



**UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**“CEMENTACIÓN DE POZOS
HORIZONTALES”**

**T E S I S P R O F E S I O N A L
PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERO PETROLERO**

P R E S E N T A N:

**HUERTA ROSALES MIGUEL ÁNGEL
LEGORRETA ROMERO ROGELIO**



DIRECTOR: ING. AGUSTÍN VELASCO ESQUIVEL

Ciudad Universitaria

2010



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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



UNIVERSIDAD NACIONAL
AVENIDA DE
MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION

Designación de sinodales de Examen Profesional

A los señores profesores:

Presidente	ING. Q MARIA CRISTINA AVILES ALCANTARA
Vocal	ING. JOSE AGUSTIN VELASCO ESQUIVEL
Secretario	ING. ALEJANDRO CORTES CORTES
1o. suplente	ING. LEONARDO CRUZ ESPINOZA
2o. suplente	ING. OCTAVIO STEFFANI VARGAS

Me permito informar a ustedes que han sido designados sinodales del Examen Profesional de los señores:

No. CUENTA	NOMBRE	CARRERA
30021881-3	HUERTA ROSALES MIGUEL ANGEL	INGENIERO PETROLERO
30020280-1	LEGORRETA ROMERO ROGELIO	INGENIERO PETROLERO

quienes han concluido el desarrollo del tema que les fue autorizado . Ruego a ustedes se sirvan revisar el trabajo adjunto y manifestar a esta Dirección, si es el caso, la aceptación del mismo.

Con el fin de asegurar el pronto cumplimiento de las disposiciones normativas correspondientes y de no afectar innecesariamente los tiempos de titulación, les ruego tomar en consideración que para lo anterior cuentan ustedes con un plazo máximo de **cinco días hábiles** contados a partir del momento en que ustedes **acusen recibo de ésta notificación** . Si transcurrido este plazo el interesado no tuviera observaciones de su parte, se entendería que el trabajo ha sido aprobado, por lo que deberán **firmar e oficio de aceptación del trabajo escrito**.

Doy a ustedes las más cumplidas gracias por su atención y les reitero las seguridades de mi consideración más distinguida.

Atentamente,
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"

Cd. Universitaria, D.F. a 21 de Mayo de 2010.
EL DIRECTOR
Mtro. José Gonzalo Guerrero Zepeda



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MEXICO

Aceptación de Trabajo Escrito

Mtro. José Gonzalo Guerrero Zepeda
Director de la Facultad de
Ingeniería de la U.N.A.M.
Presente.

En atención a su oficio en el que nos informa que hemos sido designados sinodales del Examen Profesional del señor LEGORRETA ROMERO ROGELIO registrado con número de cuenta 30020280-1 en la carrera de INGENIERÍA PETROLERA, nos permitimos manifestarle la aceptación del trabajo desarrollado por el citado alumno.

Atentamente,

ING. Q. MARIA CRISTINA AVILES
ALCANTARA
FECHA DE ACEPTACION: 31/Mayo/2010.

ING. JOSE AGUSTIN VELASCO ESQUIVEL
FECHA DE ACEPTACION: 1/6/2010.

ING. ALEJANDRO CORTES CORTES
FECHA DE ACEPTACION: 7/6/2010.

ING. LEONARDO CRUZ ESPINOZA
FECHA DE ACEPTACION: 2/6/2010

ING. OCTAVIO STEFFANI VARGAS
FECHA DE ACEPTACION: 01/Junio/2010

FECHA DE EMISIÓN: 21 de Mayo de 2010.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

Aceptación de Trabajo Escrito

Mtro. José Gonzalo Guerrero Zepeda
Director de la Facultad de
Ingeniería de la U.N.A.M.
Presente.

En atención a su oficio en el que nos informa que hemos sido designados sinodales del Examen Profesional del señor HUERTA ROSALES MIGUEL ANGEL registrado con número de cuenta 30021881-3 en la carrera de INGENIERÍA PETROLERA, nos permitimos manifestarle la aceptación del trabajo desarrollado por el citado alumno.

Atentamente,

ING. Q MARIA CRISTINA AVILES
ALCANTARA

FECHA DE ACEPTACION: 31/Mayo/2010.

ING. JOSE AGUSTIN VELASCO ESQUIVEL

FECHA DE ACEPTACION: 1/6/2010.

ING. ALEJANDRO CORTES CORTES

FECHA DE ACEPTACION: 7/6/2010.

ING. LEONARDO CRUZ ESPINOZA

FECHA DE ACEPTACION: 2/6/2010.

ING. OCTAVIO STEFFANI VARGAS

FECHA DE ACEPTACION: 01/Junio/2010

FECHA DE EMISIÓN: 21 de Mayo de 2010.

CEMENTACIÓN DE POZOS HORIZONTALES.

Índice

Resumen	1
Introducción	3
Capítulo I	
Generalidades de la Cementación	5
I.1 Características de las Formaciones	5
I.2 Parámetros para una Cementación	6
I.3 Química y Manufactura de Cementos	10
I.3.1 Composición del cemento	10
I.3.2 Fabricación del cemento	10
I.4 Características del Cemento	12
I.4.1 Propiedades Físicas de los Cementos	13
Capítulo II	
Condiciones en el Diseño de una Lechada	14
II.1 Diseño de la Lechada.	14
II.2 Factores que afectan la Lechada de Cemento	15
II.2.1 Condiciones de presión, temperatura y tiempo bombeable	15
II.2.2 Viscosidad y contenido de agua en la lechada de cemento	16
II.2.3 Tiempo de contacto	17
II.2.4 Fuerza compresiva del cemento	17
II.2.5 Composición del agua requerida	18
II.2.6 Comportamiento del fluido de perforación	18
II.2.7 Densidad de la lechada	19
II.2.8 Pérdida de circulación	19
II.2.9 Calor de reacción	20
II.2.10 Comportamiento de la permeabilidad de la lechada	20
II.2.11 Control de filtrado	20
II.2.12 Aditivos para la lechada	21
II.3 Reología de Lechadas	27
II.4 Pruebas de Laboratorio para Cementos	28
II.5 Tecnología de lechadas	32

Capítulo III	
Cementación Primaria	35
III.1 Objetivos de la Cementación Primaria	35
III.2 Recopilación de Información	36
III.3 Cementación de las Tuberías de Revestimiento	37
III.3.1 Cementación de TR's superficiales	37
III.3.2 Cementación de TR's intermedias	38
III.3.3 Cementación de TR's de explotación	38
III.4 Equipo para una Cementación	39
III.4.1 Equipo superficial	39
III.4.2 Equipo subsuperficial	41
III.5 Recomendaciones Generales	46
III.6 Cálculos Generales de Cementación	47
III.7 Operación de la cementación de un pozo convencional	54
Capítulo IV	
Cementación de Pozos Horizontales	58
IV.1 Pozos Horizontales	58
IV.2 Clasificación de pozos Horizontales	60
IV.2.1 Radio largo	60
IV.2.2 Radio medio	61
IV.2.3 Radio corto	61
IV.2.4 Radio ultra corto	61
IV.3 Aplicaciones de Pozos Horizontales	62
IV.3.1 Conificación de agua y gas	64
IV.3.2 Yacimientos de baja permeabilidad	65
IV.3.3 Yacimientos fracturados	65
IV.3.4 Yacimientos inaccesibles	66
IV.3.4 Recuperación mejorada de aceite	66
IV.3.5 Otras	67
IV.4 Requerimientos para la Cementación Horizontal	69
IV.4.1 Otras consideraciones	71
IV.5 Trabajos de Terminación	72
IV.6 Remoción de Lodo	75
IV.6.1 Propiedades de lodo	75
IV.6.2 Circulación de Lodo	82
IV.6.3 Movimiento de la Tubería	83
IV.6.4 Centralización	83
IV.6.5 Efecto de cuña	84

IV.6.6 Fluido lavador y espaciador	85
IV.7 Técnicas de Desplazamiento	86
IV.7.1 Diseño del Desplazamiento	86
IV.7.1.1 Diferencias del gradiente de fractura para pozos verticales	87
IV.7.1.2 Régimen de flujo ideal	88
IV.7.1.3 Necesidad de un flujo laminar efectivo	90
IV.7.2 Química de los Lavadores y/o Espaciadores	90
IV.7.3 Reologías optimizadas del lodo, espaciador y del cemento	91
IV.7.4 Límites de la presión de poro y presión de fractura	93
IV.8 Herramientas y Accesorios	94
IV.9 Simulaciones de Pre Trabajos	98
V.10 Propiedades del Cemento	101
IV.10.1 Estabilidad de la Lechada	101
IV.10.2 Pérdida de fluido	102
IV.10.3 Otras propiedades de la lechada	102
IV.11 Puntos Importantes de la Cementación Horizontal	102
IV.11.1 Fricción en pozos desviados	103
IV.11. 2 Temperatura en pozos horizontales	104
Capítulo V	
Caso Práctico	106
Capítulo VI	
Evaluación de las Cementaciones	115
VII.1 Registros Sónicos e Interpretación	117
VII.2 Control de la Migración del Gas	124
Capítulo VII	
Conclusiones y Recomendaciones	127
Apéndice A	129
Apéndice B	131
Bibliografía	139

RESUMEN

El objetivo del desarrollo de esta tesis es conocer la cementación de pozos horizontales. Al igual que en todas las áreas de la industria petrolera, la cementación de pozos petroleros requiere de continuos desarrollos técnicos y operativos, ya que las condiciones de explotación cambian con la accesibilidad de los yacimientos a diversas profundidades.

Como primer requisito para realizar estas operaciones está el conocer las generalidades de la cementación, ya que las características de las formaciones que se encuentran expuestas al realizar la cementación dependen del diseño principal de la lechada de cemento a utilizar, así como el saber si es factible o no realizar dicha operación. En la cementación de un pozo petrolero se utiliza el cemento Portland, cuyos componentes en conjunto al fraguar desarrollan resistencia a la compresión como resultado de la deshidratación y reacciones químicas con la formación a la cual están en contacto.

Los dos factores básicos que influyen en el diseño de la lechada y son la presión y la temperatura, además de mencionar las densidades de fluidos, la geometría del aparejo, las diferentes presiones, etc., son factores que en conjunto forman parte primordial en consideraciones para el diseño de cementaciones. Es decir, la elección del diseño de lechada debe realizarse en función de parámetros físico-químicos tales como la litología del terreno, la composición química del agua, etc., pero también de las propias limitaciones de los equipos de cementación en cuanto a capacidades (volumen y presión) de inyección de la lechada.

Esta tesis está basada en un desarrollo operativo con el fin de conocer las cementaciones en pozos horizontales, la cual sin duda es necesario contar con conocimientos previos de diseño, así como de carácter técnico. El contar con un manual de procedimientos operativos es importante, ya que facilita la normalización que en su caso puedan presentarse ciertos problemas durante operaciones y tratar de evitarlos.

En el caso de los pozos horizontales, no solo es importante el espesor vertical de la capa en estudio, sino también la dimensión horizontal del yacimiento y la posición relativa del agujero. Sin embargo, las características de las herramientas para realizar la cementación horizontal mejoran sustancialmente el desarrollo de la operación.

En este documento se examinan los problemas asociados con la cementación de las secciones horizontales y los últimos avances tecnológicos que pueden aplicarse para ayudar a asegurar un buen sello hidráulico anular. Los pozos horizontales son aquellos que en la última etapa de perforación son realizados de manera horizontal o paralelos a la formación productora, estos son clasificados dependiendo del ángulo que se forma

en su trayectoria y pueden ser: radio largo, medio, corto y ultracorto. Estos pozos se perforan con la finalidad de aumentar la producción en las formaciones, además de evitar la conificación del agua y gas.

Existen diferentes tipos de terminaciones; agujero abierto, terminación del “Liner” ranurado, “Liner” parcialmente aislado (con empacadores) y “liner” cementado. El liner cementado tiene ciertas ventajas con respecto a los demás ya que éste maximiza la vida productiva del pozo, evita su inestabilidad mecánica y aísla zonas para que no exista comunicación de fluidos. Sin embargo, sus costos son altos y las técnicas y consideraciones que se deben de tomar son extremadamente críticas. Dentro del proceso de cementar este tipo de pozos, es indispensable tomar en cuenta diferentes factores antes, durante y después de cementar la tubería.

La selección de un fluido de perforación adecuado, el cual cumpla satisfactoriamente con sus funciones como son la limpieza adecuada del agujero durante la perforación, no debe dañar el yacimiento, ser compatible con los fluidos de la formación, asegurar la estabilización de las formaciones no consolidadas, etc. Los baches, tanto el lavador como el espaciador deben ser compatibles tanto con el fluido de perforación y la lechada de cemento que se utilizará.

El diseño de la lechada de cemento debe de cumplir con varias propiedades ya que es requisito indispensable para una cementación exitosa, se debe poner atención al filtrado, la estabilización de la lechada, la resistencia a la compresión y la porosidad del cemento fraguado, en caso necesario se requerirá un cemento ultra ligero.

Otra parte que juega un papel fundamental es el uso de herramientas específicas, el que sean diseñadas para los fines requeridos, así como los cálculos (uso de software) para tener los mejores resultados y evitar problemas como canalizaciones de gas o agua, los cuales harían que los fluidos migren hacia formaciones superiores y requerir una cementación forzada.

Para verificar si los objetivos de una cementación se han alcanzado o se requiere un trabajo de cementación forzada es necesario medir por diferentes herramientas la efectividad del trabajo, esta puede ser realizada por herramientas como es la evaluación de la temperatura del pozo, el registro de radiación, registro sónico de cementación y por un dispositivo de Imágenes ultrasónicas, cabe destacar que la lectura de un solo registro puede generar muchas interpretaciones, pero al integrar los resultados de los diferentes tipos se puede llegar obtener una buena interpretación y por consiguiente a un buen análisis.

INTRODUCCIÓN

El objetivo principal de los pozos horizontales es tener un método eficaz que maximice la producción y reduzca los costos en el desarrollo de los yacimientos. La finalidad de cementar pozos horizontales, es evitar la inestabilidad mecánica y fisicoquímica del pozo, además de aislar zonas para que no exista comunicación de fluidos entre las formaciones.

Uno de los problemas que afecta la cementación de estos pozos es la depositación de los recortes del fluido de perforación en la parte baja del pozo, también, la forma en que la centralización de la tubería de revestimiento afecta el desplazamiento de los fluidos en el espacio anular, dichos problemas serán descritos y explicados a detalle a lo largo de este trabajo.

Actualmente, los pozos horizontales son perforados en diversas formaciones en donde se experimentan una gran variedad de problemas como son comunicación de fluidos, zonas con alta o baja presión, zonas altamente permeables y zonas con bajo gradiente de fractura.

A lo largo de este trabajo se examinan los diversos problemas asociados con la cementación de las secciones horizontales y los diversos avances tecnológicos que han ayudado a mejorar dichas prácticas.

En la industria petrolera, la cementación primaria de pozos, es considerada como una operación de alto riesgo, donde, si la cementación es deficiente se necesitará realizar una cementación forzada ocasionando que se incremente el tiempo operativo y por consiguiente los costos, sin embargo esto no garantizará el éxito operativo y pone en riesgo la vida productiva del pozo, por ello, se requiere que en el diseño de la cementación se tomen en cuenta todos los factores involucrados. En la programación y diseño de las cementaciones es de igual importancia la seguridad y el medio ambiente, en la actualidad, se insiste sobre las protecciones ecológicas y económicas mediante la aplicación de las mejores tecnologías.

Los principales objetivos que primeramente intervienen en la cementación de pozos horizontales se refieren a la perforación de dichos pozos para el incremento de la producción primaria (aumentos en los gastos de la producción), el incremento de la producción secundaria (incremento de las reservas), y la reducción del número de pozos verticales, debido a que la productividad de los pozos horizontales, es mayor que la de uno vertical por varias razones: propicia una mayor área de comunicación con la formación productora, atraviesa

perpendicularmente a sistemas de fracturas naturales, justifica comúnmente los costos de perforación con mayores gastos de producción, reduce las caídas de presión y propicia la mayor eficiencia de drene de la formación productora.

En los últimos diez años se han creado procedimientos operativos que facilitan el desarrollo de las operaciones de terminación en secciones horizontales en base a nuevas tecnologías. Las primeras operaciones se realizaban en agujero descubierto, hoy en día surge la necesidad de cementar las tuberías de revestimiento en la zona productora, para aislar zonas indeseables, con el fin de evitar problemas posteriores en la zona productora.

La selección del método de terminación para un pozo horizontal requiere de ciertas consideraciones tales como la estabilidad del agujero, tipo de formación, alternativas de TR's, capacidad y sistemas artificiales de producción, aislamiento de zonas de agua, gas y de fracturas naturales.

CAPÍTULO I

Generalidades de la Cementación

I.1 Características de las Formaciones

En una operación siempre se deben de tomar en cuenta las características de las formaciones que se encuentran expuestas, ya que en diferentes condiciones de operación pueden obligar a modificar ciertas características de la lechada de cemento. Por ejemplo en formaciones con alta permeabilidad, naturalmente fracturadas o de baja presión pueden provocar una deshidratación en la lechada de cemento que para ciertas condiciones críticas obliga a disminuir el gasto, reducir la densidad o reducir la presión hidrostática por pérdida de presión en la formación.

Por otro lado durante una operación, la presión que se alcance deberá ser menor que la presión de fractura de la formación, ya que se podrían tener pérdidas de circulación del fluido. La presión de fractura depende de las propiedades de la formación y es la necesaria para propagar una fractura más allá del pozo y provocar una pérdida de circulación del fluido. Y por lo tanto la correcta predicción del gradiente de presión de fractura es esencial para optimizar el diseño del programa de TR's y mientras se realizan trabajos de perforación, así como para la integridad del pozo en una situación de control que dependerá de la resistencia mínima de la formación.⁴³

En una etapa de planificación se puede estimar este gradiente por medio de datos de correlación de los pozos. Y teóricamente se puede estimar por medio analítico con métodos de Matthews & Kelly, Eaton, etc.

Por otra parte el gradiente de fractura de las formaciones en un campo puede estimarse a partir de:

- El gradiente de lodo cuando se presentan pérdidas de circulación durante la perforación.
- La presión de ruptura alcanzada en las cementaciones forzadas.
- La presión de ruptura registrada en las estimulaciones.
- Las pruebas de admisión (Leak off)

I.2 Parámetros para una Cementación.

Presión hidrostática: es la ejercida por el peso de una columna de fluido sobre una unidad de área⁵³, ver **Figura 1.1**. No importando cuál sea el área de la sección de la columna, el cálculo se expresa de la siguiente manera:

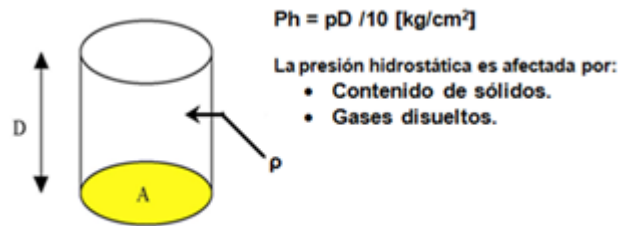


Figura 1.1 Presión hidrostática.⁵³

Esfuerzo de sobrecarga: es el esfuerzo ejercido por el peso combinado de la matriz de la roca y los fluidos contenidos en los espacios porosos de la misma (agua, hidrocarburos, etc.), ver **Figura 1.2**, sobre las formaciones subyacentes⁵³. Se expresa de la siguiente manera:

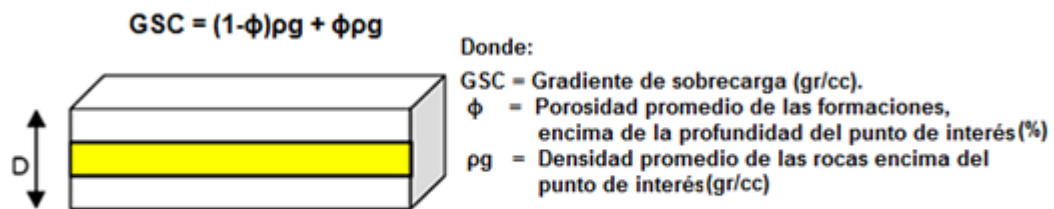


Figura 1.2 Gradiente de sobrecarga⁵³

La porosidad no disminuye en forma lineal con la profundidad bajo una compactación normal de sedimentos, el gradiente de sobrecarga se incrementa con la profundidad, pero no en forma lineal. El gradiente de sobrecarga varía de un lugar a otro y debe calcularse para cada zona en especial.

Para calcular el esfuerzo de sobrecarga se deben leer datos del registro de densidad a varias profundidades y considerar que la densidad de la roca varía linealmente entre dos profundidades, así como determinar la densidad promedio.

Presión de formación o de poro: es aquella a la que se encuentran confinados los fluidos dentro de la formación. Las presiones de formación o de poro pueden ser normales, anormales (altas) o subnormales (bajas). Las presiones anormales se definen como aquellas presiones mayores que la presión hidrostática de los fluidos de formación.

Considerando una capa de sedimentos depositados en el fondo del mar, a medida que más y más sedimentos se agregan encima de la capa, el peso adicional los compacta. Parte del agua existente en los espacios porosos se expulsa por la compactación. Mientras este proceso no sea interrumpido y el agua subsuperficial permanezca continua con el mar arriba, la presión dentro de la formación se dice que es normal o hidrostática.

A la variación de la presión con la profundidad de formación generalmente se le llama gradiente de presión subyacentes.⁵³

Estrictamente no lo es: ya que el gradiente de presión se obtiene dividiendo la presión de formación entre la profundidad, ver **Figura 1.3**. Sus unidades serán Kg/cm2/m ó lb/pg2/pie. Sin embargo en la perforación se ha hecho costumbre utilizar densidades como gradiente. Una forma práctica y sencilla para describir las presiones anormales, o sea aquellas en las cuales el fenómeno hidrostático se interrumpió, es como sigue:

$$P_a = 0.1 \times g_n \times Prof. + \Delta p$$

Donde:

P_a = Presión anormal deformación (kg/cm2).

Δp = Incremento de presión (Kg/cm2)

$$P_a = g_a \times Prof.$$

g_a = Gradiente de presión anormal (Kg/cm2/m).

Las presiones de formación pueden ser:

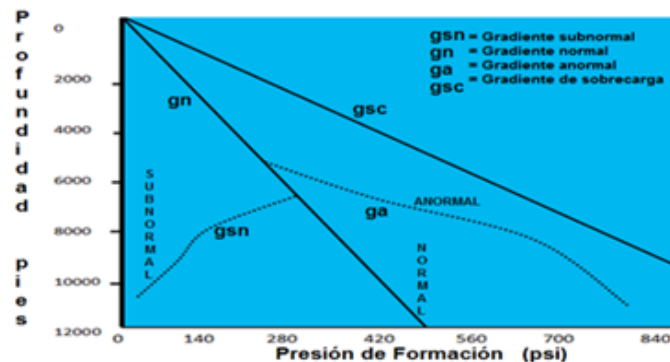


Figura 1.3 Gradientes de formación.⁵³

Presión de fractura: es la fuerza por unidad de área necesaria para vencer la presión de formación y la resistencia de la roca. La resistencia que opone una formación a ser fracturada, depende de la solidez ó cohesión de la roca y de los esfuerzos de compresión a los que se someta. Las formaciones superiores solo presentan la resistencia originada por la cohesión de la roca. A medida que aumenta la profundidad, se añaden los esfuerzos de compresión de la sobrecarga de las formaciones subyacentes.⁵³

.Debido a esto, se puede confirmar que las fracturas creadas en las formaciones someras son horizontales y la mayoría de las fracturas creadas en formaciones profundas son verticales, ver **Figura 1.4** (la roca generalmente se rompe a presiones inferiores a la presión teórica de sobrecarga).

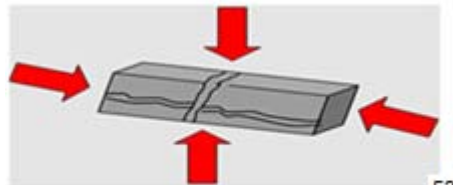


Figura 1.4 Presión de Fractura⁵³

Gradiente Geotérmico: es la variación de temperatura, con respecto a la profundidad. El gradiente geotérmico no es un valor constante puesto que depende de las características físicas que presente el material en cada punto del interior del planeta, es decir, de las condiciones geológicas locales algunas de las cuales son: la relación presión y temperatura, la composición química y las reacciones que se produzcan. Por naturaleza, el agua es más susceptible a la expansión térmica que a la compresión.

Así pues, en áreas de gradientes geotérmicos altos, el aumento de volumen en los poros de las rocas puede causar altas presiones.¹³

Una vez generados y atrapados en el subsuelo los hidrocarburos, están sujetos a desintegración térmica bajo presión y temperatura.

Este fenómeno puede en algunos casos, aumentar el volumen original de dos a tres veces, lo cual provocará presiones altas de confinamiento.

Se pueden distinguir dos efectos principales:

- 1.- La densidad del fluido disminuye.
- 2.- El aumento en volumen involucra un aumento de presión.

Diámetro del agujero: se define por medio de un registro de calibración reciente en el pozo que se va a cementar.

Para determinar el diámetro del agujero, se adiciona un porcentaje de exceso al diámetro de la barrena, que varía en función del tipo de formación del 10 al 50% para rocas compactadas a poco consolidadas, respectivamente.

Mientras más grande sea el diámetro del agujero, más baja será la velocidad en el espacio anular para un gasto o tasa de flujo dado y se requerirá de más potencia para bombear la lechada de cemento entre la tubería de revestimiento y la formación.

Tubería de revestimiento: es la de mayor diámetro comparada con la de perforación, usualmente es de acero, normalmente se introduce en el sitio.

Lechada de cemento: para obtener el volumen de lechada se calcula sobre la base del rendimiento, que se obtiene de cada saco de cemento (50 Kg.), se debe de considerar el diseño por medio de un balance de materiales.

Densidad de la lechada: ésta debe ser invariablemente un poco mayor que la densidad del fluido de perforación para mantener el control del pozo y generar una resistencia a la compresión.

Densidad del fluido de perforación: está directamente ligada a la presión de fractura de la formación y a la existencia de zonas de presión anormal o existencia de zonas débiles.

I.3 Química y Manufactura de Cementos.²⁰

Las principales características del cemento se deben a la reacción de hidratación química entre el cemento y el agua. El cemento Portland no es un compuesto químico simple, sino que es una mezcla de muchos compuestos en diferentes proporciones

I.3.1 Composición del Cemento.

El cemento es una mezcla compleja de caliza (u otros materiales con alto contenido de carbonato de calcio), sílice, fierro y arcilla, molidos y calcinados, que al entrar en contacto con el agua forman un cuerpo sólido. Esta mezcla de ingredientes se muele, se calcina en hornos horizontales con corriente de aire y se convierte en clinker, el cual contiene todos los componentes del cemento, excepto el sulfato del calcio, que se le agrega como ingrediente final.

Los componentes que forman el cemento son óxidos superiores de oxidación lenta. Esto significa que terminan su grado de oxidación al estar en contacto con el aire al alcanzar un equilibrio térmico.

De todos los cementos, el Portland es el más importante en cuanto a términos de calidad, es el material idóneo para la cementación de pozos.

Los principales componentes del cemento son:

- Silicato tricálcico $3\text{CaO}\cdot\text{SiO}_2$. **Le da consistencia.**
- Silicato dicálcico $2\text{CaO}\cdot\text{SiO}_2$. **Proporciona la resistencia.**
- Aluminato tricálcico $3\text{C}_8\text{O}\cdot\text{Al}_2\text{O}_3$. **Proporciona resistencia al ataque de sulfatos.**
- Aluminato férrico tetracálcico $4\text{C}_8\text{O}\cdot\text{Al}_2\text{O}_3\cdot\text{Fe}_2\text{O}_3$. **Bajo calor de hidratación y no influye en el fraguado inicial.**

I.3.2 Fabricación del Cemento.

Para la fabricación del cemento se muelen y mezclan vigorosamente los materiales crudos, y se obtiene una mezcla homogénea mediante dos procesos de fabricación: seco y húmedo.

En el proceso seco se preparan las materias primas y se homogenizan de acuerdo a su tamaño y cantidad por medio de un molino, y antes de pasarse a

un horno rotatorio se aíslan las partículas en un separador de aire llevándolos a silos mezcladores para su almacenamiento.

En el proceso húmedo, a diferencia del proceso seco, éste incluye agua en el proceso de mezclado para homogenizar la mezcla, también se pasa por un molino para uniformar el tamaño de partículas y posteriormente se manda a contenedores, los cuales la mantienen en movimiento antes de pasarla al horno rotatorio. Independientemente del proceso (seco o húmedo), ver **Figura 1.5**, los hornos se mantienen a una temperatura de 1500°C aproximadamente, la cual genera reacciones químicas entre los componentes para generar el clinker, y se controla el proceso de enfriamiento con corriente de aire, y ya en frío se muele en molinos de bolas para darle un tamaño específico de partículas.⁵³

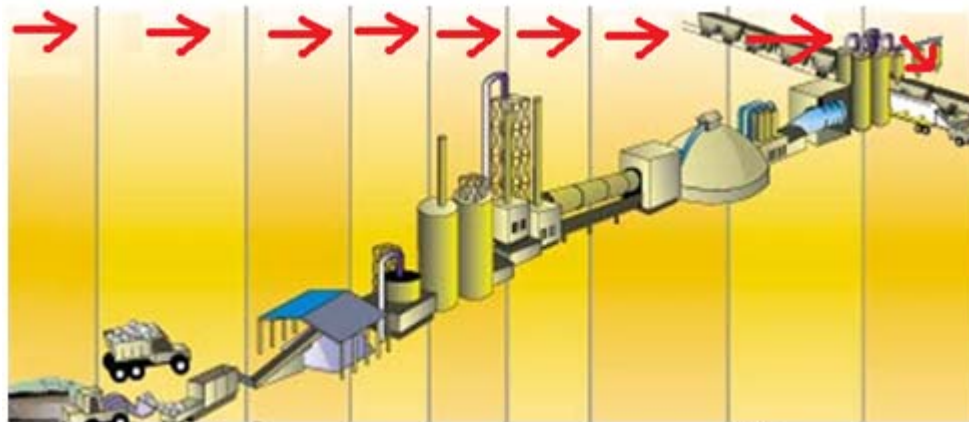


Figura 1.5 Fabricación del cemento⁵³

I.4 Características del Cemento.⁶

Las Normas ASTM se refieren a clase y tipo de cemento respectivamente.

1. Cemento clase A o tipo I

Está diseñado para emplearse hasta 1830 m de profundidad, 77°C, y donde no se requieran propiedades especiales.

2. Cemento clase B o tipo II

Diseñado para emplearse hasta a 1830 m de profundidad, con temperatura de hasta 77°C, y en donde se requiere moderada resistencia a los sulfatos.

3. Cemento clase C o tipo III

Está diseñado para alta resistencia a la compresión hasta 1830 m, 77°C, y alta resistencia a los sulfatos.

4. Cemento clase D

Este cemento se usa de 1830 a 3050 m de profundidad, hasta 110°C y presión moderada. Se fabrica en moderada y alta resistencia a los sulfatos.

5. Cemento clase E

Este cemento se usa de 1830 a 4270 m de profundidad, 143°C y alta presión. Se fabrica en moderada y alta resistencia a los sulfatos.

6. Cemento clase F

Este cemento se usa de 3050 a 4880 m de profundidad, 160°C, y alta presión. Se fabrica en moderada y alta resistencia a los sulfatos.

7. Cementos clase G Y H

Comúnmente conocidos como cementos petroleros, son básicos para emplearse desde la superficie hasta 2240 m tal como se fabrican. Pueden modificarse con aceleradores y retardadores para usarlos en un amplio rango de condiciones de presión y temperatura. En cuanto a su composición química son similares al cemento API Clase B. Están fabricados con especificaciones más rigurosas tanto físicas como químicas, por ello son productos más uniformes.

8. Cemento clase J

Se quedó en fase de experimentación y fué diseñado para usarse a temperatura estática de 351°F (177°C) de 3660 a 4880 metros de profundidad, sin necesidad del empleo de harina sílica, que evite la regresión de la resistencia a la compresión.

I.4.1 Propiedades Físicas de los Cementos.

Los cementos de clasificación API definen las principales propiedades físicas de los cementos que son:

Ge = Gravedad específica: es el peso por unidad de volumen, sin tomar en consideración otros materiales, tales como el aire o el agua; es decir el peso de los granos de cemento específicamente; sus unidades son gr/cm^3 .

PV= Peso volumétrico: es el volumen por unidad de masa. Se toma en consideración el aire contenido entre los granos de cemento; sus unidades son gr/cm^3 .

Blaine: es la fineza de los granos de cemento, e indica el tamaño de los granos del cemento. Su mayor influencia se da sobre el requerimiento de agua para la preparación de la lechada. Sus unidades son $\text{cm}^2/\text{gr}, \text{m}^2/\text{kg}$. Representa el área expuesta al contacto con el agua y se determina como una función de permeabilidad al aire.

Distribución del tamaño de partícula: indica la eficiencia con la que se llevó a cabo la selección, la molienda y el resto del proceso de fabricación sobre la homogeneización de los materiales crudos molidos.

Tamaño promedio de partículas: es el tamaño de grano que ocupa el 50% de un peso determinado de cemento, dentro de la gama de tamaños de grano que integran el cemento.

Requerimiento de agua normal: es el agua necesaria para la lechada con cemento solo. Debe dar 11 UB (unidades Bearden) a los 20 minutos de agitarse en el consistómetro de presión atmosférica a temperatura ambiente; se expresa en por ciento por peso de cemento.

Requerimiento de agua mínima: es el agua necesaria para la lechada de cemento. Debe dar 30 UB (unidades Bearden) a los 20 minutos de agitarse en el consistómetro de presión atmosférica a temperatura ambiente; se expresa en por ciento por peso de cemento.

Densidad de la lechada:

Es el peso de la mezcla del cemento con agua y está en función de la relación de agua por emplear. Sus unidades son gr/cm^3 .

CAPÍTULO II

Condiciones en el Diseño de una Lechada

II.1 Diseño de la Lechada ^{8,11}

La lechada de cemento es un producto químico de composición compleja. Con los actuales productos químicos que existen en el mercado se puede alterar su comportamiento, ya sea para acelerar o retardar el fraguado, para aumentar o reducir la viscosidad, densidad, etc., todo para un óptimo diseño de la lechada de cemento.

En el diseño de la lechada se debe considerar una planeación previa para poder realizarla, dicha planeación contiene los siguientes aspectos:

- ✓ Diámetro del agujero.
- ✓ Diámetro de la tubería de revestimiento.
- ✓ Profundidad total.
- ✓ Cima del cemento.
- ✓ Profundidad de la última tubería de revestimiento cementada.
- ✓ Densidad de la lechada de cemento.
- ✓ Temperatura de fondo.
- ✓ Densidad actual del fluido de perforación.
- ✓ Densidad mínima de lodo permisible o presión de formación.
- ✓ Presión de fractura.
- ✓ Rendimiento de la lechada.
- ✓ Clase de cemento a utilizar.
- ✓ Requerimiento y calidad en el sitio de agua para el mezclado.
- ✓ Aditivos.

II.2 Factores que Afectan la Lechada de Cemento ^{12,11,20,41}

Las condiciones del pozo, y los posibles problemas durante la perforación (pérdida, flujos, etc.), tipos de terminación y temperaturas del fondo deben ser considerados en el diseño de una cementación para un pozo petrolero. Los siguientes factores afectan el diseño de la lechada de cemento:

- Condiciones de presión, temperatura y tiempo bombeable.
- Viscosidad y contenido de agua de la lechada de cemento.
- Tiempo de contacto.
- Fuerza del cemento requerida para soportar la tubería.
- Composición del agua requerida.
- Comportamiento (sensibilidad y aditivos) del fluido de perforación.
- Densidad de la lechada.
- Pérdida de circulación.
- Calor de reacción.
- Permeabilidad de la lechada.
- Control de filtrado.

II.2.1 Condiciones de Presión, Temperatura y Tiempo Bombeable.

La presión y la temperatura son dos factores que influyen en el diseño de lechadas. La temperatura influye con mayor proporción, ésta aumenta conforme se incrementa con rapidez la resistencia y la lechada de cemento se deshidrata con mayor velocidad.

Mencionando a los dos factores principales (presión y temperatura), estos afectan el tiempo de bombeo de la lechada de cemento y la compresión que se desarrolla después de fraguar. Considerando las temperaturas circulantes y estáticas de fondo, podemos prevenir el retardo de la lechada de cemento, conociendo la temperatura de la cima, así como la de la base de la TR a cementar.

La temperatura circulante de fondo es la temperatura a la cual el cemento se encuentra expuesto durante una operación y por consiguiente se debe de considerar cuando realicemos pruebas de espesamiento a alta presión y la alta temperatura de las lechadas de cemento para la correcta selección de aditivos.

Por otra parte la temperatura estática de fondo es importante para el desarrollo de la resistencia compresiva de un sistema de cemento dado. Durante la cementación forzada, el efecto de enfriamiento es menor por ser menor el fluido del pozo que precede a la lechada. Así una composición para cementación es más bombeable durante una cementación primaria que durante una cementación forzada a la misma profundidad.

El tiempo que toma una lechada de cemento para alcanzar el fondo depende del tamaño de la tubería como del gasto de desplazamiento. Para determinar el tiempo de bombeo de una lechada, se toman como bases las gráficas de gastos de desplazamientos, potencia requerida, volumen de lechada, tamaño del pozo y de la tubería de revestimiento. Los datos de fuerza compresiva están basados en las presiones y temperaturas del pozo e indican el tiempo requerido para que el cemento desarrolle dicha fuerza que debe ser suficiente para soportar la tubería.

II.2.2 Viscosidad y Contenido de Agua en la Lechada de Cemento.

