

2003

01124
18

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

CONCEPTOS BÁSICOS PARA LA SELECCIÓN DE FLUIDOS DE CONTROL.

DIRECTOR DE TESIS:

M.I. JOSÉ MARTÍNEZ PÉREZ.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

ASESORES EN EL IMP:

QUIM. LIZ ELIA DOMÍNGUEZ CUELLAR

ING. DAVID VELÁSQUEZ CRUZ.

I.Q. MA. CRISTINA AVILES ALCANTARA

TESIS

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE

INGENIERO PETROLERO

PRESENTA:

HERNÁNDEZ NAVA IGNACIO.

MENESES CAMARGO JOSAFAT.

HERNANDEZ NAVA IGNACIO



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

**TESIS CON
FALLA DE
ORIGEN**



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA CONCEPTOS BÁSICOS PARA LA SELECCIÓN DE FLUIDOS DE CONTROL

Alumnos:

Josafat Meneses Camargo. 9012291-4
Ignacio Hernández Nava. 9233181-7

Director de tesis:

M.I. José Martínez Pérez

JURADO DE EXAMÉN PROFESIONAL

PRESIDENTE:	Ing. Manuel Villamar Viguera	
VOCAL:	M.I. José Martínez Pérez	
SECRETARIO:	Dr. Daniel García Gavito	
IER. SPTE:	Ing. María Cristina Avilés Alcántara	
2DO. SPTE:	Dr. Rafael Rodríguez Nieto	

MÉXICO, DF., CD. UNIVERSITARIA, MAYO 2003.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Agradecimientos de Hernández Nava Ignacio y
Meneses Camargo Josafat.

A nuestros asesores en el IMP:

Quím. Liz Elia Domínguez Cuellar, Ing. David Velásquez Cruz y I.Q. Cristina Avilés Alcántara. Por su enorme paciencia y ayuda en la realización de esta tesis.

A nuestro Director de tesis:

M.I. José Martínez Pérez, por su apoyo y orientación para la realización de este trabajo.

A nuestros sinodales y maestros:

Por compartir sus conocimientos que fomentaron el estudio de esta bella carrera.

A la Universidad Nacional Autónoma De México:

Por otorgarnos el título de Ingenieros petroleros.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-1-0098

SR. IGNACIO HERNÁNDEZ NAVA
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor M. I. José Martínez Pérez y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

CONCEPTOS BÁSICOS PARA LA SELECCIÓN DE FLUIDOS DE CONTROL

- RESUMEN
- INTRODUCCIÓN
- I CONCEPTOS BÁSICOS
- II CLASIFICACIÓN DE LOS FLUIDOS DE CONTROL
- III METODOLOGÍA DE SELECCIÓN
- IV EJEMPLO DE APLICACIÓN
- ANEXOS
- GLOSARIO
- CONCLUSIONES
- BIBLIOGRAFÍA

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo, le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente

"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"

Cd. Universitaria, D.F., a 29 de enero de 2003

EL DIRECTOR

ING. GERARDO FERRANDO BRAVO

GFB*RLER*gtg

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

23 MAR 2003





UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-1-0097

SR. JOSAFAT MENESES CAMARGO
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor M. I. José Martínez Pérez y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

CONCEPTOS BÁSICOS PARA LA SELECCIÓN DE FLUIDOS DE CONTROL

- RESUMEN
- INTRODUCCIÓN
- I CONCEPTOS BÁSICOS
- II CLASIFICACIÓN DE LOS FLUIDOS DE CONTROL
- III METODOLOGÍA DE SELECCIÓN
- IV EJEMPLO DE APLICACIÓN
- ANEXOS
- GLOSARIO
- CONCLUSIONES
- BIBLIOGRAFÍA

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo, le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente
"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"
Cd. Universitaria, D. F. a 29 de enero de 2003
EL DIRECTOR

ING. GERARDO FERRANDO BRAVO

GFB*RLLR*gtg

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

ÍNDICE

Introducción.	
Capítulo I Conceptos básicos.	Pág.
1.1 Clasificación y descripción de los fluidos.	1
1.2 Reología de los fluidos de control.	7
1.3 Modelos reológicos.	10
1.4 Determinación de las constantes reológicas.	13
1.5 Principales propiedades.	18
1.6 Funciones	21
Capítulo II Clasificación de los fluidos de control.	
II.1 Generalidades.	30
II.2 Tipos de fluidos de control.	31
II.2.1 Base agua.	31
II.2.2 Base aceite.	40
II.2.3 Neumáticos o de baja densidad.	42
II.3 Materiales y productos químicos empleados en la elaboración de los fluidos.	45
II.4 Ventajas y desventajas de los fluidos de control.	49
Capítulo III Metodología de selección.	
III.1 Introducción.	55
III.2 Objetivo.	55
III.3 Descripción de la información requerida.	55
III.4 Procedimiento de selección.	82
III.5 Metodología.	87
Capítulo IV Ejemplo de aplicación.	
Proceso 1. Recopilar la información necesaria.	93
Proceso 2. Selección técnica del fluido.	96
Proceso 3. Selección económica del fluido de perforación	99
Anexos.	106
Glosario.	117
Conclusiones.	127
Bibliografía.	129

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

INTRODUCCIÓN

La creciente necesidad del mundo moderno ha obligado al hombre a desarrollar nuevas tecnologías en materia de perforación de pozos petroleros, para la búsqueda y obtención de mayores cantidades de hidrocarburos, que hasta el día de hoy, son la principal fuente de energía en el mundo y en México.

