$$

Despejando x

$$x - 600 = \frac{1369}{\cos 23^\circ}$$

$$x = 600 + \frac{1369}{\cos 23}$$

$$x = 2087.2 \text{ m.d}$$



El nivel de fluidos después de haber bombeado el cemento y de haber desplazado es 2087.2 m.d (1969 m.v)

d.- Volumen de desplazamiento

El volumen de desplazamiento para que el sistema logre quedar en equilibrio es igual al volumen de la tubería de perforación de 3 1/2" de la profundidad desarrollada de la cima de cemento (4123 m.d) hasta el nivel de fluidos calculados (NF=2087.2 m.d), ver figura 48.

$$V_D = C_{31/2"} \left(\frac{\text{lbs}}{\text{m}} \right) (D_{\text{cima-ceto}} - D_{NF}) \text{ m.d} = 3.42 \left(\frac{\text{lbs}}{\text{m}} \right) (4123 - 2087.2) \text{ m.d} =$$

$$V_D = 6962.4 \text{ lbs} \left(\frac{1 \text{ bl}}{159 \text{ lbs}} \right) = 43.8 \text{ bl}$$

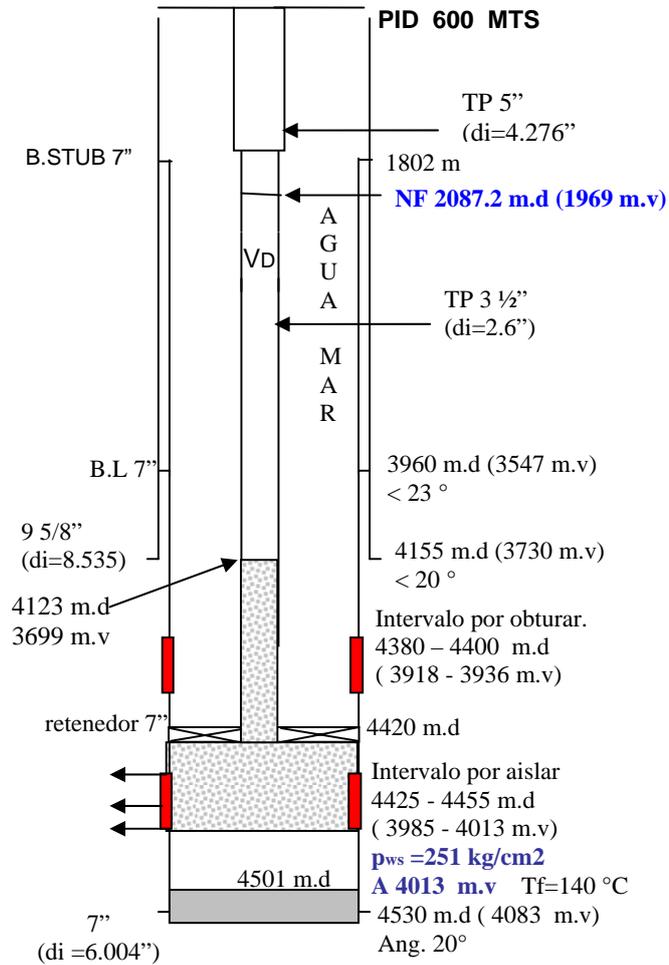


Figura 49

Volumen de desplazamiento en la recementación

Con el stinger enchufado al retenedor después de bombear el cemento solo se bombera al pozo el volumen calculado del fluido de desplazamiento de 43.8 bls del fluido de control de densidad de $1.03 \left(\frac{gr_m}{cm^3} \right)$, controlar la succión mediante válvulas en superficie hasta que se equilibre el sistema.

e.- Circulación en inversa

Al terminar la operación se levanta el stinger, con esto se cierra la camisa del retenedor y el sistema por la parte inferior del retenedor queda aislado, en ese momento las columnas del anular y del interior de la tubería tienden a equilibrarse, se calcula el volumen para llenar el espacio anular con el fluido de control considerando el nivel de fluidos en el interior de la tubería (NF= 2087.2 m.d), el volumen para llenar el sistema del pozo es igual a el volumen de la TP de 5" de la superficie hasta la combinación de enlace a 1800 m.d mas el volumen de la TP de 3 ½" de la combinación de enlace (1800 m.d) hasta el nivel de fluidos calculado (2087.2 m.d)