Las lechadas de cemento con excesiva relación de agua, resultan en fraguados de cementos débiles. Para lograr una mayor eficiencia de desplazamiento del lodo y permitir tener una mayor adherencia entre la formación y la tubería, se requiere considerar una viscosidad o consistencia adecuadas.

Esto se hace mezclando la lechada de cemento con una cantidad de agua, para obtener un volumen determinado de lechada a fraguar igual al volumen de lechada sin separación de agua libre. Para lograr una determinada viscosidad de lechada se requiere considerar el tamaño de partículas en la cantidad de agua de mezclado, el área de la superficie y el tipo de aditivos. A esas cantidades de agua se les han dado términos específicos y se definen a continuación:

Agua Libre: es la cantidad de agua separada de la lechada, el contenido de agua libre en una muestra de lechada en el campo puede indicar que la lechada no se agitó lo suficiente como para obtener un buen mezclado, o no se usó agua en exceso.

Si la lechada se mueve hasta terminar su tiempo bombeable, el exceso de agua dará un producto fraguado permeable, este cemento fraguado será susceptible a la invasión de fluidos; si la lechada se mueve solamente un tiempo corto después de ser mezclada y posteriormente se mantiene estática, formará bolsas de agua libre (puentes de agua) y canalización. Por ello, es de suma importancia usar la cantidad de agua especificada por el API.

Agua Mínima: los valores de agua de mezclas máximas y mínimas representan un rango y no son fijos, por ello no se consideran para las pruebas de laboratorio. El agua especificada de acuerdo a los procedimientos de pruebas según el SPEC 10 del API se refiere al agua óptima y es la cantidad usada para todas las pruebas estándar API.

Agua Óptima: es la cantidad de agua que da a la lechada las mejores propiedades para su aplicación particular. El SPEC 10 establece que el agua normal, nombre con el que también se le conoce al agua óptima de una lechada de cemento.

II.2.3 Tiempo de Contacto

El tiempo de contacto específico depende principalmente del tiempo de trabajo, de las condiciones del pozo y del volumen de cemento que va a ser bombeado. Cuando las condiciones de colocación de la lechada son críticas, deben hacerse pruebas en el laboratorio con el probador de tiempo de contacto a presión y temperatura, este aparato aplica presión y temperatura a la lechada, una medición continua de la consistencia es reportada en una gráfica y el límite de bombeabilidad es alcanzado cuando la torsión en el batidor de la tasa de lechada alcanza 100 UB.

II.2.4 Fuerza Compresiva del Cemento.

La resistencia a la compresión se incrementa con la densidad de la lechada. La fuerza compresiva es la base para las esperas del fraguado del cemento, en la decisión del tiempo de espera de fraguado es importante considerar lo siguiente:

- Conocer que tan fuerte debe estar el cemento antes de que la perforación pueda continuar.
- Entender las características del desarrollo de la fuerza compresiva de los cementos en uso común.

Para soportar la tubería de revestimiento no son siempre requeridas grandes fuerzas del cemento, durante la perforación, el incrementar la densidad de la lechada disminuye el tiempo requerido para desarrollar una adecuada fuerza compresiva. Con la densificación se incrementa la fuerza y el calor de hidratación del cemento. Seleccionando el cemento apropiado y aplicando buenas prácticas de cementación, los tiempos de espera de fraguado del cemento pueden ser reducidos considerablemente.

II.2.5 Composición del Agua Requerida.

Los requerimientos del agua de mezclado pueden variar, dependiendo principalmente de la clase de cemento y densidad de la lechada. Muchos trabajos de cementación utilizan agua de la misma localización. Si el agua necesita ser transportada a la localización donde hay escasez o mal suministro, se debe calcular el volumen exacto, ya que esto es importante para asegurar el adecuado suministro de agua. Los requerimientos de volumen pueden ser considerables si la densidad es baja. El agua dulce (contenido de sólidos menor a las 500 ppm) de preferencia, pero cualquier agua potable es buena para el cemento.

Los componentes orgánicos tales como inhibidores de corrosión, bactericidas, agentes contra pérdida de fluido retardan el fraguado del mismo. Muy pocas aguas causan un fraguado instantáneo; el agua de mar (30,000 a 43,000 ppm de contenido de sólidos) es una de ellas pero el tiempo de fraguado debe ser verificado. Los carbonatos y los bicarbonatos tienen un efecto impredecible sobre el tiempo de fraguado; así, deben ser evitada el agua con alto contenido de los componentes mencionados (mayor de 2,000 ppm).

La calidad del agua de mezclado es un importante parámetro para la planeación de la cementación. La hidratación y el curado de la lechada de cemento pueden reaccionar diferente con la variación de la cantidad de sales, calcio, o magnesio en el agua de mezclado.

Es recomendable que el laboratorio piloto desarrolle pruebas con una muestra actual de agua y de cemento para obtener una buena estimación del tiempo de bombeo y resistencia a la compresión. El laboratorio realizará más pruebas cuando haya condiciones de alta temperatura en pozos profundos que requieran una cantidad considerable de tiempo para el mezclado del cemento y su desplazamiento.

II.2.6 Comportamiento del Fluido de Perforación.

La eliminación efectiva de los fluidos de perforación durante el desplazamiento de la lechada es un problema, ya que la contaminación y dilución por lodo puede dañar los sistemas de cementación, así como también ciertos productos químicos en el lodo y enjarre.

Cuando en una operación se requiere colocar un tapón de cemento, es necesario considerar una posible contaminación de este, ya que existe una debilidad del cemento cuando es perforado debido al bajo volumen de cemento utilizado durante la operación.

II.2.7 Densidad de la Lechada.

La densidad es generalmente considerada como la propiedad más importante y comúnmente medida. Ésta se relaciona directamente sólo con la presión hidrostática de la lechada de cemento. Ésta deberá ser tal que impida problemas de pérdidas de circulación y fracturamiento de las formaciones. La densidad del cemento es un importante criterio de diseño. La densidad de la lechada siempre deberá ser suficiente para mantener el control del pozo (excepto para cementaciones forzadas), existen varias maneras para controlar la densidad.

En operaciones de campo, la densidad de la lechada de cemento es determinada por una balanza de lodos, pero en la actualidad hay dispositivos integrados a las mezcladoras o al sistema de mezclado que esté en uso, para ir observando la densidad de la mezcla electrónicamente y siendo registrada en una terminal de computadora para su control.

II.2.8 Pérdida de Circulación.

La pérdida de circulación se puede identificar en la superficie cuando se obtiene gasto menor en el flujo que sale del espacio anular con respecto al gasto que se tiene en el bombeo dentro del pozo, ésta se define como la pérdida del fluido de perforación o de cemento desde el pozo hacia las formaciones superficiales.

La pérdida de circulación se puede obtener cuando existen formaciones muy permeables como estratos de grava, ostreros, calizas cavernosas, o cuando hay una formación fracturada o formada por un rebase del límite de la presión de fractura.

En la selección de materiales y equipo para controlar la pérdida de circulación se deben tomar en cuenta dos consideraciones importantes; una, el tamaño de las partículas a manejar deben ser de tamaño adecuado para que el equipo de bombeo pueda manejar y dos, el espacio poroso ser menor que el de estas partículas, ya que de lo contrario no sellaría ni obturaría las aberturas de la formación, y la efectividad de estos materiales debe de ser no solamente para laboratorios sino que también de resultados de campo.

II.2.9 Calor de Reacción.

El calor de reacción o calor de hidratación, está influenciado por la composición química del cemento, aditivos y por las condiciones del pozo, en el cual se tiene cierta temperatura de formación, cuando es muy alta, la reacción del calor es muy rápida, es decir se genera una reacción exotérmica que libera una cantidad considerable de calor, y todo estará en función de la cantidad de materia que se contenga en el medio.

La reducción de la presión hidrostática en el espacio anular durante un proceso de hidratación del cemento resulta una canalización en el pozo, con lo cual es necesario rotar la tubería para reducir la probabilidad de generar una canalización.

Un fluido tixotrópico (lechada) al quedar en reposo, tienden a formar geles y adherirse a las paredes del pozo, además la presión que se ejerce en la columna de lechada, durante el proceso de hidratación, tiende a reducir hasta alcanzar la presión equivalente al de una columna de agua equivalente de longitud similar.

II.2.10 Comportamiento de la Permeabilidad de la Lechada.

La mayoría de las lechadas tienen una permeabilidad mucho menor que la de las formaciones a las que se encuentra sometida. Con base en esto el API ha especificado un sistema de medición de esta propiedad de las lechadas de cemento, mediante un permeámetro. A pesar de que al diseñar una lechada de cemento se le da muy poca importancia a la permeabilidad que tenga el cemento al fraguar, los disturbios del cemento en el proceso de fraguado por infiltración de gas pueden ocasionar comunicación para los fluidos de baja viscosidad.

II.2.11 Control de Filtrado.

Mediante un buen control de filtrado se puede prevenir la restricción del flujo, ya que la pérdida de filtrado en una formación permeable causará un aumento en la viscosidad de la lechada y una rápida depositación del enjarre del filtrado, la pérdida de filtrado estará sin control, y las lechadas de cemento quizás fallen para transmitir una alta presión hidrostática uniforme antes del fraguado inicial.

Por consiguiente debemos considerar los factores que intervienen en las causas de pérdida de filtrado de las lechadas de cemento, las cuales son el tiempo, presión, permeabilidad y temperatura.

El filtrado es forzado a salir del cemento, aumentando la densidad y la viscosidad de la lechada y por lo tanto reduce el tiempo de bombeo e incrementa la fricción. Sin embargo la pérdida de filtrado se puede controlar con aditivos.

II.2.12 Aditivos para la Lechada. ^{11,44,42}

En la cementación de pozos, los severos gradientes geotérmicos, y las altas presiones afectan a menudo la cementación que es realizada con una baja presión de poro, fluidos corrosivos, una baja presión de la formación. Por consiguiente, este alto rango de condiciones solo ha sido posible a través de desarrollar aditivos de cementos.

Los aditivos modifican el comportamiento de la lechada de cemento que permite bombearla desde la superficie hasta llegar al espacio anular, desarrollando una fuerza compresiva rápida, que mantendrá la vida útil del pozo. Hoy en día existen disponibles cerca de 100 aditivos para la cementación de pozos, los cuales pueden ser líquidos o sólidos. Los aditivos se pueden clasificar en las siguientes categorías:

- ACELERADORES
- REDUCTORES DE PESO DE LA LECHADA
- ANTIESPUMANTES
- AUMENTADORES DE PESO DE LA LECHADA
- RETARDADORES
- CONTROLADORES DE PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN
- CONTROLADORES DE PÉRDIDA DE FILTRADO.

Aceleradores: reducen el tiempo de fraguado e incrementan la fuerza compresiva, particularmente a temperaturas de formación debajo de 37°C para profundidades someras donde las formaciones tienen un gradiente geotérmico bajo y requieren de un aceleramiento para reducir el tiempo de fraguado. Los aceleradores usados en la industria son:

Cloruro de Calcio ($CaCl_2$): acelera el fraguado e incrementa la fuerza compresiva, y es referido como "acelerador total". Al mezclarse el agua con el cloruro de calcio se incrementa la temperatura.

Cloruro de Sodio ($NaCl$): El cloruro de sodio (sal común), puede ser usado en las lechadas de cemento como un acelerador o un retardador, dependiendo si:

Concentración < 10% actúa como acelerador, 15% < concentración < 20% el efecto es neutro, y si la concentración > 20% y a bajas temperaturas retardador.

El agua de mar presenta una concentración entre el 2% y 3% (20,000 ppm y 30,000 ppm), al utilizarse como agua de mezcla podría causar una ligera aceleración en el tiempo de fraguado. La concentración óptima para máxima aceleración es de 3-5% por peso de agua de mezcla. En cementos que contienen bentonita, la sal actuaría como un acelerador de la fuerza, sin afectar las propiedades del tiempo de fraguado del sistema.

Silicato de Sodio: es utilizado para acelerar el tiempo de fraguado de lechadas de cemento que contienen retardador Carboximetil-hidroxietyl celulosa (CMHEC).

Cementos con dispersantes y agua reducida: Las lechadas de cemento pueden ser aceleradas por densificación, esto se hace por adición de reductores de fricción y disminuyendo la cantidad de agua en la mezcla.

Extendedores: se utilizan para reducir el peso de lechadas cuando se incrementa con la columna hidrostática en el pozo, ya que muchas formaciones no soportarían columnas grandes de cemento de alta densidad. Por lo tanto los materiales de mayor uso son:

Bentonita: es uno de los primeros aditivos usados en cementos para disminuir el peso de la lechada o incrementar el volumen de la misma. Puede ser utilizada en cualquier cemento API. En altos porcentajes de bentonita en el cemento, reduce la fuerza comprensiva y tiempo de fraguado, la bentonita y el agua también disminuyen la resistencia al ataque químico de las aguas de formación.

Tierra Diatomácea: es utilizada en la fabricación de cementos de peso ligero. Esta tierra trabaja igual que la bentonita, pero es mucho más costosa, cuando es usada en altos porcentajes, no incrementa la viscosidad de la lechada como lo hace la bentonita.

Gilsonita: es inerte en las lechadas de cemento, actúa como reductor de peso y como agente de control de pérdida de circulación, es especialmente útil para reducir la densidad. No absorbe agua bajo presión, por lo tanto tiene un avance de fuerza mucho mayor que cualquier otro fraguado del mismo peso de lechada conteniendo otro aditivo para disminuir el peso o para controlar la pérdida de circulación, no cambia significativamente el tiempo de bombeo en la mayoría de las clases de cemento API.

Perlita Dilatada: es un material de bajo peso por volumen, las partículas de perlita dilatada contienen poros abiertos, cerrados y matriz, la densidad final del cemento dependerá de cuantos poros permanecen cerrados y de cuanta cantidad de agua es inmovilizada en los poros abiertos.

Nitrógeno: es utilizado para ayudar a reducir la presión hidrostática del fondo del pozo durante las operaciones de cementación, introduciéndolo en el flujo del lodo de perforación delante de la lechada de cemento, o con el pozo lleno con lodo y circulando, e interrumpido al introducir un bache de nitrógeno antes de la cementación.

Densificantes: cuando se requiere de lechadas de alta densidad en presiones altas frecuentemente en pozos profundos, el aditivo debe de tener las siguientes características:

- Una gravedad específica en el rango de 4.5 – 5.0
- Un requerimiento de agua.
- No reducir la fuerza del cemento (significativamente).
- Tener muy poco efecto sobre el tiempo de bombeo del cemento.
- Exhibir un rango uniforme de tamaño de partículas de bache a bache.
- Ser químicamente compatible con otros aditivos.
- No interferir en la toma de registros geofísicos del pozo.

Retardadores: las temperaturas del fondo del pozo estáticas, son encontradas cerca de un rango de profundidad de 1830 a 7620 m, para prevenir el rápido fraguado, se añaden retardadores para que la lechada pueda ser colocada con seguridad, éstos deben ser compatibles con los diferentes aditivos usados en los cementos, así como con el cemento mismo.

Los aditivos disponibles comercialmente son componentes tales como ligninas (sales de ácido lignosulfónico), gomas, almidones, ácidos orgánicos y derivados de celulosa. Algunas veces estos retardadores no son totalmente compatibles, los utilizados por compañías deben ser probados antes de ser utilizados, debido a esto se desarrollaron los cementos clase G y H de la API, a los cuales no se les permite contener retardadores químicos en su fabricación.

En casos donde los retardadores con altas relaciones de agua requieran de retardador adicional para alcanzar el tiempo de fraguado deseado, se debe a lo siguiente:

- Los materiales con áreas de superficies grandes, generalmente tienen requerimientos de agua grandes que absorberán parte del retardador, dejando una enorme cantidad para retardar el cemento.
- El agua adicional diluye el retardador y reduce su efectividad.

Los Retardadores comercialmente más usados son:

Cloruro de sodio: puede actuar como retardador o acelerador, dependiendo de su concentración, una concentración arriba del 20% funciona como retardador, para cementaciones a través de secciones de sal (domos salinos), las lechadas son generalmente saturadas con sal, pero la mayoría de las lutitas y arenas bentónicas que son sensibles al agua dulce (fresca), necesitan que la lechada contenga concentraciones bajas de sal.

Retardadores de Lignina: son derivados de la madera, son generalmente usados con todas las clases de cementos, además se utilizan para incrementar la bombeabilidad de los cementos clase D y E de la API. Estos también funcionan por absorción sobre las superficies de las partículas de cemento lo cual disminuye el gasto de hidratación.

Carboximetil Hidroxietil-celulosa (CMHEC): es usado para disminuir la pérdida de agua de la lechada, y retardar el tiempo de fraguado de la misma, es compatible con todos los tipos de cemento de la clase API, incrementa la viscosidad de la lechada de cemento; el CMHEC, incrementa la viscosidad de las lechadas de cemento, éstas lechadas pueden ser diseñadas para usarse en flujo tapón.

Control de pérdida de circulación: una pérdida de circulación se define como la pérdida de fluido a través de fracturas inducidas por el fluido de perforación o de la lechada de cemento usada en la perforación o terminación de un pozo. Lo anterior no debe confundirse con la disminución del volumen debido al filtrado o con el volumen requerido para llenar de nuevo el pozo de fluido.

Por lo general existen dos pasos para combatir la pérdida de circulación, mediante la reducción de la densidad de la lechada, o añadiendo un material obturante, y otra técnica es añadir nitrógeno al sistema de lodo.

Los aditivos para el control de filtrado se usan para:

- 1) Prevenir la deshidratación prematura o pérdida de agua enfrente de zonas porosas, particularmente en la cementación de tuberías de revestimiento.
- 2) Proteger zonas sensibles.
- 3) Mejorar cementaciones forzadas.

Los dos materiales más utilizados en el control de pérdida de filtrado son los polímeros orgánicos (celulosa) y los reductores de fricción. Para controlar la pérdida de filtrado se utilizan dispersantes o reductores de fricción por dispersión y encajonamiento de las partículas de cemento densificando así la lechada, esto es especialmente efectivo cuando la relación agua-cemento es reducida.

Antiespumantes: ayudan a reducir el entrapamiento de aire durante la preparación de la lechada, ya que el cemento tiende a entrapar una gran cantidad de aire, propiciando un erróneo control de la densidad; asimismo, algunos productos químicos ayudan a mantener el aire dentro de la mezcla y dificulta el trabajo de las bombas de alta presión con que se maneja esta para ser bombeada al pozo. Los más usados son: éteres de poliglicoles y siliconas.

Reductores de fricción o dispersantes de cemento: se agregan al cemento para mejorar las propiedades de flujo y reducen la fricción entre granos, y entre estos con las paredes, es decir reducen la viscosidad de la lechada de cemento, son de baja viscosidad y pueden ser bombeadas en flujo turbulento a presiones bajas, minimizando la potencia requerida de las bombas y disminuyendo la oportunidad de pérdida de circulación y deshidratación prematura. Los dispersantes comúnmente son polímeros, agentes de pérdida de fluido en cemento gel, y sal (cloruro de sodio). Estos son usados a temperaturas bajas, debido a que retardan ligeramente el cemento.

Polímeros (dispersantes): se fabrican en forma de polvo, producen una inusual utilidad en las propiedades de los sistemas en el cemento. Lo que hacen es reducir la viscosidad aparente, no causan una separación de agua libre excesiva o asentamientos de partículas de cemento, son compatibles con todos los tipos de sistemas de cemento excepto con aquellas que contienen concentraciones altas de sal; son incompatibles con la sal.

Cloruro de sodio: actúa como un agente pesante, puede también actuar como un adelgazador (dispersante) en muchas composiciones para cementación, es especialmente efectivo para reducir la viscosidad aparente de las lechadas que contienen bentonita, tierra diatomacea o pozzolan.

Aditivos especiales para cemento.

Descontaminante de lodo: son utilizados para minimizar los efectos de retardamiento del cemento de varios lodos de perforación, cuando una lechada de cemento venga a ser contaminada por el fluido de perforación, estos neutralizan ciertos tratamientos químicos de lodo, se utilizan en trabajos de retaponamientos de pozos abiertos y en tuberías de revestimiento, para cementaciones forzadas.

Fluoruro de Sílice: ayuda a prevenir la pérdida de fuerza compresiva, los cementos pierden de su fuerza compresiva a partir de 110°C, y es acompañada por un incremento en permeabilidad, es causada por el silicato de calcio en el fraguado del cemento.

Trazadores radioactivos: son mezclados a la lechada como marcas que pueden ser detectadas por dispositivos de registro, para determinar la localización de cimbras de cemento, la localización y disposición de cemento forzado. Generalmente los isótopos usados abajo del pozo, tienen un rango de vida media de 8 a 84 días.

Tintes (o tinturas) para cemento: son usados para identificar un cemento de una clasificación específica de la API o un aditivo mezclado en una composición de cemento, cuando son utilizados en el fondo del pozo, la dilución y la contaminación con lodo puede opacar y confundir los colores haciéndolos inefectivos.

Hidrazina : es usado para tratar la columna de lodo cerca del cemento para minimizar problemas de corrosión en la porción sin cementar del pozo, es un limpiador compuesto de oxígeno por lo cual debe ser manejada con extrema precaución. Para determinar el volumen teórico, se debe incrementar un 20%, por ser un producto costoso, el cálculo debe ser exacto.

Cemento con fibras: son materiales sintéticos fibrosos añadidos para reducir los efectos que transmiten esfuerzos al cemento y así mejoran la resistencia al impacto y al rompimiento, generalmente se añade yeso para un fraguado rápido para evitar pérdidas de circulación, mejorar las propiedades tixotrópicas.

II.3 Reología de Lechadas. ^{8,13,15.}

La reología de las lechadas se enfoca básicamente al estudio del flujo y la deformación de la lechada, se evalúa la mezcla y bombeabilidad de las lechadas, se determinan tasas de desplazamiento apropiados para una remoción de lodo efectiva y colocación de la lechada, se estiman las pérdidas de presión por fricción y la potencia requerida para el bombeo.

Considerando que la lechada de cemento no es un fluido newtoniano, no es posible definir sus propiedades reológicas por medio del factor de viscosidad, ya que la relación de velocidad esfuerzo/corte no es constante, y por lo tanto se determinan dos parámetros de flujo para el conocimiento de los cálculos de flujo. Para la lechada de cemento, el tamaño y la distribución de las partículas afectan de manera directa, ya que la velocidad de deshidratación depende de la finura del cemento. Las lechadas de cemento como ya se mencionó se comportan de manera a un fluido no-newtoniano y normalmente son fluidos pseudoplásticos con punto de cedencia, para los cuales la viscosidad disminuye con la velocidad de corte.

Mediante la caracterización del comportamiento reológico de la lechada de cemento se puede determinar de manera más precisa las caídas de presión por fricción y obtener un adecuado desplazamiento del lodo de perforación en el agujero, esto se puede obtener mediante el uso de los modelos de Casson y Hershel-Bulkley caracterizándolos de manera más exacta mediante un amplio rango de velocidades de corte.

En cuanto a la dependencia de las propiedades reológicas de las lechadas de cemento con respecto a la presión, se considera mínima o despreciable, ya que éstas son base agua (debido a su baja compresibilidad y poca variación de la viscosidad aparente con la presión), esto representa la condición de los sistemas de lechadas de cemento, excepto los que muestran una alta relación sólido-líquido. Se tiene alta compresibilidad de la fase líquida, respecto a la fase sólida, esto al aumentar la relación sólido-líquido. Además la temperatura juega también un papel importante.

Las propiedades reológicas de la lechada de cemento son dependientes no sólo de la velocidad de corte, sino también del tiempo.

II.4 Pruebas de Laboratorio para Cementos. ^{20,34}

Antes de que sea bombeada una lechada de cemento a un pozo, se efectúan pruebas de laboratorio, para asegurar una correcta colocación del cemento, prediciendo el rendimiento y el comportamiento de la lechada cuando es bombeada y posterior a su colocación.

Es necesario analizar los componentes de la lechada antes de ser mezclada, contemplando aditivos y fluidos de mezcla. Posteriormente se evalúan los baches lavador y espaciador para valorar el efecto de la limpieza del agujero, compatibilidad con el cemento, y también se contemplan los efectos sobre el lodo. Se analiza el desempeño de la lechada bajo ciertas condiciones de fondo de pozo y posteriormente se prepara el material mezclado.

Procedimientos y equipo de laboratorio:

- **Solicitud de análisis de laboratorio;** aquí se designan los aditivos necesarios para la lechada y se solicitan parámetros específicos como son: densidad, reología, pérdida de fluido, tiempo de espaciamiento y agua libre. Se suministra toda la información sobre los parámetros del pozo (tipo de trabajo, profundidad, tipo de agua de mezcla, etc.).
- **Cálculo de la muestra;** el volumen de la muestra de la lechada debe de ser de 600 ml, se mezcla con un equipo de alto esfuerzo de corte, ver **Figura 2.1**, el cual tiene dos velocidades de rotación (4000 RPM y 12000 RPM).

El agua y los aditivos líquidos se mezclan primero, se añade el cemento y aditivos sólidos a una velocidad de 4000 RPM durante 15 segundos y posteriormente se eleva a una velocidad de 12000 RPM por 35 segundos. 49



Figura 2.1. Waring Blender ⁴⁹

Este procedimiento de mezclado no es conveniente para los casos en que la lechada de cemento sea de micro esferas o contenga nitrógeno.

Pruebas de la lechada:

- **Medición de la densidad;** es realizada con una balanza presurizada, ver **Figura 2.2** , que tiene un brazo graduado y aplican el principio de una balanza de contrapeso para medir la densidad. Debido que en ocasiones los fluidos o la mezcla de cemento contienen cantidades significativas de aire o gas, se debe utilizar una balanza presurizada, para medir la densidad de la copa bajo presión, reduciendo la cantidad de aire o gasa y así lograr un valor comparable al obtenido en el pozo.



Figura 2.2 Balanza presurizada 49

- **Prueba de Agua libre;** la prueba indica que la lechada es colocada en una probeta de vidrio graduada de 250 ml, donde el agua libre es medida en mililitros después de 2 horas de reposo.
- **Prueba de pérdida de fluido;** ésta prueba simula la cantidad de filtrado perdido bajo presión frente a una formación permeable. Existen 2 tipos de prensas filtro, ver **Figura 2.3**; de baja presión (100 PSI) y de alta presión (1000 PSI) y alta temperatura, éste simula las condiciones de fondo del pozo.



Figura 2.3 Filtro prensa 49

-

- **Reología;** es importante para determinar la capacidad del cemento o lodo a levantar recortes hasta la superficie, para analizar la contaminación de lodo por acción de sólidos, químicos o temperatura y para determinar los cambios de presión en el pozo durante una maniobra de sacar y bajar herramienta. Las propiedades fundamentales son la viscosidad y la fuerza del gel.

Una medición de las propiedades reológicas del fluido se obtiene utilizando un viscosímetro Fann, ver **Figura 2.4**, el cual utiliza una camisa que rota alrededor de un cilindro ajustado a tensión clástica interna y que posibilita lecturas comúnmente directas o digitales de la resistencia de circulación de los fluidos.



Figura 2.4 Viscosímetro Fann⁴⁹

La lectura se realiza a 300 y 600 rpm para determinar la viscosidad plástica (VP) y el punto de cedencia del fluido.

El viscosímetro también se usa para determinar la resistencia del gel que es la habilidad del fluido para desarrollar una estructura gelatinosa rígida o semirrígida cuando el fluido está en los 10 segundos y a los 10 minutos después.

- **Tiempo de espesamiento;** el tiempo de fraguado de la lechada de cemento, es el dato más importante, se requiere un tiempo mínimo e indispensable para bombear la lechada de una manera eficiente. Una vez posicionada comienza a desarrollar una resistencia compresiva, asimismo permite un tiempo suficiente para el bombeo completo del cemento, ya que será necesario perforar el cemento remanente en la tubería de revestimiento.

El consistómetro ver **Figura 2.5**, está diseñado para determinar el tiempo de espesamiento para cementos a condiciones de fondo de pozo (presión y temperatura), las unidades de medición es la unidad de consistencia Bearden (Bc).

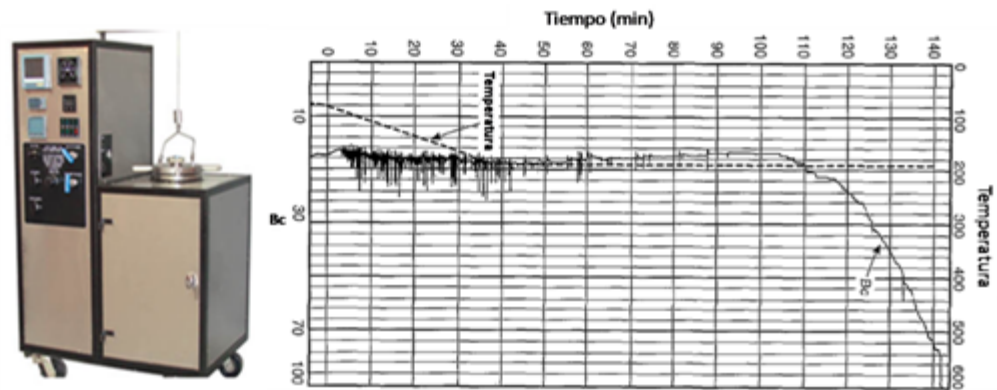


Figura 2.5 Consistómetro y típica prueba de fraguado ⁴⁹

- **Fuerza compresiva;** un método no destructivo para medir la resistencia compresiva es el instrumento “Analizador Ultrasónico de Cemento” UCA, ver **Figura 2.6**, que mide el cambio en la velocidad de una señal acústica en función del tiempo.

Lo que hace el Analizador Ultrasónico de Cemento, es la forma en que la unidad analiza la onda y la frecuencia a la cual opera la señal acústica. Estas dos condiciones operativas combinadas resultan en una clara señal, que permite lecturas exactas.

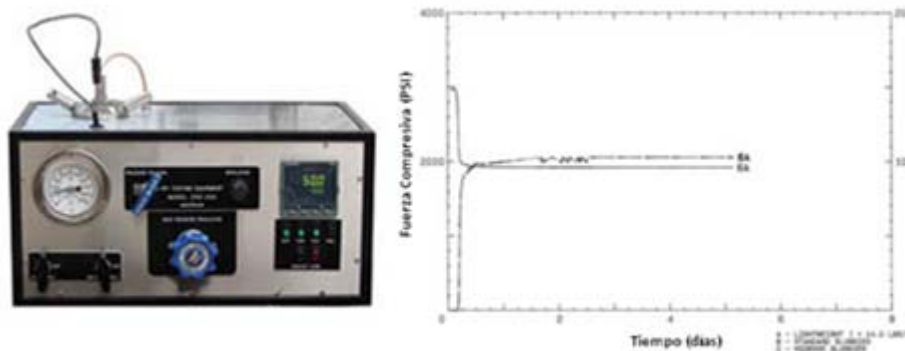


Figura 2.6 Analizador Ultrasónico de cemento y grafica característica de dicha evaluación. ⁴⁹

II.5 Tecnología de lechadas. ^{31,32,47}

Las tecnologías de lechadas de baja densidad con alta resistencia compresiva, solucionan problemas como fracturas en las formaciones, en zonas que tengan un gradiente de fractura bajo o sean altamente permeables.

Se han desarrollado ciertos tipos de cementos a base de nitrógeno o microesferas para crear lechadas de cemento ultraligeros. La adición de agua, es el método más común para reducir la densidad, pero no se puede utilizar para crear un cemento ultraligero, sin embargo sólo diluye el cemento, que no puede solidificarse en un periodo corto de tiempo. Esto hace que la adición de microesferas o de espuma, sean métodos capaces de generar una lechada de cemento ultra ligero.

Cementos espumados: son lechadas de cemento de muy baja densidad, se utilizan en pozos con bajo gradiente de fractura, yacimientos depresionados y además estando en producción. Tienen una alta eficiencia de desplazamiento en el espacio anular, se obtiene buena adherencia y aislamiento hidráulico, que evita el daño que causa la carga hidrostática.

Además de establecer las adherencias más apropiadas y el aislamiento entre las zonas, el proceso de aislamiento permite ajustar la densidad de la lechada durante el trabajo, logrando una operación de alta efectividad. Se debe hacer un monitoreo de los parámetros de cementación en tiempo real. Los requerimientos principales para la cementación de pozos son:

- Adherencia y soporte de la tubería de revestimiento.
- Aislamiento entre las diferentes capas de la formación.
- Sello entre las zonas de pérdida de circulación.

El éxito de esta técnica de cementación consiste, básicamente en producir una espuma estable de alta calidad. Esto se logra cuando se cuenta con el equipo y la tecnología apropiada.

El cemento espumado, es la mezcla de la lechada de cemento con un agente tensoactivo espumante, un estabilizador de la espuma y un gas que normalmente es nitrógeno. Si estos compuestos se mezclan apropiadamente se obtiene una espuma de calidad y estable, cuya apariencia es como la espuma de rasurar y de color gris.

Microsílica: es un subproducto de la producción de silicio, ferrosilicio y otras aleaciones de silicio. Las partículas individuales son microesferas amorfas, vidriosas y cristalinas. El tamaño de partícula está entre 0.1 y 0.2 mm, de 50 a 100 veces más fino que las partículas del cemento Portland. Consecuentemente, el área superficial es extremadamente alta.

La Microsílica es altamente reactiva, y debido a su tamaño fino de grano y su grado de pureza, es un material efectivo que ha permitido la introducción de sistemas de cemento de baja densidad, y con mayor velocidad de resistencia compresiva. El área superficial de la microsíllica incrementa el requerimiento de agua para prepararse una lechada bombeable; de tal forma que las lechadas con densidades del orden de 1.32 gr/cm^3 pueden desarrollarse sin que reporten agua libre.

La finura del grano de la microsíllica también promueve el control mejorado del valor de filtrado, posiblemente por reducir la permeabilidad del enjarre inicial del cemento. Por esta razón, también se usa para evitar la migración de fluidos en el espacio anular, además, está siendo introducida como fuente de sílice en los sistemas de cementos térmicos.

Conversión de lodo a cemento: la ingeniería de cementaciones ha hecho investigaciones dirigidas a convertir el fluido de control en material cementante, ya que para desplazar con eficiencia el fluido de control del espacio anular en donde se depositará la lechada de cemento para que se solidifique, es todo un reto de efectividad, para lograr dicha conversión, se conocen hasta el momento dos tecnologías:

- Una consiste en agregar cemento directamente al fluido de control, conjuntamente con agentes modificadores del pH y otros materiales que hacen más compatibles ambos materiales que son, el cemento y el lodo.
- La otra forma es agregando escoria de horno de fundición y otros productos al lodo de perforación. En este caso, la escoria del horno de fundición debe tener un buen grado de pureza y el de reactividad de sus cristales. Esto se logra mediante el control de la velocidad de enfriamiento de la escoria al salir del horno, la cual no debe ser ni muy rápida ni muy lenta, debido a que ambos extremos dan origen a cristales poco definidos de silicato tricálcico. Éstos tienen un comportamiento errático durante el periodo de hidratación, que impide lograr diseños apropiados de los parámetros de la lechada.

Estas tecnologías no tienen una amplia aceptación, debido a que las resistencias compresivas que se logran son bajas, inferiores a 2,000 psi e, inclusive, con el tiempo tienden a disminuir y no a aumentar. Por otra parte, se presenta el problema de su retardamiento y que para temperaturas mayores de los 180°F no se cuenta con retardadores apropiados.

Lechadas almacenables: los yacimientos se vuelven más escasos, y se localizan cada vez a mayor profundidad, con temperaturas y presiones más altas. Estos factores obligan a mejorar las técnicas de perforación y cementación, encaminadas a resolver la problemática de las cementaciones.

Se ha lanzado al mercado un sistema de cemento preparado en planta, se transporta en tanques a la localización en donde permanece almacenada hasta que es utilizada en la operación de cementación. La lechada puede permanecer almacenada en forma de suspensión durante un largo periodo, un año aproximadamente, sin perder sus propiedades de diseño.

Esta tecnología evita problemas importantes de logística y la acumulación de equipo costoso en la localización; también acorta la espera de largos periodos para que el pozo esté en condiciones de efectuar la cementación. La renta del equipo de bombeo, monitoreo, almacenamiento neumático y silos de transferencia tiene un alto costo de espera, no requiere de un sistema de mezclado de alta energía para su preparación.

Consta de cemento hidráulicamente activo, un agente de suspensión para minimizar la segregación, un plastificante para proveer fluidez a largo plazo, un poderoso agente retardador del fraguado, todo en seno de agua. Esta mezcla se acondiciona para mantenerla almacenada hasta cerca de un año. Cuando se requiera hacer la operación, se activa la lechada que mantiene las mismas características de diseño o también puede ser rediseñada. El ajuste de las lechadas pre-formuladas y almacenadas se facilita enormemente mediante el empleo de aditivos líquidos.

Esta tecnología se puede aplicar a cualquier tipo de operación de cementación. Debido a su durabilidad en estado líquido, su uso es más favorable en las operaciones de cementación en localizaciones lejanas, de difícil acceso, marina y lacustre, en donde la logística representa un alto grado de dificultad. También en pozos exploratorios en donde se tiene una alta posibilidad de cambiar la profundidad de asentamiento de las tuberías de revestimiento.

CAPÍTULO III

Cementación Primaria

III.1 Objetivos de la cementación primaria.²⁰

La cementación primaria es el proceso que consiste en colocar cemento en el espacio anular, entre la tubería de revestimiento y la formación expuesta del agujero, asegurando un sello completo y permanente.

Los objetivos de las cementaciones primarias son los siguientes:

- Proporcionar aislamiento entre las zonas del pozo que contienen gas, agua y aceite.
- Soportar el peso de la propia tubería de revestimiento.
- Reducir el proceso corrosivo de la tubería de revestimiento con los fluidos del pozo y con los fluidos inyectados de estimulación.
- Evitar derrumbes de la pared de formaciones no consolidadas.
- Aislar formaciones de alta o baja presión.