Los primeros lodos o fluidos de perforación, datan del año 1914¹, cuando se definió como lodo: "A una mezcla de arcilla hidratable, la cual queda suspendida en el agua por cierto tiempo".

Este fluido de perforación tuvo que reunir ciertas condiciones especiales, para obtener su objetivo principal, que es mejorar las condiciones de perforación. La velocidad, eficiencia, seguridad y economía de la perforación, dependerán principalmente del comportamiento del fluido de perforación usado.

Las funciones de los fluidos de perforación tienen como finalidad el que se lleven a cabo con éxito los programas de perforación.

Para seleccionar un lodo con el propósito de perforar un pozo, es de gran importancia conocer las propiedades físicas y fisicoquímicas de las formaciones por perforar, además de la información relativa a rapidez de penetración, tiempo para perforarlo, etc.

Este trabajo tiene como finalidad presentar los conceptos necesarios que permiten seleccionar el tipo de fluido que se necesitará para la perforación de pozos petroleros.

En el Capítulo I, se muestra una clasificación de los fluidos, desde el punto de vista reológico y tixotropico, se da importancia al comportamiento de los fluidos bajo ciertas condiciones de presión y temperatura, ya que, estas variables son determinantes en la perforación de un pozo petrolero. Así como, la determinación de las constantes reológicas que involucran dichos modelos. Se describen las propiedades de los fluidos y también las funciones principales de un fluido de perforación

En el Capítulo II, se presenta una clasificación de los fluidos de control y las ventajas y desventajas que tienen en la perforación de un pozo petrolero. Se detallan las propiedades y las condiciones de uso, para maximizar los beneficios en la utilización de cada fluido.

El Capítulo III, que se considera la columna vertebral de esta tesis, ya que se presentan los criterios básicos para la selección de un fluido de perforación como son: gradiente de fractura, gradiente de sobrecarga, presión de poro, etc. Además de diseñar una metodología de selección de un fluido de control que puede ser utilizada para cada

¹ Thad O. Walker and Jay P. Simpson *Drilling Mud Selection for Offshore Operations*. Ocean Industry . Agosto de 1989.

intervalo a perforar, obteniendo un fluido adecuado que permitirá perforar con una velocidad conveniente, minimizando los problemas típicos (pérdida de circulación, hidratación de lutitas, etc) en la perforación de un pozo petrolero.

En el Capítulo IV, se aplica la metodología diseñada en el capítulo anterior de esta tesis, los datos del pozo (Cantarell 3085) fueron proporcionados por la Quím. Lic. Elia Domínguez Cuellar (IMP), comprobando la eficacia del diseño de selección.

Es importante hacer notar que se complementa la tesis con anexos que proporcionan las porosidades de las formaciones más comunes en México, una tabla de recomendaciones a perforar y los problemas que se pueden presentar, así como, las propuestas de las medidas de control y una tabla de agentes corrosivos. Por último, se incluye un glosario (inglés-español) de términos petroleros, se servirán para la adecuada interpretación de los conceptos manejados en este trabajo.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

CAPÍTULO I: CONCEPTOS BÁSICOS

1.1 CLASIFICACIÓN Y DESCRIPCIÓN DE LOS FLUIDOS.

Los fluidos pueden ser clasificados de acuerdo con su comportamiento bajo la acción de un esfuerzo cortante y a la velocidad de corte inducida por dicho esfuerzo resultante en un flujo laminar y unidireccional, a temperatura constante.

Considere un sistema de dos placas paralelas separadas por un fluido, la placa de arriba se mueve a la derecha, mientras que la otra se mantiene inmóvil, como el mostrado en la Figura 1.1. Las placas son muy grandes en comparación a la separación entre ellas.

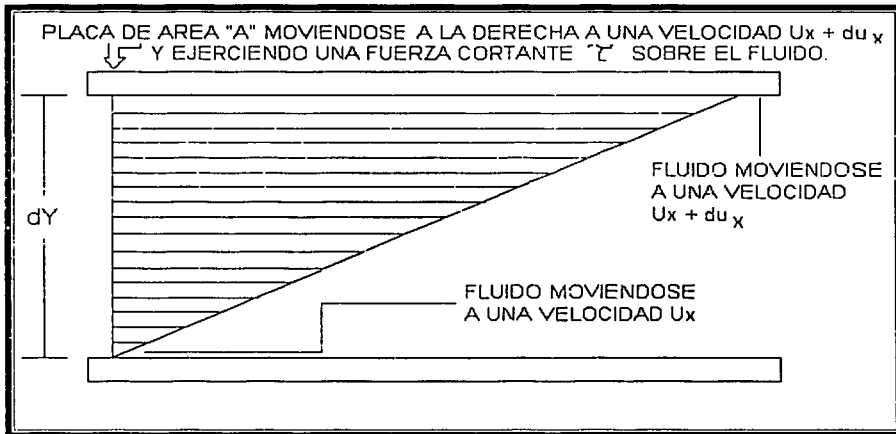


Figura 1.1. Respuesta de un fluido a la acción de un esfuerzo.

Suponga que la placa superior se está moviendo con una velocidad $u_x + du_x$, en tanto que la placa inferior lo hace a una velocidad u_x ; así, la velocidad del fluido cortante adyacente a las placas es la misma en las dos. Por lo tanto, el fluido está sujeto a una deformación $\frac{du}{dy}$, la cual es un gradiente de velocidad de corte γ .

En tanto que la fuerza cortante F por área unitaria A , impuesta sobre el fluido y tendiente a causar el movimiento del mismo, es denominada esfuerzo cortante τ .