El volumen de la TP de 5"

$$V_{TP(5'')} = C_{5''} \left(\frac{lbs}{m} \right) \times D_{5''} (m.d) = 9.27 \left(\frac{lbs}{m} \right) \times 1800 m.d = 16686 lbs \left(\frac{1 bl}{159 lbs} \right) = 105 bls$$

El volumen de la TP de 3 ½"

$$V_{TP(3\frac{1}{2}'')} = C_{3\frac{1}{2}''} \left(\frac{lbs}{m} \right) \times (D_{NF} - D_{1800}) (m.d) = 3.42 \left(\frac{lbs}{m} \right) \times (2087.2 - 1800) m.d =$$
$$V_{TP(3\frac{1}{2}'')} = 982.2 lbs \left(\frac{1 bl}{159 lbs} \right) = 6.2 bls$$

El volumen total es igual a la suma:

$$V_T = V_{TP(5'')} + V_{TP(3\frac{1}{2}'')} = 105 + 6.2 = 111.2 bls$$

El volumen para circular en inversa y desalojar el bache testigo es cuando se hayan bobeados por el espacio anular 111.2 bls de fluido de control, en esos momentos empezará a salir el cemento que se dejo como testigo, el que salga el volumen de cemento programado es un indicador del éxito de la operación.

f- Programa operativo

1.- Armar y bajar retenedor de 7" a la profundidad de 4422 m, levantarse a 4420 m y checar pesos.

Nota : el retenedor se debe bajar con dos marcas radioactivas a 10 m y 100 m arriba del retenedor, las cuales servirán para correlacionar con el registro rayos gamma del registro de cementación y del agujero descubierto y con esto se asegura el anclaje del retenedor en la profundidad deseada.

2.- Bombear por el interior de la tubería de perforación 30 bls de fluido de control y esperar a que se igualen las columnas.

3.- Con equipo de registros eléctricos correr el registro rayos gamma (RG) hasta el retenedor, correlacionar este registro con el registro RG de agujero descubierto o con el de registro de cementación, ajustar la profundidad del anclaje del retenedor.

4.- Anclar el retenedor de 7" a la profundidad de 4420 m.d (Procedimiento de la compañía del colgador), instalar líneas y probar con $140 \left(\frac{kg_f}{cm^2} \right)$ y realizar las siguientes pruebas al retenedor.

a.- Con la tubería de perforación abierta y camisa abierta del retenedor, llenar por espacio anular con fluido de control (nivel de fluidos a 1995 m.d) y probar con $35 \left(\frac{kg_f}{cm^2} \right)$ manométricas, (La presión absoluta = presión hidrostática + la presión manométrica).

El volumen para llenar el espacio anular es igual al volumen del anular entre la tubería de 9 5/8" y la TP de 5" más el volumen de la tubería de 7" y la TP de 3 1/2"

Las capacidades son:

$$C_{ea(7-3\ 1/2'')} = 0.5067 (6.004^2 - 3.500^2) = 12.05 \left(\frac{lt}{m} \right)$$

$$C_{ea(9\ 5/8-5'')} = 0.5067 (8.535^2 - 5^2) = 24.24 \left(\frac{lt}{m} \right)$$

Volumen del anular entre la tubería de 9 5/8" y la TP de 5"

$$V_{ea} = C_{ea(9\ 5/8-5'')} \left(\frac{lt}{m} \right) \times D_{1800} (m.d) = 24.5 \left(\frac{lt}{m} \right) \times 1800 m =$$

$$V_{ea} = 44100 \text{ lts} \left(\frac{1 \text{ bl}}{159 \text{ lts}} \right) = 277.3 \text{ bls}$$

Volumen del anular entre la tubería de 7" y la TP de 3 1/2"

$$V_{ea} = C_{ea(7-3\ 1/2'')} \left(\frac{lt}{m} \right) \times (D_{NF} - D_{1802}) m.d = 12.05 \left(\frac{lt}{m} \right) \times (1995 - 1802) m.d =$$

$$V_{ea} = 2325.6 \text{ lts} \left(\frac{1 \text{ bl}}{159 \text{ lts}} \right) = 14.6 \text{ bls}$$