El reto principal es obtener sellos hidráulicos efectivos en las zonas que manejan fluidos a presión. Para lograrlo es necesario realizar un desplazamiento óptimo del lodo de perforación en el tramo del espacio anular que se va a cementar, consiguiendo así una buena adherencia sobre las caras de la formación y de la tubería de revestimiento, sin canalizaciones en la capa de cemento y con un llenado completo, ver **Figura 3.1**.

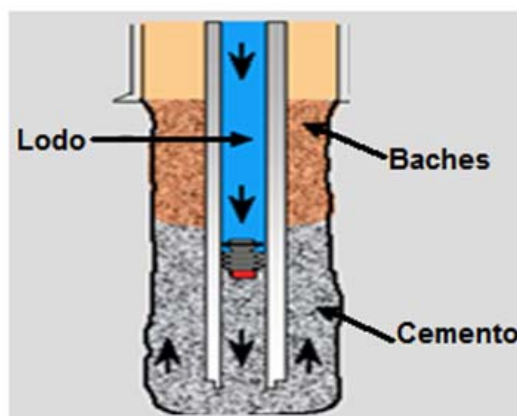


Figura 3.1 Etapa de desplazamiento en una cementación primaria.²⁰

III.2 Recopilación de Información.

En una cementación primaria es necesario un buen desarrollo operativo en cada una de las etapas que la involucran, además de tener en cuenta conocimientos técnicos básicos del tema con las siguientes consideraciones:

- Especificaciones de las tuberías de revestimiento que se utilizan en el área de trabajo.
- Diseño de TR por cargas máximas.
- Accesorios y equipos de flotación para tuberías superficiales, intermedias, explotación y complementos.
- Apriete computarizado y anclaje de tuberías.
- Lechadas de cemento para diferentes cementaciones.
- Empacadores recuperables y permanentes.
- Manejo de H₂S y CO₂ en las cementaciones.

Con la información del pozo, el ingeniero de pozo, verifica que los materiales recibidos correspondan al diseño. Esta información se consigue de su expediente, y es la base del diseño de la sarta de las tuberías de revestimiento para la cementación. Y por consiguiente se deben de tomar los siguientes aspectos:

- ✓ Revisar especificaciones de los accesorios (tipo, marca, diámetro y peso).
- ✓ Verificar circulaciones y reología del fluido de control.
- ✓ Revisar probables resistencias con la barrena.
- ✓ Verificar que el volumen del lodo sea suficiente para la operación de la cementación, tomando en cuenta posibles pérdidas.
- ✓ Verificar si se tuvieron pérdidas de lodo.

Tomando en cuenta las revisiones con el ingeniero de proyecto, se toman en cuenta el tiempo de circulación, gasto, presión, la combinación de diámetros que se van a utilizar, la reología de entrada y salida del lodo, presión de la polea viajera durante la introducción de la TR para verificar su peso, condiciones de las bombas de lodo, además de otras cosas importantes como la de asegurarse que las líneas superficiales queden limpias de sólidos para el buen subministro de agua y lodo, además de calcular el tiempo de circulación en el fondo antes de circular.

III.3 Cementación de las Tuberías de Revestimiento.

Contar con un manual de procedimientos operativos es importante, ya que facilita la normalización de las operaciones para que en lo sucesivo se realicen como se indica y tratar de evitar problemas durante las operaciones de los pozos.

El objetivo principal es presentar una secuencia operativa con respecto a las cementaciones de las tuberías de revestimiento ver **Figura 3.2**, con el fin de mejorar la eficiencia de las operaciones de campo, disminuir los problemas que se presentan, el cuidado con el entorno ecológico y el ahorro con nuestros recursos económicos.

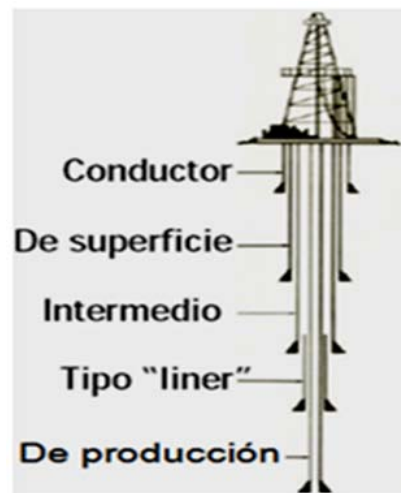


Figura 3.2 Tipos de revestidores²⁰

III.3.1 Cementación de TR's Superficiales

La principal razón de cementar estas tuberías, es la de aislar formaciones no consolidadas y evitar la contaminación de mantos acuíferos que se encuentran a profundidades someras; mantener el agujero íntegro y evitar la probable migración de aceite, agua y gas de alguna arena productora superficial, además de permitir la continuación de la etapa de perforación.

Sabiendo que se considera una de las tuberías de revestimiento superficiales, la tubería conductora, ésta tiene como función mantener la circulación y evitar derrumbes de arenas poco consolidadas, además de ser el primer medio de circulación de lodo a la superficie, esta tubería puede cementarse o hincarse según el terreno lo permita.

III.3.2 Cementación de TR's Intermedias

El objetivo de la cementación de esta tubería es mantener la integridad del pozo al continuar la perforación para profundizarlo. Normalmente es la sección más larga de las tuberías en el pozo, y van corridas hasta la superficie, por lo cual los preventores se instalan en estas tuberías para perforar las siguientes etapas. Estas sargas generalmente se emplean para cubrir zonas débiles que pueden ser fracturadas con densidades de lodo mayores que son necesarias al profundizar el pozo y así evitar pérdidas de circulación.

III.3.3 Cementación de Tuberías de Explotación.

El objetivo principal de esta tubería, es la profundidad de asentamiento de ésta, ya que la propia sarga de esta tubería es el propio pozo.

Esta tubería permite el aislamiento de los hidrocarburos de otros fluidos indeseables, pero deben conservar la formación productora aislada, además es también el revestimiento protector de la sarga de producción y otros equipos usados en el pozo. El eficiente aislamiento de esta tubería nos permite efectuar apropiadamente trabajos de estimulación necesarios para mejorar la producción del pozo.

III.4 Equipo para una Cementación. ^{39, 45, 46, 47}

Existen factores para la selección del equipo de cementación como las características de la formación, las condiciones del pozo y las técnicas de cementación, tales son para el equipo tanto superficial, así como el subsuperficial.

III.4.1 Equipo Superficial

Básicamente el equipo superficial ver **Figura 3.3**, se encuentra conformado por:

- a) Cabeza de Cementación
- b) Unidad Cementadora
- c) Mezclador
- d) Bombas del Equipo.

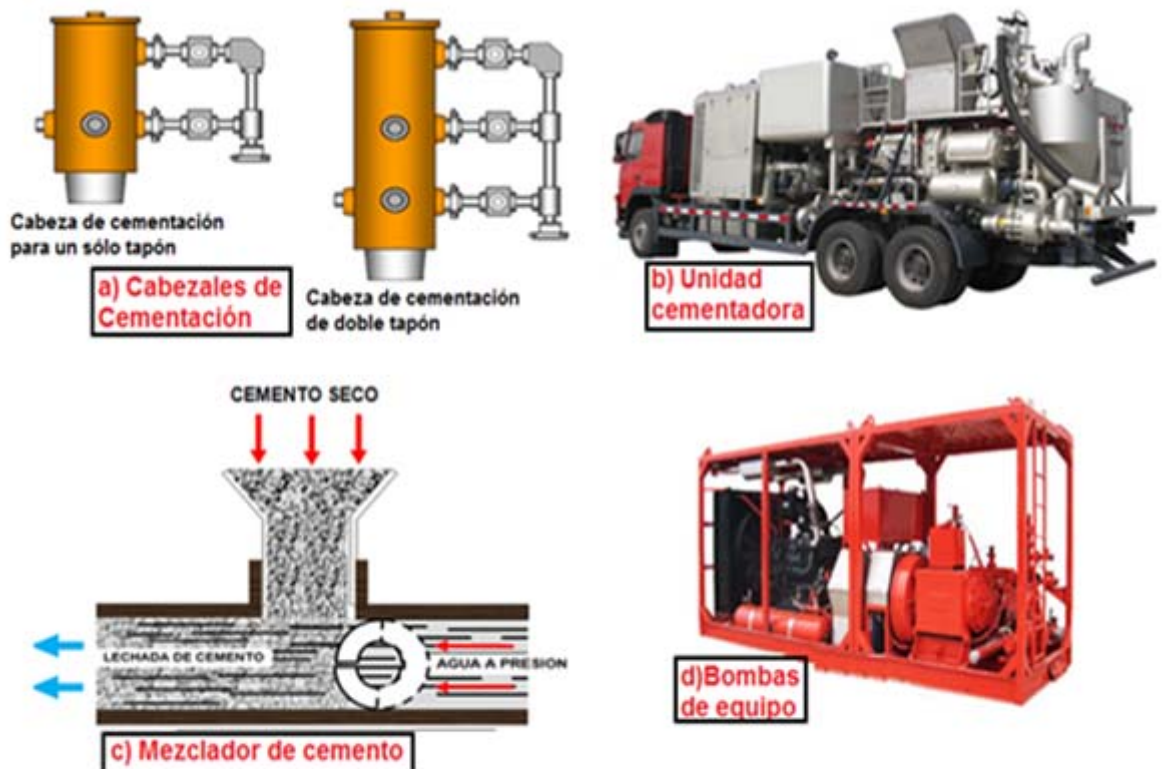


Figura 3.3 Equipo superficial ⁴⁷

a) Cabezal de Cementación: El cabezal de cementación conecta a la línea de descarga de la unidad de cemento hacia la parte superior de la tubería de revestimiento, es decir es un niple de longitud y diámetro variable que va enroscado en la parte superior de la tubería de revestimiento, está provisto de dispositivos laterales para conectar las líneas que conducen hacia la línea de lechada proveniente de la unidad cementadora y la del lodo utilizado para el desplazamiento de la lechada de cemento.

Para una aplicación completa al agujero, la tubería de revestimiento es corrida al piso del equipo de perforación y los tapones son cargados a superficie del cabezal de cementación. Existen cabezales de cementación convencional, para uno o doble tapón, ver **Figura 3.3 a)**

b) Unidad Cementadora: La unidad cementadora es el equipo con que se separa o mezcla la lechada de cemento y se bombea al pozo. Ver **Figura 3.3 b)** Está constituida por dos bombas de alta potencia con su tablero de control y dos tanques o depósitos, en los que se mide el volumen de agua utilizado durante la cementación.

Una de las bombas succiona el agua de los depósitos y alimenta al mezclador, proporcionando agua necesaria para obtener la lechada de cemento. La otra bomba succiona la lechada y la envía al pozo a través de las líneas que unen la unidad cementadora con la cabeza de cementación. Cada unidad cementadora trae todos los accesorios necesarios para conectar ambas bombas al pozo a tomas de lodo y agua, además de las mangueras para dar circulación inversa en caso de así requerirlo.

b) Mezclador: El mezclador está diseñado para agregar y mezclar el cemento seco con el conductor de fluido, éste proporciona un continuo suministro de lechada con las propiedades deseadas. Ver **Figura 3.3 c)**

El mezclador funciona para lograr una corriente de agua a través de un jet y cruzando una cámara de mezclado dentro de la línea de descarga, entonces la corriente de agua crea un vacío a través de la cámara de mezclado, arrastrando el cemento seco y combinándose dentro de la tolva. La línea de alimentación del agua se une a una de las bombas de la unidad cementadora y la segunda línea de descarga a la línea de la mezcla de cemento, y éstas a un depósito del que se succionará por la otra bomba, y posteriormente será enviada al pozo.

d) **Bombas del Equipo:** Las bombas empleadas en operaciones de cementación son las mismas que se utilizan en operaciones de perforación (cabe destacar que dichas bombas se ocupan hasta antes de la llegada del tapón, que es donde se cambia para desplazar con las bombas de la unidad de alta presión), debido a que en toda la cementación se emplean para desplazar la lechada al espacio anular, utilizando lodo de perforación como fluido desplazante, ver **Figura 3.3 d)**, entonces la velocidad de desplazamiento se determina dependiendo del diseño contemplado para cementar, y la potencia hidráulica suministrada por ésta dependerá del gasto y la presión requeridas para una buena limpieza del pozo.

III.4.2 Equipo Subsuperficial

Básicamente el equipo subsuperficial, ver **Figura 3.4** se encuentra configurado por los siguientes componentes:

- A] Zapatas de cementación.
- B] Coples de cementación.
- C] Raspadores o limpiadores de pared.
- D] Centradores.
- E] Tapones de desplazamiento.
- F] Unidades sellantes.



Figura 3.4 Equipo subsuperficial ⁴⁷

A] Zapatas de Cementación: se instalan en la parte inferior de la tubería de revestimiento, ver **Figura 3.4 A]** y su objetivo es guiar y proteger las tuberías de revestimiento durante su introducción al pozo. Permiten o evitan el paso del lodo a través de éstas y se clasifican: guía, flotadora, diferencial (control de flujo) y empacadora.

ZAPATA GUIA → Este accesorio es utilizado en la cementación de tuberías superficiales donde no es muy importante la flotación, sirviendo únicamente como guía para la introducción de la TR. Además permite el paso de los fluidos en ambos sentidos.

ZAPATA FLOTADORA → Este equipo va enroscado al primer tubo que se baja al revestimiento. Esta sirve para guiar a la tubería durante su descenso hasta la profundidad que se va a cementar. En su interior posee un mecanismo de obturación que impide que los fluidos de perforación puedan ingresar dentro de la zapata.

Cuando el peso de la TR es alto y las condiciones del equipo no son muy adecuadas se utilizan accesorios cuyo objetivo es el de incrementar la flotación de la TR, reduciendo así los esfuerzos en el gancho y el mástil. Este accesorio lleva una válvula integrada la cual permite el flujo en sentido directo pero no en inverso.

ZAPATA DIFERENCIAL → Se comporta como una zapata guía durante la corrida de la tubería y una vez que se ha llegado a la profundidad deseada, se acciona su mecanismo interno, éste mecanismo permite actuar como zapata flotadora, evitando el desarrollo de altas presiones instantáneas. Se emplea en la cementación de tuberías de explotación y de tuberías intermedias, principalmente en formaciones despresionadas, con alta permeabilidad o fracturadas.

ZAPATA EMPACADORA → Por su construcción puede servir como zapata guía o flotadora, además de que proporciona un sello entre el agujero y la tubería evitando así que la lechada o la presión de circulación se manifiesten por debajo de ella. Se utiliza en formaciones que presentan problemas de pérdida de circulación, o cuando se requiere cementar la tubería de modo que quede situada en la parte superior de la formación productora.

B] Coples de Cementación: existen del tipo convencionales y de cementación por etapas.

Los Coples convencionales ver **Figura 3.4 B]**, tienen por objetivo retener tapones de cemento y además existen el flotador, diferencial y de retención.

- Cople Flotador: este accesorio se instala generalmente en tres tramos de TR arriba de la zapata (guía o flotadora), el sistema de flotación es similar al de la zapata flotadora y se utiliza cuando no se tiene una zapata flotadora o cuando se requiere tener una mayor efectividad en la flotación, además sirve para alojar el tapón limpiador o espaciador.
- Cople Diferencial: Este accesorio se utiliza cuando no se utilizan zapatas, sin embargo se requiere del equipo de flotación para la alta presión diferencial causada por el cemento. Estos coples se instalan en lugar del cople flotador y se mete al pozo como cople de retención y cuando está en el fondo se activa mediante una canica de acero quedando como flotador, también sirve para alojar los tapones.
- Coples de Retención: Cuando no se utiliza el cople flotador o diferencial se instala este accesorio para retener el tapón limpiador y espaciador. Además es similar al cople flotador en su apariencia externa pero no tienen válvula y sirve únicamente para detener tapones.

Los coples para cementación por etapas constan de un mecanismo que permite comunicar el interior de la tubería de revestimiento con el espacio anular, por su diseño dejan pasar los tapones de desplazamiento utilizados en la colocación de la lechada en las etapas inferiores. Su diseño permite conectarse a gran profundidad, ya que su resistencia al colapso y a la tensión es semejante a las tuberías de revestimiento.

Esta herramienta se utiliza cuando se tienen secciones de tubería de gran longitud, yacimientos productores de manera múltiple o cuando el volumen de la lechada de cemento es bastante grande. La herramienta provee un medio de apertura y cierre de orificios para el desplazamiento y contención del cemento.

C] Raspadores o Limpiadores de Pared: se utilizan para desplazar el enjarre del lodo, procurando así una mayor adherencia del cemento. El enjarre puede eliminarse, circulando agua o con un bache lavador antes de poner el cemento, pero si el enjarre de lodo es compacto y grueso, es necesario recurrir a métodos mecánicos para desprenderlo, mediante raspadores. Los raspadores comúnmente usados ver **Figura 3.4 C]** consisten de un anillo metálico sobre el que se asegura un has de alambre que es el que efectúa la limpieza de las paredes del pozo.

Un primer raspador actúa con el movimiento vertical de la tubería desplazándose entre anillos tope o collarines de retención. Un segundo tipo se fija a la tubería, accionándose con un movimiento rotatorio de la misma. Estos son más efectivos cuando se usan mientras se está bombeando. Tanto los raspadores como los centradores ayudan a la distribución del cemento alrededor de la tubería de revestimiento.

D] Centradores: se utilizan para centrar la TR y mejorar con esto la cementación. Su función como su nombre lo indica es el de centrar la tubería, manteniendo un espacio anular lo más uniforme posible en todo el intervalo a cementar, esto para facilitar el desplazamiento del cemento por el espacio anular, se prevé la canalización del mismo y se iguala la presión hidrostática en el espacio anular, evitando que la tubería se pegue por presión diferencial.

Estos dispositivos ver **Figura 3.4 D]** están contruidos de varios flejes de acero curvados en forma de costillas, estos van unidos en sus extremos a dos arillos o bandas, los cuales rodean a la tubería de revestimiento, de manera general se clasifican en dos tipos: recto y espiral. La distribución de los centradores se determina en función del diámetro de la tubería.

Existen programas de cómputo para calcular el número de centradores. En general se utiliza un centrador por tramo en los primeros cinco tramos de TR y después un centrador cada tres tramos. En la zona productora se recomienda utilizar cuando menos un centrador por tramo en toda su longitud, sobresaliendo 30 metros arriba y abajo.

E] Tapones de Desplazamiento: se utilizan para prevenir la contaminación del lodo con la lechada de cemento, básicamente se utilizan dos tipos de tapones ver **Figura 3.4 E]**, uno efectúa la limpieza en el interior de la tubería, el segundo separa la lechada de cemento con el lodo de perforación, los tapones se colocan en la cabeza de cementación. Se trata de dos tapones: el limpiador y el espaciador.

El tapón limpiador es un tapón de hule que se mete antes de iniciar el bombeo del bache lavador, también se le conoce como tapón de diafragma porque se rompe fácilmente con una mínima presión diferencial.

El tapón desplazador se suelta después de bombear los baches y el cemento, este tapón es de hule, pero el centro es sólido y al llegar al cople flotador, de retención o diferencial se incrementa la presión indicando que ya termina el desplazamiento.

F] Unidades Sellantes: la tubería de revestimiento sufre una dilatación y posteriormente una contracción (una vez que el cemento ha fraguado y se restituyen las condiciones normales de temperatura dentro del pozo), debido a que el proceso de fraguado es un proceso exotérmico, y por lo tanto esto provoca que la adherencia falle entre el cemento y la tubería, propiciando la canalización de los fluidos administrados o inyectados.

Para evitar el paso de los fluidos a través del espacio anular así formado, se emplean dispositivos denominados sellantes, estas unidades sellantes no presentan ningún obstáculo a la cementación, ya que su espesor es igual a la de los Coples. Están diseñados con capas de hule, que sellan contra las paredes del cemento, evitando el paso de los fluidos. Se recomienda instalarlos 5 o 6 metros arriba de la zona productora.

III.5 Recomendaciones Generales.

Es de gran importancia conocer y llevar a cabo el método de la cementación primaria de la mejor manera con relación a las condiciones del pozo, ya que de no hacerlo así, el valor económico implica directamente en relación a consecuencias de posibles cementaciones secundarias. Además el contar con información geológica e interpretación correcta de correlaciones previamente hechas al perforar, es además importante.

Durante la perforación y terminación de pozos petroleros, resulta importante la etapa de cementación, y por consiguiente se deben de tomar en cuenta todos y cada uno de los procesos relacionados con esta operación y su representación en números, para su ejecución como un trabajo que debe de optimizar los gastos, al considerar esta operación como un proceso integral.

No es un trabajo que pueda monitorear una sola persona, es todo un trabajo de equipo que se debe de incluir, no es un trabajo que pueda iniciarse cuando la tubería ya está en el fondo lista para cementar, sino por el contrario esta operación debe de iniciarse durante la perforación tomando en cuenta todo lo que se pueda hacer para mejorar la cementación.

Se deberán de tomar en cuenta diversas acciones con el fin de obtener una cementación adecuada, ya que ningún aditivo, ninguna técnica conseguirá una cementación exitosa, se requiere desarrollar un completo análisis de ingeniería de todos los parámetros en el desarrollo de una cementación para garantizar que la operación sea satisfactoria.

III.6 Cálculos Generales de Cementación.⁸

Los cálculos principales requeridos para un trabajo de cementación son:

- La cantidad de lechada requerida para llenar el espacio anular fuera de la tubería de revestimiento, hasta la altura programada.
- La cantidad de lodo necesario para ser bombeado y desplazar el cemento.

En todos los cálculos de cemento es necesario conocer el rendimiento de cemento que está siendo utilizado, para poder confirmar que hay suficiente material en la locación (incluyendo material para contingencia). El rendimiento depende de la cantidad de aditivos en el cemento y la densidad final requerida de la lechada.

Los esquemas son indispensables para clarificar los volúmenes requeridos, ver **Figura 3.5** incluyendo detalles con respecto a las capacidades anulares (agujero descubierto y agujero descubierto con tubería de revestimiento), diferentes grados de tubería de revestimiento, longitud de las secciones, etc.

Ejemplo.

Un "liner" de 7" debe ser asentado según el esquema a continuación.

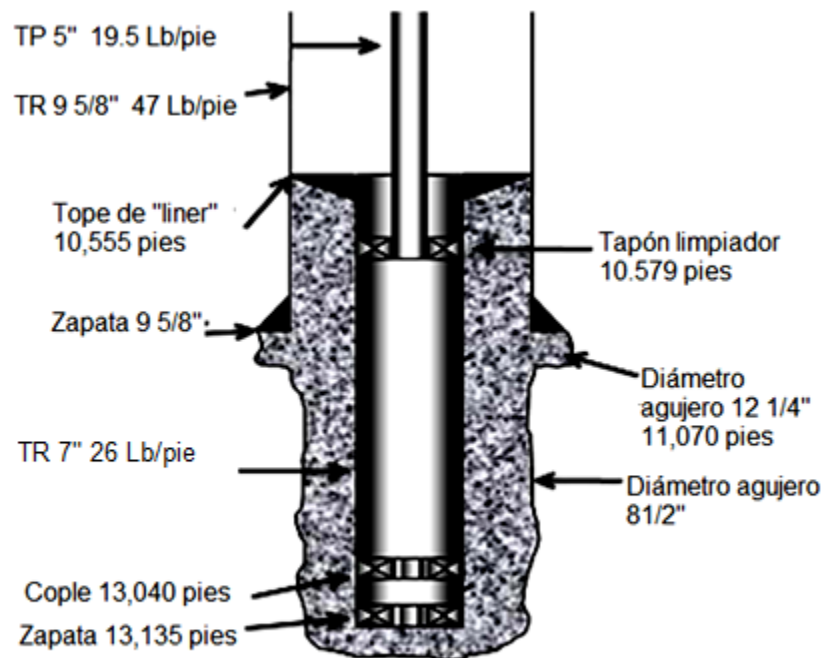


Figura 3.5 Estado mecánico de la cementación de liner 7"

Calcular lo siguiente:

- El volumen requerido de agua por saco para una lechada con densidad de 16 ppg = 1.9191 gr/cc.
- El rendimiento de la lechada en pies³/saco.
- El volumen requerido de la lechada.
- El peso de la mezcla requerido.
- El desplazamiento del lodo para asegurar el tapón de limpieza.
- El desplazamiento del lodo para bombear el tapón.

Asumir lo siguiente:

- 30% de exceso de volumen de agujero descubierto.
- Temperatura estática de fondo 270°F.
- Formulación de la lechada.
- Cemento clase G + 35% BWOC Polvo de Sílice.
- D603 (0.4 galones por saco).
- D109 (0.09 galones por saco)
- Agua fresca.

Nota:

- BWOC = Por peso de cemento.
- D603 aditivos (un aditivo líquido de alta temperatura).
- D109 (retardador de líquido de alta temperatura).
- Agua fresca es utilizada como agua de mezcla, ya que el agua de mar acelera el tiempo de fraguado.

Cálculos:

La cantidad de agua requerida por saco requiere resultar una densidad de lechada de 16 ppg.

Usando la ecuación de densidad $\rho = \frac{\text{masa}}{\text{volumen}}$ es posible calcular la cantidad de agua requerida.

Primero es necesario calcular el peso combinado y el volumen de los componentes de la lechada por saco de cemento.

La mejor forma de realizarlo es en forma tabulada, como es mostrada a continuación.

Material	Peso (lbs)	Volumen Absoluto (gal/lb)	Volumen (gal)
Cemento	94	0.0382	
Polvo de Sílice		0.0456	
D603		0.110	0.40
D109		0.096	0.09
Agua		0.12	X
TOTAL			

Para tablas de cálculo de cementación realizar la lectura del volumen absoluto para todos los componentes de la lechada.

- Un saco de cemento pesa 94 lbs;
- 35% BWOC polvo de sílice pesa $0.35 \times 94 \text{ lb} = 32.9 \text{ lb}$.

Obtendremos el peso del agua y de los aditivos (D603 y D109), dividiendo el volumen entre el volumen absoluto.

$$\text{Agua} = \frac{X}{0.12} \text{ lb}$$

$$\text{D109} = \frac{0.09}{0.096} = 0.9 \text{ lb}$$

$$\text{D603} = \frac{0.40}{0.110} = 3.6 \text{ lb}$$

Donde x es el volumen de agua requerido.

Obtenemos el volumen del cemento y del polvo de sílice multiplicando el peso por el volumen absoluto.

$$\text{Cemento} = 94 \times 0.0382 = 3.59 \text{ gal}$$

$$\text{Polvo de Sílice} = 32.9 \times 0.0456 = 1.50 \text{ gal}$$

La tabla queda de la siguiente manera:

Material	Peso (lbs)	Volumen Absoluto (gal/lb)	Volumen (gal)
Cemento	94	0.0382	3.59
Polvo de Sílice	32.9	0.0456	1.5
D603	3.6	0.110	0.40
D109	0.9	0.096	0.09
Agua	X/0.12	0.12	X
TOTAL	131.4+(X/0.12)		5.58+X

De modo que para una densidad de 16 ppg, la ecuación puede ser representada por:

$$16 = \frac{131.4 + x/0.12}{5.58 + x}$$

Reacomodando nos da:

$$16 \times (5.58 + x) = 131.4 + 8.33x \quad \rightarrow \quad x = 5.49 \text{ gal/saco}$$

El rendimiento en pies cúbicos/saco:

El rendimiento, es el volumen de lechada obtenida de la mezcla de un saco de cemento con los aditivos específicos y agua de mezcla, expresada en pies cúbicos por saco de cemento.

Este volumen total de la tabla convirtiendo de galones a pies cúbicos.

$$\text{Rendimiento} = (5.58 + 5.49) \times 0.1337 \text{ pies}^3/\text{galón}$$

$$\text{Rendimiento} = 1.48 \text{ pies}^3/\text{saco}$$

El volumen requerido de la lechada es la suma de los siguientes:

- Volumen del cople a la zapata.
- “Liner” 7” al agujero descubierto de 8 1/2”.
- “Liner” 7” al agujero descubierto de 12 1/4”.
- Exceso del agujero descubierto.
- “Liner” 7” a la tubería de revestimiento 9 5/8”.

Nota: Se requiere obtener las tablas del fabricante con las capacidades de las tuberías o en su caso los diámetros internos para calcular las capacidades y las fórmulas siguientes:

$$\text{Capacidad (bls/pie)} = (D^2 - d^2) \times 0.0009714$$

$$\text{Capacidad (pie}^3\text{/pie)} = (D^2 - d^2) \times 0.005454$$

Donde:

D - es el diámetro del agujero o diámetro interno de la tubería de revestimiento más grande en pulgadas.

d – es el diámetro exterior de la tubería de revestimiento o del “liner” que se esté cementando en pulgadas.

Volumen del cople a la zapata.

Primero, como se mencionó es necesario obtener el diámetro interno de las tuberías en las tablas del fabricante, ver **Figura 3.6** , para este caso se busca una tubería de revestimiento de 7” y 26 lb/pie (en éste caso utilizaremos el prontuario de la compañía Tenaris Tamsa a modo de ejemplo).

D.E.	PESO	DIMENSIONES					PROPIEDADES MECANICAS	
		ESP.	D.I.	DRIFT	DRIFT ALT.	AREA TRANS.		
pulg	lb/pie	pulg	pulg	pulg	pulg	pulg ²		
7	26.00	0.362	6.276	6.151		7.549	Colapso	psi
							Tensión	lbx1000
							P. Interna	psi
							P. Prueba	psi
	29.00	0.408	6.184	6.059		8.449	Colapso	psi

Figura 3.6 Datos y especificaciones del fabricante ⁵⁰

Obteniendo el diámetro interno que es de 6.276 pulgadas, aplicamos la fórmula para calcular la capacidad.

$$\text{Capacidad} = 6.276^2 \times 0.0009714 = \mathbf{0.371 \text{ bls/pie}}$$

$$\text{Volumen cople a la zapata} = (13,135 \text{ pies} - 13,040 \text{ pies}) \times 0.371 \frac{\text{bls}}{\text{pie}} = \mathbf{3.52 \text{ bls}}$$

“Liner” 7” al agujero descubierto de 8 1/2”.

$$\text{Capacidad} = (8.5^2 - 7^2) \times 0.0009714 = \mathbf{0.0226 \text{ bls/pie}}$$

$$\begin{aligned} \text{“Liner” 7” al agujero descubierto de } 8 \frac{1}{2} \text{”} \\ = (13,135 \text{ pies} - 11,070 \text{ pies}) \times 0.0226 \text{ bls/pie} = \mathbf{46.67 \text{ bls}} \end{aligned}$$

“Liner” 7” al agujero descubierto de 12 1/4”.

$$\text{Capacidad} = (12.25^2 - 7^2) \times 0.0009714 = \mathbf{0.0982 \text{ bls/pie}}$$

$$\begin{aligned} \text{“Liner” 7” al agujero descubierto de } 12 \frac{1}{4} \text{”} \\ = (11,070 \text{ pies} - 11,050 \text{ pies}) \times 0.0982 \text{ bls/pie} = \mathbf{1.96 \text{ bls}} \end{aligned}$$

Exceso del agujero descubierto.

$$\text{Exceso} = (46.67 + 1.96) \times 0.3 = \mathbf{14.59 \text{ bls}}$$

“Liner” 7” a la tubería de revestimiento 9 5/8 (Diámetro interno= 8.681)”.

$$\text{Capacidad} = (8.681^2 - 7^2) \times 0.0009714 = \mathbf{0.0256 \text{ bls/pie}}$$

$$\begin{aligned} \text{“Liner” 7” al agujero descubierto de } 12 \frac{1}{4} \text{”} \\ = (11,050 \text{ pies} - 10,555 \text{ pies}) \times 0.0256 \text{ bls/pie} = \mathbf{12.67 \text{ bls}} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Volumen Total} &= (3.52 + 46.67 + 1.96 + 14.59 + 12.67) \text{ bls} \\ &= \mathbf{79.41 \text{ bls o } 445.9 \text{ pies}^3} \end{aligned}$$

El peso de mezcla requerido:

Es calculado tomando en cuenta el número total de sacos de cemento requerido (volumen total de la lechada dividido entre el rendimiento) convirtiéndolo a toneladas y luego adicionamos un 35% de polvo de sílice.

$$\mathbf{Sacos\ de\ cemento\ requeridos} = \frac{445.9\ pies^3}{1.48\ pies^3/saco} = \mathbf{301.3\ sacos}$$

$$\mathbf{Peso\ del\ cemento} = \frac{301.3\ sacos \times 94\ lb/saco}{2205\ lb/tonelada} = \mathbf{12.84\ toneladas}$$

$$\mathbf{Peso\ de\ la\ mezcla} = 12.84\ toneladas \times 1.35 = \mathbf{17.33\ toneladas}$$

Conociendo el número total de sacos de cemento requeridos, es ahora posible calcular las cantidades totales del aditivo requeridas y la cantidad de tanques de mezcla de fluido requeridas.

El desplazamiento del lodo para asegurar el tapón limpiador, es el volumen de lodo utilizado para desplazar el cemento hasta un punto determinado (hasta el cople de retención o flotador). En una tubería corta el Vd será igual al volumen de la TR y de la TP. Para dicho ejemplo una capacidad de 0.0179 bls/pies es asumida.

$$\mathbf{Volumen\ de\ desplazamiento} = 10,579\ pies \times \frac{0.0179\ bls}{pie} = \mathbf{189.4\ bls}$$

El desplazamiento del lodo para bombear el tapón.

Es la capacidad del "Liner" desde el tapón limpiador hasta el cople flotador.

$$\mathbf{Volumen\ para\ golpear\ el\ tapón} = (13,040\ pies - 10,579\ pies) \times 0.0371 \frac{bls}{pie}$$

$$= \mathbf{91.3\ bls}$$

III.7 Operación de la cementación de un pozo convencional.⁵³

Mezcla de la lechada.

1. Controlar la densidad de la lechada con una balanza presurizada.
2. Vigilar la densidad con un dispositivo radioactivo y un registrador. Coloque dichos instrumentos después de la descarga de la bomba.
3. Utilizar la balanza de lodos solamente como guía, no controlar la densidad con este instrumento.
4. Antes del mezclado revisar la calibración de todos los medidores de densidad por lo menos con agua, asegurando una adecuada calibración. Además, antes iniciar la operación calibrar todos los medidores, manómetros, etc.
5. Utilizar la información obtenida de los cálculos de la operación para controlar la cédula de bombeo, de tal manera que se mantenga el régimen turbulento mínimo durante la caída libre (cuando el pozo está vacío) o cualquier otro régimen de flujo deseado.
6. Mantener un registro de las operaciones que incluya tiempo, mediciones de densidad, gasto de desplazamiento, gasto de retorno del fluido de perforación, presión en la cabeza, progreso de la operación, volumen del fluido bombeado, etc. , registrar el gasto de la bomba (emboladas por minuto) y las emboladas totales. Solicitar una grabación de la operación a la compañía de servicio.
7. Utilizar tapones lavadores superiores, así como inferiores e inspeccionar los tapones antes de cargarlos. Voltar los tapones y revisar la membrana interior antes de colocarlos, asegurándose de que no tengan un hule extra, basura etc. checar el orden de los tapones, los tapones inferiores son normalmente rojos o amarillos y huecos, son los que se introducen primero (no perforar el diafragma interior antes de la operación).
8. Utilizar una cabeza de cementación de dos tapones. Usualmente se requiere instalar elevadores más largos antes de correr la TR. Inspeccionar siempre la cabeza de cementación y su operación adecuada.
9. Desplazar el tapón superior de la cabeza de cementación sin interrumpir las operaciones. No abrir la cabeza de cementación para soltar el tapón superior ya que esto permitiría la entrada de aire.

-
10. Bombear el bache lavador o espaciador adelante del tapón inferior. Si es posible utilizar dos tapones interiores uno adelante de los baches y otro adelante del cemento.
 11. Usar un volumen de bache lavador y espaciador de 500 a 800 pies en el espacio anular. Asegurarse de realizar pruebas de compatibilidad entre los baches y el cemento.
 12. Mezclar en baches la lechada de cemento, si es posible en tanques de 40 a 250 barriles con sus respectivos mezcladores. Medir el agua de mezclado en baches o a través de tanques de desplazamiento de 10 barriles. A su vez, usar instrumentos de mezclado continuo, asegurando la homogenización de mezcla. Es extremadamente importante este paso para asegurar un buen control de las propiedades de la lechada.
 13. No usar mezcladores tipo Jet convencionales para la lechada de cemento.
 14. Obtener una muestra de 8 galones de agua de mezcla, para una posible prueba futura en caso de fallar el cemento. Verificar la calidad del agua de mezcla en el equipo para asegurar que se use el agua apropiada.
 15. Si los aditivos líquidos son mezclados en el agua, muestrear el agua antes y después de mezclarse.
 16. Utilizar aditivos líquidos solo cuando se hayan pree mezclado otros aditivos en el agua. Los aditivos secos o en polvo no se mezclan cuando están húmedos. Verificar la calibración del dispositivo de medición antes de ser medidos.
 17. Colocar los tanques sobre el mezclador de cemento para permitir la alimentación de material a granel al mezclador, manteniendo el gasto suficiente al que fue diseñado en el espacio anular.
 18. Si es mezclada al aire libre detener el mezclador a la primera señal de aire proveniente de la unidad cementadora. No tratar de extraer los últimos sacos de la unidad, esto ocasionaría una reducción de la densidad o resultaría en una lechada pobre en la junta de la zapata inferior de la TR.
 19. Al término de la operación realizar un balance de materiales sobre el agua y el cemento usados para confirmar que el cemento se haya mezclado como se diseñó. Verificar los tanques de cemento por si quedó algo de cemento no utilizado, éste puede ser de un 10% a un 12% del cemento total.
-

Corrida de la TR.