Así, en los fluidos existe una relación entre el esfuerzo cortante impuesto y la velocidad de corte resultante. Esta relación es diferente para todos los fluidos y puede ser distinta para el mismo fluido, bajo condiciones diferentes de presión y temperatura.

Por lo tanto, la relación:

$$\tau = f(\gamma) \quad (\text{Ec. 1.1.1})$$

es única para cada tipo de fluido, siendo característica para un fluido bajo condiciones dadas de presión y temperatura.

Esta relación funcional entre el esfuerzo y la velocidad de corte es conocida como la ecuación reológica del fluido. Sin embargo, en el caso general, esta relación no es tan simple, ya que depende de otros factores tales como interacciones químicas, cambios de orientación y alineamientos de las partículas o moléculas, concentración de las fases, etc.

De esta manera, basados en la forma de las ecuaciones reológicas o en sus reogramas (representación gráfica de la ecuación reológica), los fluidos se clasifican en varios tipos.

Así, los fluidos se clasifican principalmente en dos grandes grupos: FLUIDOS PURAMENTE VISCOSOS que solo exhiben propiedades viscosas y fluidos que exhiben propiedades viscosas y elásticas, denominados FLUIDOS VISCOELÁSTICOS.

Sin embargo, de acuerdo con su comportamiento bajo la acción de un esfuerzo cortante y la velocidad de corte inducida por dicho esfuerzo, los fluidos se clasifican como FLUIDOS NEWTONIANOS y FLUIDOS NO-NEWTONIANOS, como se muestra en la Tabla I.1.

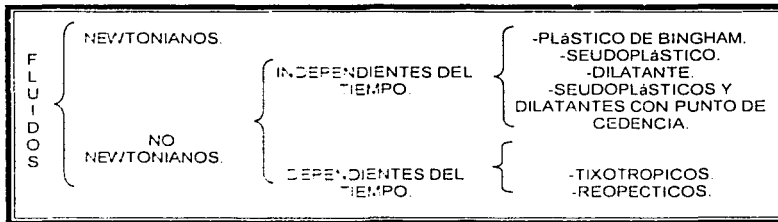


Tabla I.1. Clasificación reológica de los fluidos.

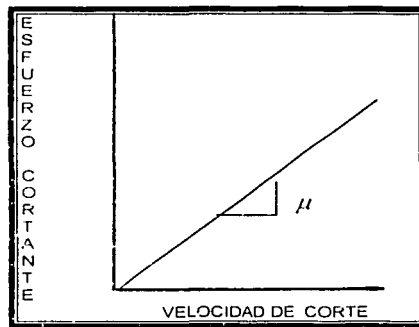
Fluidos newtonianos

Los fluidos newtonianos o ideales son aquellos cuyo comportamiento reológico puede ser descrito de acuerdo con la LEY DE LA VISCOSIDAD DE NEWTON.

Es decir, son aquellos fluidos que exhiben una proporcionalidad directa entre el esfuerzo cortante aplicado y la velocidad de corte inducida, como se muestra en la figura 1.2.

Fluidos no newtonianos

Los fluidos no newtonianos son aquellos fluidos que no se comportan de acuerdo con la ley de la viscosidad de Newton. En este grupo se incluye a todos los fluidos que no exhiben una relación lineal entre el esfuerzo cortante y la velocidad de corte. A su vez, éstos pueden ser subdivididos en dos grupos: fluidos independientes del tiempo y fluidos dependientes del tiempo.



TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Figura 1.2. Fluido Newtoniano.

Fluidos independientes del tiempo.

Son así denominados debido a que sus propiedades reológicas no cambian con la duración del corte o con su historia de corte. Entre éstos se encuentran los fluidos plásticos de Bingham, pseudoplásticos, dilatantes, y pseudoplásticos y dilatantes con punto de cedencia.

Fluidos plásticos de Bingham.

Son un caso idealizado de los fluidos No-Newtonianos; pues a fin de iniciar su movimiento se requiere vencer un esfuerzo inicial finito, denominado esfuerzo o punto de cedencia. Una vez que dicho esfuerzo inicial ha sido excedido, estos fluidos exhiben una relación lineal entre el esfuerzo cortante y la velocidad de corte, como se muestra en la figura 1.3.

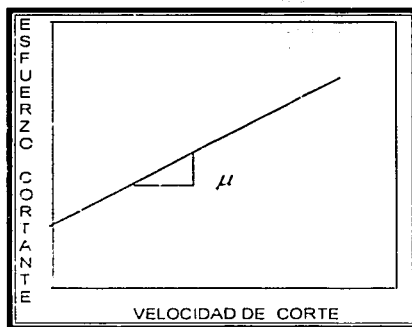
Fluidos seudoplásticos

Son aquellos fluidos para los cuales un esfuerzo cortante infinitesimal iniciará su movimiento y para el cual el ritmo de incremento en el esfuerzo cortante decrece conforme se incrementa la velocidad de corte, según se observa en la figura I.4.

Fluidos dilatantes.

Estos fluidos presentan un comportamiento similar a los fluidos seudoplásticos, con la diferencia de que en los fluidos dilatantes el ritmo del incremento del esfuerzo cortante con la velocidad de corte se incrementa, como se observa en la Figura I.5.

Matemáticamente estos fluidos son similares a los fluidos seudoplásticos y por lo tanto, para ambos tipos de fluidos se aplican las mismas ecuaciones empíricas, con valores apropiadamente diferentes de ciertas constantes reológicas.



TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Tabla I.3. Fluido Plástico de Bingham

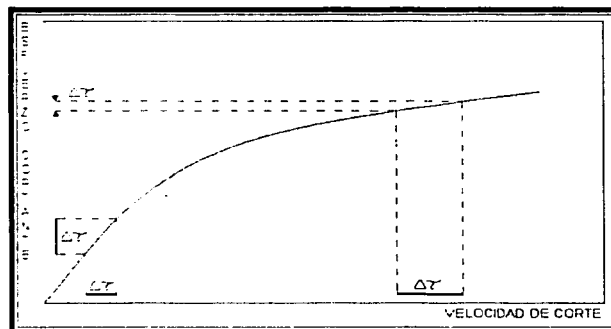


Figura I.4 Fluido Seudoplástico.

Fluidos seudoplásticos y dilatantes con punto de cedencia.

Son aquellos fluidos que exhiben un esfuerzo inicial fijo, el punto de cedencia, como en el caso de los fluidos plásticos de Bingham; pero una vez que el esfuerzo inicial ha sido rebasado, la relación entre el esfuerzo cortante, en exceso del esfuerzo inicial, con la velocidad de corte resultante no es lineal. Es decir, una vez que el esfuerzo de cedencia a sido excedido, su comportamiento esfuerzo-deformación se asemeja al comportamiento de los fluidos Seudoplásticos o dilatantes, como se muestra en la Figura I.6.

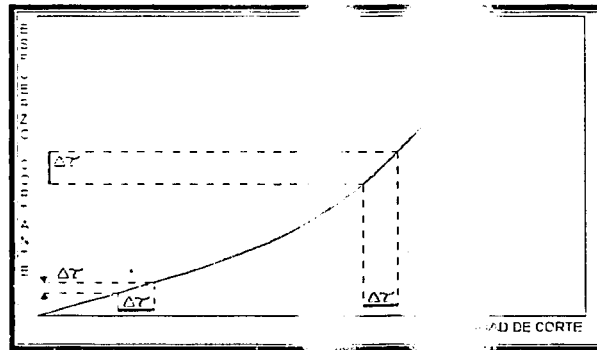


Figura I.5. Fluido dilatante.

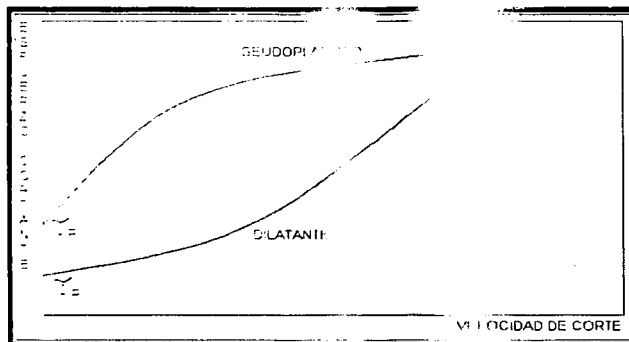


Figura I.6. Fluido seudoplástico y dilatante con punto de cedencia.

Fluidos dependientes del tiempo.

Estos fluidos se caracterizan porque sus propiedades reológicas (relación esfuerzo cortante-velocidad de corte) varían con la duración del esfuerzo cortante, dentro de ciertos límites.

TESIS CON FALLA DE ORIGEN

Los fluidos dependientes del tiempo se subdividen en: fluidos tixotrópicos y fluidos reopécticos.

Fluidos tixotrópicos

Son aquellos fluidos en los cuales el esfuerzo cortante decrece con la duración de corte (Figura I.7).

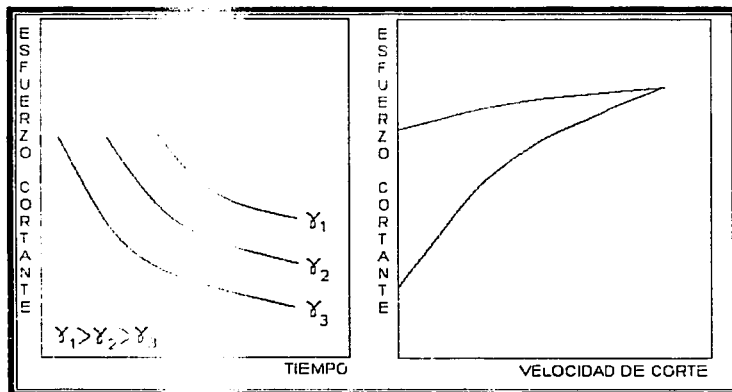


Figura I.7. Fluido tixotropico.

Fluidos Reopécticos.

A diferencia de los fluidos tixotrópicos, en los fluidos reopécticos el esfuerzo cortante se incremento conforme se incremento la duración del corte, como se aprecia en la Figura I.8.

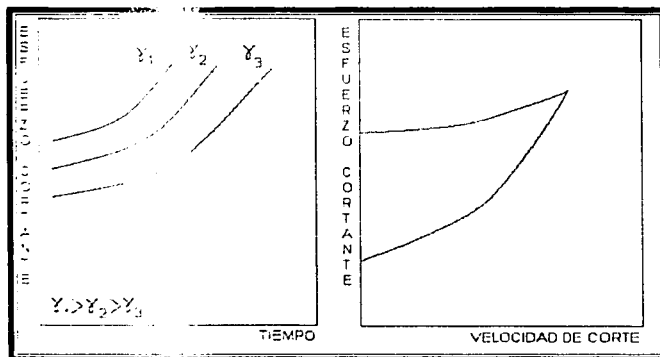


Figura I.8. Fluido reopéctico.