El volumen total de llenado es:

$$V_T = 277.3 + 14.6 = 292 \text{ bls}$$

Nota; con el volumen de 292 bls se debe de llenar el espacio anular, con este dato de llenado calcular el nivel de fluidos y la presión del yacimiento a la profundidad de 4013 m.v

b.- Cerrar la camisa del retenedor y llenar con fluido de control por el interior de la tubería de perforación cuantificando el volumen, probar con 35 $\left(\frac{kg_f}{cm^2}\right)$ manométricas, (La presión absoluta = presión hidrostática + la presión manométrica).

Nota; con el dato de llenado, calcular el nivel de fluidos y la presión del yacimiento a 4013 m.v, este dato debe de coincidir con el calculado por el espacio anular.

c.- Soltar el retenedor, romper circulación y probar como tapón ciego con 35 $\left(\frac{kg_f}{cm^2}\right)$ manométricas, (La presión absoluta = presión hidrostática + la presión manométrica).

d.- Enchufar stinger al retenedor, entonces se observará una fuerte succión por el interior de la tubería y el espacio anular debe permanecer lleno, realizar los preparativos para cementar

5.- Con unidad de alta presión preparar y bombear:

a.- 10 bls de bache lavador densidad de 1.0 $\left(\frac{gr_m}{cm^3}\right)$

b.- 10 bls de espaciador densidad 1.15 $\left(\frac{gr_m}{cm^3}\right)$

c.- 41 toneladas de cemento densidad 2.0 $\left(\frac{gr_m}{cm^3}\right)$ para una penetración a la formación de 6 ft

d.- Desplazar con 43.8 bls de fluido de agua de mar densidad de 1.03

$$\left(\frac{gr_m}{cm^3} \right)$$

5.- Controlar la succión por interior de la tubería de perforación (estrangulando la válvula)

6.-Desenchufar stinger y levantar 2 m por arriba del retenedor, llenar pozo por el espacio anular con el volumen calculado de 111.2 bls y circular en inversa desalojando el bache testigo de cemento.

7.-Recuperar el stinger a superficie

8.- Bajar molino a moler retenedor, después de haber esperado el tiempo de fraguado que se recomienda en la carta de consistencia, moler retenedor y cemento.

f.- Recomendaciones

Es importante resaltar la densidad de la lechada de $2.0 \frac{gr_m}{cm^3}$ que es muy alta para la presión de formación de este campo, las recomendaciones para este tipo de trabajo son similares a los presentados en el ejemplo 2, pero hay algo importante que resaltar en este caso; en pozos profundos y donde la profundidad de anclaje del retenedor de cemento esta muy cerca de las zona de interés es necesario apoyarse con marcas radioactivas en la sarta de perforación y previo al anclaje correr un registro resistivo de rayos gamma, este nos permite ajustar la profundidad del anclaje del retenedor y con esto asegurar su anclaje en la profundidad programada, minimizando los errores al hacer un mal asentamiento del retenedor y evitando el realizar trabajos remediales.

4.- VALIDACION Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

El realizar el análisis de las fuerzas en el sistema y generar el equilibrio con la presión del yacimiento y combinarlo con los cemento de nueva tecnología ha permitido disminuir los tiempos de operación hasta en un 40% en los pozos de la Región Marina en los yacimientos con estas características de baja presión y alta permeabilidad.

Las estadísticas de las operaciones de cementaciones en el campo en pozos de la Región Marina y de los fracasos que se tuvieron antes de aplicar esta técnica de balance, nos ha permitido depurar esta técnica y obtener parámetros que afectaban en la efectividad de los resultados así como las condiciones de frontera que intervienen.