1. Controlar la velocidad de introducción de la TR para prevenir fracturamientos y pérdidas de circulación.
2. Controlar el apriete de las roscas.
3. Observar y registrar el estado de las roscas.
4. Utilizar centradores de TR 200 pies arriba y abajo del intervalo productor u otros sitios tales como desviaciones severas. Emplear un modelo por computadora o un método API para calcular la colocación de centradores.
5. Si la TR va a ser rotada y reciprocada colocar raspadores 200 pies arriba y abajo del intervalo productor y zonas de agua.
6. Utilizar una doble protección de flotación, se recomienda una zapata flotadora y un cople flotador.
7. Colocar el cople flotador dos o tres juntas arriba de la zapata flotadora, si es necesario coloque el cople de retención 200 pies arriba de la zapata en pozos profundos.
8. Coloque empacadores externos para el aislamiento de zonas.
9. Para mejorar el movimiento de la tubería durante la cementación y acondicionamiento del lodo colocar un empacador por junta en secciones severamente desviadas o “patas de perro” arriba del centrador superior.

Desplazamiento.

1. El movimiento de la tubería es recomendable para mejorar el desplazamiento del lodo.
2. Una vez que la TR esté en el fondo, comenzará la reciprocación y el acondicionamiento del lodo, éste continuará hasta que el tapón superior sea bombeado o la TR tienda a pegarse, en ocasiones es aconsejable romper la circulación antes de alcanzar el fondo con la TR, antes de que se rompa, se debe de empezar a mover la TR hacia arriba y luego iniciar la circulación lentamente.
3. Es necesario calcular la velocidad máxima de reciprocamiento para prevenir fracturamiento o suaveo.
4. Acondicionar el lodo de perforación a una viscosidad plástica y punto de cedencia tan bajo como el sistema lo permita sin asentamiento de sólidos, en pozos altamente desviados esto no es posible ya que se requieren puntos de cedencia altos.

-
5. Para el acondicionamiento se requiere un gasto igual al utilizado en la cementación, éste debe ser alto, debido a que durante los periodos estáticos el fluido de perforación es gelatinizado (ocasionado por la temperatura y pérdida de fluido).
 6. Continuar acondicionando el lodo de perforación y el agujero hasta que algún calibrador de fluido de perforación indique que al menos el 95% del agujero esté siendo circulado. Esto puede requerir hasta 24 horas para preparar el agujero para la cementación, el cemento sigue generalmente el patrón del fluido de perforación.
 7. Con un medidor de flujo medir la descarga del fluido al pozo, es recomendable un medidor magnético de 4" para todos los fluidos excepto para los lodos base aceite.
 8. Debido al fenómeno de caída libre del cemento en la TR el gasto de descarga puede exceder el gasto de desplazamiento, sin embargo durante la operación el gasto de descarga puede ser significativamente menor que el de desplazamiento a medida que la velocidad de caída libre disminuye, este gasto bajo no es necesariamente un indicativo de pérdida de circulación.
 9. Observar la descarga del lodo para determinar el tope de retorno o el cemento a la superficie, los signos observados son; cambio de ph, incremento de la viscosidad Marsh y la densidad de la balanza presurizada. Un densímetro instalado en la línea de descarga determina si el fluido está regresando y si las densidades son diferentes.
 10. Después de asentar el tapón flotador, dejar la TR abierta durante el tiempo de fraguado del cemento, puede ocurrir una pequeña cantidad de flujo debido a la expansión y al calentamiento resultantes de la temperatura del pozo y las reacciones del cemento.
 11. Inmediatamente después de que el tapón superior se asiente, probar la TR a presión en busca de fugas.
 12. Calcular el balance de materiales entre el agua de mezcla y los materiales para comprobar el volumen total de la lechada bombeada.
 13. Preparar un resumen de la operación, esta debe incluir; volúmenes, densidades, gasto de la bomba, presión de la cabeza, localización de todos los accesorios de la TR, movimientos de la tubería (tipo, velocidad y tiempo total).
-

CAPÍTULO IV

CEMENTACIÓN DE POZOS HORIZONTALES.

Una de las finalidades de cementar pozos horizontales es la de evitar la inestabilidad mecánica y fisicoquímica de los fluidos de la formación, además de aislar zonas para que no haya comunicación de fluidos.^{20,27}

En pozos horizontales, uno de los problemas que afectan la cementación es el depósito de los recortes del lodo de perforación en la parte baja del pozo, en la parte horizontal. Esto se puede evitar haciendo un buen diseño del lodo. El depósito de sólidos evita el desplazamiento y frustra el propósito de la cementación: rodear completa y homogéneamente la tubería de revestimiento con una envoltura de cemento y afianzarla a la formación. Otro aspecto muy importante es centrar la tubería de revestimiento para mejorar el desplazamiento del lodo.

Para lograr una buena cementación es muy importante colocar uniformemente la lechada de cemento en el espacio anular, y que en el diseño de la lechada de cemento no hay agua libre y no se asienten partículas.

IV.1 Pozos Horizontales.^{20, 27, 29}

En el desarrollo más reciente en la perforación de pozos, se cuenta con la tecnología de la perforación horizontal. Cuando se desean incrementar los volúmenes drenados o reducir las inversiones con la perforación de pozos adicionales, pueden utilizarse pozos horizontales como una buena alternativa de explotación óptima de los yacimientos. Esto se sustenta en que la productividad de los pozos horizontales llega a ser mayor que la de uno vertical, ya que comunican una mayor área de la formación productora, atraviesan fracturas naturales, reducen las caídas de presión y retrasan los avances de los contactos agua-aceite o gas-aceite.

El avance de la perforación horizontal ha derivado en pozos multilaterales. En el desarrollo de pozos horizontales es necesario seleccionar el radio de curvatura más adecuado para alcanzar la profundidad dentro del yacimiento.

Por lo tanto el radio de curvatura es función de la longitud a penetrar dentro de la zona productora. Los depósitos de sólidos asentados, perforados o por fluidos

de perforación densos pueden causar baja o alta comunicación con los canales en los pozos. Estos canales son las mayores causas de fracaso durante operaciones de cementación en pozos desviados. Un canal llenado con sólidos podría evitar formar un sello en el espacio anular a lo largo de la vida de un pozo.

Estos sólidos pueden además provocar problemas asociados con la comunicación y el confinamiento en operaciones de estimulación. Sin embargo, los operadores pueden cementar exitosamente pozos horizontales o pozos con un alto grado de inclinación por la ayuda de los siguientes procedimientos que ayudan a prevenir problemas de canalización. Existen varios métodos que están disponibles para prevenir estas canalizaciones, con lo que se requiere el manejo correcto de las propiedades del fluido de perforación, el diseño de la lechada, los tapones limpiadores y espaciadores y los índices de flujo.

Los pre trabajos de simulación resultan de gran ayuda para prevenir el flujo de fluido esperado durante las operaciones.

Las siguientes acciones se recomiendan para garantizar una operación satisfactoria:

- Movimiento de la tubería de revestimiento.
- Mantenimiento de una relación de espacio apropiada entre la tubería de revestimiento y el agujero.
- El uso de varios accesorios para la limpieza del agujero.
- Estabilización correcta del revestidor.
- Centralización del revestidor.
- Cementación en múltiples etapas.

Los pozos horizontales pueden ser terminados sin ser cementados. La sección horizontal generalmente se termina con tubería de revestimiento corta, ya sea ranurada, perforada o con cedazos.

En la cementación de pozos horizontales las propiedades más importantes son:

- a. La estabilidad de la lechada. (sin asentamiento de sólidos).
- b. Evitar la liberación de agua libre.
- c. Poner atención en un adecuado centrado de la tubería de revestimiento.

IV.2 Clasificación de pozos horizontales.^{20,27,8}

Los pozos horizontales son aquellos en los que una parte del pozo está desviada 90° con respecto a la vertical. La técnica de perforación horizontal puede ser subdividida en cuatro grupos, dependiendo del ángulo con el que se ha construido el pozo, que pueden ser: de radio largo, medio, corto y ultracorto. Las principales características de este tipo de pozos se muestran en la *Figura 4.1*.

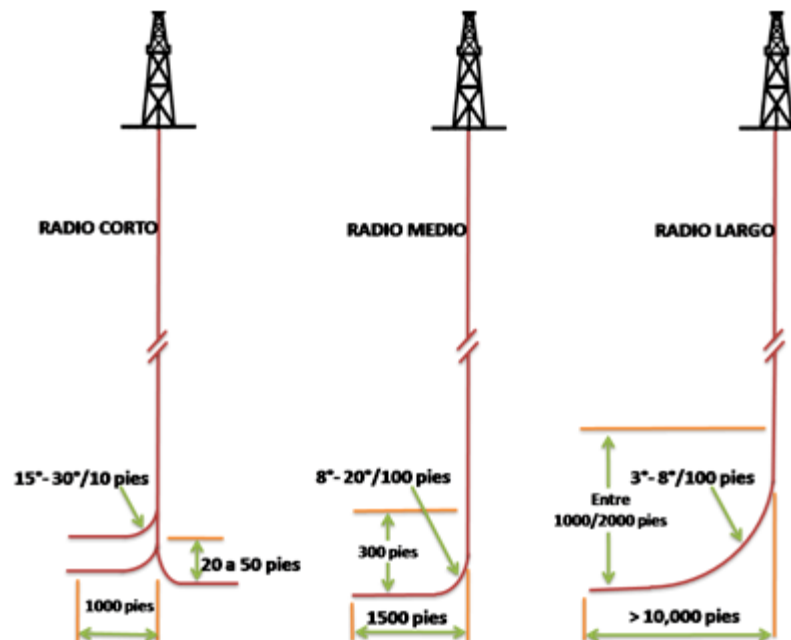


Figura 4.1 Tipos de pozos horizontales.⁸

IV.2.1 Radio largo

En un sistema de radio largo se usa la tecnología de perforación direccional. Aquí los incrementos de ángulo van desde 3° a 8° por cada 30 m (100 pies) y dependiendo del alcance, requieren de este incremento para ser desarrollados en dos o tres secciones.

El drenaje de pozos horizontales de radio largo puede ser relativamente grande, con una máxima longitud de 1,220 m (4,000 pies). La perforación de pozos altamente desviados puede ser o no de "alcance extendido". Ver *Figura 4.2*. Estos pozos se construyen con una desviación de 40° a 50°,

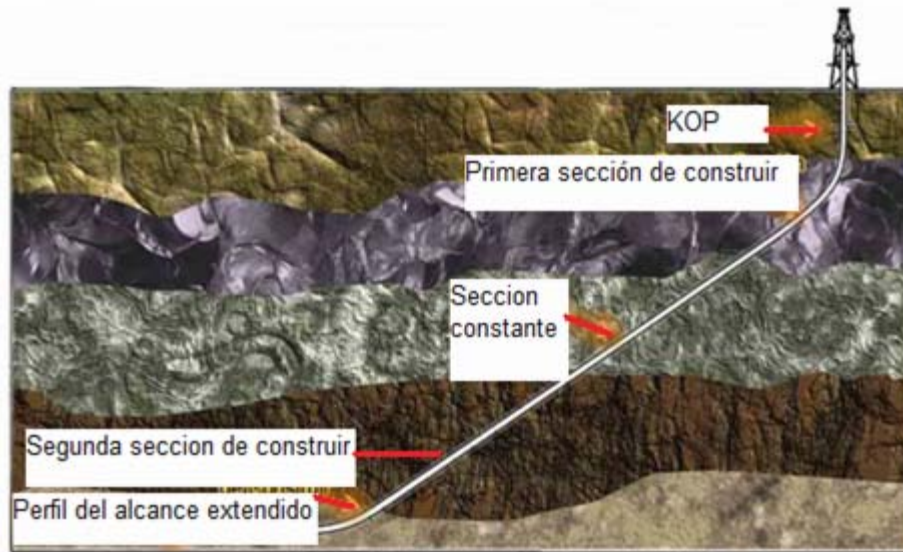


Figura 4.2 Pozo de alcance extendido ⁸

IV.2.2 Radio medio

Para la perforación de un pozo de radio medio se emplea el equipo convencional de perforación modificado y se va desviando a un ritmo de 8° a 20° por cada 30 m (100 pies), aunque ritmos de incremento del orden de 50° por cada 100 pies son teóricamente posibles. El largo de la sección horizontal puede ser de 915 m (3,000 pies) o más. El diámetro es de igual que en los pozos de radio largo.

IV.2.3 Radio corto

El método de perforación lateral de radio corto tiene un ritmo de incremento del ángulo de entre 1.5° a 3° por pie. Permite desviar el pozo desde la vertical hasta la horizontal en menos de 30 m. Las penetraciones laterales son arriba de 274 m. Se utiliza un equipo muy especializado combinado con herramientas rotatorias con coples y juntas especiales para lograr articular la tubería. Frecuentemente son perforados múltiples drenes desde la misma vertical del pozo con esta técnica.

IV.2.4 Radio ultracorto

El método de radio ultracorto utiliza la acción de inyección a chorro a través de una tobera de alta presión montada al final de la tubería flexible orientada. El ritmo de incremento del ángulo es de 90° /pie; sin embargo, la longitud de cada uno de los agujeros está limitada a un rango de 30 m a 60 m y a un diámetro de 2".

IV.3 Aplicaciones de Pozos Horizontales.^{27,29}

Las aplicaciones de la perforación de pozos horizontales son numerosas. Se relacionan con la localización, características del yacimiento, la naturaleza y propiedades de los fluidos de la formación o aún para todo el campo en el plan de desarrollo. En general, los pozos de radio largo son usados en pozos direccionales de alcance extendido en localizaciones inaccesibles, extensión en la perforación de acuerdo a normas gubernamentales y operaciones internacionales.

Los pozos de radio medio son usados en el desarrollo de yacimientos fracturados, yacimientos marinos; problemas de conificación de agua y gas; reentradas y yacimientos estrechos cuya profundidad y espesor requieren la exactitud de la localización del pozo. El tamaño del agujero se encuentra limitado en pozos de radio corto. El objetivo común es proporcionar una producción relativamente mejorada a lo que se obtiene con un pozo poco desviado.

Los pozos horizontales producen en promedio aproximadamente cuatro veces más que un pozo vertical. Primeramente por la gran productividad con respecto al área superficial expuesta de la formación en el agujero, de esta manera, no sólo la productividad, sino la producción total es incrementada. Como se muestra en la **Figura 4.3**, los pozos verticales tienen una geometría de flujo radial y una caída de presión concentrada que cuando los pozos horizontales cuentan con un flujo paralelo y una caída de presión uniforme.

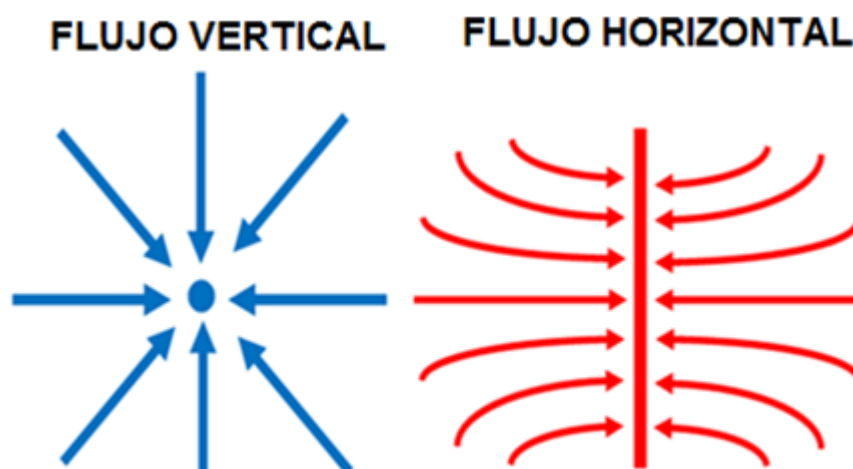


Figura 4.3 Comparación de geometrías de flujo para²⁷ pozos verticales y pozos horizontales

Por otra parte existen muchas aplicaciones mostradas en la **Figura 4.4**, donde los pozos horizontales registran una producción más económicamente rentable que un pozo vertical.

Algunas de estas aplicaciones son las siguientes:

- ▶ Conificación de Agua y Gas.
- ▶ Yacimientos Estrechos y Aceite Pesado.
- ▶ Yacimientos Fracturados.
- ▶ Yacimientos con frontera de agua o gas.
- ▶ Yacimientos Inaccesibles.
- ▶ Recuperación mejorada.
- ▶ Otras.

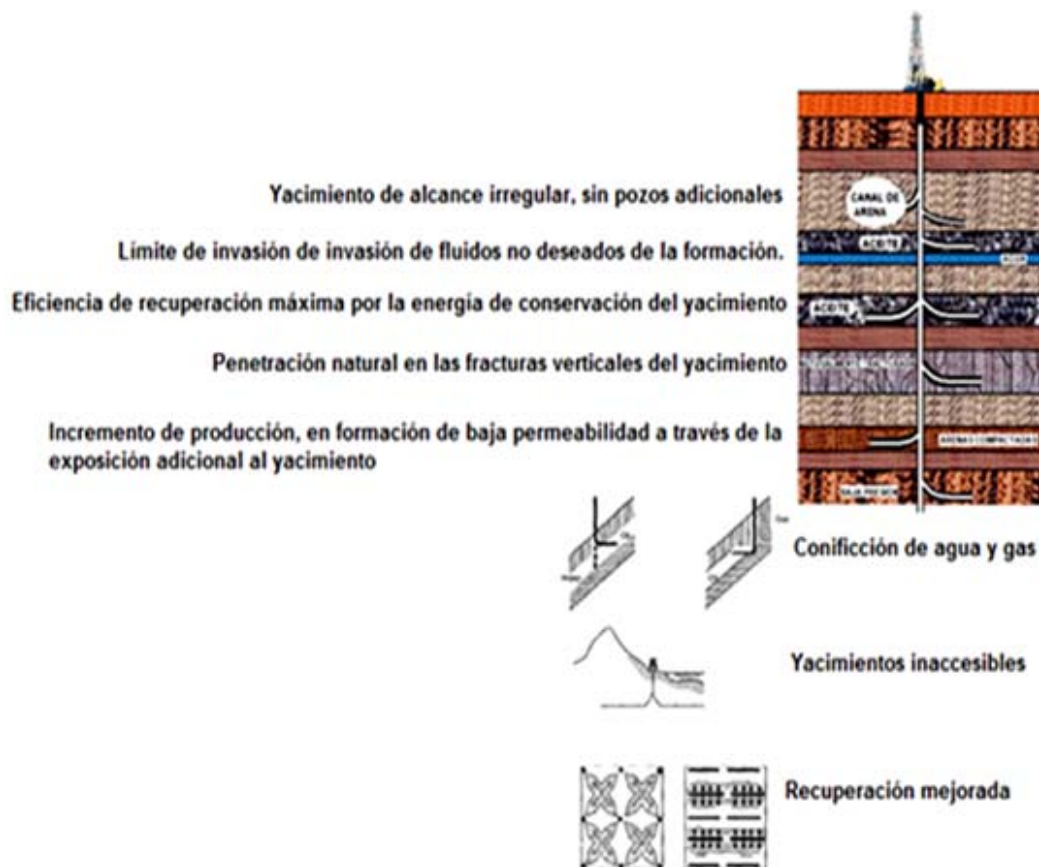


Figura 4.4 Aplicaciones de pozos horizontales²⁷

IV.3.1 Conificación de Agua y Gas.

Si un contacto agua-petróleo-gas es uniforme, esta asciende hacia una zona abierta de un pozo durante la producción normal por empuje de agua, puede existir producción de agua indeseada. Esto ocurre en aquellos lugares donde existe una permeabilidad muy baja.

La conificación de gas o agua en los pozos productores de petróleo es perjudicial, ya que disminuye la producción de petróleo y aumentan la relación gas-petróleo o la producción de agua. Cualquiera de los dos puede ocurrir debido a las altas de producción. La rapidez con la que puede desplazarse un fluido es inversamente proporcional a su viscosidad, y por tanto el gas tiene una mayor tendencia a conificarse que el agua.

Por esta razón, el tamaño del cono dependerá entre otros factores de la viscosidad del aceite en relación a la del agua. La zona de longitud de drenaje más larga incrementa la zona productora, y por consiguiente permite una producción más alta a un gradiente de presión más bajo. Además como se muestra en **Figura 4.5**, el agua (o gas) “Casquete” o “Cilindro” de un pozo horizontal como lo opuesto a la “Conificación” de un pozo vertical garantiza el incremento total de la recuperación anteriormente alcanzada.

En los pozos horizontales, cualquier solución que aplique en las cercanías del agujero se debe extender bastante en todas direcciones con respecto al intervalo productor de agua para impedir que el flujo de agua horizontal supere los límites del tratamiento y retardar la consiguiente invasión de agua.

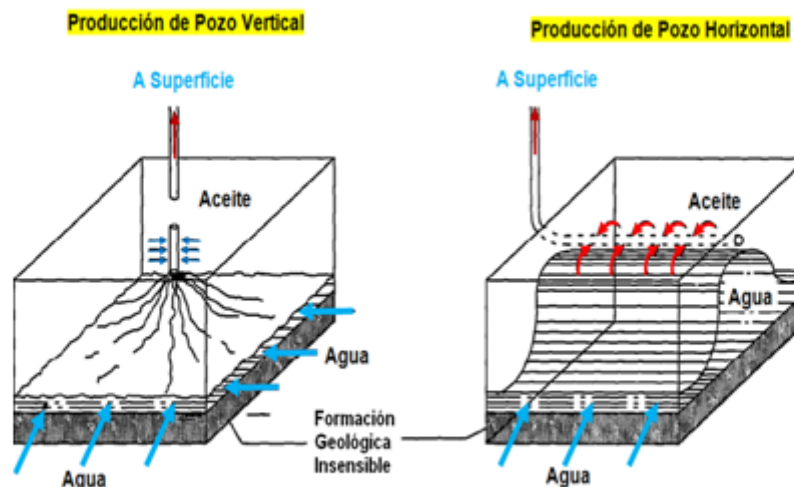


Figura 4.5 Comparación de conificación de agua en un pozo vertical y uno horizontal

IV.3.2 Yacimientos de Baja Permeabilidad.

En yacimientos de baja permeabilidad, los efectos combinados de las fracturas naturales e hidráulicas son en gran medida responsables del desmejoramiento de la productividad de los pozos horizontales cuando se compara con la producción de pozos verticales. Las características de ambos tipos de fracturas dictaminan el azimut preferencial en el que deberían perforarse los pozos altamente desviados y horizontales.

Teóricamente en un pozo horizontal perforado en sentido paralelo a la dirección de esfuerzo horizontal máximo, las operaciones de estimulación hidráulica producen una sola fractura longitudinal a lo largo del pozo horizontal. Este escenario simplifica el flujo de fluido fuera del pozo durante el tratamiento de estimulación y dentro del pozo durante la producción.

Dependiendo de las características y orientaciones de los sistemas de fracturas naturales, una estrategia de fracturamiento hidráulico transversal puede traducirse efectivamente en un incremento de la productividad, en particular cuando se estimulan zonas múltiples.

Los pozos horizontales han probado ser una buena alternativa para mejorar la producción de campo y la recuperación de petróleo en yacimientos maduros, caracterizados por una baja permeabilidad de roca y un pobre mantenimiento de presión.

IV.3.3 Yacimientos Fracturados.

Otra mayor aplicación es la de la producción de zonas productoras que tienen escasamente fracturas verticales distribuidas. Aquí un pozo vertical tiene menos cambios de intersección en un sistema de fractura comparado con un pozo horizontal, e incrementos de producción muy significativos. Hay casos en los cuales se estima una producción de hasta cinco veces más alta que la de producción de pozos verticales.

Un pozo horizontal representa casos de conductividad infinita, donde la altura de la fractura puede ser igual al diámetro del pozo, la caída de presión es despreciable, debido al régimen de entrada lineal hacia el pozo de modo que por unidad de longitud en un pozo horizontal la caída de presión es mucho menor que la de uno vertical. Sin embargo el daño a la formación durante la perforación es un problema, especialmente en yacimientos de baja permeabilidad; los sólidos pueden obturar el cuello de los poros, creando un mayor efecto de daño.

IV.3.4 Yacimientos Inaccesibles.

Los pozos horizontales pueden ser usados para el desarrollo de yacimientos de aceite y gas inaccesible, como debajo de ciudades, agua y terrenos enriscados. Por ejemplo en varias ocasiones se han descubierto campos debajo de zonas urbanas, y la única manera de desarrollarlos de manera económica ha sido el desarrollo de pozos tanto direccionales como horizontales. Frecuentemente las obstrucciones naturales como montañas u otros accidentes topográficos impiden la construcción de una localización superficial y el desarrollo de pozos casi verticales o desviados.

IV.3.4 Yacimientos inaccesibles.

Los pozos horizontales pueden ser usados para el desarrollo de yacimientos de aceite y gas inaccesible, como debajo de ciudades, agua y terrenos enriscados. Por ejemplo en varias ocasiones se han descubierto campos debajo de zonas urbanas, y la única manera de desarrollarlos de manera económica ha sido por medio de pozos tanto direccionales como horizontales. Frecuentemente las obstrucciones naturales como montañas u otros accidentes topográficos impiden la construcción de una localización superficial y el desarrollo de pozos casi verticales o desviados.

IV.3.4 Recuperación mejorada de aceite.

Los pozos horizontales pueden mejorar la inyectabilidad en la eficiencia de barrido areal de campos inicialmente produciendo por pozos verticales. El equipo horizontal puede ser más eficiente que el convencional. La combinación de de pozos horizontales y verticales puede ser usada adicionalmente a la producción recuperada y ultima recuperación. Las técnicas de recuperación mejorada pueden aumentar significativamente la recuperación final. En algunos casos este método puede ser utilizado cuando la recuperación primaria no es factible. Sin embargo la recuperación mejorada involucra inversiones y gastos operativos muy superiores a los requeridos por la producción primaria o la inyección de agua.

El proceso de inyección de vapor es una de las técnicas dominantes en la recuperación mejorada de la extracción de petróleo. Tal y como por ejemplo el método de THAI o "Toe-to-heel air injection" el cual es un proceso integrado de pozos horizontales que permite la propagación de un frente de combustión estable a través de la capa de petróleo, debido a la operación altamente estable del proceso en un modo de oxidación de alta temperatura, alta eficiencia de

barrido y alta recuperación de petróleo, además del mejoramiento sustancial in-situ del petróleo producido.

IV.3.5 Otras aplicaciones.⁸

Otras posibles aplicaciones en trabajos de cementación horizontal incluyen por ejemplo:

- ❖ Reducción del número de plataformas costa fuera y de pozos necesarios para el desarrollo del campo.
- ❖ Reducción del espaciamiento de pozos perforados para aumentar el índice de productividad de una plataforma existente para proveer una mejor cobertura del yacimiento.
- ❖ La evaluación de pozos, después del descubrimiento inicial, para proveer mejor información con relación al yacimiento antes de la decisión del desarrollo final este hecha.

Aplicaciones	Radio ultra corto	Radio corto	Radio medio	Radio largo	Combinación de radios
Producción de gas					
Yacimiento con fracturas naturales		Aplica	Aplica	Aplica	
Yacimiento con baja permeabilidad		Aplica	Aplica	Aplica	Aplica
Yacimiento con baja energía propia		Aplica	Aplica		Aplica
Yacimiento de alcance extendido			Aplica	Aplica	
Formaciones delgadas		Aplica	Aplica	Aplica	
Productores de aceite					
Yacimientos con fracturas naturales	Aplica	Aplica	Aplica	Aplica	Aplica
Conificación de agua	Aplica	Aplica	Aplica		
Yacimientos con baja permeabilidad		Aplica	Aplica	Aplica	Aplica
Conificación de gas	Aplica	Aplica	Aplica		
Recuperación térmica	Aplica	Aplica	Aplica		Aplica
Yacimientos con baja energía propia	Aplica	Aplica		Aplica	
Formaciones irregulares		Aplica	Aplica		
Yacimientos de alcance extendido			Aplica	Aplica	
Formaciones delgadas	Aplica				
Control de movilidad agua-aceite		Aplica			
Otras aplicaciones					
Reservas de gas		Aplica	Aplica		Aplica
Reservas de aceite		Aplica	Aplica		Aplica
Conservación ecológica	Aplica		Aplica		Aplica
Atravesar localizaciones acuáticas		Aplica		Aplica	

Tabla 4.1 Aplicación de los pozos horizontales en función del tipo de radio y su aplicación⁸.

IV.4 Requerimientos para la Cementación Horizontal.

Antes de explicar el requerimiento para una cementación horizontal, es importante conocer los casos en que ésta puede realizarse, para ello es importante conocer de manera detallada las formaciones que serán atravesadas por la sección horizontal del pozo, si son naturalmente fracturadas o contienen una presión de formación muy baja la cual permita que los fluidos del pozo migren hacia las formaciones, será poco conveniente que la sección horizontal pueda cementarse debido a que el agua de la lechada de cemento o la lechada en general se perderá ocasionando que la cementación no se realice con éxito, lo cual llevaría a elegir otro tipo de terminación más efectiva y económicamente rentable, por tales motivos a continuación se enlistan las diferentes causas por las que no se recomienda cementar una sección horizontal.

- Formaciones naturalmente fracturadas.
- Formaciones con una baja presión de poro.
- Formaciones con una baja presión de fractura.
- Formaciones cavernosas.
- Formaciones poco consolidadas.

Sin embargo la vida productiva del pozo está directamente relacionada con la cementación de la sección horizontal, para realizarla es necesario tomar en cuenta los factores que influyen dentro de una cementación exitosa en los pozos horizontales que son los siguientes:

- Geometría del agujero.
- Propiedades del fluido de perforación.
- Remoción del lodo.
- Diseño de la lechada de cemento.
- Trabajos de ejecución.

Sin embargo se piensa que la cementación en pozos horizontales es difícil o incluso imposible, la verdad es que es posible hacerlo y realizarlo bien. Se tienen muchos casos en la historia en el cual los pozos horizontales han sido cementados y alcanzando un buen aislamiento, por otro lado han existido pocos fracasos.

La razón de lo anterior es porque los pozos horizontales reciben mucha atención, además de una mejor planeación, y es porque envuelven más consideraciones que los pozos verticales.

Por tal razón, los ingenieros de cementación deben de trabajar en estrecha colaboración con los ingenieros de perforación y de terminación en la planeación temprana y ordenada de las etapas del pozo. Para asegurar el éxito operativo.

Geometría del agujero.

Al igual que los pozos verticales la geometría del agujero es importante ya que se necesita contar con las condiciones necesarias para cementar el pozo apropiadamente. Los pozos horizontales, sin embargo, pueden tener algunos problemas únicos para la cementación debido a su trayectoria. Esta, puede ser influenciada por un número de factores, incluyendo la naturaleza de la roca, la formación y los parámetros de la perforación.

Un pozo ondulado o con ampliación periódica puede ser causado por un control no apropiado, por parámetros de la perforación cuando se perfora usando un motor de fondo, dichos ejemplos son mostrados en la **Figura 4.6**.

El ensanchamiento del agujero puede ser causado por los movimientos de la tubería dentro del pozo o por exceso de peso al adicionar tubería en el momento que se está perforando. Los agujeros elípticos son causados por la tubería o por estrés en la formación y propiedades anisotrópicas de la roca. Cualquiera de estas condiciones son determinantes en un trabajo de cementación.

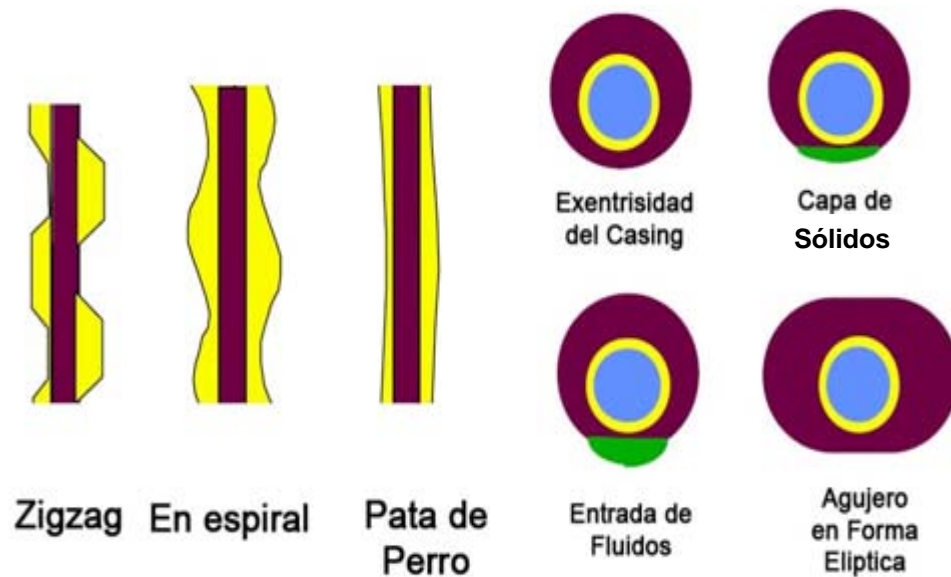


Figura 4.6 Diferentes geometrías del agujero⁸.

Puede ser difícil alcanzar una centralización que contribuya en la acumulación de recortes. Si son usados empacadores externos, las irregularidades del agujero impedirían un sello efectivo. En la perforación de pozos horizontales se deben de tener cuidado en el diseño y en la operación de perforación para el control de la de la geometría del agujero para que el casing pueda ser corrido y cementado.

IV.4.1 Otras consideraciones.

- Pérdida de circulación.
- Acumulación de gas en altos puntos.
- Pozo calibrado.
- Hundimientos más perjudiciales que en pozos verticales.
- Movimiento de la tubería si es posible.
- Centralización si es posible.
- Arrastre son reducidos por rotación y circulación.
- Circulación y acondicionamiento del lodo es importante.
- La temperatura es más alta que la predicha por la API.
- Fluidos ligeros “No parar o disminuir la circulación”.
- Herramientas de registros.

IV.5 Trabajos de Terminación.⁸

La sección horizontal se termina con tubería corta ranurada, o bien perforada o, en algunos casos, con cedazos para el control de arena, ya que la roca de formación está lo suficientemente compacta y previene el colapso. Muy raramente los pozos horizontales pueden terminados en agujero descubierto, sin algún método de revestimiento.

Las tuberías de revestimiento intermedias están en la sección altamente desviada, se necesita evitar la filtración de fluidos para proveer un aislamiento entre el revestimiento de la parte superior y los intervalos productores de la parte inferior. Algunas de estas situaciones se mencionan a continuación:

- Cuando en un yacimiento se planea un tratamiento de estimulación en intervalos múltiples.
- Cuando hay problemas para controlar la conificación de gas y agua, las cuales deben ser prevenidas durante la perforación del agujero. Esto da como resultado la pérdida del control direccional pues esto causaría que el agujero se perfora sin rumbo, o simplemente, perforar el casquete de gas antes de entrar en la zona de aceite.
- Cuando un intervalo de producción requiera de una cementación forzada para impedir la producción de agua indeseada o el avance del gas.

Ejemplos de un pozo horizontal, cementado y terminado se muestran en la *Figura 4.7* y *Figura 4.8*. El primer método se trata de un liner totalmente cementado con intervalos seleccionados perforados. El otro método se trata de una terminación multizona aislada usando empacadores externos y terminación selectiva en liners ranurados. En el caso de los pozos horizontales, las propiedades más importantes de la lechada de cemento son:

- La estabilidad y
- La pérdida de filtrado.

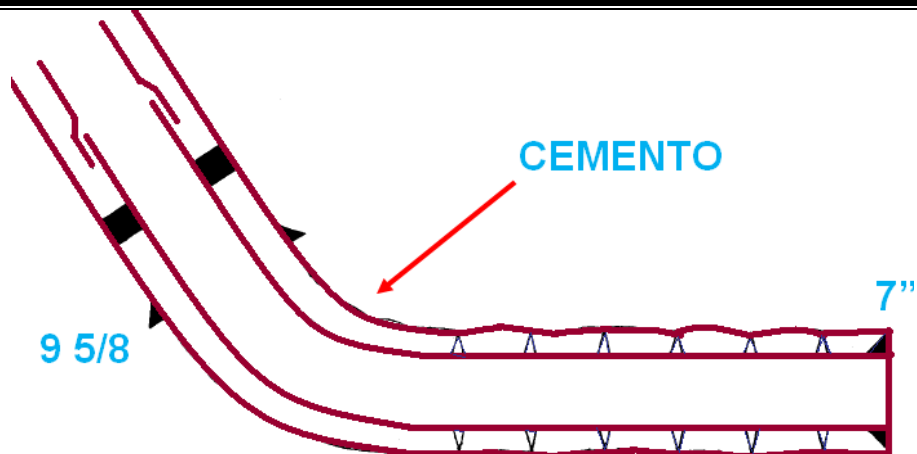


Figura 4.7 Perfil de un pozo de alcance extendido.⁸

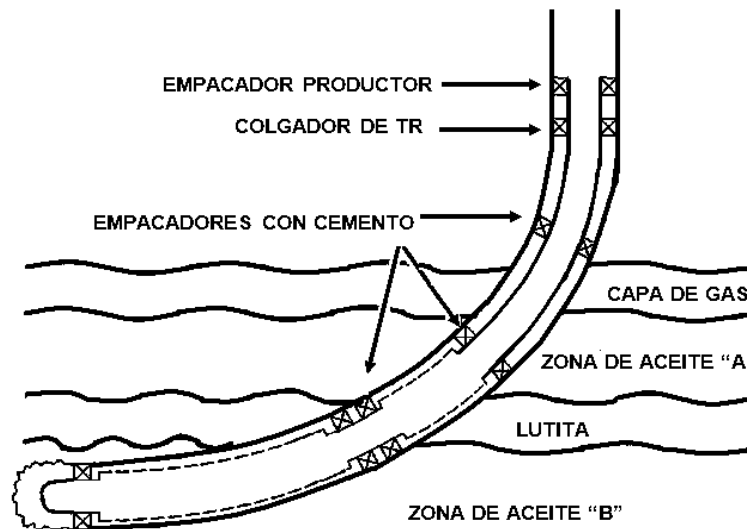


Figura 4.8 Terminación horizontal con liner y empacadores externos.⁸

La estabilidad de la lechada de cemento es siempre importante pero, aún más, en un pozo horizontal. Hay dos propiedades que la determinan: el agua libre y la sedimentación.