TESIS CON
 FALLA DE ORIGEN

Fluidos viscoelásticos.

Son así denominados debido a que presentan características intermedias entre los fluidos puramente viscosos y los sólidos puramente elásticos, especialmente la característica de deformación bajo la acción de un esfuerzo y de retornar a su forma original indeformada cuando cesa la acción de dicho esfuerzo. Es decir, recobran su forma original después de la deformación a la han estado sujetos, cuando cesa la acción del esfuerzo.

I.2 REOLOGÍA DE LOS FLUIDOS DE CONTROL.

El flujo de fluidos a sistemas de fluidos, a través de los conductos circulares y espacios anulares, es uno de los aspectos más comúnmente encontrados en el campo de la ingeniería; especialmente en la perforación, reparación y terminación de pozos petroleros.

Por lo tanto, las características reológicas o de flujo de fluidos deberán ser bien definidas, a fin de diseñar adecuadamente los requerimientos de potencia necesaria para circularlos.

Además, del diseño de los sistemas de fluidos y el comportamiento de flujo a diferentes condiciones; así como el efecto de diversos contaminantes sobre los fluidos es posible obtenerlos solamente a partir de un estudio reológico o de las variaciones en sus propiedades reológicas.

Reología.

Es la ciencia de la deformación y flujo de los materiales. Es la rama de la física que trata sobre la mecánica de los cuerpos deformables.

La mayoría de la teoría sobre la reología trata con casos idealizados, basados en ecuaciones diferenciales de primer orden y sobre el concepto de las constantes en esas ecuaciones no varían con los cambios en las variables involucradas.

Sin embargo, existen numerosas excepciones de los conceptos ideales; las cuales han sido matemáticamente desarrolladas. Por lo tanto, estos últimos sistemas reológicos llamados "anómalos" parecen ser los más comunes que los sistemas ideales.

Además, aun cuando la teoría sobre la reología, tanto cualitativa como cuantitativa, trata con fenómenos reversibles, a menudo se encuentra la irreversibilidad.

Deformación.

La deformación que sufren los materiales pueden ser arbitrariamente dividida en dos tipos generales:

- Deformación espontáneamente reversible llamada **elasticidad**. En esta deformación corresponde a una energía mecánica recuperable, es decir, el trabajo empleado en deformar un cuerpo perfectamente elástico es recuperado a su forma original no deformada. Por lo que esta deformación elástica es considerada como una función del esfuerzo.
- Deformación irreversible llamada **flujo**. Esta deformación corresponde a la conversión de la energía mecánica en calor; por lo que el trabajo empleado en mantener el flujo es disipado como calor y no es mecánicamente recuperable. En el flujo, la deformación es una función del corte. Debido a la similitud que existe entre la resistencia viscosa al flujo y la fricción entre dos superficies sólidas, la resistencia al flujo de un fluido es, algunas veces denominada "fricción interna".

En términos generales, las ecuaciones que describen los efectos viscosos y elásticos, en una forma combinada, son establecidos en base a tres términos principales: un término elástico que incluye la deformación, uno viscoso que incluye el ritmo de la deformación y un tercer término de inercia, el cual incluye la aceleración.

Por lo tanto, desde el punto de vista de la reología, las propiedades mecánicas de todos los materiales pueden ser totalmente descritas en términos de las contribuciones elásticas, viscosas y de inercia.

Corte.

Es un tipo de deformación muy importante. En donde el corte simple es un caso especial de deformación laminar y puede ser considerado como un proceso, en el cual planos paralelos infinitamente delgados, se deslizan uno sobre otro, como en un paquete de naipes.

Fluido.

Un fluido² puede ser definido simplemente como una sustancia la cual tiende a fluir bajo la acción de un esfuerzo, no importando la consistencia de este. En un fluido, los esfuerzos entre las partículas adyacentes son proporcionales al ritmo de deformación y tienden a desaparecer cuando cesa el movimiento.

Un fluido ideal, no puede soportar deformaciones por largos periodos de tiempo; debido a que éstos son aliviados por el flujo. Por supuesto, algunos fluidos pueden exhibir una deformación elástica por periodos de tiempo considerables (periodos infinitamente cortos con respecto al tiempo necesario para obtener un flujo apreciable).

Por lo tanto, un material determinado puede ser considerado como un cuerpo elástico ideal para periodos de tiempo relativamente cortos y como un fluido viscoso ideal para periodos de tiempo relativamente largos.

² León Loya, Juan Gilberto. *Reología de los fluidos de control*. Ciencias de la tierra-IPN. México. 1986

Independientemente de la geometría del cuerpo y de la deformación, un fluido siempre fluirá de una forma de corte laminar.

GOVIER y AZIZ³ emplean el termino "mezclas complejas" para referirse a todos los fluidos de una fase que son no-Newtonianos en su comportamiento, así como todas las mezclas multifásicas (fluido-fluido, sólido-fluido), las cuales son capaces de fluir a través de un conducto. Esta clasificación se muestra en la tabla 1.2 :

Clasificación de mezclas complejas desde el punto de vista del efecto de la condición de la fase sobre su comportamiento reológico.				
Una sola fase	Multifásicos (gas-líquido, líquido-líquido, gas-líquido, líquido sólido)			
	Dispersión fina	Dispersión gruesa	Estratificado	Macro-mezcla
Homogéneo (verdadero)	Seudohomogéneo		Heterogéneo	
	Laminar o turbulento	Sólo turbulento		
Comportamiento como una fase		Comportamiento de flujo como flujo multifásico		

Tabla 1.2 Clasificación de mezclas

El termino mezclas complejas es solamente una conveniencia y se refiere a un fluido o sistemas de fluido, para los cuales la mecánica de los fluidos convencional (Newtonianos- una sola fase) no se aplica.