POZO	PROF.REAL	I.P REAL	DIAS PROGRAMA	DIAS REAL
CANT.INY 69	1289	46.04	38	28
CANTARELL 446	2616	54.27	72	48.2
CANT.INY 87	1338	60.82	39	22
CANTARELL 1043 D	2848	46.69	82	61
CANT.INY 47	1341	49.67	42	27
CANTARELL 50	2552	47.43	68	53.8
CANT.INY 85	1390	63.18	43	22
CANTARELL 33 H	2640	57.39	69	46
CANT.INY 49	1306	43.53	29	30
CANTARELL 3069	2745	45.75	88	60
CANTARELL 3023	3062	68.04	78	45
CANTARELL 3067-D	2756	58.64	75	47
CANTARELL 3025	3453	76.73	92	45
CANTARELL 55 H	2576	64.40	75	40
CANTARELL 3067	2752	64.00	75	43
CANTARELL 1042 D	3165	68.06	83	46.5
CANTARELL 3044	2856	43.94	76	65
CANTARELL 3046	3237	78.95	70	41
CANTARELL 3029	3230	46.81	75	69
CANTARELL 1066-D	3053	47.49	73	64.29
CANTRELL 3024	3200	71.11	80	45

Tabla 2

Estadística de pozos del campo Cantarell

La tabla 2 muestra una de tantas estadística de pozos de la Región Marina, que en este caso es de pozos del campo Cantarell donde se muestra que existió una reducción sustancial de los tiempos programados en algunos pozos hasta de un 50 %, una de las técnicas que ayudo a minimizar los tiempos hasta en 30 % fue la aplicación de las técnicas de balance de fuerzas en el sistema durante las cementaciones y a la aplicación de las buenas practicas de cementación, esto represento un ahorro **\$18,010,500.00** dólares a los costos de los pozos, además el daño es mínimo en la formación, se ha visto que al minimizar la migración de diversos fluidos y sólidos hacia el yacimiento en la terminación durante la toma de registros de producción nos muestra que el yacimiento tienen un valor de daño mínimo.

Esta técnica es muy controversial en el campo debido a que mucha gente de operaciones no logra entender estos conceptos muy sencillos pero efectivos, el personal que esta convencido de esta técnica y que la entiende seguramente la ha puesto en practica con magníficos resultados, el paso siguiente es hacer que el personal a nivel sistema lo pueda entender y lo realice en todo tipo de operaciones en las que se tengan esas condicionantes.

En estadísticas de pozos de la Región Marina Suroeste desde el año de 1995 hasta el 2000 se han realizado 942 operaciones de cementación de las cuales 99 operaciones se realizaron en yacimientos depresionados y con alta permeabilidad, las cementaciones se realizaron con técnicas de balance con la presión del yacimiento, en el análisis de está estadística se observa que el mayor porcentaje de falla esta en las operaciones con empacadores recuperables y en los tapones de cemento con tubería flexible.⁶

Los empacadores recuperables son herramientas de una dureza extrema por lo tanto es muy difícil su molienda, esto ocasiona que al realizar estos trabajos se utilicen márgenes de seguridad muy extremos los cuales han llevado al fracaso en las operaciones, con respecto a la tubería flexible se cometió un error de no saber entender el proceso de colocación de un tapón de cemento con este tipo de tubería flexible, ya que la tubería flexible siempre se saca ahogada en el cemento, entonces es poco factible la utilización de estas técnicas en este tipo de tuberías.

Se ha demostrado que para esta tecnología de balance se puede jugar con la densidad de la lechada y la densidad del fluido de desplazamiento, esto va a depender del objetivo principal de la operación y nunca perdiendo de vista el alcanzar las mejores condiciones de producción del yacimiento siempre se debe de aplicar el equilibrio de fuerzas que intervienen en el sistema contra la presión del yacimiento.