El control del agua libre es importante debido a que puede migrar a la parte superior del agujero y crear un canal abierto a través del cual los fluidos del pozo pueden viajar; la sedimentación puede causar un cemento poroso de baja resistencia en la parte superior del pozo. Por consiguiente, deben llevarse a cabo pruebas de laboratorio para asegurarse que lo anterior no ocurrirá a medida que el ángulo aumenta.

El agua libre debe mantenerse mínima o nula y puede prevenirse junto con la sedimentación por medios químicos tales como la adición de agentes viscosificantes y/o sales metálicas que forman hidróxidos complejos. El control de la pérdida de fluido es particularmente importante en pozos horizontales, debido a que la lechada de cemento está expuesta a secciones permeables más largas que en pozos verticales.

Otras propiedades en la lechada de cemento son el control de la densidad y las concentraciones uniformes de aditivos, las cuales son particularmente importantes para asegurar que las propiedades del cemento sean consistentes en todas las partes del intervalo cementado.

La lechada de cemento deberá ser mezclada en su totalidad, antes de ser bombeada, siempre que esto sea posible. Una vez que la lechada de cemento ha sido diseñada, los gastos de flujo deberán ser verificados en un simulador. Esto es importante para poder verificar que no se excedan las presiones de poro y de fractura de la formación.

Las claves para el éxito de una cementación de un pozo horizontal resume como sigue:

- Circular el lodo.
- Prevenir el asentamiento de los sólidos del fluido de perforación.
- Optimizar las propiedades de la lechada.
- Maximizar la limpieza del espacio anular.
- Centrar la tubería de revestimiento.
- Rotar la tubería de revestimiento.
- Bombear baches compatibles.
- Diseñar gastos de desplazamiento para flujo turbulento (sin llegar al límite de la presión de poro y presión de fractura).

IV.6 Remoción del lodo.^{8,21,27}

Como en la cementación de pozos convencionales, el desplazamiento del lodo es esencial para obtener una buena cementación primaria. Los principios requeridos para realizar un efectivo desplazamiento y remoción del lodo son descritos en este capítulo aplicado a pozos horizontales.

IV.6.1 Propiedades del lodo.

La limpieza del agujero durante la perforación ha sido, siempre, una de las mayores consideraciones de la perforación direccional. Esto se debe a la tendencia de los recortes que se asientan en la parte baja del agujero y a la dificultad para removerlos.

Un lodo de perforación debe ser capaz de transportar eficientemente los recortes hechos por la barrena a la superficie. Para que esto se cumpla, la velocidad del lodo de perforación en el espacio anular debe ser mayor que la velocidad de asentamiento de las partículas generadas por la barrena (estas pueden ser de formación o de fierro), para que estas puedan ser llevadas a la superficie.

Cuando la circulación se suspende, el lodo debe mantener en suspensión las partículas o recortes que se encuentran en el espacio anular para evitar que caigan y atrapen a la sarta de perforación. Esto se logra mediante una propiedad llamada tixotropía.

Esta remoción de recortes está controlada por factores tales como: la viscosidad y la densidad del fluido, el tamaño y la densidad de los recortes y la velocidad del fluido en el espacio anular. Los recortes tienden a permanecer en el fondo del pozo debido a la diferencia de presión que existen entre la presión hidrostática ejercida por el lodo y la presión de formación.

A menudo los pozos presentan problemas de estabilidad de las paredes en el agujero descubierto debido a fenómenos geológicos tales como zonas fracturadas, arcillas hidratables, formaciones no consolidadas y zonas presurizadas. El lodo de perforación debe ser capaz de controlar dichos problemas de tal manera que la parte perforada permanezca estable y se pueda continuar con la perforación.

En la actualidad se perforan formaciones del cretácico y jurásico que contienen concentraciones altas de ácido sulfhídrico (H₂S), el cual es un gas que además de ser mortal causa la fragilización y falla del acero.

La velocidad de perforación se ve afectada por varias propiedades del lodo, los bajos filtrados y los altos contenidos de sólidos retardan la igualación de presión alrededor del corte y por lo tanto se requiere remolerlo antes de su remoción. La selección de un determinado tipo de lodo para optimizar la velocidad de perforación reduce significativamente los tiempos de perforación; sin embargo, deberán de analizarse otros problemas tales como el daño a la formación, estabilidad del agujero, etc.

En general, los fluidos de perforación se comportan como:

- *Fluidos Newtonianos*:- El agua.
- *Fluidos No - Newtonianos*.- Los fluidos de perforación.

Los estudios y la experiencia han demostrado que los factores que más afectan la limpieza del pozo horizontal en el espacio anular son la velocidad de flujo en el espacio anular, entre otros factores con la rotación de la sarta de perforación, el ángulo de inclinación del pozo, las propiedades y régimen de flujo del fluido, el ritmo de penetración, la excentricidad anular.

Las principales propiedades y características de los fluidos de perforación son:

El punto de cedencia: Fuerza aplicada a un fluido para iniciar su movimiento. Parámetro reológico de los fluidos en el modelo plástico de Bingham.

El Ph.- Define el grado de acidez o alcalinidad del fluido.

Tixotropía.- Es una característica de los fluidos a desarrollar un alto gel cuando no están en movimiento.

La densidad: la densidad de cualquier lodo está directamente relacionada con la cantidad y gravedad específica promedio de los sólidos del sistema. El control de la densidad es importante, ya que se requiere una columna hidrostática para controlar la presión de la formación y ayudar a mantener el agujero abierto, la densidad por lo tanto se encuentra en función de la presión de formación.

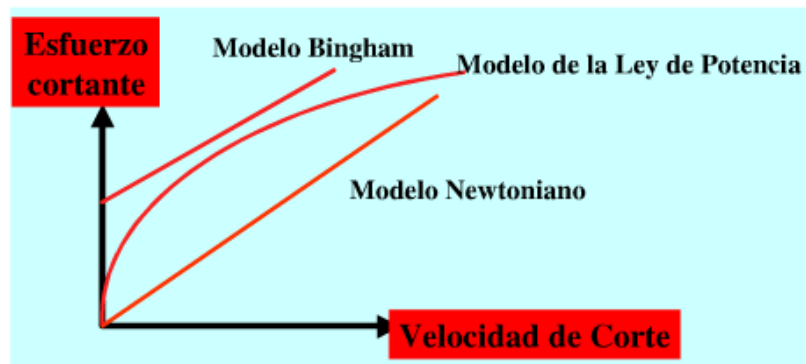
La viscosidad: es la resistencia del fluido de perforación al flujo, y conforme aumenta la penetración, los sólidos inertes y contaminantes entran al sistema de lodo y pueden hacer que la viscosidad aumente.

La reología: en el caso de los fluidos de perforación la reología es el estudio de las características que definen el flujo y las propiedades gelatinizantes del mismo.

Los fluidos newtonianos tienen un comportamiento normal, como por ejemplo el agua, tiene muy poca viscosidad y ésta no varía con ninguna fuerza que le sea aplicada, es decir tiene un comportamiento constante.

Los fluidos no newtonianos se comportan dependiendo del esfuerzo cortante con relación a la velocidad de corte, para lo cual existen el modelo de Bingham y el modelo de la ley de potencias que describe las propiedades del flujo de un fluido no-Newtoniano.

Los modelos matemáticos que comúnmente se han utilizado describen el comportamiento de los fluidos como son el modelo de Bingham y el modelo de Ley de Potencias, para fluidos pseudoplásticos, gráficamente son representados como se muestra en la *Figura 4.9*.



*Figura 4.9 Modelos Reológicos*³⁴

El modelo de Bingham:

Este modelo se utiliza con frecuencia para caracterizar las propiedades de flujo del lodo de perforación el cual se describe en la siguiente ecuación:

$$\tau = \tau_v + \mu_p \dot{\gamma}$$

La τ_v (Esfuerzo cortante a velocidad cortante cero) se le llama punto de cedencia y el μ_p se llama viscosidad plástica.

Se ha confirmado en estudios experimentales que este modelo únicamente se aplica cuando el fluido se encuentra en régimen de flujo laminar.

La viscosidad plástica es la parte de la resistencia al flujo causada por la fricción mecánica. Altas concentraciones de sólidos llevan una alta fricción que aumentará la viscosidad plástica. El disminuir el tamaño de los sólidos a volumen constante también aumenta la viscosidad plástica debido a que hay un aumento en el área de contacto entre las partículas lo que aumenta la fricción.

El punto de cedencia, el segundo componente de resistencia al flujo de un fluido de perforación, es la medida de una fuerza electro- química o de atracción en el lodo. Estas fuerzas son el resultado de las cargas positivas o negativas localizadas cerca de la superficie de las partículas. Para la medición se utiliza en campo un viscosímetro fann.

Las mediciones de la resistencia de gel denotan las propiedades tixotrópicas del lodo. Son las medidas de las fuerzas de atracción bajo condiciones estáticas o de no flujo. Por otro lado el punto de cedencia es la medida de las fuerzas de atracción bajo condiciones de flujo.

Modelo de la ley de potencia:

Este modelo es un enfoque más versátil para describir las propiedades de flujo de un fluido no-Newtoniano, y se describe con la siguiente ecuación:

$$\tau = K \dot{\gamma}^n$$

Donde:

- τ → Esfuerzo cortante
- K → Índice de consistencia.
- $\dot{\gamma}$ → Velocidad cortante.
- n → Índice de potencia.

K y n son constantes que representan características de un fluido particular.

K es un índice de consistencia indicativo de su bombeabilidad.

n es el índice de potencia que indica el grado de características no Newtonianas.

Conforme el fluido se hace más viscoso, k aumenta, conforme el fluido se hace más delgado al corte, n disminuye.

Es importante mencionar que el comportamiento real de un fluido de perforación presenta variaciones en función del flujo en el que se esté desplazando como se muestra en la **Figura 4.10** la cual muestra la curva de un fluido real cuando se gráfica la velocidad de corte contra el esfuerzo cortante por lo que es importante una adecuada caracterización en función del régimen de flujo que se esté manejando.

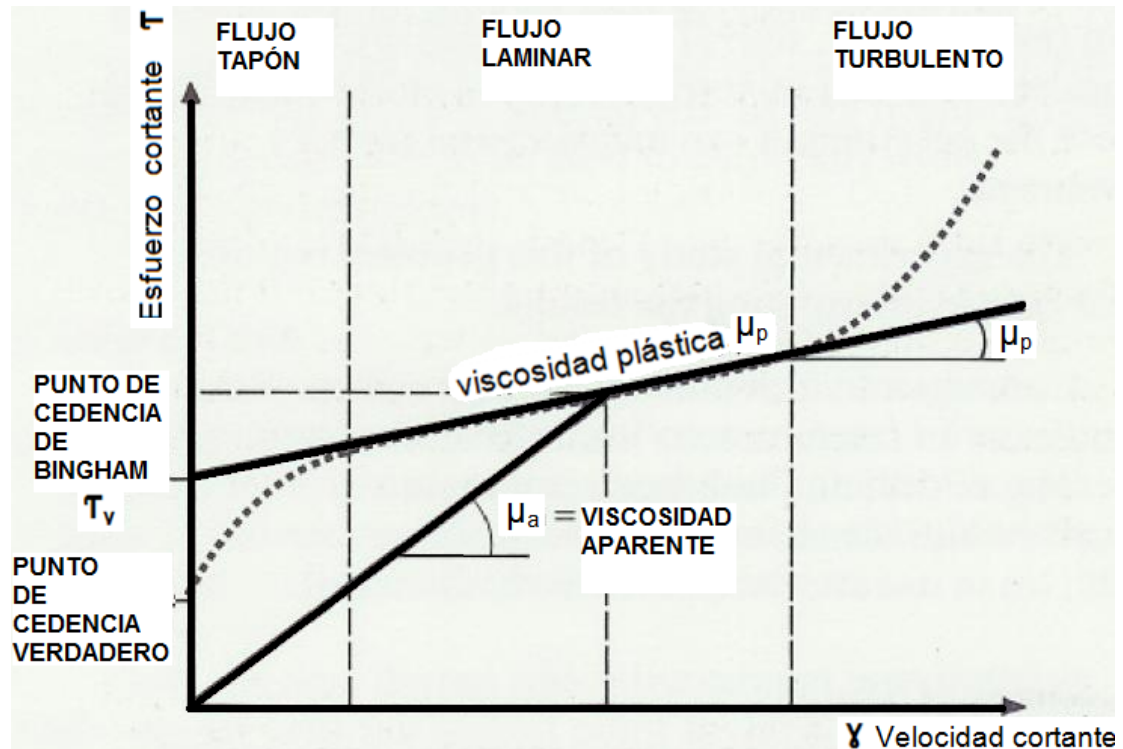


Figura 4.10 Comportamiento de un fluido de perforación en sus diferentes regímenes de flujo.³⁴

Regímenes de flujo.

Los regímenes de flujo tapón, laminar, turbulento y transición para cualquier fluido no newtoniano están en función de su velocidad de corte y sus propiedades reológicas. Los diferentes patrones de flujo se usan dependiendo las condiciones geométricas, la velocidad de flujo y propiedades físicas del fluido, se caracterizan en función de su velocidad y del movimiento de sus partículas como se muestra en la **Figura 4.11**.

Flujo tapón: aprovecha el perfil de velocidad plana, donde la parte central del fluido se mueve como un tapón sólido y en los extremos se presenta una fuerza de corte (efecto de cizallamiento).

Flujo laminar: alcanza su velocidad máxima en el centro de la tubería y su velocidad disminuye conforme se acerca a las paredes del pozo o de la tubería.

Flujo turbulento: ocurre cuando las partículas del fluido se desplazan de manera irregular, formando vórtices y remolinos.

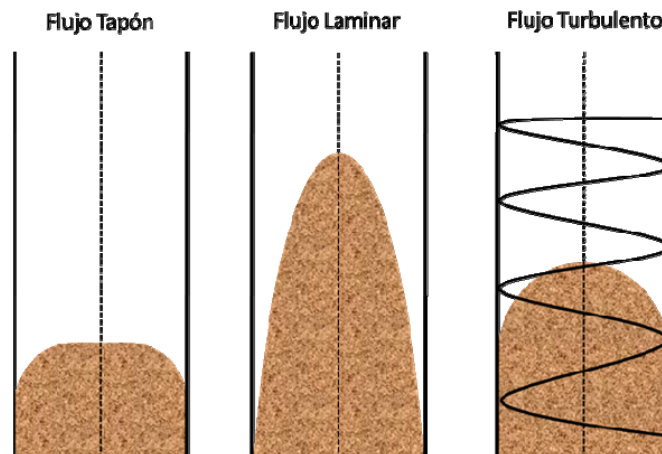


Figura 4.11 Regímenes de flujo³⁴

Dichos regímenes están en función del número de Reynolds, que toma en consideración los factores básicos de flujo por tubería que son: diámetro de la tubería, velocidad promedio, densidad de fluido y viscosidad del fluido,

$$Re = \frac{\rho v D}{\mu}$$

ρ : densidad del fluido

μ : viscosidad del fluido

D: diámetro

V: velocidad promedio de flujo

Donde se encuentra que:

- Flujo Tapón si $Re \ll 2000$
- Flujo Laminar si $Re < 2000$
- Flujo de Transición si $2000 < Re < 3000$
- Flujo Turbulento si $Re > 3000$

En el rango entre 2100 a 3000 no se puede definir con precisión el perfil de flujo y este punto se conoce como zona de transición. Cuando se cementa en flujo tapón la mayoría de los trabajos indican que solo se puede remover el 60 % del lodo, sin embargo si se han tenido buenos pre-flujos, se puede conseguir más de un 95 % de remoción de lodo. Según estudios, se puede constatar que con flujo turbulento se pueden conseguir remociones de lodo mayores al 95 %.

El régimen particular de flujo que tenga un fluido durante la perforación puede tener efectos dramáticos en parámetros como las pérdidas de presión, la limpieza del pozo y la estabilidad del agujero. Existen dos tipos de filtración: dinámica y estática, en la filtración dinámica, el flujo tiende a erosionar el revoque conforme se deposita, mientras en el caso estático, el revoque continúa haciéndose más grueso con el tiempo.

No hay manera de medir la filtración dinámica, así que las medidas que hace el ingeniero están limitadas a pruebas hechas bajo condiciones estáticas. Para que ocurra la filtración, la permeabilidad de la formación tiene que ser tal que permita el paso del fluido entre las aperturas del poro. Conforme el fluido se pierde, se forma una acumulación de sólidos de lodo en la cara de la pared (enjarre).

Los sólidos que forman el enjarre son sólidos congénitos encontrados en la formación durante la perforación y diferentes tipos de sólidos agregados al lodo en la superficie. Para obtener el mejor enjarre posible, se debe poner especial atención no solo a los materiales base utilizados sino también a la distribución del tamaño de las partículas sólidas.

La cantidad de invasión depende de las propiedades de la roca, del fluido, los parámetros de la perforación, las características de la filtración, composición y propiedades de los fluidos de perforación.

La formación de un enjarre delgado y apretado protegerá contra la invasión de filtrados del fluido de perforación hacia las formaciones. El control de la filtración se logra en los fluidos de perforación mediante la adición de arcilla bentonítica, polímeros para el control de pérdida de flujo, lignitos, resinas, etc.

Una práctica común es reducir aún más la velocidad de filtrado del fluido de perforación antes de perforar la formación del yacimiento. En muchos casos la formación del yacimiento se perfora con fluidos limpios (sin arcilla) para prevenir que se formen emulsiones y la formación se tape.

IV.6.2 Circulación del lodo.⁸

La circulación del lodo antes de la cementación es tan importante en pozos horizontales como en pozos verticales. Es necesaria la circulación apropiada con el gasto más alto permisible de la bomba para romper la fuerza de gel del lodo y facilitar su remoción. Así como en pozos convencionales, la circulación deberá ser por lo menos dos veces el volumen del agujero, y deberá ser continua hasta que un 95% del lodo circulable esté en movimiento.

Un operador verifica la cantidad de lodo frecuentemente para determinar cuando esta fluyendo el volumen máximo del lodo. Se deberá mantener flujo turbulento sin rebasar la presión de fractura esto puede verificarse mediante el uso de simuladores.

La literatura justifica con muchos argumentos que el tipo de flujo aconsejable para la cementación de un pozo es el flujo turbulento, pero hay situaciones donde no es posible conseguir flujo turbulento por razones como:

- Geometría del pozo.
- Propiedades reológicas del fluido.
- Restricciones de presión.

Cuando se presentan estas situaciones el tipo de fluido recomendado es el tapón, el cual presenta las siguientes características:

- Velocidad de flujo muy baja.
- Perfil de velocidad recto y ordenado.
- Bajos esfuerzos de corte sobre el fluido.

Es prácticamente necesario el empleo del sistema de perforación top-drive (TDS, por sus siglas en inglés) para proporcionar una adecuada limpieza del agujero en pozos altamente desviados y horizontales.

El TDS proporciona varias ventajas con respecto a la perforación rotatoria convencional, como se muestran a continuación:

- ✓ La capacidad para intercambiar y rotar la tubería de perforación durante la circulación, con el fin de mejorar la limpieza del agujero durante su acondicionamiento antes de sacarla.
 - ✓ La capacidad para hacer frecuentes viajes de limpieza a partir de la zapata de la última tubería de revestimiento.
-

IV.6.3 Movimiento de la tubería.^{8,27}

Es importante el movimiento de las tuberías que se va a cementar, hasta la superficie o como liner, para ayudar a romper el esfuerzo de gel del lodo, y para permitir un buen desplazamiento de fluidos. Es recomendable aplicar tanto el movimiento rotacional como recíprocante. En realidad se prefiere la combinación de ambos. Sin embargo, es recomendable la rotación en agujeros calibrados ya que las fuerzas rotacionales provocan un barrido completo alrededor del espacio anular.

El movimiento recíprocante es una alternativa aceptable, y deberá ser empleada en agujeros desviados. La rotación deberá ser de 10 a 20 rpm, y el movimiento recíprocante de 10 a 20 ft, entre uno y dos movimientos por cada uno o dos minutos. El movimiento deberá comenzar al momento de iniciar la circulación del lodo y terminar hasta que el último tapón es desplazado. La combinación de ambos movimientos se ha utilizado para pozos horizontales y puede ser empleado para sartas hasta la superficie y tuberías cortas.

Se ha observado que el movimiento de tuberías es mucho más fácil con lodos a base de aceite que con lodos a base de agua, debido a que la fricción en las paredes es de cerca de la mitad.

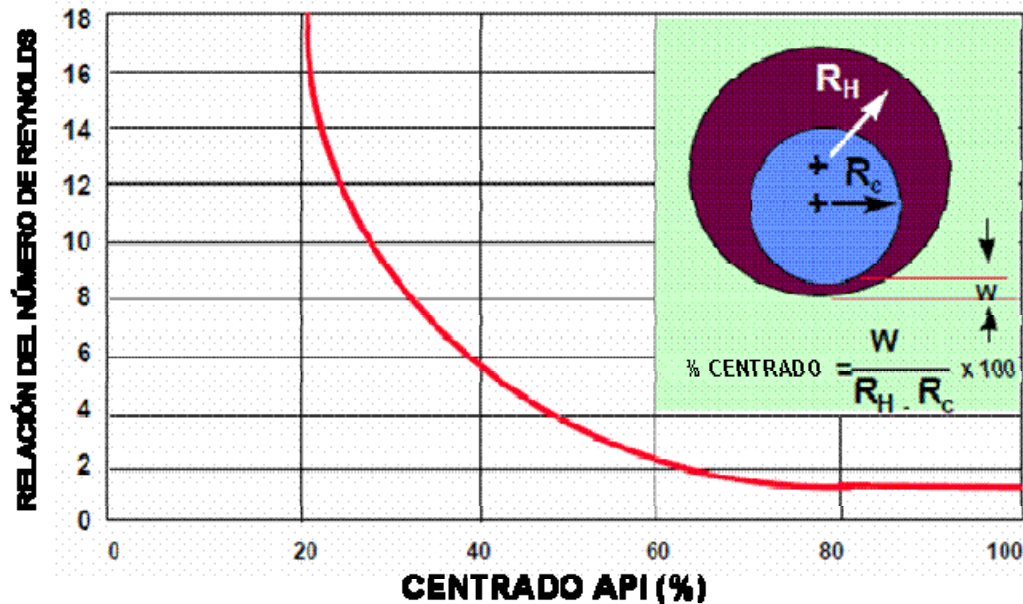
IV.6.4 Centralización.^{21,27}

La centralización es esencial para proporcionar un área mínima uniforme que será la ruta abierta de flujo a través del espacio anular. Si la tubería no está centrada, impedirá el movimiento del lodo en la parte baja del agujero. Debido a las diferencias en el patrón de flujo, no hay un régimen de flujo o un ritmo de flujo práctico que pueda remover el lodo entrampado. La experiencia de campo indica que un 67% de centralización es necesaria para tener la mejor oportunidad de remover el lodo de la parte estrecha del anular.

La dificultad para mantener el flujo turbulento en una tubería excéntrica es mostrada en la **Gráfica 4.12**. El promedio del número de Reynolds crítico se incrementa 2.5 veces cuando el centrado se reduce del 60% al 40%.

El centrado de la tubería de revestimiento es complicado cuando el ángulo de desviación es alto, como en el caso de pozos horizontales con incrementos de carga sobre los centradores. Para mantener un óptimo centrado, una regla de "dedo" es mantener el espaciamiento entre centrador por debajo de 20 ft (6.1 m).

Los centradores sólidos tipo “fleje” (recomendados cuando se cementa en pozos calibrados) pueden ser empleados en secciones deslavadas. Los centradores deberán incluir un cojinete que permita movimientos rotacionales y recíprocos de la tubería sin que se muevan los centradores. El número requerido y el posicionamiento de los centradores pueden ser determinados con precisión mediante simuladores de cómputo.



Gráfica 4.12 Variación relativa del promedio crítico del número de Reynolds como función de la excentricidad.²⁷

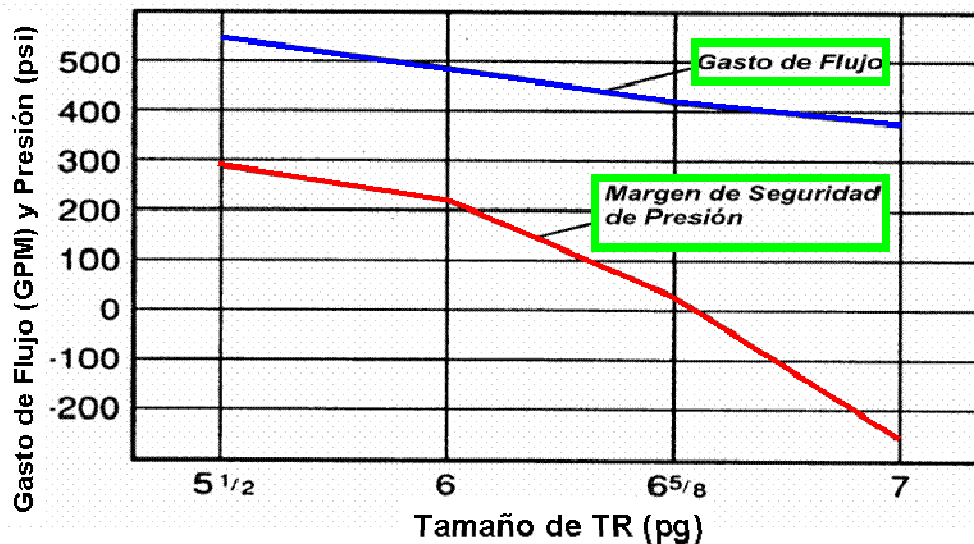
IV.6.5 Efecto cuña.^{27,36}

Cuando hay bajos gastos de flujo (flujo laminar) existe una posibilidad de que cementos más densos puedan actuar como cuña y como canal debajo del lodo. Sin embargo, este efecto se puede compensar por la diferencia de velocidades entre la parte superior e inferior del espacio anular durante el desplazamiento, debido a la excentricidad de la tubería o a la aparente excentricidad por el asentamiento de sólidos del fluido de perforación. Más aún, no han aparecido publicados estudios teóricos o experimentales concernientes a los efectos de la diferencia de densidades y el aislamiento de la TR; por lo que las recomendaciones en estos aspectos están basadas en experiencia de campo.

IV.6.6 Fluidos espaciadores y lavadores.^{8,27}

Los fluidos espaciadores y lavadores químicos deberán desplazarse en flujo turbulento, incluyendo el lodo. Sin embargo, si el cemento no puede ser desplazado en flujo turbulento entonces al menos se debe proceder por el flujo laminar de un fluido espaciador o lavador. La lechada de cemento puede, entonces desplazar fácilmente un fluido menos denso, que tenga una baja resistencia al flujo.

Para determinadas condiciones de cementación, la **Gráfica 4.13**, indica el gasto para alcanzar el flujo turbulento del fluido de perforación en el espacio anular, para diferentes tamaños de tubería de revestimiento en un agujero de 8 ½", y su correspondiente margen de seguridad. Esta figura muestra claramente que, incluso con el gasto más alto, se necesita alcanzar flujo turbulento en la TR de 5 ½", un margen de seguridad de 300 psi, permanece al final del desplazamiento, mientras que para una TR de 7", la presión de fractura de la formación ha sido sobrepasada por 200 psi.



Gráfica 4.13 Gasto para alcanzar el régimen turbulento.⁸

IV.7 Técnicas de desplazamiento.^{15,36,37}

Como ya se ha mencionado anteriormente, el desplazamiento del lodo es probablemente la parte más importante en una operación de cementación. Las condiciones de desplazamiento deben ser consideradas, incluidas el índice de desplazamiento, así como el régimen de flujo, y la presión a la cual exista una posible fractura.

La química de los lavadores y espaciadores debe ser optimizada para obtener buen criterio de régimen de flujo apropiado. Es importante mencionar que el diseño de los baches lavadores está limitado por las condiciones de presión de poro y de fractura existentes en las formaciones. Un tren lavador y espaciador es una secuencia de estados alternados de fluidos lavadores y espaciadores.

Se ha investigado que los fluidos más densos deberían de fluir por debajo de los fluidos menos densos a índices de desplazamiento mucha más bajos. Preferentemente este flujo debería permanecer en la parte alta del agujero el cual tendrá que considerarse de este modo.

IV.7.1 Diseño del desplazamiento.

Los requerimientos necesarios para desplazar el lodo durante la cementación son:

El uso de centradores, acondicionar el lodo antes de la cementación, mover la tubería durante el acondicionamiento del lodo y la cementación; evitándolo cuando el desplazamiento es en flujo tapón, controlar la velocidad de desplazamiento y reología de la lechada, utilizar altas velocidades cuando pueda mantenerse el flujo turbulento en el intervalo de mayor diámetro del área anular, a través de la zona de interés.

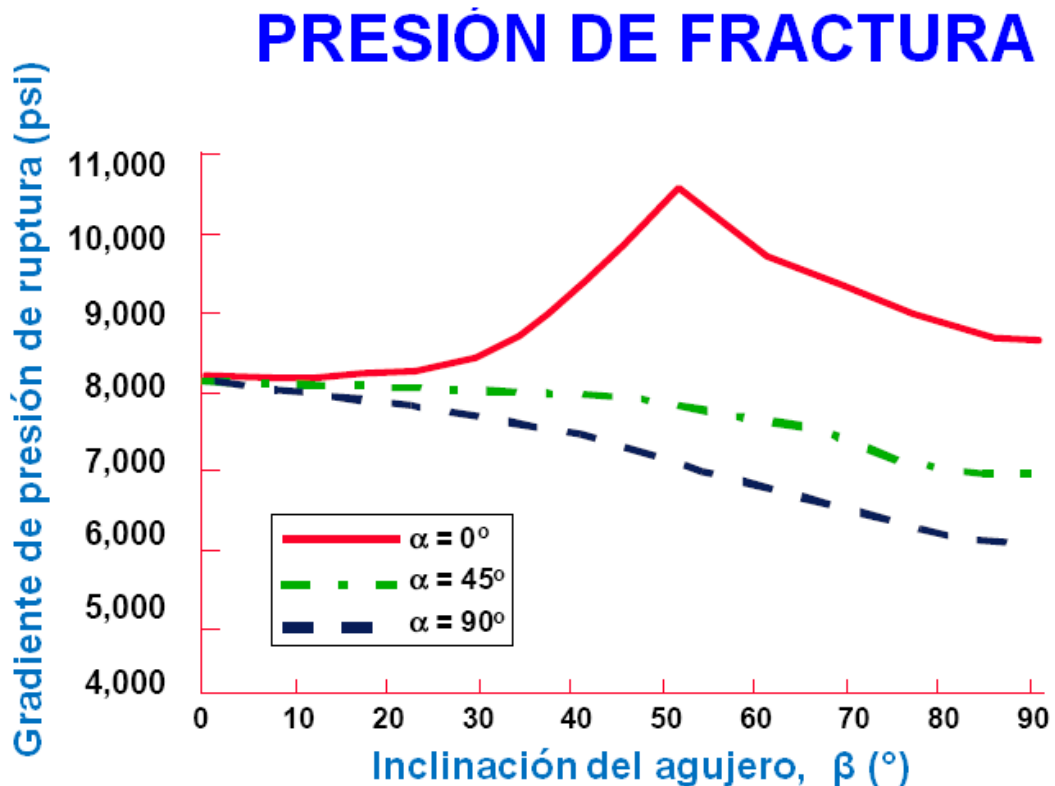
Con flujo turbulento, se debe mantener el tiempo de contacto necesario para un eficiente desplazamiento del lodo. Cuando no pueda desarrollarse o mantenerse la turbulencia, considerar velocidades inferiores para lograr el flujo tapón. Si no pueden lograrse estos flujos, ajustar las propiedades del cemento, para lograr cualquier de éstos flujos.

IV.7.1.1 Diferencias del gradiente de fractura para pozos horizontales.

Antes que nada se requiere tomar en cuenta los factores involucrados en el desplazamiento, incluyendo el índice de desplazamiento, así como el régimen de flujo y la presión a la cual podría existir una posible fractura. Los gradientes de fractura pueden ser más bajos en un pozo desviado que en un pozo vertical a la misma localización.

En el año de 1987 en un documento publicado por los autores Aadnoy y Larsen, demostraron que la inclinación de un pozo y su orientación con respecto al estrés máximo horizontal principal influirán en la estabilidad del agujero.

Ver **Gráfica 4.14**, la “presión de ruptura” que varía con respecto a la inclinación del agujero (beta) así como su orientación (alfa) con respecto al máximo estrés in-situ horizontal principal.



Gráfica 4.14 Presión de fractura con respecto al estrés máximo y al ángulo de inclinación del pozo⁸

IV.7.1.2 Régimen de flujo ideal.

Para la optimización del régimen de flujo, hay que tomar en cuenta el comportamiento reológico de las lechadas de cemento. El régimen de flujo turbulento es el ideal, si este puede ser administrado en los márgenes de seguridad en el pozo. Cuando se utiliza dicho flujo se debe tener cuidado de mantener la estabilidad de los fluidos utilizados.

Considerando la posible mezcla tanto con el lodo de perforación o con la misma lechada de cemento, puede alcanzarse flujo turbulento usando agua, cualquier químico lavador o espaciadores muy densos podrían verse limitados debido a la capacidad de las bombas y/o a las presiones de la formación.

La turbulencia mantendrá estas partículas suspendidas de modo que se encuentren en todas partes de la sección anular. El uso de fluidos de baja densidad como agua y lavadores químicos puede usarse, estos no se verán afectados al mezclarse con el cemento ya que son compatibles.

Se deben mantener los sólidos suspendidos y evitar su asentamiento para ello es necesario mantener el flujo turbulento. Si la turbulencia no se encuentra estable o alguna bomba se detiene, los sólidos pueden reacomodarse o asentarse rápidamente. Ya que una vez asentados es muy difícil el restablecer el flujo turbulento el cual implica la re-suspensión de los sólidos, lo cual resulta complicado. Esto podría tener resultados desastrosos.

Un fluido no newtoniano en flujo turbulento o flujo tapón, tiene un perfil favorable de velocidades a través del área de flujo en comparación con el flujo laminar, debido a que estos ejercen una fuerza más uniforme de desplazamiento del lodo en el espacio anular. Es esencial conocer la presión de desplazamiento y el gasto que mantendrá la lechada en el flujo que se requiera alcanzar en el espacio anular para el diseño en trabajos de cementación primaria.

Generalmente, altos gastos de desplazamiento mejoran la eficiencia si el cemento puede alcanzar flujo turbulento hasta el espacio anular. Las condiciones que pueden evitar alcanzar esto incluyen:

- Capacidad de gasto de desplazamiento limitada (equipo de bombeo).
- Una presión limitada de desplazamiento.
- Condiciones de flujo inapropiadas (reología) de lodo y/o lechada.

Se pueden agregar dispersantes para bajar resistencias de gel y punto de cedencia y alcanzar flujo turbulento a bajo gasto de desplazamiento, y así modificar las propiedades de la lechada. Cuando las condiciones de la pared del pozo son tales que la turbulencia no deba alcanzarse, hay que desplazar el cemento en régimen de flujo tapón para mantener un perfil de velocidades favorable en el espacio anular.

Aunque las fuerzas de arrastre con flujo tapón no son tan efectivas como cuando se tiene flujo turbulento, puede ser beneficioso incrementar la resistencia del gel del cemento tan alto como sea posible, particularmente en la primer parte de la lechada. Se han desarrollado ecuaciones para el perfil de velocidad (Apéndice B) y para el flujo de fluidos en tuberías. Donde independientemente del tipo de fluido, las partículas llegan a ser sometidas a fluctuaciones aleatorias en la velocidad, en amplitud así como en dirección pero las fluctuaciones de velocidad no son completamente aleatorias.

Cerca de las paredes, las fluctuaciones en la dirección axial son más grandes que estas en la dirección radial. Por lo tanto cuando un fluido dado se encuentra en flujo turbulento alrededor del anular, la velocidad de distribución es menos distorsionada, y la presión de fricción es menos reducida por la excentricidad que en un flujo laminar.

La caracterización reológica de las lechadas de cemento de un pozo presenta un reto para la industria. Estos fluidos exponen claramente un comportamiento reológico complejo el cual depende no sólo de la composición del fluido y del procedimiento de mezclado, sino de su temperatura, su historia de uso, así como en las pruebas usadas.

Se ha mostrado que en un viscosímetro coaxial cilíndrico, comúnmente utilizado para mediciones de propiedades reológicas de lechadas de cemento, el cual puede sufrir de limitaciones como lo puede ser el resultado de la migración de partículas, efectos de terminado, o resbalamientos en las paredes del reómetro, que sin embargo los cilindros coaxiales y los reómetros han sido los instrumentos más utilizados para la caracterización de las lechadas de cemento.

IV.7.1.3 Necesidad de un flujo laminar efectivo.

Como ya se ha mencionado, el asentamiento de partículas en la tubería de revestimiento debe ser optimizado, para el régimen de flujo y un rango de índice de flujo. Esto permite decidir cual régimen de flujo puede ser utilizado. Si el flujo turbulento no es posible, el flujo laminar efectivo debería ser utilizado. La densidad no tiene efecto en el desplazamiento de secciones horizontales (a diferencia de los desplazamientos verticales).