Mezclas de una sola fase.

Los fluidos de una fase son verdaderamente homogéneos y aun cuando su comportamiento de flujo no es simple, este comportamiento no es complicado por la variación en la concentración de las fases.

Mezclas multifásicas.

Estas mezclas pueden ser descritas de acuerdo con las condiciones reales de flujo y la distribución de cada una de las fases; así es posible definir:

- a. *Dispersión Fina.* Pequeñas burbujas de gas, gotas de líquidos inmiscibles o partículas mas o menos uniformemente dispersas en una fase líquida continua; o

³ Govier, G.W. y Aziz, K. *The Flow of Complex Mixture in Pipes*, D. Van Nostrand Co., Inc.; Princeton, N.Y. 1972.

- bien, partículas sólidas o gotas de líquidos mas o menos uniformemente distribuidas en una fase gaseosa continua.
- b. *Burbujas de gas*, gotas de líquido o partículas sólidas grandes y dispersas en una fase continua líquida, o grandes gotas de líquido o partículas sólidas dispersas en una fase continua de gas.
 - c. *Macro-mezclas*, Mezcla altamente turbulenta de gas y líquidos inmiscibles bajo condiciones de flujo en donde ninguna de las fases es continua.
 - d. *Estratificado*, Mezcla de gas-líquidos inmiscibles bajo condiciones de flujo en donde ambas fases son continuas.

Fluido Seudohomogéneo.

Ya sea que una dispersión fluido-fluido o fluido-sólido se comporta como un fluido homogéneo o no, dependerá del grado de turbulencia del flujo o de la velocidad de separación de las fases; la cual depende del tamaño, forma, densidad y concentración de las partículas, así como de la densidad y viscosidad del fluido.

I.3 MODELOS REOLÓGICOS.

La descripción reológica de los fluidos ha sido expresa mediante relaciones matemáticas complejas. Afortunadamente, en el campo de la ingeniería de perforación los fluidos no Newtonianos mas abundantes, estudiados y mejor entendidos son los fluidos pseudoplásticos.

Algunas de las relaciones usadas para éstos, a sido aplicadas al estudio del modelo reologico de los fluidos de perforación, terminación y reparación de pozos.

Por lo tanto, estos fluidos deben ser representados por varios modelos reológicos o ecuaciones constitutivas; entre las cuales, las más comúnmente empleadas son el modelo de *Bingham*, *Ostwald-de Waele* y *Herschel-Bulkley*⁴. Recientemente, los modelos de *Robertson y Stiff* y de *Casson*⁵ han sido propuestos para complementar a los fluidos de perforación y las lechadas de cemento.

Modelos reológicos más complejos como el modelo de *Ellis* y el de *Sisko*⁶ y han sido empleados en algunos casos.

Los modelos que mencionaremos son:

- Modelo de Newton.
- Modelo de Bingham.
- Modelo de ley de potencias.
- Modelo de ley de potencias modificado.

⁴ Leon Loya, J.G. *Fundamentos de reología no-newtoniana y viscosimetría capilar y rotacional*. Subdirección tec. Explotación, IMP, México 1957.

⁵ *Ibid.* Pág. 75-77

⁶ *Ibid.* Pág. 100-102

A continuación describiremos de cada uno de los modelos, antes mencionados:

❖ **Modelo de Newton**

Este modelo propuesto por Newton, representa a los fluidos ideales. Es decir, caracteriza a aquellos fluidos cuya relación entre el esfuerzo y la velocidad de corte es lineal. La constante de proporcionalidad, conocida como coeficiente de viscosidad o simplemente viscosidad, es suficiente para describir el comportamiento de flujo de éstos fluidos.

Matemáticamente, esta relación se expresa como:

$$\tau = \left\{ \frac{\mu}{g_c} \right\} \gamma \quad (\text{Ec. I.3.1})$$

donde g_c es la constante gravitacional, γ velocidad de corte, τ es el esfuerzo cortante μ es la viscosidad absoluta, viscosidad Newtoniana o simplemente viscosidad. Esta viscosidad permanece constante a cualquier velocidad de corte; siempre y cuando el flujos sea laminar y las propiedades del fluido permanezcan inalterables.

Ejemplos de los fluidos Newtonianos lo son todos los gases, líquidos de moléculas simples no elongadas y suspensiones pseudohomogéneas de partículas esféricas en gases o líquidos.

❖ **Modelo de Bingham**

Este tipo de fluidos es el más simple de todos los fluidos no Newtonianos, debido a que la relación entre el esfuerzo y la velocidad de corte exhibe una proporcionalidad directa, una vez que un esfuerzo inicial finito, necesario para iniciar el movimiento, ha sido excedido.

A este esfuerzo inicial se le denomina punto de cedencia τ_y ; en tanto que la pendiente de la porción lineal del reograma es conocida como coeficiente de rigidez o simplemente viscosidad plástica η_0 .

Así, el modelo de Bingham está representado como:

$$\tau = \left\{ \frac{\eta_0}{g_c} \right\} \gamma + \tau_y \quad (\text{Ec. I.3.2})$$

donde:

$$\gamma = 0 \quad \text{si} \quad \tau \leq \tau_y$$

$$\gamma \neq 0 \quad \text{si} \quad \tau > \tau_y$$

Aunque este modelo es un caso idealizado, las suspensiones de arcillas (20 a 60% de arcillas cálcicas en agua) y el flujo de los fluidos de perforación en espacios anulares, asemejan su comportamiento de flujo a este modelo.