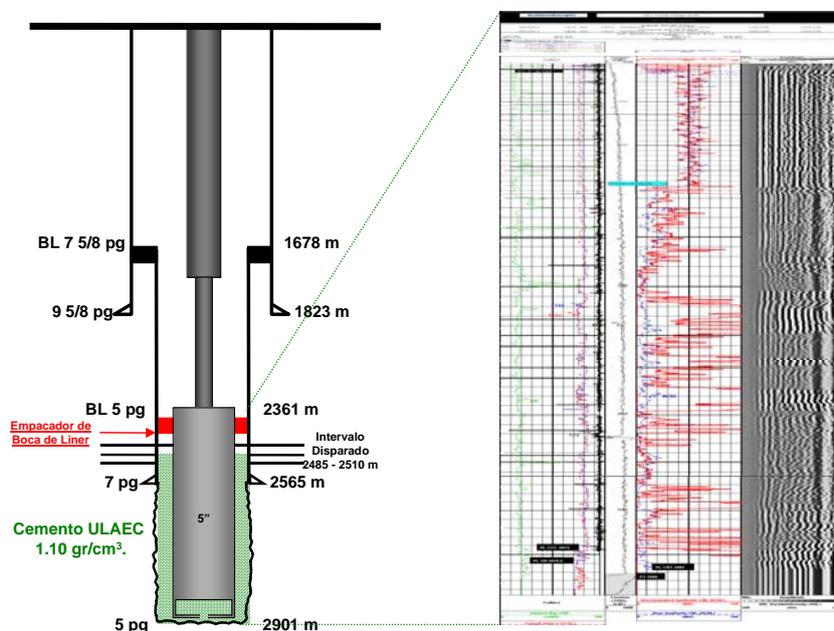


Figura 50

Cantarell-2091.

En la figura 50 y 51 se muestra el ejemplo de dos pozos en los cuales se realizaron las operaciones con cemento de baja densidad y alta resistencia a la compresión y empelando la técnica de balance de fuerzas en el sistema y donde se tuvieron buenos resultados, de acuerdo a las pruebas realizadas y al registro de cementación.¹⁰

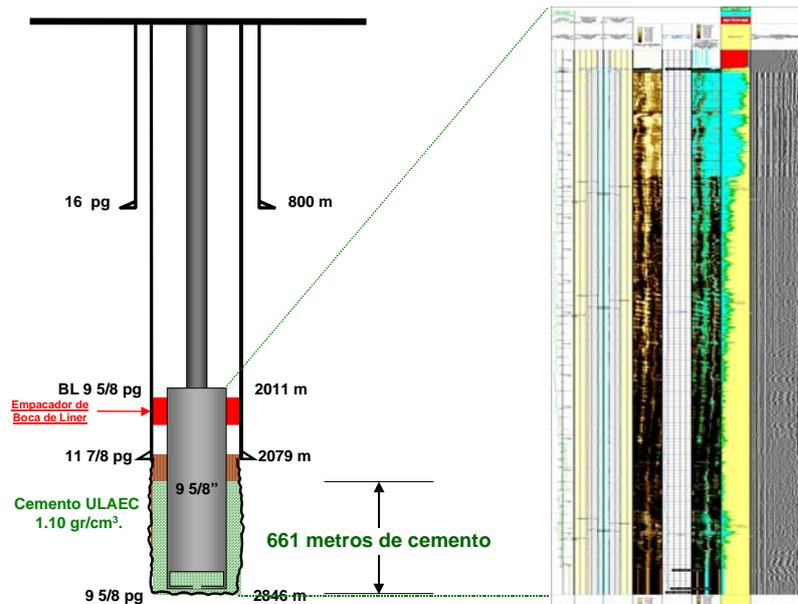


Figura 51

Cantarell-53D

El haber desarrollado las ecuaciones que describan el fenómeno de las cementaciones en yacimientos depresionados los cuales están ligados a los datos del yacimiento como son los registros de presión, han permitido entender y aplicar esta técnica con excelentes resultados.

Los resultados al aplicar esta técnica en pozos de la Región Marina ha permitido disminuir los tiempos de operación hasta en un 40%, además se reduce el daño a la formación, esto a su vez se ve reflejado en una disminución sustancial en los costos de los pozos.

5.- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones.