Esto se toma en cuenta con la velocidad diferencial y será controlada por la presión de fricción. Así la escala reológica llega a ser extremadamente importante en pozos horizontales.

Es decir el flujo laminar efectivo puede ser usado si el flujo turbulento no es práctico. Además pueden ser utilizados espaciadores viscosos. El volumen debe ser un mínimo de 60 [bls]. Dependiendo de la longitud de la sección a ser aislada, la consideración debe estar dada con respecto al incremento de la longitud del espaciador. Deben ser tomados en cuenta los cuatro criterios: densidad diferencial, presión de fricción diferencial, MPG (mínimo gradiente de presión) y velocidad diferencial. La densidad tendrá un mínimo efecto en la sección lateral, aunque en la sección vertical y en la misma construcción del pozo no.

En cualquier régimen de flujo, la densificación puede ocurrir en la parte más baja o estrecha del espacio anular debido al asentamiento de sólidos. Probablemente la transferencia de energía ocasionada por un régimen de flujo turbulento hacia las partículas asentadas no sea suficiente para que éstas sean removidas. Consecuentemente la viscosidad y densidad del fluido en las partes variables del agujero, tenderán a cambiar y esto a su vez cambiará las características del flujo (fricción, presión, régimen de flujo, etc.).

IV.7.2 Química de los lavadores y/o espaciadores.

Los fluidos lavadores y espaciadores químicos deberán preceder siempre a la lechada de cemento, por diseño el espaciador debe ser compatible con ambos fluidos (lodo de perforación y cemento), y también debe ser más denso, más viscoso y tener una resistencia de gel más alta que la del fluido de perforación, el espaciador actúa como un pistón forzando el lodo a circular al frente.

Si las condiciones lo permiten, el espaciador deberá ser por lo menos 0.02 [gr/cc] más pesado que el fluido de perforación y no deberá ser nunca más pesado que el cemento. La viscosidad y resistencia del gel del espaciador, medidos a la temperatura del pozo, deberán ser mayores que la del fluido de perforación.

Lavadores químicos: La función de los lavadores químicos son la dilución y remoción del lodo para que el cemento no pueda agrumarse o gelificarse. El uso de agua sin aditivos, resulta algunas veces un lavador efectivo en algunos sistemas de lodo. Sin embargo ciertos químicos agregados al agua mejoran la afinidad, las propiedades de lavado y aumentan la remoción del lodo.

Estas son algunas de las características de los lavadores químicos:

- Ayudan a remover el lodo circulable del espacio anular durante el desplazamiento.
- Sirven también como un primer separador entre el lodo y el cemento para ayudar a que no haya contaminación.
- Ayudan a la remoción del lodo adherido a la tubería de revestimiento para que exista una mejor adherencia con el cemento.

IV.7.3 Reologías optimizadas del lodo, espaciador y del cemento.

La estabilidad de lechadas de cemento es el mayor requerimiento para la cementación de pozos, especialmente para pozos horizontales o altamente desviados. La industria ha proporcionado diferentes soluciones con relación a este objetivo. La experiencia de campo ha demostrado que se han obtenido mejores resultados con lechadas de cemento más delgadas.

Es necesaria una adecuada caracterización reológica de lechadas de cemento por muchas razones, las cuales incluyen:

- La evaluación del mezclado y bombeo de la lechada.
- Determinación de la relación presión vs. profundidad durante y después de la colocación,
- Predicción del índice de temperatura en el momento de la colocación del cemento en el agujero,
- Diseño del índice de desplazamiento requerido para la optimización de remoción de lodos.

Debido al complejo comportamiento reológico de las lechadas de cemento, dependen de una gran cantidad de factores tales como:

- Índice de agua- cemento,
- Superficie específica de partículas, y más precisamente del tamaño y forma de los granos de cemento,
- Composición química del cemento y la relación de distribución de los componentes a la superficie de los granos,
- Presencia de aditivos,
- Procedimientos de mezclado y pruebas.

La optimización de las propiedades reológicas de un fluido espaciador mejora el aislamiento zonal y el desplazamiento del lodo. Los fluidos espaciadores también proveen un tapón que resulta químicamente compatible tanto con el fluido de perforación como con la lechada de cemento durante el desplazamiento.

El desplazamiento total del fluido de perforación por el espaciador es crucial para el establecimiento del aislamiento zonal; un desplazamiento incompleto puede conducir a la formación de un canal de lodo continuo en la zona de interés, creando zonas de comunicación entre las distintas formaciones. Esta comunicación conduce a la producción de fluidos no deseados, la pérdida de hidrocarburos e incluso la migración de los fluidos hacia la superficie.

Los espaciadores han demostrado una excelente correlación entre las características de diseño de laboratorio y el rendimiento de campo, y son fáciles de mezclar en la localización del pozo. Mediante un programa de cómputo se pueden ajustar una rápida selección y ajuste de las concentraciones de aditivos en los fluidos espaciadores, reduciendo el tiempo y esfuerzos necesarios para la optimización de las propiedades de los fluidos, sean éstos diseñados para flujo turbulento o flujo laminar.

Los resultados de la simulación efectuada indica la concentración de aditivo óptima para estabilizar el espaciador de modo que los agentes densificantes no se precipiten y que las propiedades reológicas no se alteren, al mismo tiempo, fijando las propiedades de los fluidos en el mejor nivel se logra el flujo turbulento a bajas velocidades de bombeo. En ciertos casos, las restricciones de la velocidad de bombeo conducen a régimen de flujo laminar; el flujo turbulento generalmente se desarrolla a velocidades de bombeo más altas, y por el contrario encontrar una optimización de las propiedades reológicas.

Además de las propiedades reológicas de los lodos deben ser optimizadas de manera tal de minimizar las posibles pérdidas de presión por fricción sin comprometer la capacidad de desplazamiento. Las propiedades óptimas de los fluidos para lograr una limpieza del pozo y baja pérdida de presión por fricción a menudo parecen ser mutuamente excluyentes. Se requiere de un análisis de ingeniería detallado para obtener un diseño aceptable que permita satisfacer ambos objetivos.

IV.7.4 Límites de la presión de poro y presión de fractura.

Es bien conocido que el agujero descubierto puede romperse en alguna de sus formaciones por presiones excesivas, ya sea por presiones de efecto de pistón o altas densidades de lodo, dando como resultado pérdida de circulación, pero no es bien sabida la manera en que este rompimiento toma lugar.

Comúnmente se tiene un entendimiento erróneo de que las paredes del pozo se rompen bajo presión, en la misma forma en que una tubería lo hace y que como la tubería, una vez rota la pared del agujero, pierde permanentemente su integridad. Sin embargo, el mecanismo de fallamiento es completamente diferente.

La presión de integridad de una tubería depende totalmente de la resistencia a la tensión de la pared de la misma. La presión de integridad del agujero depende de la carga compresiva de las rocas que se encuentran alrededor del pozo.

Las presiones que ejerce el lodo dentro del agujero, vencen estas cargas compresivas causando una serie de fracturas. La presión de integridad original tiende a recuperarse cuando el exceso de la presión hidrostática del lodo se reduce y la carga compresiva vuelve a su estado original.

En algunas ocasiones, una vez creada la fractura ésta tiende a incrementarse y es muy difícil volver al estado original. Se causan una serie de problemas que se remedian con el uso de obturantes, tapones de cemento, gelatinas o incluso la misma cementación de tuberías. Esto sabiendo que se debe considerar que la presión de fractura es la necesaria para fracturar la formación.

IV.8 Herramientas y accesorios.^{46,47,51}

Las innovaciones son realizadas en función de los problemas que se presentan en las secciones desviadas y horizontales, que antes no se tenían o eran mínimos en dicha sección, por ejemplo uno de los problemas que influye en mayor medida es el efecto gravitacional que está presente conforme el ángulo de desviación se va acercando a 90° con respecto a la vertical, esto causa una serie de efectos tanto en la limpieza del agujero, en los fluidos utilizados, en la tubería, etc.

En este tema se presentaran los avances tecnológicos de distintas herramientas así como los objetivos para los cuales se desarrollaron.

Centradores.

Las empresas de servicios han desarrollado una amplia gama de centradores los cuales varían en diseño, forma y tamaño, su selección depende de las condiciones que se tengan dentro del pozo, es decir la geometría y el diámetro del agujero, también se considera el efecto de pandeo que se presenta en la sección horizontal, para ello se usan modelos computacionales los cuales determinan el arreglo más adecuado de centradores creando un una excentricidad efectiva y minimizando los efectos de fricción, con la finalidad de que la TR pueda llegar a la profundidad planeada y realizar una cementación exitosa.

Los centradores se pueden clasificar en dos grupos los cuales están en función de su diseño y las funciones que desempeñan **FIG IV.8 a**. A continuación se describen cada uno de los grupos:

Centradores con flejes.

En general estos centradores cumplen con el principal objetivo, que es centrar la tubería, estos se elaboran de 3 formas diferentes, pueden ser con y sin soldadura o también rígidos. Cada uno presenta ventajas diferentes con respecto al otro, pero un diseño efectivo podría contemplar el uso de los tres modelos.

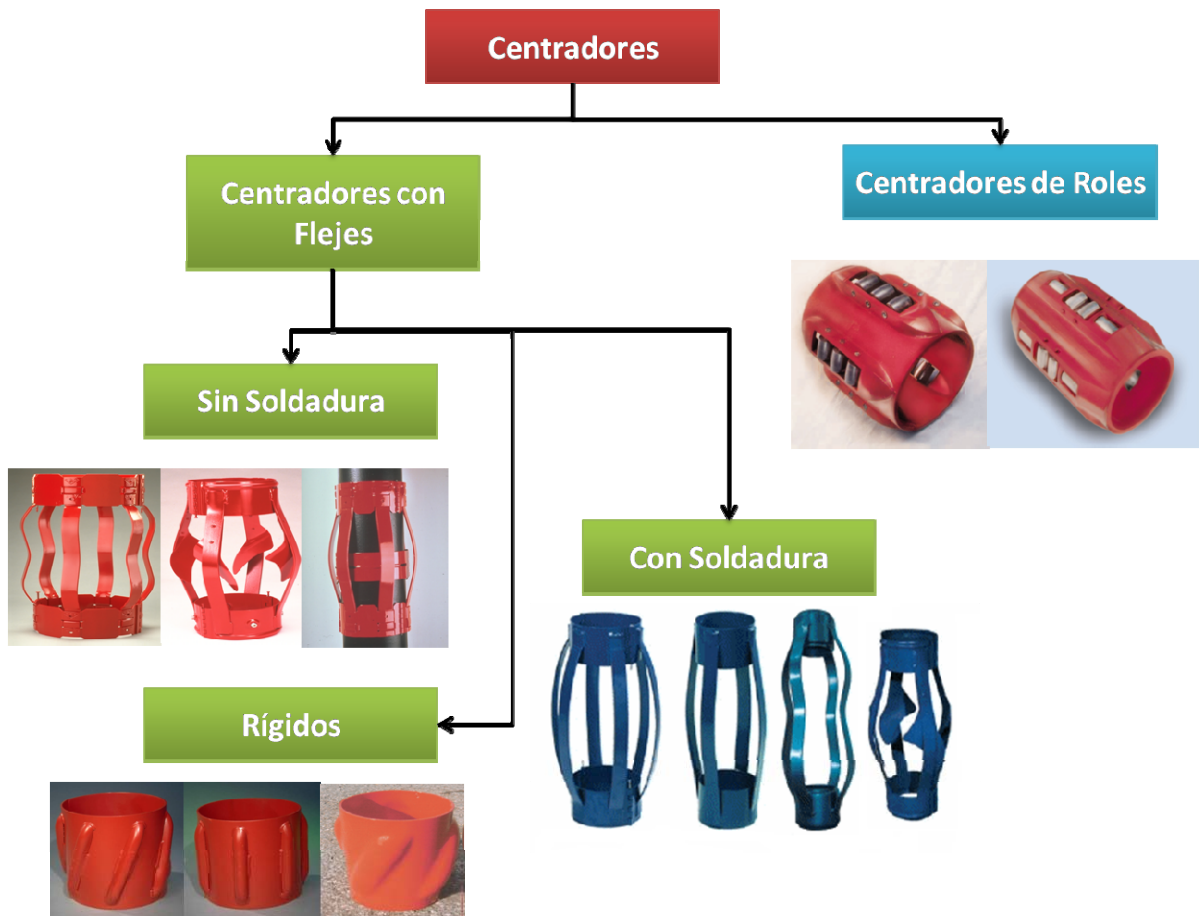


Figura 4.15 Clasificación de los centradores.^{46,51}

Centradores soldados.

Los centradores flexibles con soldadura, están diseñados con una alta resistencia y elasticidad permitiendo centralizar la tubería de revestimiento. Son fabricados con una aleación de acero de alta calidad y disponen de una cantidad máxima de rigidez. Son fabricados con anillos sólidos que pueden ser fácilmente instalados sobre la tubería de revestimiento durante la corrida de TR.

Los centradores con bisagras son fabricados en segmentos, lo que permite que sean instalados fácilmente alrededor de la tubería de revestimiento. Los pernos de las bisagras están hechos de acero para una resistencia estructural máxima. El centrador de doble fleje con soldadura está diseñado para aumentar el área de contacto, con la finalidad de que exista una penetración menor del centrador

en la formación y también ayuda a la remoción completa del lodo durante la cementación.

Debido a su alta punto de credencia con pequeñas deflexiones del fleje, el centrador doble es excelente para pozos horizontales y desviados. Los centradores que generan flujo turbulento tienen todas las características de un centrador regular, son elaborados con una aleta a la izquierda o a la derecha. Las aletas están hechas especialmente de acero, diseñadas para aumentar la turbulencia en la tubería de revestimiento permitiendo una distribución uniforme del cemento.

Centradores flexibles sin soldadura

Los centradores flexibles sin soldadura están disponibles solamente con bisagra. Los arcos flexibles de resortes de dicho centrador van adjuntos a los anillos finales sin soldadura y con un seguro que soporta la fuerza de carga sobre el centrador. El centrador doble fleje está diseñado para resistir altas cargas laterales. Tiene la habilidad de resistir una carga compresiva mientras es introducida la tubería, debido a su diseño sin soldadura.

Las características helicoidales de su perfil con doble fleje permiten que la compresión facilite el movimiento a través de puntos difíciles o apretados. Algunos centradores tienen aletas adheridas en cada arco que están diseñadas para crear un flujo turbulento. Las aletas desvían el fluido para distribuir uniformemente el cemento alrededor de la tubería de revestimiento.

Centradores rígidos.

Los centradores rígidos están disponibles en modelos de "lámina recta" o "espiral". Los centradores están diseñados para reducir la cantidad de fricción entre la TR y la formación permitiendo que se desplace fácilmente dentro del pozo.

Los centradores de "lámina recta" son elaborados tanto en longitudes "cortas" y "largas", están disponibles en aluminio fundido resistente a la corrosión, boro de alta resistencia, aleación de zinc o en acero sólido.

Las láminas rectas de estos centradores reducen el efecto de fricción de la tubería de revestimiento y el efecto de desgaste de la formación. Están diseñados para usarse en pozos altamente desviados y horizontales, permiten la rotación de la tubería.

Centradores de roles.

Estos centradores cuentan con un mecanismo de roles que reduce la fricción de manera independiente al fluido de perforación utilizado, su roles minimizan el área de contacto entre la tubería de revestimiento y la formación. Su uso es conveniente en zonas de baja presión donde pueden existir pegaduras por presión diferencial, se han demostrado que dichos roles pueden disminuir el efecto de fricción hasta en un 60%.

Existe una versión que aparte de reducir los efectos de fricción a la hora de introducir la tubería también reduce dicho efecto cuando es rotada la TR, estos son comúnmente usados en pozos desviados y horizontales con el propósito de rotar la tubería cuando se está cementando.

Herramientas especiales.

Con el propósito de mejorar la calidad de la cementación la industria se ha visto obligada en desarrollar nuevas herramientas que prevengan o eviten problemas de una pobre cementación, la cual podría ocasionar que se requiera de una cementación forzada incrementando el tiempo operativo y los costos.

Tubería con elastómero expandible.

Para resolver problemas de micro espacios anulares y de adherencia incompleta de cemento. Dicha tubería brinda un aislamiento global a largo plazo, aumentando la vida productiva del pozo y minimizando el potencial de una costosa operación de cementación forzada. Esta combinación de tecnologías proporciona medios efectivos para resolver los problemas por micro espacios anulares y zonas de recubrimiento incompleto de cemento.

La herramienta proporciona un mecanismo de sellado elástico que no requiere de intervención, el cual funciona automáticamente cuando se requiere. Está diseñada específicamente para utilizar fuentes de materiales disponibles en el fondo del pozo, hincharse y llenar partes no cementadas del pozo, funciona cuando esta parcial o totalmente revestido de cemento, dispone de una gran capacidad de soportar presión y temperatura.

Usando remociones de lodo u otros líquidos, la herramienta se hinchará hacia cualquier porción abierta del espacio anular adaptándose a cualquier geometría irregular en la tubería de revestimiento o en el cemento.

IV.10 Simulaciones pre trabajos.^{47,51}

Para desplazar la lechada, proteger la TR y crear un sello que aisle las formaciones es necesaria una optimización de la planeación. Un correcto diseño físico químico de los fluidos (fluido de perforación, baches lavador, espaciador y lechadas de cemento), sin embargo esto no garantiza un adecuado desplazamiento.

Los simuladores antes de la ejecución del trabajo pueden ayudar a asegurar un correcto desplazamiento especialmente cuando los costos de terminación son altos y cuando es posible incrementar la producción.

En las simulaciones todos los fluidos deben de ser compatibles incluyendo los fluidos espumados. Las simulaciones generan información crítica y puede proporcionar el diseño más eficiente para una tasa de fluido superficial dada. Permitiendo la máxima remoción del fluido de perforación en el agujero.

Las simulaciones requieren datos de entrada como son:

- Fluidos a utilizar (fluidos de perforación, cemento, baches lavador y espaciador).
- Geometría del pozo (TR, diámetro del pozo, desviaciones y profundidades).
- Localización del pozo.
- Zonas débiles.
- Trayectoria direccional.

A su vez, es requerida la presión de circulación del pozo y de las zonas críticas que se atravesarán en la operación de cementación, también el historial de desplazamiento para predecir los gastos de salida del pozo basados en los datos de entrada.

En un simulador las condiciones iniciales cambian las condiciones de salida, estas pueden alterarse cuando existen serios problemas como son; pérdida de circulación o invasión de fluidos, gracias a los simuladores podemos identificar problemas antes de que ocurran dando la oportunidad al operador de modificar su diseño para que pueda realizarlos óptimamente.

Simulador de desplazamiento en 3D.

Existen en la industria simuladores computacionales avanzados que describen la dinámica de los fluidos, los cuales pueden modelar múltiples aspectos del desplazamiento del fluido de perforación durante la etapa de cementación. Dicho simuladores fueron diseñados para simular totalmente el ambiente del pozo en tres dimensiones.

Se pueden realizar pruebas para alcanzar una adecuada remoción de los fluidos de perforación o desplazamiento del lodo. Si el equipo de cementación no removió apropiadamente los fluidos de perforación en el pozo antes de bombear la lechada de cemento, esto puede resultar en una mezcla de fluidos y comprometer la integridad y el desplazamiento en el espacio anular. En Julio del 2001 la revista “Oil & Gas” publicó que; muchas causas de las fallas de la cementación están directamente relacionadas por la calidad del desplazamiento de la lechada.

Los simuladores 3D permiten monitorear las interfaces del lodo, los baches lavador, espaciador y la lechada de cemento. Los modelos 3D visualizan, de forma dinámica el desplazamiento de los fluidos del pozo en la **Figura 4.16** es mostrado de manera esquemática uno software usados en la industria. El cual permite predecir causas por las cuales se puede contaminar la lechada y ocasionar canalizaciones. El usuario puede practicar con el simulador antes de que se realice la operación y optimizar de esta manera la reología y la hidráulica del pozo cuando se va a cementar.



Figura 4.16 Muestra una representación gráfica de un programa de cómputo que modela la dinámica de los fluidos dentro del pozo.⁴⁷

El programa de cómputo contiene un sistema de coordenadas cilíndricas que puede conformar sus fronteras en pozos irregulares, anillos irregulares y localizar secciones críticas. Contienen un algoritmo basado en ecuaciones de flujo (Apéndice B) que realiza un ajuste reológico con la finalidad de caracterizar fluidos complejos y mezclas de interfaces entre el ambiente del pozo.

Estos simuladores contienen:

- Modelado del punto de cedencia de fluidos no newtonianos usando el modelo de propiedad generalizada de “Hershel Bulkley”, el cual es seguro y preciso para cualquier modelo reológico usado en la industria.
- Rotación del casing.
- Reciprocación del casing.
- Cálculos para zonas miscibles entremezcladas, densidad y viscosidad entre los fluidos.
- Cálculos de canales de lodo longitud y posición (si es que existe).

Simuladores integrales para la cementación.

Ayuda a diseñar, simular y optimizar los trabajos de cementación puede incluir lechadas estándar o de espumas. Se pueden identificar problemas potenciales y ajustar los diseños de la cementación antes de iniciar el bombeo.

Las características de funcionamiento son las siguientes:

- Optimizar los gastos máximos del desplazamiento del fluido de perforación, asegurando que las tasas de bombeo estarán por debajo de la presión de fractura.
- Predicción de la presión de circulación, y perfil de temperatura.
- Diseña cualquier tipo de centrador en cualquier combinación, en cualquier diámetro de tubería y de pozo.
- Integra cálculos potenciales de flujo para ayudar a prevenir la canalización de gas mientras que el cemento es colocado.
- Graficas dinámicas de la posición de los fluidos que repiten la simulación del tiempo y profundidades.
- La densidad equivalente de circulación y los gastos se grafican para las zonas de interés (zonas fracturadas y zonas productoras).

IV.10 Propiedades de la densidad del cemento.^{8,20,21}

Para una cementación exitosa se requiere considerar diversas propiedades de la lechada del cemento. Algunas de estas propiedades son más críticas en operaciones de pozos horizontales que en la de pozos verticales o poco desviados. Dos de las más importantes propiedades son la estabilidad de la lechada y la pérdida de fluido.

IV.10.1 Estabilidad de la lechada.

La estabilidad del cemento es siempre importante, pero aún más cuando se trata de pozos desviados. Existen dos propiedades que determinan la estabilidad de la lechada de cemento: el agua libre y la sedimentación. El agua libre es importante debido a que puede migrar hacia la parte alta del agujero y crear un canal abierto a través del cual los fluidos del pozo pueden fluir.

La sedimentación puede provocar una baja resistencia, una porosidad alta del cemento en la parte superior del pozo. La pérdida de aislamiento entre zonas puede ocurrir y causar una migración de fluido y una reducción en el control eficiente del yacimiento.

Aunque las propiedades del agua libre y la sedimentación pueden ocurrir juntos no están necesariamente relacionadas. Una propiedad puede presentarse sin la presencia de la otra; por lo tanto, las pruebas que se hagan deberán considerar que sean independientes.

El agua libre debe mantenerse en cero. En el laboratorio, el agua libre y la sedimentación deben mantenerse contemplando el máximo ángulo de desviación. Aunque actualmente no existe un método de prueba estándar de la API para pozos horizontales, la mayoría de las compañías operadoras y de servicios han desarrollado procedimientos internos para pruebas de evaluación del agua libre.

El agua libre y la sedimentación pueden ser prevenidos por medios químicos, tales como la adición de agentes viscosificantes y/o sales metálicas, las cuales forman hidróxidos complejos.

IV.10.2 Pérdida de fluido.

El control de pérdida de fluido es particularmente importante en pozos horizontales, debido a la exposición de la lechada a grandes secciones permeables que son más críticas que en pozos verticales. Se requieren bajos ritmos de pérdida de fluidos para preservar las propiedades reológicas diseñadas para la lechada. Los ritmos de pérdida deben ser siempre menores a 50 ml/30min. Un método para lograrlo, sin afectar el control del agua libre y la viscosidad, es mediante el uso de un sistema propiamente diseñado de cemento látex- modificado.

IV.10.3 Otras propiedades de la lechada.

El control de la densidad de la lechada y una concentración uniforme de los aditivos son particularmente importantes para asegurar que las propiedades del cemento sean consistentes a través del intervalo que se va a cementar. Se deberá tener un control estricto de la mezcla de la lechada.

Si se requiere el control de sistemas de cemento de baja densidad, por problemas de pérdida de circulación, los cementos a base de microesferas podrían ser mejores que los sistemas convencionales de cementos ligeros, sobre todo para obtener una mayor resistencia a la compresión.

Una vez que la lechada de cemento ha sido diseñada, los gastos y presiones de flujo deben ser revisados en un simulador. Esto es importante para verificar que las presiones de poro y de fractura de las formaciones no sean rebasadas durante la operación.

IV.11 Puntos importantes en la cementación horizontal.

En cuanto mayor sea el ángulo de desviación de un pozo con respecto de la horizontal, se agravaran determinados factores, como son la temperatura y el efecto de fricción los cuales deben considerarse y analizarse previos a la etapa de realización de la operación y analizar si es más conveniente realizar la operación de cementación en más de una etapa.

IV.11.1 Factor de fricción en pozos desviados.

Las fuerzas de fricción se oponen al movimiento de la sarta. Dichas fuerzas son diferentes en agujero entubado y abierto. Cuando se necesita rotar la sarta, el factor de fricción es el elemento más importante para estimar las cargas. El número, indica el aumento de fricción como un porcentaje del peso del objeto. El factor de fricción es la función de un gran número de variables, donde la tortuosidad en el agujero y la lubricidad del fluido en el espacio anular no son constantes.

Los lodo base aceite y sintéticos base aceite producen un factor de fricción bajo con respecto al producido por salmueras o lodos base agua. Los lodos sintéticos base aceite pueden desarrollar un factor de fricción del 14% comparados con los base agua que es entre el 30% y el 45%. La tortuosidad ha sido una diferencia matemática pequeña y continúa en estudio. En general, el factor de fricción también puede ser bajo en pozos entubados que en pozos abiertos. Muchos programas de cómputo proveen una opción para integrar la tortuosidad (usualmente en 0.5º/100 pies) para un buen desarrollo.

Las fuerzas de fricción son las mínimas cuando se rota la tubería y son el resultado de la fricción dinámica que es diferente a la fricción estática. Aunque el factor de fricción es independiente de la inclinación del agujero, las fuerzas de fricción son altas en pozos altamente desviados donde la mayor parte del peso está en la parte baja del pozo, los rangos de dichas fuerzas son mostradas en la **Figura 4.17**, cabe mencionar que si el filtrado del lodo es demasiado grueso el movimiento de la sarta será más difícil.

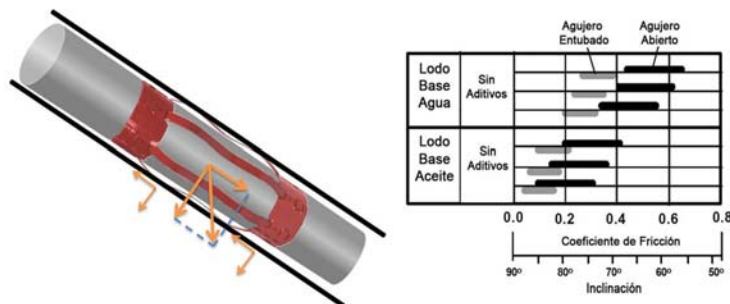


Figura 4.17 Diagrama de cuerpo libre de la tubería de revestimiento con centrador y gráfica donde el factor de fricción está en función del tipo de fluido de perforación y del ángulo de desviación²⁷

IV.11.2 Temperatura en pozos horizontales

La temperatura de circulación en el fondo del pozo (BHCT por sus siglas en inglés) y la temperatura estática en el fondo del pozo (BHST por sus siglas en inglés), así como la temperatura diferencial (DT por sus siglas en inglés) entre el fondo y la cima de cemento son esenciales para realizar el diseño de la lechada.

La temperatura de circulación en el fondo del pozo es la temperatura a la cual el cemento estará expuesto y se desplazará en el pozo, también será la temperatura usada como temperatura máxima junto con la presión máxima para desarrollar las pruebas de bombeabilidad y proponer un diseño de lechada con sus respectivos aditivos retardadores de fraguado si es necesario.

El BHCT se calcula normalmente basado en las normas API Spec 10 (1988). Sin embargo, algunos operadores prefieren trabajar con la temperatura medida durante la circulación del pozo. Un camino para obtener dicha temperatura es usando sensores térmicos los cuales son circulados en el fluido de perforación y retirados a la salida del pozo (Jones, 1986).

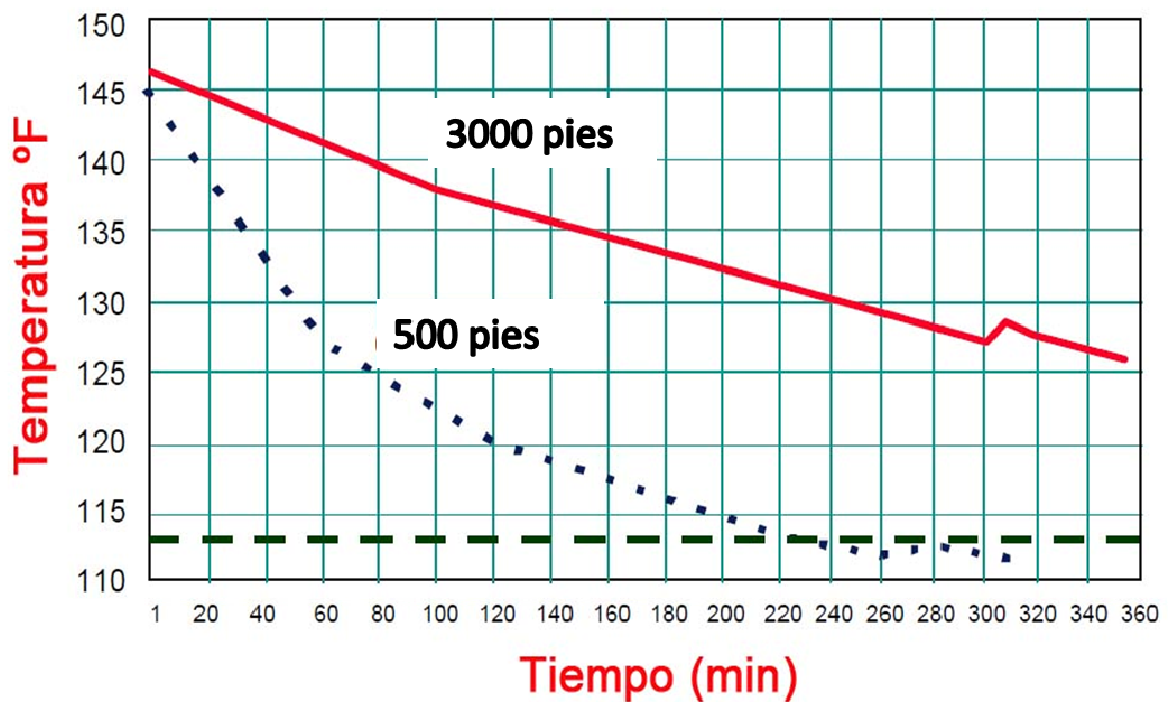
Actualmente se emplean simuladores de cómputo para obtener la temperatura de circulación en el fondo del pozo. La temperatura estática de fondo es importante para realizar una evaluación de estabilidad a largo plazo o para desarrollar una tasa de fuerza compresiva de un sistema de cemento dado. Normalmente se calculan por medio del gradiente geotérmico en el área de interés o puede estimarse por mediciones realizadas por un registro.

La diferencia de temperaturas entre la cima y el fondo es extremadamente importante para desarrollar un diseño de cemento. Es conveniente retardar el fraguado del cemento para un óptimo desplazamiento. Una regla de dedo es asegurar que la temperatura estática en la cima de cemento exceda el BHCT.

Sabins (en 1981) en un estudio experimental de un número de muestras de cemento, encontró que no es posible tomar ese criterio, para asegurar una buena fuerza compresiva. Es necesaria que la prueba sea realizada a las condiciones de la cima del cemento, si el resultado no es satisfactorio, puede ser necesario realizar el trabajo en más de una etapa. Esta regla de dedo solo provee un método simple para realizar cálculos rápidos en la locación, y si es necesario optar por un cople de cementación multietapas.

La temperatura de circulación en pozos horizontales puede ser mayor que un pozo vertical con la misma profundidad vertical. Esto debido al largo tiempo que el fluido pasa en la temperatura estática más alta.

La **Gráfica 4.18** muestra la simulación de la temperatura por medio de un software comercial para 2 pozos horizontales. Los pozos son idénticos, solo que el primero tiene 500 pies en la sección horizontal mientras que el otro tiene 3000 pies de sección horizontal. Las correlaciones API usadas para el TVD y el gradiente de temperatura determinan el BHCT. Nótese que la diferencia de temperatura entre el pozo de 500 pies y de 3000 pies de sección horizontal es de 15°F aproximadamente.



Gráfica 4.18 Simulación de la temperatura de circulación de dos pozos con diferente longitud en la sección horizontal²⁷

CAPÍTULO V.

Caso Práctico.⁵²

Estadísticamente la cementación de pozos altamente desviados en Nigeria (pozos cuyo ángulo de desviación es mayor a 50 grados) muestran que solo alrededor del 33% son exitosos y no requieren de una operación de cementación forzada. Es decir dos de cada seis pozos que se perforaron en el pasado tienen una cementación primaria exitosa, donde el registro de cementación CBL capta un promedio menor de 15mv (milivolts).

Los trabajos de cementación forzada son caros, se requiere que en la operación, el casing sea perforado y con el tiempo se ve reducida su integridad a determinada presión. La cementación forzada es una operación que termina resultando en el incremento de los costos del pozo.

Estudios que se han elaborado indican que una cementación primaria pobre tiene entre otras, las siguientes deficiencias:

- Mal diseño de la lechada de cemento.
- Pobre geometría del agujero.
- Mala operación de cementación o de técnicas de desplazamiento.
- Pobre centralización del casing.

El efecto de cada uno de estos factores es amplificado junto con las características geológicas del Delta de Nigeria debido a la secuencia estratigráfica de arenas y lutitas, la cual contribuye con derrumbes del pozo o incluso resultando en pozos con diámetros muy grandes.

En el Delta de Nigeria, una centralización del casing contribuye con casi el 50% del trabajo de cementación primaria, incluso un buen diseño de la lechada y buenas prácticas operativas están en peligro debido a los patrones de flujo, que da como resultado de una pobre centralización.

La experiencia de los operadores había indicado que el uso de centradores convencionales (rígidos) para la centralización del casing en dicho lugar no había tenido éxito en corregir esta deficiencia en pozos altamente desviados.

En este caso, un nuevo centrador ha sido introducido y se ha usado de manera exitosa en la cementación de pozos horizontales y multilaterales.

Para probar el resultado de los nuevos centradores, se implementó un estudio, el cual evalúa la cementación de tres pozos horizontales y dos multilaterales en el Delta de Nigeria en total 7 pozos horizontales indicaron que mejora en un 100% en la cementación primaria y el generado por el cemento.

Fueron tomados los registros CBL y VDL en los 7 pozos dando excelentes resultados con un perfil de 5 milivolts, lo cual no necesitó de una cementación forzada, el registro CBL y VDL se muestra en la **Figura 5.1**.

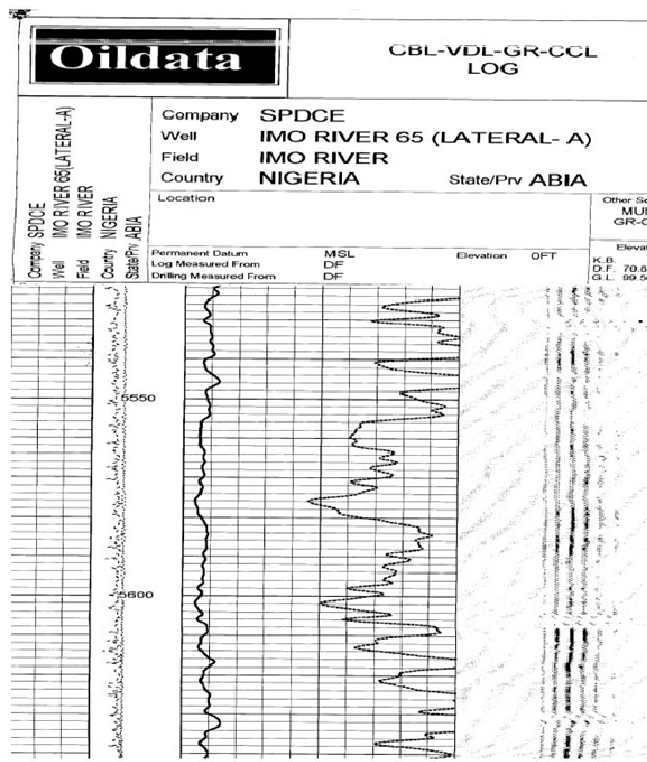


Figura 5.1 Registros CBL y VDL en el pozo Imo 65 ⁵²

INTRODUCCIÓN:

En el delta de Nigeria, han sido perforados exitosamente muchos pozos horizontales, pero el proceso de correr el casing o el liner desde la superficie hasta el fondo del pozo ha sido siempre una tarea sin un éxito total. Éstos deberían correrse siempre con una adecuada centralización, para suministrar y mejorar la eficiencia de remoción del lodo y conseguir la profundidad total, así mismo proveer un buen flujo anular cuando la lechada de cemento sea desplazada, alcanzando un buen desplazamiento alrededor de la tubería.