Por simplicidad, este modelo ha sido empleado extensivamente en la ingeniería petrolera; aun cuando el comportamiento real del lodo de perforación no presenta una relación lineal entre el esfuerzo y la velocidad de corte.

❖ **Modelo de ley de potencias.**

El modelo de Ostwald de Waele, comúnmente conocido como ley de potencias, es uno de los modelos más usados en el campo de la ingeniería y una de las primeras relaciones propuestas entre el esfuerzo y la velocidad de corte. Esta relación caracterizada por dos constantes y representadas como:

$$\tau = K \dot{\gamma}^n \quad (\text{Ec. I.3.3})$$

donde. K = Índice de consistencia
 n = Índice de comportamiento.

Si el valor de K es alto, el fluido es más viscoso y viceversa. En tanto que el índice de comportamiento de flujo n , es una medida de la no-Newtonianidad del fluido. Entre más lejano sea el valor de n , más no newtoniano es el carácter del fluido.

Si el valor de n es mayor que cero y menor que la unidad, el modelo representa a los fluidos pseudoplásticos: en tanto que si n es mayor que la unidad, el modelo representa a los fluidos dilatantes. Nótese que este modelo se reduce a la ley de la viscosidad de Newton, si n es igual a la unidad, con $K = \frac{\mu}{g}$.

No obstante que el modelo de ley de potencias es eminentemente empírico, ha sido ampliamente utilizado, debido a que los gradientes de la velocidad intermedios reproduce adecuadamente el comportamiento de flujo de muchos de los fluidos pseudoplásticos y dilatantes. Otra ventaja en el uso de éste modelo, lo constituye el hecho de que es simple y posee sólo dos constantes reológicas (K y n); además de que cuando ha sido empleado en problemas de flujo en tuberías ha dado excelentes resultados.

❖ **Modelo de ley de potencias modificado.**

El modelo de *Herschel-Bulkley*, también conocido como Modelo de ley de potencias con punto de cedencia, fue propuesto con el fin de obtener una relación más estrecha entre el modelo reológico y las propiedades de flujo de los fluidos pseudoplásticos y dilatantes que presentan punto de cedencia.

Entre los modelos propuestos que involucran el uso de tres constantes o parámetros ajustables, el modelo de *Herschel-Bulkley* es de los más simples y exactos. Este modelo está representado por:

$$\tau = K\gamma^n + \tau_y \quad (\text{Ec. 1.3.4})$$

con:

$$\begin{aligned} \gamma = 0 & \quad \text{si} \quad \tau \leq \tau_y \\ \gamma \neq 0 & \quad \text{si} \quad \tau > \tau_y \end{aligned}$$

donde τ_y representa un esfuerzo inicial o punto de cedencia.

Las constantes n y K tienen un significado similar a las constantes reológicas del modelo de ley de potencias.

Como puede observarse en la ecuación anterior, este modelo es el más general que los anteriores. Es decir, los modelos *Newton*, *Bingham* y *Ostwald-de Waele* son soluciones particulares de éste; pues si n es igual a la unidad y τ_y es cero, el modelo se reduce a la ley de Newton; en tanto que si τ_y es diferente de cero, este modelo representa al modelo de Bingham, con $K = \frac{\eta_p}{g_c}$.

Por otro lado, si n es diferente de la unidad y τ_y es cero, resulta el modelo de ley de potencias. Por este motivo, a este modelo de ley de potencias se le ha denominado como *modelo de ley de potencias modificado*.

I.4 DETERMINACIÓN DE LAS CONSTANTES REOLÓGICAS.

Se debe recordar que el término "viscosidad" es apropiado solamente para los fluidos newtonianos. Para los fluidos no newtonianos, este término no tiene sentido, al menos el sentido estricto.

Sin embargo, la relación entre el esfuerzo cortante y la velocidad de corte se refiere comúnmente como un término de viscosidad, esto es:

$$\eta = g_c \frac{\tau}{\dot{\gamma}} \quad (\text{Ec. 1.4.1})$$

De tal manera que para fluidos no-newtonianos, el término "viscosidad" significa exactamente la relación entre el esfuerzo de corte y la velocidad de corte, cualquiera que sea la relación existente entre ambas, $\tau = f(\dot{\gamma})$, por este motivo, la viscosidad deberá ser especificada a una velocidad de corte determinada.

En el campo, es necesario determinar las propiedades reológicas de los fluidos de perforación, terminación y reparación de pozos, en una forma rápida y sencilla de tal manera que los cálculos a realizar sean rápidos y los resultados prácticos y confiables.

Para la determinación de las constantes reológicas en el campo, se supone que la velocidad de corte depende únicamente de la geometría del viscosímetro (Fann 35-VG) y la velocidad de rotación; es decir, no depende de las propiedades reológicas. Además, en algunos de los casos se supone que la lectura del aparato, θ , es igual al esfuerzo cortante.