Las características de bajo gradiente de presión de poro y alta permeabilidad de la formación productora complican la cementación primaria de tuberías de explotación colocadas en esta zona y por un efecto natural todos los yacimientos de México van a presentar esta característica.

a.- Para la solución de esta problemática se descarto el uso de lechadas de baja densidad convencionales y de los cementos espumados, estos presentan características de bajo esfuerzo a la compresión y alta permeabilidad, por lo que no representan una alternativa técnicamente factible para la cementación de tuberías de explotación en zonas de bajo gradiente de presión de poro y fractura, especialmente si se trata de zonas de contactos de agua-aceite muy cercanos o yacimientos que contengan gas amargo, ya que el pozo queda expuesto al H_2S .¹⁰

b.-La tecnología de vanguardia se enfoco a diseñar el uso de lechadas de cemento ultraligero de alto esfuerzo a la compresión, estas han permitido lograr una mejora importante en los resultados de la cementación de tuberías cortas en zonas de baja presión de poro y fractura, pero las densidades de estas lechadas están toda vía por arriba de la presión de poro y su costo es muy elevado, así que esta es una solución parcial.

c.-Con el análisis de fuerzas que intervienen en el sistemas y tratando de que en las operaciones de cementación se tenga el equilibrio con la presión del yacimiento, esto hace que se puedan utilizar lechadas con densidades altas

(convencionales) y que se tengan buenos resultados y que se puedan combinar con los cementos de nueva tecnología, sin perder el objetivo principal del pozo, además el costo de las lechadas de nueva tecnología esta de 3 a 4 veces por arriba de la lechada convencional.

d.-Esta técnica de balance permite que no se pierdan grandes volúmenes de cemento hacia la formación y se minimice el daño y que a su vez se refleje en la producción del pozo, el área de perforación se debe preocupar por el objetivo de los Ingenieros de yacimientos y no solo por su objetivo que es terminar el pozo en el objetivo y en el tiempo programado, sin importar que tanto se pueda dañar el yacimiento para lograrlo.

e.- Durante la operación de cementación, el punto crítico es mantener la presión en el espacio anular entre la presión de poro y fractura, el principal factor que interviene en la presión ejercida en el espacio anular es la densidad de la lechada que ejerce una presión hidrostática contra la formación, la densidad de la lechada es un parámetro que puede ser fácilmente controlado durante las etapas de diseño y operación por lo que se le considera como el parámetro principal para reducir la presión ejercida en el espacio anular.

f.- Las condiciones de temperatura y profundidad entre otras, repercuten directamente en el diseño del cemento, sin embargo, el caso de los gradientes de presión de poro y de fractura, especialmente si estos son bajos están directamente relacionados con el problema de pérdida total de circulación y con deficiencias en las cementaciones

g.- Para la evaluación de la cementación se debe seleccionar el registro sonico apropiado para el tipo de cemento que se utilizo y tener un mejor parámetro para la evaluación de la cementación.

Recomendaciones

Es importante que los Ingenieros encargados del diseño de la cementación tengan bien claro el objetivo del pozo y la visión para entender que al final del pozo, lo mas importante es la producción, y preocuparse para que en el proceso de perforación trate de dañar lo menos posible el yacimiento, podemos decir que es ligar el objetivo de los Ingenieros de Yacimientos con los de Perforación.

Esto le permitirá al Ingeniero de cementaciones tener una idea mas clara de que es lo que realmente requiere el yacimiento, y programar la densidad apropiada, en este trabajo se demuestra que se puede utilizar cualquier densidad siempre y cuando se tenga el equilibrio con la presión del yacimiento, y no dejarse guiar por lo que esta de moda o lo que nos quieren vender las compañías dedicadas a ello.

Como personal de Petróleos Mexicanos nos debemos preocupar por reducir los costos de nuestro proceso de perforación y buscar soluciones a nuestros problemas, que en ocasiones la solución esta en la aplicación de principios de física elementales, como es el caso de este trabajo.

Los resultados obtenidos han sido satisfactorios, con la experiencia obtenida en estos trabajos aún queda el reto de difundir esta técnica a nivel sistema de Petróleos Mexicanos.