En Nigeria una típica operación de cementación forzada en 10,000 pies puede costar aproximadamente 300,000 dólares en una plataforma terrestre 350,000 dólares, en su equivalente costa afuera. Esto incluye el costo de la evaluación de la cementación con los registros CBL y VDL, en donde éxito de la cementación forzada no puede ser garantizado.

En algunas ocasiones las operaciones entran en un punto recurrente sin punto de finalización definido. Siguiendo un análisis reciente, se encontró que el factor más importante de una mala cementación era la pobre centralización.

Antes de realizar este proyecto, los centradores convencionales se habían usado en pozos horizontales, donde dichos centradores normalmente se deforman en la sección horizontal haciendo que el liner quedara en una posición no excéntrica y ocasionando que el área de flujo anular no fuera uniforme. Esto da como resultado una reducción de la velocidad de flujo en la parte donde el espacio anular es menor.

El efecto de la mala centralización se amplifica por las características geológicas locales. El Delta de Nigeria es típicamente representado por secuencias de arenas y lutitas, las cuales contribuyen en derrumbes del agujero provocando que partes de la pared del pozo tengan diámetros muy grandes, esto afecta enormemente en el desplazamiento de la lechada de cemento.

Con una lechada no optimizada y diámetros del agujero de 7 x 8 ½ pulgadas y 5 ½ x 7 pulgadas, donde se introdujo un liner de noviembre a diciembre de 1999, fueron usados por primera vez una nueva tecnología de centradores, donde los registros de la cementación (CBL y VDL) indicaron

un cambio significativo en la calidad de la cementación primaria, donde un total de dos pozos multilaterales y tres horizontales fueron cementados.

El centrador tiene hojas rectas opuestas al diseño de los centradores tradicionales, el cual tiene un diseño que puede traspasar las partes más difíciles del pozo. Las hojas del nuevo centrador crean menos arrastre y crean un flujo turbulento en el espacio anular, se crea una fuerza de arrastre inicial de cero y una fuerza de elongación inicial de 2,250 lb, no tan alto para que los arcos se flexionen lo suficientemente y pasen a través de las restricciones.

Las hojas tienen un contacto pequeño con la formación, lo cual evita que se atasquen o provoquen un efecto cuña en las secciones altamente desviadas y pasen libremente en las obstrucciones.

Durante la compresión, su bisagra que está entre el arco y el cuello mejoran sustancialmente el rendimiento del arco, su control deslizante es un tipo de acero químicamente modificado para mejorar su rendimiento y aumentar la resistencia a las cargas (Es mostrado en la **Figura 5.2**).



Figura 5.2 Centrador tipo “Slider” de 9 5/8” y 7” respectivamente.⁵²

CASO HISTÓRICO EJEMPLO.

El campo río Imo en OML 11 fué descubierto en marzo de 1959, se encuentra en el norte del delta del río de Nigeria en la parte sur-central de Nigeria a algunos kilómetros del noreste del puerto de Harrcourt (ver Figura 5.3).

Consta de 63 pozos que fueron perforados en Campo río Imo. En un estudio de campo, realizado en 1995, para las dos arenas del yacimiento (D1.0 y D2.0), están basados en la adquisición e interpretación de datos sísmicos en 3D desarrollado entre 1989 y 1993, que llevó a proponer el desarrollo de siete pozos horizontales.

Las arenas D1.0 y D2.0 en el campo del río Imo tenían reservas poco desarrolladas de 624/335 MMstb (millones de barriles a condiciones de tanque de almacenamiento) y 75.4 MMstb de aceite respectivamente. Uno de los pozos, el “Imo River 62” multilateral fué planeado para desarrollar 9.4 MMstb de aceite en el yacimiento D2.0.

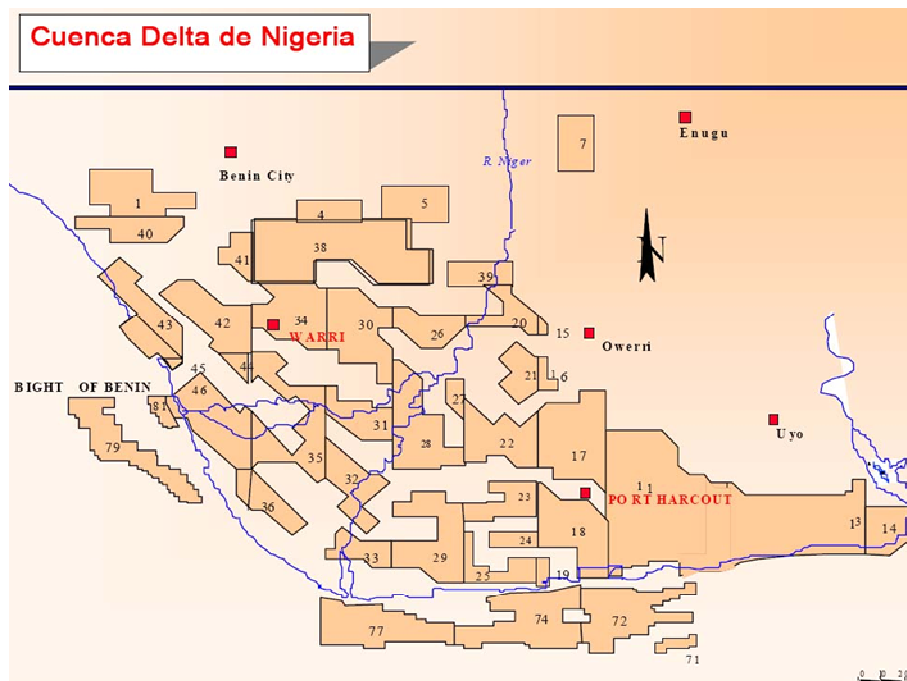


Figura 5.3 Cuenca del Delta de Nigeria⁵²

El objetivo de ese pozo fué proveer puntos de drenaje dual laterales en el estrato D2.0 en la parte norte del campo y en la parte sureste. En la **Figura 5.4** es presentado de manera esquemática un pozo multilateral.

La estratigrafía del pozo tuvo lutitas con un espesor de 35 pies de TVD (profundidad total desarrollada), justo por debajo de las arenas D1.0.

Las lutitas eran duras, lo que dificultó la perforación con respecto a las tasas de penetración planeadas para dicha zona.

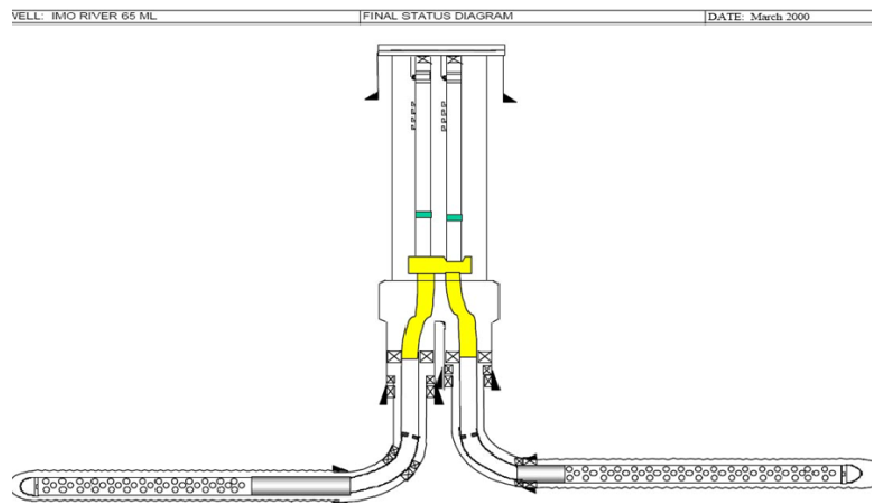


Figura 5.4 Representación de un pozo multilateral ⁵²

Se usó un fluido de perforación base aceite para las 2 secciones horizontales. La secuencia estratigráfica planteó un reto importante, al tratar de conseguir un buen aislamiento zonal debido a las fracturas que existían en las lutitas y a la inestabilidad de los intervalos de arena.

Además, existe una difícil secuencia estratigráfica y graves fallas como es ilustrado en el mapa en la sección transversal **Figura 5.5**. Los pozos presentan tortuosidad y en consecuencia se requiere una adecuada centralización para el momento de cementar.

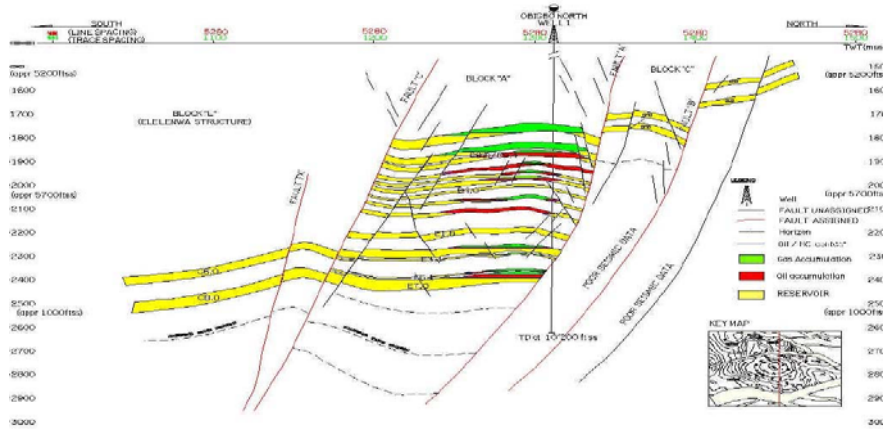
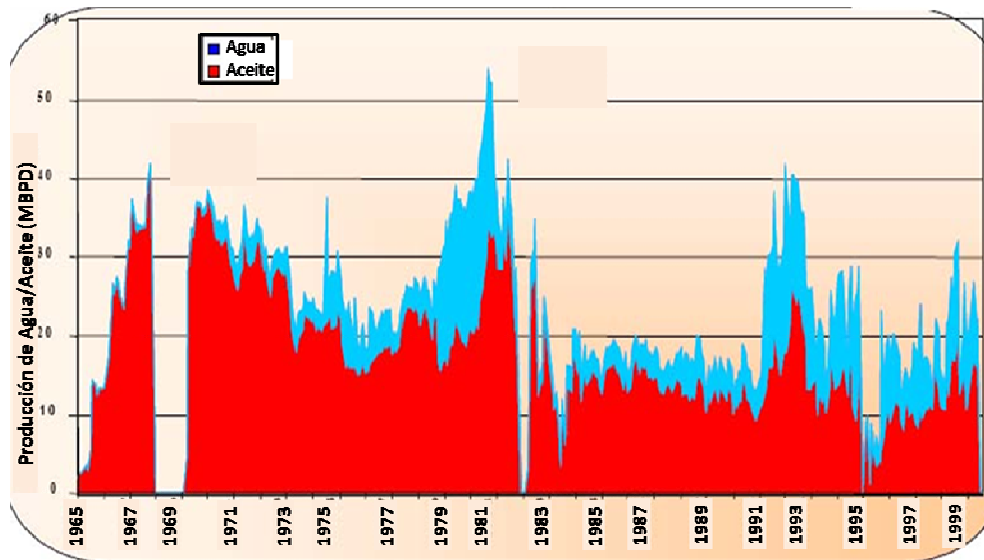


Figura 5.5 Mapa de la sección transversal que muestra la secuencia estratigráfica y el sistema de fallas.⁵²

La producción histórica data desde 1965 hasta 1999, donde la producción de agua se ha incrementando preocupantemente, especialmente en Obigbon del Norte y el Río Imo (Como es mostrado en la Figura 5.6).

Fué importante un adecuado desplazamiento del cemento para crear un aislamiento, controlar el agua y una óptima administración de la producción del yacimiento. También se hizo evidente que; si no existía una cementación primara satisfactoria el potencial del pozo se vería afectado.



Gráfica 5.6 Producción histórica del campo⁵²

DESARROLLO.

Fueron usadas tres de las mejores prácticas, con la finalidad de aprovechar dichas ventajas ofrecidas por las características y diseño de los centradores.

Desplazamiento Centralizado: dos centradores por cada tramo de tubería entre la zapata guía y la zapata flotadora, posteriormente uno por cada tramo de tubería hasta que abarcara el 70% de la longitud total, dicho valor se obtuvo cruzando los intervalos críticos. La **Figura 5.7** muestra una típica posición de los puntos de centralización para llevar a cabo una cementación horizontal.

Procedimiento de la corrida: el diseño del centrador permite la rotación mientras se corre el liner, como consecuencia el colgador utilizado pudo ser rotado. Dicha operación permitió optimizar el envío del liner hasta el fondo y superar los puntos críticos, ayudando también a la remoción del lodo gelificado y al enjarre del fluido de perforación, así como para el buen desplazamiento del cemento.

Desplazamiento del Cemento: las técnicas de desplazamiento fueron diseñadas de tal manera que permita optimizar la mezcla y el bombeo en no menos de 4 barriles por minuto simulados. La tasa de desplazamiento de 4 barriles por minuto, permitió que se estabilizara el flujo en un régimen turbulento.

Resultados obtenidos: generalmente las bases para un buen trabajo de cementación es el reporte de evaluación final, el cual indica las técnicas exitosas y eventualmente un exitoso trabajo de cementación de manera económica.

Para dicho proyecto, el éxito de los pozos horizontales puede definirse en términos de lograr el objetivo técnico el cual se obtiene logrando un buen aislamiento en la formación, una buena integridad del casing y una buena integridad de la terminación.

Para el proyecto del Norte de Obigbio y el Río Imo, el trabajo de cementación primaria fué definido como un trabajo técnico y económicamente exitoso porque no se requirió de una cementación forzada.

La evaluación del registro CBL de cada pozo es mostrado a continuación.

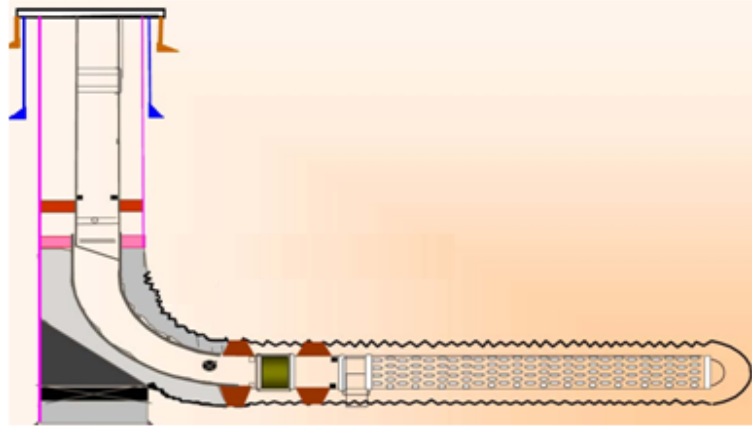


Figura 5.7 Posición típica de los centradores y del cemento.⁵²

1. Resultados obtenidos:

Nombre del pozo	Diámetro del agujero	Diámetro del Casing	Calidad de la cubierta del cemento (Promedio)
Obigbo-10 horizontal	7"	5-1/2" con EPC	10 Mv
Obigbo-38 horizontal	8-1/2"	7"	5 Mv
Obigbo-50 horizontal	7"	5-1/2" con EPC	12 Mv
Imo - 63 horizontal	7"	5-1/2" con Liner	7 Mv
Imo - 64 Multilateral	2x7"	5-1/2" con Liner	5 Mv
Imo - 65 Multilateral	2x7"	5-1/2" con Liner	7Mv
Imo - 66 Pozo reducido	7"	5-1/2" con Liner	12 Mv

Gráfica 5.1 Resultados obtenidos por el registro CBL en cada pozo.⁵²

Capítulo VI

Evaluación de cementaciones^{8,20}

La cementación es todo un reto. La falta de una efectiva centralización pone en riesgo la cementación. La confiabilidad de los registros de cementación en pozos horizontales es baja. Requiere utilizar artificios para poder registrar la sección horizontal. En caso que se detecte que la cementación es defectuosa, la reparación de la misma es poco menos que imposible.

Para evaluar la adherencia en todo el tramo cementado es necesario efectuar un registro sónico de cementación, empleando la tecnología de ultrasonido con cualquiera de las herramientas ultrasónicas, y en caso de que este registro denote mala calidad de la cementación en las zonas de interés se efectuarán operaciones de re-cementación a través de disparos efectuados en las partes que denoten falta de sello del cemento por mala adherencia o por existencias de canalizaciones.

Generalmente es aceptada una adherencia mínima del 80% para dar por bueno un trabajo de cementación, aunque los estudios efectuados en los laboratorios de reología de los centros de investigación marcan un porcentaje de adherencia mínimo del 90% para obtener buenos resultados de sello; sin embargo, las experiencias de campo marcan un mínimo del 80% para dar por buena una cementación.

Existe una gran variedad de condiciones que se deben tomar en cuenta tales como; la perforación a grandes profundidades se tendrá alta presión y temperatura, la interpretación de grandes volúmenes en las estimulaciones y fracturas, la recuperación en todos sus tipos y sistemas se requieren un buen aislamiento.

La cementación exitosa de las tuberías de revestimiento y tuberías cortas es una operación difícil que requiere de una planeación apropiada del trabajo en función de las condiciones del pozo y de un conocimiento de los mecanismos de presión involucrados durante la colocación de la lechada de cemento.

Las causas de malos trabajos de cementación pueden ser clasificadas en dos grandes categorías:

1. Problemas de flujo de origen mecánico.
 - Tuberías mal centralizadas en pozos desviados
 - Agujeros derrumbados
 - Preflujo ineficiente
 - Régimen de flujo incorrecto

Estas condiciones se caracterizan por una remoción incompleta del lodo en el espacio anular del cemento.

2. Degradación de la lechada de cemento durante la etapa de fraguado.

Se han demostrado que la presión diferencial entre la presión de poro del cemento y la presión de formación es la causa de muchas fallas en las cementaciones.

Se han demostrado por estudios de laboratorio que un cemento bien fraguado tiene una permeabilidad del orden de 0.001 md, con un tamaño de poro debajo de 2micras y una porosidad de alrededor de 35%. Sin embargo, cuando se permite que el gas migre dentro de la lechada antes de completarse el fraguado, la estructura de poros es parcialmente destruida y el gas genera una red de poros tubulares los cuales pueden alcanzar hasta 0.1mm de diámetro y crear permeabilidades tan altas como 1 a 5 md. Este cemento “gaseoso”, a pesar de que soporta el Casing, no es capaz de proporcionar un sello apropiado para el gas de la formación.

Se tienen disponibles ahora ciertos aditivos que previenen este mecanismo y aseguran un aislamiento apropiado de la zona en intervalos que contienen gas. Ya sea que la causa de la mala cementación sea de origen mecánico o de presión, el resultado afectará el aislamiento hidráulico entre las formaciones, la cual es la función principal de una cementación primaria.

Un programa de evaluación de la cementación deberá ser capaz de determinar no solo la calidad de la operación de cementación o la necesidad de trabajos de reparación, sino analizar también las causas de fallas con el fin de mejorar el programa de cementación de futuros pozos en el mismo campo.

VII.1 REGISTROS SÓNICOS E INTERPRETACIÓN.

Durante mucho tiempo, el registro de temperatura fue la única herramienta utilizada para conocer la eficiencia del desplazamiento del cemento por el espacio anular, la cual proporcionaba únicamente información sobre la cima del cemento, no así de la calidad, adherencia de la formación, el cemento y la tubería.

El registro sónico de cemento “CBL” (Cement Bond Log), se ha creado y utilizado no solo para conocer la cima del cemento, sino el grado de adherencia entre la tubería y el cemento, y el cemento- formación.

Combinado después con las formas de onda de densidad variable (VDL), ha sido por muchos años la forma principal de evaluar la calidad de cemento.

Principio de operación: entre otros factores que afectan las propiedades acústicas de una tubería de revestimiento cementada se tiene la adherencia entre la tubería y el cemento. El registro de cementación se basa en la atención de la amplitud del primer arribo de una onda acústica, por efecto de la adherencia entre la tubería de revestimiento y el cemento.

La amplitud de la primera onda que llega al receptor varía según las condiciones de cementación de la tubería; es máxima en presencia de tubería libre y es mínima cuando la tubería está perfectamente cementada, se ha demostrado que la atenuación de una onda acústica que viaja a través de una tubería de revestimiento cementada, es proporcional al porcentaje de circunferencia con buena adherencia al cemento.

La onda que viaja a lo largo de la tubería es atenuada cuando la energía se pierde en el medio que rodea la tubería, es decir, cuando la adherencia es buena.

El registro CBL, es una grabación de la amplitud del primer arribo de energía en un receptor a 3 pies de distancia del transmisor. Simultáneamente se registra el tren de ondas completo o registro de densidad variable VDL, ver **Figura 6.1** que es medida del CBL y VDL. El registro de densidad variable (VDL) es opcional y complementa la información proporcionada por el CBL. Es un despliegue de onda completa de la señal en el receptor a 5 pies.

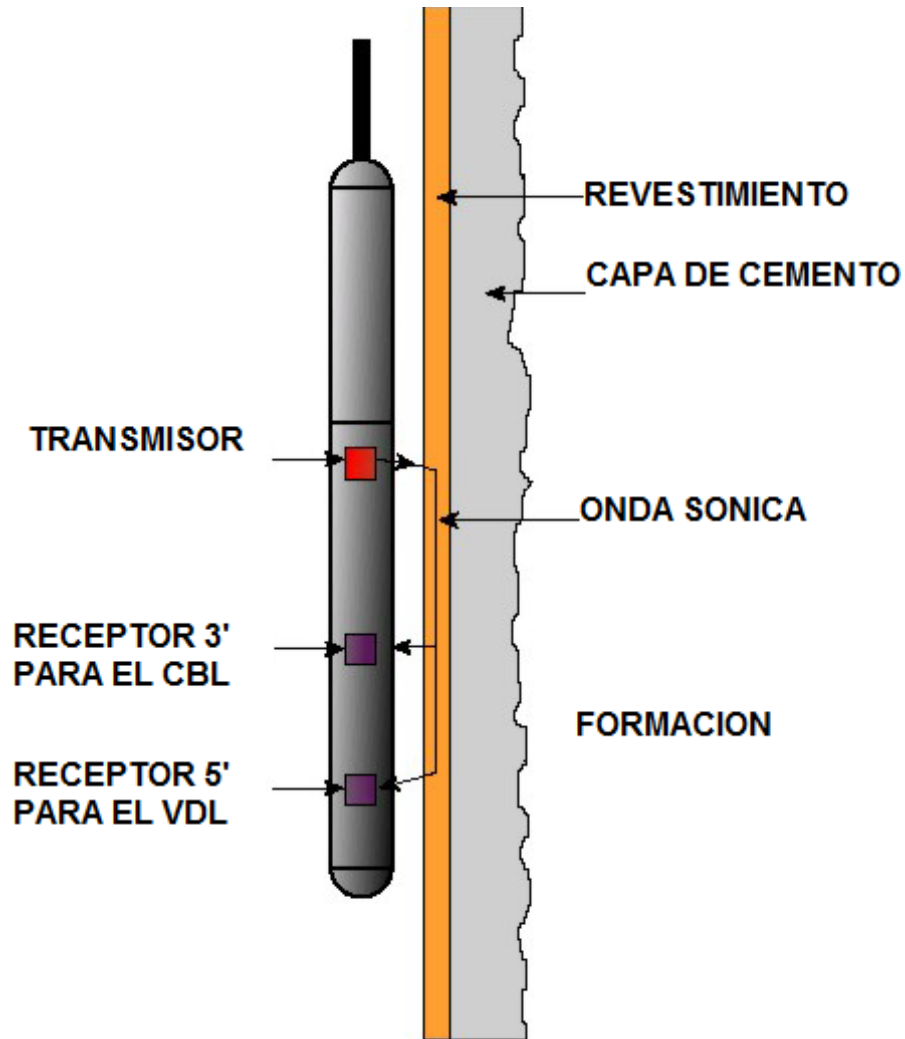


Figura 6.1 Registro CVL y VDL.⁵¹

Los factores que influyen en la amplitud de la señal son:

- Calibración
- Presión y temperatura
- Envejecimiento de transductores
- Atenuación en el lodo
- El diámetro y espesor de la tubería de revestimiento (TR)

Los registros acústicos se han convertido en la herramienta preferida por la industria para detectar la presencia de cemento detrás de la tubería de

revestimiento, y evaluar la calidad de las adherencias entre la tubería de revestimiento y el cemento y entre el cemento y la formación.

Los registros acústicos ayudan a indicar, de manera no intrusiva, el intervalo de profundidad en el que se colocó el cemento alrededor de la tubería de revestimiento, medir la impedancia acústica del cemento adherido a la tubería de revestimiento y cuantificar el porcentaje de circunferencia de la tubería adherido al cemento.

Estas características informan al operador acerca de las fallas presentes en el cemento, pueden requerir medidas de remediación; usualmente una operación de inyección forzada en la que el cemento se hace pasar por los disparos al espacio anular para llenar los espacios vacíos presentes a lo largo de las interfaces, en la tubería de revestimiento, la formación, o dentro del material del espacio anular propiamente dicho.

La energía recibida a una cierta distancia de la fuente por un receptor centrado en la tubería decrece al incrementarse el diámetro de la tubería.

Cuando se tiene una buena cementación, el nivel de señal es pequeño. La disminución en la amplitud de E_1 ver **Figura 6.2** parece un alargamiento del tiempo de tránsito, ya que el nivel de detección es constante.

La amplitud registrada del primer pico positivo (E_1) ver **Figura 6.2**, de la forma de onda sónica recibida a 3 pies y la forma de onda completa recibida a 5 pies ver **Figura 6.1**, estas ondas representan los valores promedio a lo largo de la circunferencia de la tubería de revestimiento ver **Figura 6.2** (imagen arriba).

En la tubería bien cementada, la señal sónica de la tubería de revestimiento se atenúa, y la amplitud E_1 del registro CBL es pequeña. En la tubería libre, los arribos de la tubería de revestimiento son intensos, los arribos de la tubería de revestimiento son intensos. El tiempo de tránsito es el tiempo que tarda la onda en viajar desde el transmisor hasta el receptor. Se utiliza para el control de calidad de la centralización de la herramienta y para establecer los parámetros para la detección de materiales.

En la tubería cementada parcialmente ver **Figura 6.2** (imagen abajo), puede haber presentes arribos de la tubería de revestimiento, de la formación y del lodo, que pueden tener lugar en presencia de un microespacio anular en la interfase entre la tubería de revestimiento y el cemento.

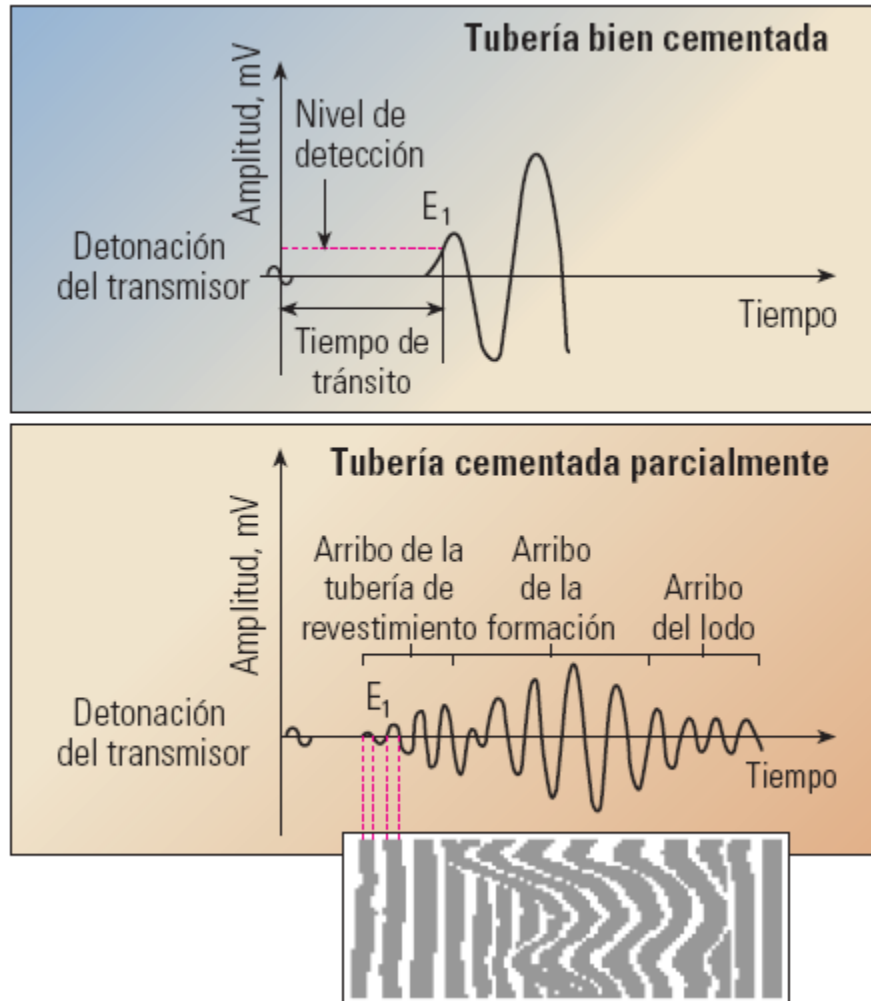
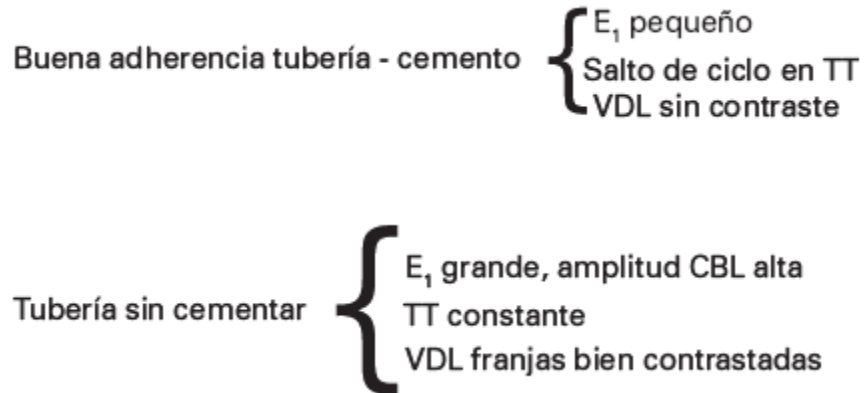


Figura 6.2 Ejemplo de un registro de evaluación de adherencia del cemento (CBL) y el registro de densidad variable (VDL).⁵¹

El registro VDL ver **Figura 6.2**, provee la visualización de los arribos que se propagan en la tubería de revestimiento como ondas extensionales, y en la formación como ondas refractadas.

El principio del registro de densidad variable se explica en la anterior figura, ver **Figura 6.2**, el tren de onda completo es mostrado en la película como franjas claras y oscuras, el contraste depende de la amplitud de los picos positivos. Las diferentes partes de un tren de ondas pueden identificarse en el registro VDL: los arribos de la tubería se muestran como franjas regulares y los arribos de formación son más sinuosos, etc.



Interpretación: la combinación del CBL/VDL permite hacer un estudio más completo de las condiciones de cementación. La interpretación consiste en el análisis del tren completo de ondas, representado en el registro VDL; y en la medición de la amplitud de la primera onda, registrada con el CBL.

La información dada por los registros es la siguiente:

- Registro sónico de cementación (3' CBL)
- Amplitud de la primera onda que llega a través de la tubería (cuantitativa)
- Tiempo de transito de la primera onda detectada.
- Registro de densidad variable (5' VDL)
- Amplitud de la primera onda que llega a través de la tubería (cualitativamente).
- Amplitud relativa de las ondas que llega posteriormente incluyendo ondas compresionales de la formación y ondas que viajan a través del lodo.
- Tiempo de transito de la primera onda detectada y de aquellas que llegan posteriormente.

Entre otras cosas la medida de la amplitud del CBL es función, de la atenuación debida al acoplamiento acústico del cemento a la tubería, ver **Figura 6.3.**

La atenuación depende de la resistencia compresiva del cemento, el diámetro de la TR, el espesor del tubo y el porcentaje de adherencia de la circunferencia.

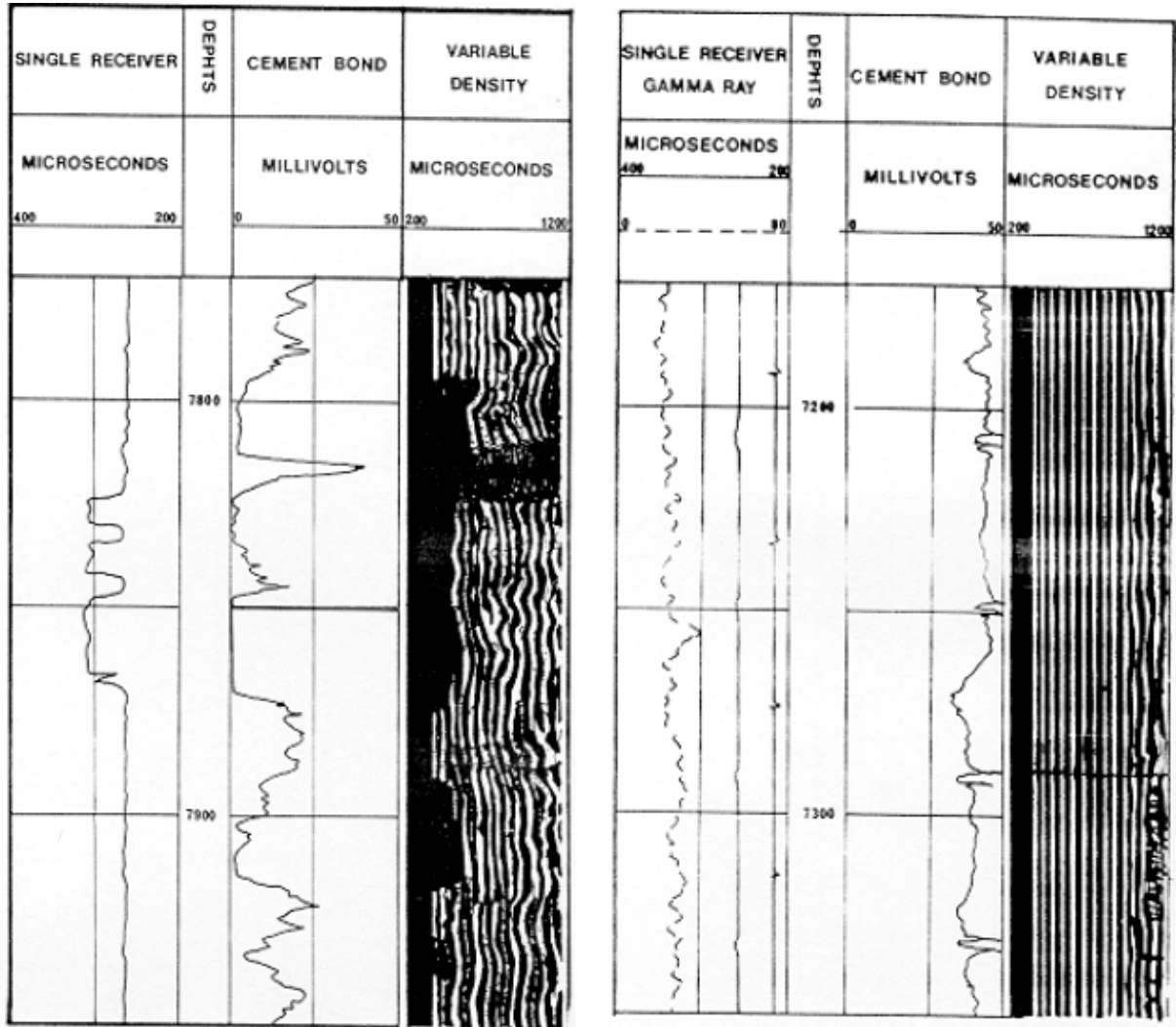


Figura 6.3 Registro CBL el cual muestra una comparación de dos pozos con buena y mala cementación.⁸

El parámetro básico para evaluar la calidad de cementación y la existencia de un aislamiento efectivo entre las zonas, es el índice de adherencia (Bond Index), el cual lo podemos definir como la relación entre la atenuación en la zona de interés y la misma en la zona bien cementada, ambas expresadas en (db/pie).

Un índice de adherencia igual a uno indica óptima adherencia, mientras que índices menores nos dan indicio de adherencias imperfectas. La ventaja obtenida mediante el uso del índice de adherencia consiste en que éste depende de la relación entre las atenuaciones y no de sus valores absolutos. Se reducen así los posibles errores provenientes de parámetros o condiciones ambientales no conocidas. El valor mínimo del índice de adherencia no es suficiente para garantizar una cementación efectiva en diferentes zonas.

La longitud del intervalo también debe ser considerada. En la experiencia de campo se ha demostrado que el intervalo mínimo de adherencia necesaria para un sello hidráulico efectivo, depende del diámetro de la tubería de revestimiento. El registro VDL es un complemento importante para la interpretación del registro CBL, ya que en la tubería libre, cuando haya máxima amplitud en el registro CBL, tendremos fuertes señales de tubería en el VDL.

Por el contrario si existe una buena adherencia del cemento tendremos baja amplitud, en el registro CBL, confirmado en el registro VDL por una señal de tubería débil y una fuerte señal de formación. Esto cuando la tubería ha estado sucia o engrasada al cementar o más frecuentemente al someterla a presión, se puede formar entre la tubería y el cemento un micro anillo que por sus dimensiones no afecta el aislamiento, pero altera la lectura de amplitud.

El registro VDL ayuda en este caso, a diferenciar entre una cementación diferente o la existencia de un micro anillo. Esta diferenciación es importante, ya que en el primer caso habrá que realizar una cementación forzada que en el segundo no será necesaria.

VII.2 CONTROL DE LA MIGRACIÓN DEL GAS

El proceso de construcción de pozos permite solo una oportunidad de diseñar y realizar un sistema de cementación primaria. Una óptima cubierta de cemento puede reducir significativamente el valor económico de un pozo, si ésta falla al evitar que el agua se convierta en parte de la producción corriente mucho antes de lo previsto, o si se requiere de la interrupción de la producción total de costosos tratamientos de recuperación de cementación. En el peor de los casos, el fracaso de la cubierta de cemento puede causar una pérdida total del pozo.

Así, la creación de una cubierta de cemento que proporciona el aislamiento zonal, en ningún caso, debe ser un objetivo primordial, esencialmente en cada proyecto de cementación, ya que facilita la producción de petróleo y gas en condiciones de seguridad y economía que alargue la vida del pozo. Por ejemplo, uno de los primeros peligros, es la colocación de cemento pobre, éste se produce si el equipo de perforación no elimina debidamente antes de que comience el bombeo de los lodos el fluido de perforación o los cortes de perforación del pozo.

Durante la etapa de perforación y cementación, la cubierta de cemento debe soportar el continuo impacto de la sarta de perforación. Esto en particular ocurre en pozos direccionales.

Desafíos de cementación “migración de gas”: el flujo de gas en el espacio anular, a veces llamado migración de gas, se produce cuando el gas forma canales debido a que la columna de cemento pierde su capacidad de mantener la presión de sobre balance en la formación.

Hay dos tipos de migración de gas, una es a corto plazo, estas son las que se producen antes de que se fragüe el cemento, y de largo plazo, que se desarrolla después de que el cemento se ha fraguado.

Flujo de gas en los anulares a menudo se presenta como burbujas de gas en la parte superior del anular o en la zona de flujo de gas, son detectadas por los registros sínicos o de los registros de temperatura. Sin embargo, incluso antes de que esta manifestación se produzca, los operadores pueden predecir con precisión el potencial de la migración de gas y el uso de uno o de una combinación de tratamientos para ayudar a prevenir el flujo de gas.

Los tratamientos pueden incluir:

- Mejorar el control de pérdida de fluido.
- El aumento de la densidad de líquidos.
- Acortamiento de la columna de cemento (utilizando fase de cementación).
- Aplicando presión en el espacio anular.
- Uso especial tixotrópico o compresibles (espumado) lodos de cemento.

Una columna de cemento debería ser suficiente para mantener una presión de sobre balance entre el gas y la formación, para evitar la migración de gas hasta que el cemento se fije. Sin embargo, a menos que los ingenieros de cementación diseñen un fluido específico para prevenir el flujo de gas durante la colocación, éste no podrá mantener la capacidad de transmitir plenamente la presión hidrostática en una condición estática.

La **Figura 6.4** muestra el proceso de formación de un canal de gas.



Figura #1. Colocación de la lechada de cemento. La lechada de cemento se comporta como un fluido. Transmite completamente la presión hidrostática.

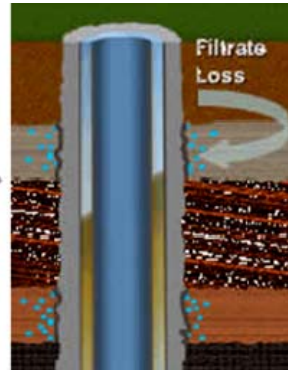


Figura #2. Se comienza a desarrollar la fuerza estática de gel. Pérdida de fluidos a la formaciónes. Reducción de volumen debido a la pérdida de presión.

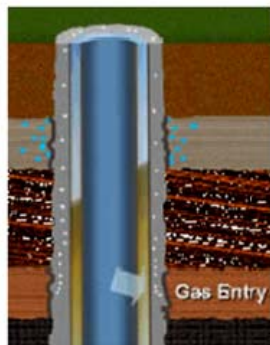


Figura #3. Se pierde la presión se sobre balancee. La pérdida de fluidos sigue en zona de menor presión. Gas entra pozo y se filtra hasta el anular.

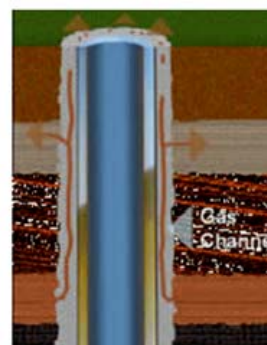


Figura #4. Filtración de gas conduce a la formación de canal. Canal continúa después de la cementación

Figura 6.4 Proceso de formación de un canal de gas.⁵¹

Para ayudar a evitar daños en la formación de canales de gas, los operadores deben considerar un "tiempo de transición" mínimos debido a la pérdida de fluidos, sin embargo no existe una sola manera de evitar la migración de gas, pero la investigación ha dado lugar a diversas técnicas para la estimación de la gravedad del problema y para ayudar a lograr el control.

Los niveles óptimos de la lechada de cemento pueden reducir significativamente el valor económico del pozo al permitir que el agua sea parte de la producción corriente, mucho antes de lo esperado o al solicitar la interrupción de la producción para realizar costosos tratamientos de recuperación de cementación. En las peores situaciones, el fracaso de la cubierta de cemento, ésta puede resultar en la pérdida del pozo.

Las causas más frecuentes de fracaso de las cubiertas de cemento son el flujo a través de cemento antes de que este se fije y el flujo a través del cemento una vez que este se ha fijado.

CAPÍTULO VII

Conclusiones y Recomendaciones

- Las ventajas de cementar pozos horizontales con respecto a otras terminaciones son; realizar una estimulación o un fracturamiento hidráulico en dicha sección, con la finalidad de aumentar de manera significativa la producción del pozo. También dicha terminación evita que se realicen reparaciones posteriores ocasionadas por un taponamiento en la formación productora.
- Es importante considerar las características de las formaciones que estarán en contacto directo con el cemento, ya que estas marcarán la pauta si un pozo puede terminarse con una cobertura de cemento o no y si es el caso, realizar el diseño de los fluidos que serán utilizados para la operación.
- Un mal diseño o prácticas llevadas a cabo de una manera no adecuada ocasionarán un incremento de los costos operativos debido a los trabajos de reparación.
- En comparativa un pozo con terminación horizontal produce aproximadamente cuatro veces más que un pozo convencional debido a su geometría radial.
- Para realizar una cementación exitosa es indispensable poner atención especial a la geometría del agujero, el fluido de perforación, al enjarre ocasionado por este, la lechada de cemento, los baches usados y las presiones que existen en las formaciones.
- Es indispensable que la lechada de cemento tenga un control de filtrado aceptable (por lo regular de 30 ml por cada 30 min), en caso contrario será necesario agregar un aditivo a la lechada que pueda proporcionar dicho control.
- Es indispensable una caracterización reológica adecuada de los fluidos que se desplazarán en el pozo, para asegurar un bombeo óptimo, el cual permita la máxima adherencia del cemento en la formación y en la tubería de revestimiento.

-
- Es indispensable lograr una excentricidad por lo menos del 40% en la sección horizontal, ya que si es menor el éxito del pozo estaría en riesgo.
 - Es indispensable estimar un factor de fricción de manera adecuada, ya que este es fundamental a la hora de estimar las cargas por fricción en la sección horizontal, cuando la TR es introducida al pozo, sin embargo éste puede disminuir drásticamente si se ocupan centradores de roles.
 - Se requiere conocer el comportamiento de la temperatura en la sección horizontal ya que éste es diferente si lo comparamos con un pozo convencional, una mala comprensión llevaría a que el cemento fraguara antes de tiempo o que su fraguado tarde demasiado.
 - El uso de simuladores se ha convertido en una herramienta cotidiana para el diseño de la cementación, sin embargo es indispensable que el ingeniero interprete de manera correcta los datos arrojados por el simulador, ya que de no ser así estos pueden ocasionar que la operación sea todo un fracaso.
 - La cementación de pozos horizontales es un trabajo que requiere integrar una amplia variedad de técnicas para modelar y describir el comportamiento que se tendrá en el desarrollo operativo, por lo tanto se debe trabajar en conjunto y emplear toda la su experiencia de campo.

ESTADO DEL ARTE DE POZOS HORIZONTALES.

Los pozos horizontales se han utilizado en formaciones con estratos delgados, yacimientos fracturados, formaciones con conificaciones de agua y gas, entrada de agua, yacimientos de aceite negro, yacimientos de gas, y métodos de recuperación mejorada, como son inyección de CO₂.

En los últimos años, las tecnologías que se han desarrollado en la perforación de pozos horizontales y multilaterales, han sido de diferentes tipos y ofrecen la posibilidad de terminarlos de diferente forma para el aislamiento y control de la producción para diferentes ramificaciones en el caso de ser multilaterales.

Como resultado de los avances en perforación y en terminación de pozos, en las últimas 2 décadas se han incrementado el desarrollo de dichos pozos de forma significativa. Ahora son desarrollados de forma cotidiana en diferentes tipos de formaciones, sin embargo se requieren mejores diseños de terminaciones para optimizar los gastos de producción y aumentar las reservas.

Las terminaciones en pozos horizontales pueden catalogarse en terminaciones naturales, terminaciones con control de arenas, y terminaciones con estimulaciones. Las terminaciones naturales engloban: agujero descubierto, liner ranurado, revestido y disparado etc. Para el control de arenas dichos pozos pueden ser terminados con; empacadores de arena y empaques de grava. Las estimulaciones incluyen terminaciones con fracturamiento hidráulico y fracturamiento con empacadores de grava.

Un pozo horizontal depende en gran medida del método de su terminación, donde los fluidos de la formación influyen en el pozo a lo largo de éste. La compleja interacción entre la hidráulica del pozo y los fluidos de la formación dependen directamente, donde dicha interacción es determinante para poder predecir el comportamiento de la productividad del pozo.

Existen muchos problemas a la hora de optimizar la terminación de un pozo, esta se realiza mediante simuladores de cómputo usando soluciones analíticas las cuales son difíciles de llevar a cabo debido a las complejas geometrías y distribuciones no uniformes a lo largo del pozo.

Analizando terminaciones en pozos horizontales con disparos y liners ranurados se puede determinar que sus terminaciones influyen en la productividad.

La mayoría de los pozos horizontales son terminados en agujero descubierto o con liner ranurado y estos son estimulados en formaciones de baja permeabilidad.

Los pozos horizontales presentan una serie de desventajas como son el alto costo comparado con un pozo vertical, por ejemplo un pozo horizontal cuesta de 1.5 a 2.5 veces más que un pozo vertical. Además, un pozo horizontal generalmente se pone en producción a una zona a la vez, debido a que el producir varias zonas a la vez en el mismo pozo horizontal, es una tarea de alta complejidad.

Por otra parte el beneficio que se obtiene al comparar pozos horizontales con respecto a los convencionales son, los altos índices de producción, por ejemplo el costo operativo de un pozo convencional es de 7 a 9 dólares por barril mientras que en un pozo horizontal es de 3 a 4 dólares por barril.

APÉNDICE B⁴⁰

FLUJO A TRAVÉS DE TUBERÍAS CONCÉNTRICAS Y HORIZONTALES

En un flujo laminar la corriente es relativamente lenta y no es perturbada por las posibles protuberancias del contorno, mientras que la viscosidad es relativamente grande, de forma que si por cualquier circunstancia se inicia un fenómeno de turbulencia, la viscosidad lo destruye.

En consecuencia la formulación que se va a desarrollar sirve, tanto para tuberías lisas como para tuberías rugosas, suponiendo que las partículas de fluido, en un flujo laminar a lo largo de un tubo, se mueven en capas cilíndricas coaxiales; en el eje del tubo, el desplazamiento se realiza a mayor velocidad, mientras que en las paredes permanece en reposo.

La distribución de velocidades en una sección transversal cualquiera del tubo obedece a las fuerzas de fricción transmitidas de capa en capa. Si se considera un tubo por el que circula un fluido, **Figura A.1**, de diámetro $2R$ y coaxialmente se toma un cilindro de fluido de diámetro $2r$ y longitud Δl , que se puede aislar imponiéndole unas condiciones de contorno, aplicando en su base frontal una presión p y en la posterior $(p - \Delta p)$, así como el coeficiente τ de corte.

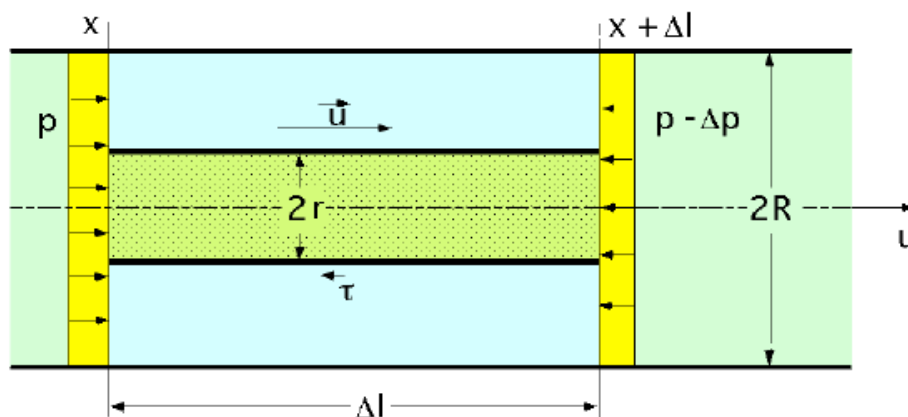


Figura A.1 Tubo de fluido para la ecuación de Poiseuille⁴⁰

Sobre el cilindro actúa un empuje longitudinal de la forma:

$$F_{emp} = \pi r^2 \Delta p$$

La fuerza de fricción:

$$F_{roz} = \eta S \frac{du}{dr} = |S = 2 \pi r \Delta l| = 2 \pi \eta r \Delta l \frac{du}{dr}$$

Es igual a la de empuje, por lo que:

$$2 \pi \eta r \Delta l \frac{du}{dr} = \pi r^2 \Delta p \Rightarrow \frac{du}{dr} = \frac{r \Delta p}{2 \eta \Delta l} \Rightarrow u = \frac{\Delta p}{2 \eta \Delta l} \int_r^R r dr = \frac{\Delta p}{4 \eta \Delta l} (R^2 - r^2)$$

Que es una distribución del campo de velocidades de tipo paraboloides de revolución.

$$Q = \int_0^R u d\Omega = \int_0^R u 2 \pi r dr = \frac{\Delta p}{4 \eta \Delta l} \int_0^R (R^2 - r^2) 2 \pi r dr = \frac{\pi R^4 \Delta p}{8 \eta \Delta l}$$

Que es directamente proporcional a la variación de presión entre las secciones A y B, a la cuarta potencia del radio de la conducción, e inversamente proporcional al tramo de tubería considerada de longitud Δl y a la viscosidad dinámica η .

El gasto es: $Q = \Omega u_F$.

Siendo u_F la velocidad media, que se puede poner en la forma:

$$u_F = \frac{Q}{\Omega} = \frac{\frac{\pi R^4 \Delta p}{8 \eta L}}{\pi R^2} = \frac{R^2}{8 \eta} \frac{\Delta p}{L}$$

Y Δp la caída de presión en toda la tubería de longitud L .

La *velocidad máxima* se tiene para $r = 0$, de la forma:

$$u_{m\acute{a}x} = \frac{R^2}{4 \eta} \frac{\Delta p}{L}$$

La relación entre la velocidad máxima y la velocidad media es:

$$u_{m\acute{a}x} = 2 u_F$$

Despejando de la expresión de la velocidad media el valor de Δp , se obtiene la ecuación de *Poiseuille*, de la forma:

$$\Delta p = \frac{8 \eta L u_F}{R^2} = \frac{32 \eta L u_F}{d^2}$$

La pérdida de carga total Δp correspondiente a la longitud de tubería L se puede poner en función de la pérdida de carga por unidad de longitud de tubería J , en la forma:

$$\Delta p = J L$$

Expresión que se puede poner en función del número de Reynolds, y el coeficiente λ de fricción, en la forma:

$$J = \frac{\Delta p}{L} = \frac{32 \eta u_F}{d^2} = \frac{32 \eta u_F}{d^2} \frac{u_F \rho}{u_F \rho} = \left| Re = \frac{u_F d}{\eta/\rho} \right| = \frac{32 u_F^2 \rho}{d Re} = \rho \frac{\lambda u_F^2}{2 d} = \gamma \frac{\lambda u_F^2}{2 g d} \Rightarrow \lambda = \frac{64}{Re}$$

Que es el valor del coeficiente λ de fricción para el flujo de un fluido por un conducto en régimen laminar.

El valor de Δp para el agua, en función de γ es: $\begin{cases} \gamma = 1; \Delta p \text{ en } (g/cm^2) \\ \gamma = 1000 (kg/m^3); \Delta p \text{ en } (kg/m^2) \end{cases}$

La ecuación de Poiseuille indica que la pérdida de carga en régimen laminar, para tuberías lisas o rugosas, es directamente proporcional al cuadrado de la velocidad.

En la Figura A.2 se indican otras distribuciones correspondientes al coeficiente τ de corte, velocidad \vec{u} y disipación de energía por fricción.

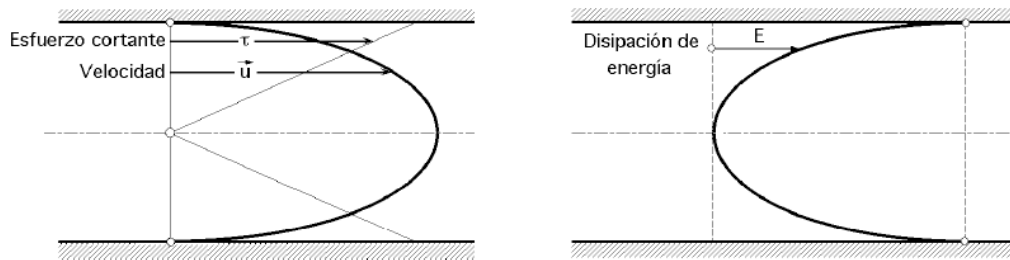


Figura A.2 Distribución del coeficiente de corte, y disipación de energía⁴⁰

Movimiento Turbulento.

Todos los estudios realizados para determinar las pérdidas de carga en el movimiento turbulento, se pueden representar por la expresión:

$$J = \frac{\rho \lambda u^2}{2 d} = \frac{16 \rho \lambda Q^2}{2 \pi^2 d^5} = k Q^2$$

En la que: $\lambda = f(u, d, \rho, \eta, \frac{\varepsilon}{d}) = f(Re, \frac{\varepsilon}{d})$,

Siendo ε la rugosidad absoluta.

Para tuberías lisas: $\frac{\varepsilon}{d} = 0 \Rightarrow \lambda = f(Re)$

a) $2000 < Re < 10^5$, $\lambda = 0,3164 Re^{-0,25}$ (Blasius)

b) $Re > 10^5$; $\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = 2 \lg_{10} \frac{Re \sqrt{\lambda}}{2,51}$ (Primera ecuación de Kármán-Prandtl)

Para tuberías rugosas se pueden dar tres casos según el valor del número de Reynolds.

Si el nº de Re es elevado: $\lambda = f(\frac{\varepsilon}{d}) \Rightarrow \begin{cases} \frac{1}{\sqrt{\lambda}} = 2 \lg_{10} \frac{d}{2 \varepsilon} + 1,74 & (2^a \text{ ecuac. de Kármán Prandtl}) \\ \frac{1}{\sqrt{\lambda}} = 2 \lg_{10} \frac{d}{\varepsilon} + 1,14 & (Nikuradse) \end{cases}$

Si el número de Reynolds tiene un valor intermedio:

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = 2 \lg_{10} \left(\frac{\varepsilon}{3,71 d} + \frac{2,51}{Re \sqrt{\lambda}} \right), \text{ para: } \lambda = f(Re, \frac{\varepsilon}{d}) \text{ (Colebrook-White)}$$

Para números de Reynolds bajos: $\lambda = f(Re)$

$$70.000 < Re < 1.500.000 ; \lambda = 0,0054 + 0,369 Re^{-0,3} \text{ (Herman)}$$

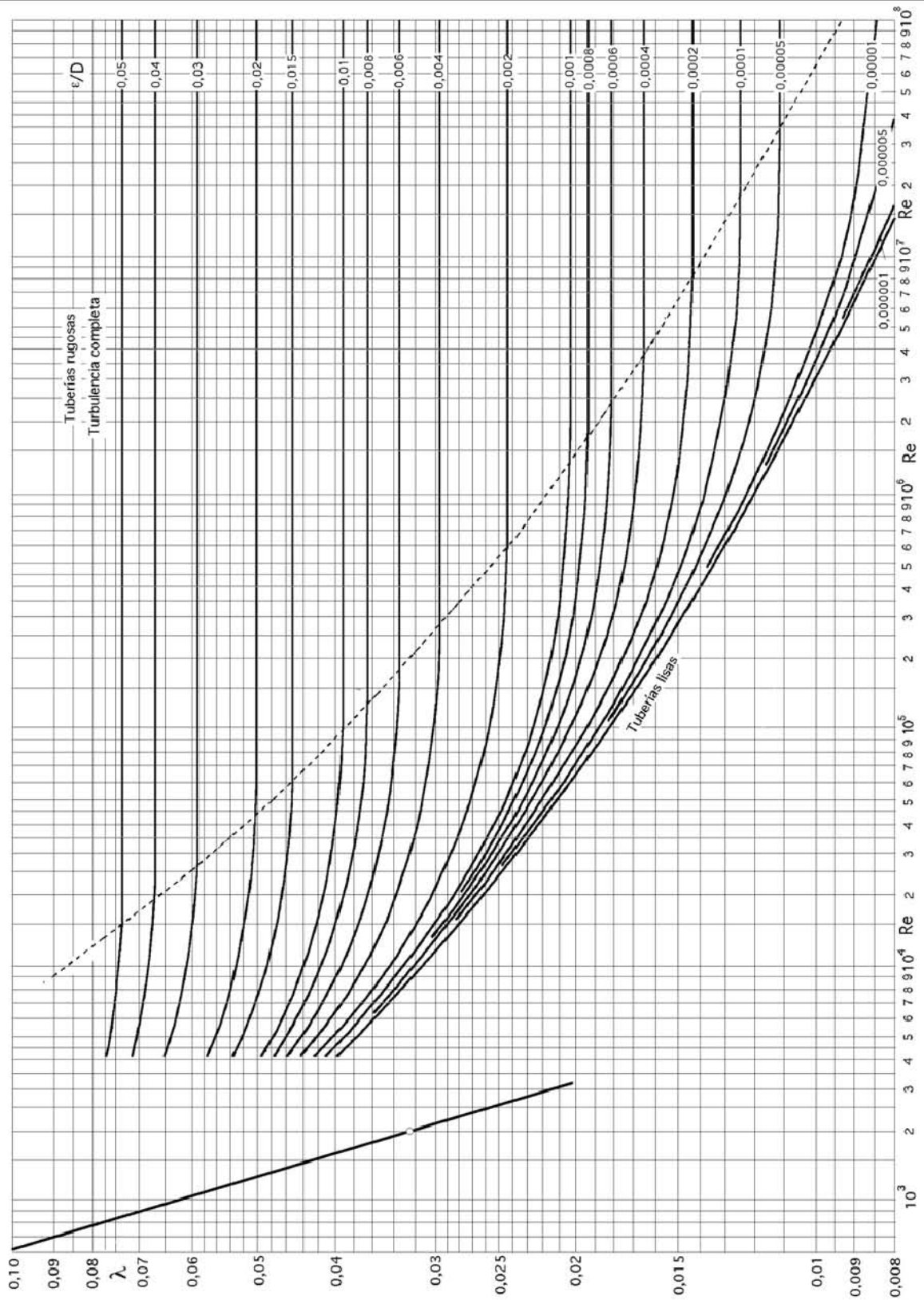
Nikuradse experimentó con tuberías de rugosidad artificial, obtenida con granos de arena esféricos de diámetro ε , con los que cubría el interior de las tuberías.

Como una protuberancia pequeña podía ser insignificante en una tubería de gran diámetro, la variable representativa del fenómeno no era la rugosidad absoluta ε sino la relativa $\frac{\varepsilon}{d}$ oscilando sus valores, para tuberías comerciales, entre los límites: $0,033 < \frac{\varepsilon}{d} < 0,000985$.

La rugosidad natural de las tuberías comerciales (hierro fundido, hormigón, etc), es irregular.

La rugosidad absoluta puede venir caracterizada por un valor de ε igual al diámetro de los granos de arena de una tubería de rugosidad artificial que diera el mismo valor de λ para un número de Re lo suficientemente elevado que cumpliera la ecuación: $\lambda = f\left(\frac{\varepsilon}{d}\right)$.

Las ecuaciones de Poiseuille, Blasius, Colebrook-White, Kàrmàn-Prandtl, Nikuradse, etc, permiten determinar todos los valores de λ que se presentan en la práctica; la ecuación de Colebrook-White, de cálculo muy laborioso, es la más universal y en la práctica se recurre a un ábaco, conocido como diagrama de Moody, **Gráfica A.3** que está construido en papel doblemente logarítmico; las variables que utiliza son λ , Re, en un diagrama ($\log \lambda$, $\log \text{Re}$).



Gráfica A.3 Diagrama de Moody⁴⁰

Flujo laminar incompresible entre tubos cilíndricos concéntricos.

Para estudiar este tipo de flujo, se puede considerar un conducto en el que se toma una sección anular de fluido de espesor infinitesimal dr , radio r , y longitud dx , en el que el fluido tiene una aceleración nula, y después, como caso particular, aplicarlo al flujo laminar incompresible entre tubos cilíndricos concéntricos.

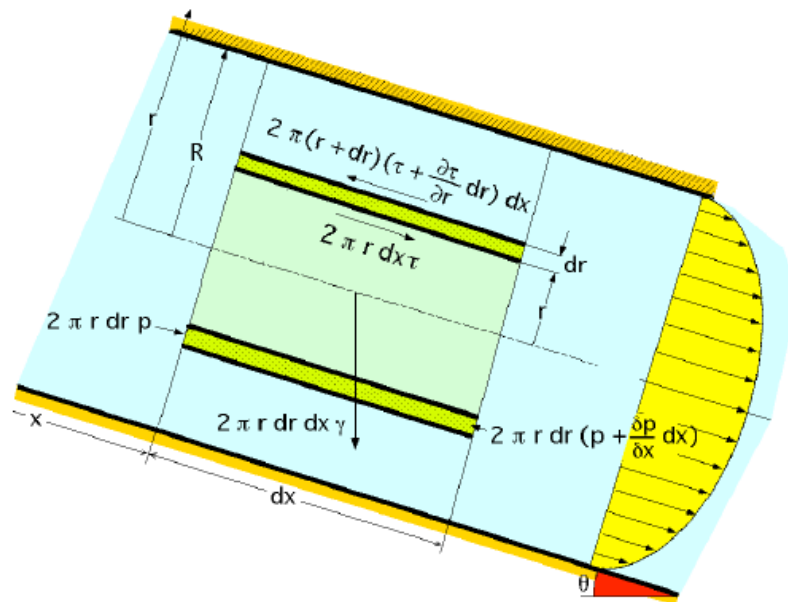


Figura A.4 Flujo laminar entre tubos cilíndricos concéntricos⁴⁰

De acuerdo con la **Figura A.4**, la ecuación del movimiento es:

$$2 \pi r dr p - 2 \pi r dr \left(p + \frac{\partial p}{\partial x} dx \right) - 2 \pi r \tau dx + 2 \pi (r + dr) \left(\tau + \frac{\partial \tau}{\partial r} dr \right) dx + 2 \pi r \gamma dr dx \text{ sen } \theta = 0$$

Simplificando y despreciando el término $\pi \frac{\partial \tau}{\partial r} dx dr^2$ resulta:

$$-\frac{\partial p}{\partial x} + \frac{\partial \tau}{\partial r} + \frac{\tau}{r} + \gamma \text{ sen } \theta = \left| \text{sen } \theta = -\frac{\partial h}{\partial x} \right| = -\frac{\partial p}{\partial x} + \frac{\tau}{r} + \frac{\partial \tau}{\partial r} - \gamma \frac{\partial h}{\partial x} = 0$$

$$\frac{\partial}{\partial x} (p + \gamma h) = \frac{1}{r} \frac{\partial(\tau r)}{\partial r}$$

Integrándola:

$$\frac{r^2}{2} \frac{\partial}{\partial x} (p + \gamma h) - r \tau = C_1 \quad ; \quad \frac{r^2}{2} \frac{\partial}{\partial x} (p + \gamma h) - \eta \frac{du}{dr} r = C_1$$

$$du = \frac{1}{2\eta} \frac{\partial}{\partial x} (p + \gamma h) r dr - \frac{C_1}{\eta r} dr \Rightarrow u = \frac{1}{4\eta} \frac{\partial}{\partial x} (p + \gamma h) r^2 - \frac{C_1}{\eta} \ln r + C_2$$

Para el caso de flujo entre dos cilindros concéntricos de radios:

$$\begin{cases} r = b, \text{ para: } u = 0, (\text{tubo interior}) \\ r = R, \text{ para: } u = 0, (\text{tubo exterior}) \end{cases}$$

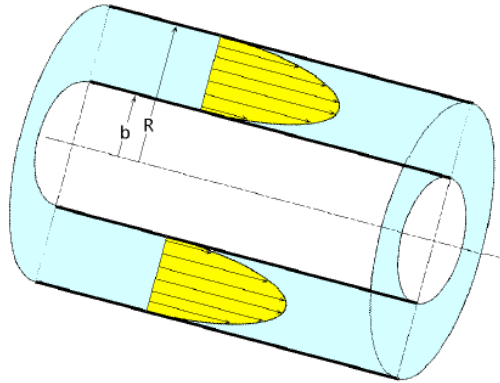


Figura A.5 Isotaquia de velocidades para flujos concéntricos⁴⁰

Las constantes C1 y C2 son:

$$\begin{cases} C_1 = \frac{1}{4} \frac{\partial}{\partial x} (p + \gamma h) (R^2 - b^2) \frac{1}{\ln(R/b)} \\ C_2 = \frac{1}{4\eta} \frac{\partial}{\partial x} (p + \gamma h) \left\{ -R^2 + (R^2 - b^2) \frac{\ln R}{\ln(R/b)} \right\} \end{cases}$$

La velocidad y el gasto son:

$$u = \frac{1}{4\eta} \frac{\partial}{\partial x} (p + \gamma h) \left\{ r^2 - R^2 + (R^2 - b^2) \frac{\ln(R/r)}{\ln(R/b)} \right\}$$

$$Q = \int_b^R u \, 2\pi r \, dr = \frac{\pi}{8\eta} \left\{ \frac{\partial}{\partial x} (p + \gamma h) \left\{ R^4 - b^4 - \frac{(R^2 - b^2)^2}{\ln(R/b)} \right\} \right\}$$

BIBLIOGRAFÍA

1. Paul E. Pilkington, "Cement Evaluation Past, Present and Future", JPT, Febrero 1992.
2. Smith Dwight K, "Cementing", Second Printing, SPE, 1976.
3. J.J. Jutten, "Relationship Between Cement Slurry Composition, Mechanical Properties, and Cement Bond Log Output", SPE Production Engineering, Febrero 1989.
4. Sora Talabani, "Gas Channeling and Micro-Fractures in Cemented Annulus", SPE 26068, Mayo 1993.
5. Michael j. Economides, "Petroleum Well Construction", Jonh Wiley & Sons Published, Junio 1998.
6. API Specification 10 (Spec 10), Fifth Edition, July 1 1990. "Specification for Materials and Testing for Well Cements", Noviembre 1997.
7. Fred L. Sabins, "Problems in Cementing Horizontal Wells", SPE, Halliburton Services, JPT, Abril 1990.
8. Nelson E.B., "Well Cementing", Dowelt Schlumberger Educational Services, 1991.
9. H. Gai, T.D. Summers, "Zonal Isolation and Evaluation for Cemented Horizontal Liners", SPE 29981, Noviembre 1995.
10. R.J. Butsch, "Overcoming Interpretación Problems of Gas Contaminated Cement Using Ultrasonic Cement Logs", SPE 30509, Octubre 1995.
11. Bourgoyne Adam T., "Applied Drilling Engineering", SPE, Series Vol. 2, Second Printing 1991.
12. Poblano Ordonez Raúl, "Comportamiento de las Lechadas Durante el Proceso de Hidratación del Cemento", Ingeniería Petrolera, Enero 1981.
13. MA. Benitez Hernández, "Apuntes de Tecnología de Perforación", Segunda Parte, F.I., Abril 1988.
14. Neal J. Adams, "Drilling Engineering: A Complete Well Planning Approach", Pennwell Tulsa Oklahoma, 1985.
15. Clark C.R./"Mud Displacement with Cement Slurries", JPT, 1973.
16. H.A. Bergeron, "Cement Quality Control Program Shows Substantial Savings", SPE/IADC 18621, 1989.
17. R.P. Matson, "The Effects of Temperature, Pressure, and Angle of Deviation on Free Water and Cement Slurry Stability", SPE 225 51, 1991.
18. Denis J.H. and Guillot D.J., "Prediction of Cement Slurry Laminar Pressure Drops by Rotational Viscometry", SPE 16137, 1987.
19. Shah S.N. and Sutton D.L., "New Friction Correlation for Cement from Pipe and Rotational Viscometer Data", SPE 19539, 1989.

-
20. Jabal Tejeda Arias, "Ingeniería de Cementaciones", Subdirección de Perforación y Mantenimiento a Pozos, Petróleos Mexicanos.
 21. David R. Casas, "Una Cementación Exitosa", Ingeniería Petrolera, Febrero 1992.
 22. R.J. Crook, "Solutions to Problems Associated with Deviated-Wellbore Cementing", SPE 14198, 1985.
 23. L. Sabins, "Problems in Cementing Horizontal Wells", SPE JPT, Abril 1990.
 24. Petroleum Extension Service, "Well Completion Methods", The University of Texas at Austin, Austin, Texas, 1971
 25. Charles George, "Innovations Change Cementing Operations", Petroleum Engineer, October 1990.
 26. Ing. Manuel J. Silva Alcalá, "Movimiento de TR's Cortas Durante la Cementación y Aplicación en el Distrito de Reynosa" Ingeniería Petrolera, Febrero 1994.
 27. Horizontal well cementing, module CMT 108, Oct 2005, slb.
 28. Marco Antonio Martínez Castañeda, "Selección de la Trayectoria de un Pozo Horizontal", Tesis de Maestría, Facultad de Ingeniería, UNAM, Septiembre 1998.
 29. Castro Castro René/ "La perforación horizontal: una nueva alternativa en la explotación de hidrocarburos"/ Tesis de Maestría, Facultad de Ingeniería, UNAM, México 1991.
 30. Franck J. Schuh, Drilling Technology, Inc, "Horizontal Well Planning Build Curve Design", SPE 890008, Octubre de 1989.
 31. Franck J. Schuh, "Horizontal well technology", "Manual Del Curso De Perforación Horizontal", OTC 4791, 1990.
 32. L. Zhou, Scandpower Petroleum Technology Inc./ "Hole Cleaning During UBD in Horizontal and Inclined Wellbore"/ SPE- 98926/ 2006
 33. Rishi B. Adari, Stefan Miska and Ergun Kuru, University of Tuzla, Meter Bern, BP-Amoco, Arild Saasen, SPE, Statoil/ "Selecting Drilling Properties and Flow Rates for Effective Hole Cleaning in High-Angle and Horizontal Wells"/ 2000 / SPE 63050
 34. M. en C. Juan Gilberto Leon Loya/ "Reología de los fluidos de perforación y reparación de pozos"/ IPN
 35. A. Pilehvari, Texas A&M U. at Kingsville, and J.J. Azar, SPE, and S.A. Shirazi, "State-of-the-Art Cuttings Transport in Horizontal Wellbores", SPE 57716, U. de Tulsa
 36. Reyes Reza Placido Gerardo, "Fundamentos para desarrollar la Perforación horizontal", Tesis de Maestría, Facultad de Ingeniería, UNAM, México 1987.
 37. Rudi Rubiandini R. S./ "Equation for Estimating Mud Minimum Rate for Cuttings Transport in an Inclined until Horizontal Well"/ SPE 57541, 1999
 38. Adam T. Bourgoyne "Applied Drilling Engineering", SPE Vol.2, 2da Impresión. 1991.
-

-
39. Ignacio Alonso Cárdenas. "Apuntes de Terminación de Pozos", Facultad de Ingeniería U. N. A. M.
 40. Raúl León Ventura. "Apuntes de Mecánica de Fluidos", Facultad de Ingeniería U. N. A. M
 41. Francisco Garaicochea P." Temas Selectos sobre Cementaciones de Pozos", Facultad de Ingeniería. U. N. A. M.
 42. Antonio Bolaños Monter; Fernando González Martínez, Tesis "Cementaciones de pozos petroleros", Facultad de Ingeniería, U.N.A.M. Sep. 1998
 43. "Manual de Procedimientos Operativos" Cementaciones, Dowell Schlumberger.
 44. "Materiales básicos de cementación", Halliburton S. A. de C. V.
 45. "Catalogo General de Servicios", Unidad de Perforación y Mantenimiento de Pozos.
 46. <http://www.weatherford.com>
 47. <http://halliburton.com>
 48. "Diseño de la perforación de pozos", subdirección de perforación y mantenimiento a pozos, Petróleos Mexicanos.
 49. Arias, "Fluidos de control", Subdirección de Perforación y Mantenimiento a Pozos, Petróleos Mexicanos.
 50. www.tenaris.com/tenaristamsa
 51. www.slb.com
 52. New Centralizers Improve Horizontal Well Cementing by 100% Over Conventional Centralizers in the Niger Delta Basin, Osazuwa Peckins 2001, Society of Petroleum Engineers Inc, 67197-MS
 53. Jabal Tejeda Arias, "Registros Geofísicos", Subdirección de Perforación y Mantenimiento a Pozos, Petróleos Mexicanos.
 54. Cost/Benefits of Horizontal Wells S. D. Joshi, SPE, Joshi Technologies International, Inc. Performance of Horizontal Wells Completed with Slotted Liners and Perforations, wellsteer.