NOMENCLATURA

A	= área
C_i	= capacidad del interior de la tubería $\left[\frac{lbs}{m} \right]$
C_{ea}	= capacidad del espacio anular $\left[\frac{lbs}{m} \right]$
d	= diámetro de la tubería (pg)
D	= profundidad (m)
f	= factor de fricción de Fanning (adimensional)
F	= fuerza
g	= aceleración de la gravedad = $9.81 \left(\frac{m}{seg^2} \right)$
k	= permeabilidad (Darcy)
h	= hidrostática debido al fluido
Liner	= tubería de revestimiento corta
m.v	= profundidad vertical (m)
m.d	= profundidad desarrollada (m)
N.F	= nivel de fluidos (m)
N_{Re}	= número de Reynolds (adimensional)
Ph	= presión hidrostática
Phc	= presión hidrostática de cemento $\left(\frac{kg_f}{cm^2} \right)$
Phd	= presión hidrostática del fluido de desplazamiento $\left(\frac{kg_f}{cm^2} \right)$
p_{ws}	= presión de fondo estática $\left(\frac{kg_f}{cm^2} \right)$

p_{wf}	= Presión de fondo fluyendo $\left(\frac{kg_f}{cm^2}\right)$
Q	= gasto del fluido $\left(\frac{bls}{min}\right)$ ó $\left(\frac{gal}{min}\right)$ ó $\left(\frac{cm^3}{seg}\right)$
s	= factor de daño (adimensional)
t	= tiempo (seg)
TR	= tubería de revestimiento
V	= volumen
v	= velocidad $\left(\frac{cm}{seg}\right)$ ó $\left(\frac{m}{seg}\right)$
ρ_f	= densidad del fluido $\left(\frac{gr_m}{cm^3}\right)$
ρ_c	= densidad de la lechada de cemento $\left(\frac{gr_m}{cm^3}\right)$
μ_f	= viscosidad del fluido $cp = \left(\frac{gr_m}{cm - seg}\right)$

REFERENCIAS

- 1.- M. J. Economides y Larry T. Watters Shary Dunn – Norman, “Petroleum well construction”, 1988
- 2.- H.C.H Darley , H.C.H Darley y George R. Gray “Composition and properties of drilling and completion fluids”, Fifth edition, 1988
- 3.- P.B Jackson, Chevron USA Production Co. and C.E Murphey, Chevron Services. “ Effect of casing pressure on gas flow trough a sheath of set cement”, paper SPE/IADC 25698 (Febrero de 1993)
- 4.- Carlos Islas Silva, “Manual de Estimulación Matricial de pozos Petroleros”, Marzo de 1991
- 5.- Adan T. Buorgoyne Jr , Keith K. Millehein , Martin E. “Applied Drilling Engineering”,
- 6.- J. López Gtz. “Estadísticas de cementaciones en los pozos de la Región Marina “ , Junio del 2003
- 7.- J. Antonio Martínez, José Luis Resendiz, PEMEX Exploración producción. “Production liners cementing operations in low frac gradient zones at Campeche bay Area” , paper SPE 74405 (Febrero del 2002)
- 8.- PEP. Tecnología e Ingeniería (Información y tecnología de perforación en México. Marzo / Abril del 2003
- 9.- PEP. Tecnología e Ingeniería (Información y tecnología de perforación en México. Mayo / Junio del 2003
- 10.- PEP, Proyecto; Optimización de la cementación de tuberías cortas en zonas de bajo gradiente mediante el empleo de lechadas de cemento ultraligero, Diciembre del 2001
- 11.- Beatriz Alvarenga, Antonio Máximo, “Física general con experimentos sencillos”, tercera edición ,1983

APENDICE

A.- Constantes y datos físicos

Constante gravitacional

$$g = 9.81 \left(\frac{m}{seg^2} \right)$$

Presión atmosférica

$$P_{atm} = 1.03 \left(\frac{kg_f}{cm^2} \right) = 14.7 \left(\frac{lb_f}{pg^2} \right)$$

Densidad del agua dulce

$$\rho_{agua} = 1.0 \left(\frac{gr_m}{cm^2} \right)$$

Densidad del agua de mar

$$\rho_{agua-mar} = 1.03 \left(\frac{gr_m}{cm^2} \right)$$

B.- Equivalencias

Longitud

1 m = 100 cm
1 pg = 2.54 cm
1 ft = 30.48 cm

Masa

1 kg = 1000 gr
1 lb = 454 gr
1 kg = 2.2 lb

Volumen

1 bl = 42 gal

1 bl = 159 lts

Presión

$$1 \left(\frac{kg_f}{cm^2} \right) = 14.7 \text{ psi}$$