Para el viscosímetro FANN y la combinación bob-camisa estándar y resorte de torsión No.1, se tiene:

$$R_c = 1.8420 \text{ cm}$$

$$R_b = 1.7250 \text{ cm}$$

$$h_c = 4.0500 \text{ cm}$$

$$\beta = 1.06782 \text{ cm}$$

$$K_R = 387.000 \text{ cm}$$

Por lo que el esfuerzo de corte estará definido por la ecuación:

$$\tau_h = \frac{K_R \theta}{2\pi R_B^2 h_c} = \frac{387 \theta}{2\pi (1.725)^2 (4.050)} \quad (\text{Ec. I.4.2})$$

$$\tau_h = 5.1109 \theta \left\{ \frac{\text{dinas}}{\text{cm}^2} \right\}$$

y en unidades prácticas de campo:

$$\tau_h = 1.067\theta \left\{ \frac{\text{lb}_m}{100 \text{ ft}^2} \right\} \quad (\text{Ec. I.4.3})$$

por otro lado, la velocidad del fluido a cualquier velocidad de corte ésta definida por:

$$\gamma_w = \frac{\pi N}{15} \left[\frac{\beta^2}{\beta^2 - 1} \right] = \frac{\pi N}{15} \left[\frac{1.06782}{1.06782 - 1} \right] \quad (\text{Ec. I.4.4})$$

$$\gamma_w = 1.0703 \text{ N } \{s^{-1}\}$$

En tanto que la viscosidad del fluido, a cualquier velocidad de corte está definida por:

$$\eta = g_c \frac{\tau_h}{\gamma_w} = 32.17 \frac{1.067 \theta}{(100)(1.703) N} \quad (\text{Ec. I.4.5})$$

$$\eta = 0.2016 \frac{\theta}{N} \left\{ \frac{\text{lb}_m}{\text{ft} \cdot \text{seg}} \right\}$$

en unidades de campo:

$$\eta = 300 \frac{\theta}{N} \{cp\} \quad (\text{Ec. I.4.6})$$

❖ **Modelo de Bingham.**

La determinación de la viscosidad plástica y el punto de cedencia se basa en las lecturas a 600 y 300 rpm. Evaluando el modelo de Bingham en éstas lecturas:

$$\tau_{600} = \frac{\eta_p}{g_c} \gamma_{600} + \tau_y \quad (\text{Ec. 1.4.7})$$

$$\tau_{300} = \frac{\eta_p}{g_c} \gamma_{300} + \tau_y \quad (\text{Ec. 1.4.8})$$

Resolviendo las dos ecuaciones anteriores para la viscosidad plástica, se tiene:

$$\eta_p = g_c \left[\frac{\tau_{600} - \tau_{300}}{\gamma_{600} - \gamma_{300}} \right] \quad (\text{Ec. 1.4.9})$$

$$\eta_p = \frac{(32017)(1.067)(\theta_{600} - \theta_{300})}{(100)(1.703)(300)}$$

$$\eta_p = 0.000672 (\theta_{600} - \theta_{300}) \left\{ \frac{lb_m}{ft * seg} \right\}$$

En unidades practicas:

$$\eta_p = \theta_{600} - \theta_{300} \quad (cp) \quad (\text{Ec. 1.4.10})$$

El punto de cedencia se obtiene del modelo de Bingham evaluado a 300 rpm, sustituyendo η_p y resolviendo para τ_y , así:

$$\tau_y = \tau_{300} - \frac{g_c}{g_c} \left[\frac{\tau_{600} - \tau_{300}}{\gamma_{600} - \gamma_{300}} \right] \tau_{300}$$

$$\tau_y = \tau_{300} - (\tau_{600} - \tau_{300})$$

Suponiendo $\tau = \theta$:

$$\tau_y = \theta_{300} - (\theta_{600} - \theta_{300})$$

de la ecuación 1.4.8, finalmente resulta:

$$\tau_y = \theta_{300} - \eta_p \left\{ \frac{lb_f}{100 ft^2} \right\} \quad (\text{Ec. 1.4.11})$$

Nótese que el valor del punto de cedencia es una aproximación, ya que, $\tau \neq \theta$.

❖ **Modelo de ley de potencias.**

A partir de la ecuación constitutiva del modelo evaluada a 600 y 300 rpm, resultan:

$$\tau_{600} = K \gamma_{600}^n \quad (\text{Ec. 1.4.12})$$

$$\tau_{300} = K \gamma_{300}^n$$

las cuales pueden ser resueltas simultáneamente. Así, para el índice de comportamiento de flujo, se tiene:

$$n = \frac{\log \begin{bmatrix} \tau_{600} \\ \tau_{300} \end{bmatrix}}{\log \begin{bmatrix} \gamma_{600} \\ \gamma_{300} \end{bmatrix}} \quad (\text{Ec. I.4.13})$$

y en base a las lecturas Fann y revoluciones por minuto:

$$n = \frac{\log \begin{bmatrix} \theta_{600} \\ \theta_{300} \end{bmatrix}}{\log 2} \quad (\text{Ec. I.4.14})$$

$$n = 3.32 \log \begin{bmatrix} \theta_{600} \\ \theta_{300} \end{bmatrix} [\text{a dim}] \quad (\text{Ec. I.4.15})$$

Ahora, despejando K del modelo:

$$K = \frac{\tau}{\gamma^n} \quad (\text{Ec. I.4.16})$$

y suponiendo que $\tau = \theta$:

$$K = \frac{\theta_{600}}{1022^n} = \frac{\theta_{300}}{511^n} \left\{ \frac{1b_f * s^n}{100ft^2} \right\} \quad (\text{Ec. I.4.17})$$

❖ **Modelo de ley de potencias modificado.**

Este modelo presenta tres parámetros reológicos, lo cual hace difícil la evaluación de éstos. Por lo que, para su solución es necesario suponer:

$$\begin{aligned} \tau &= \theta \\ \tau_y &= \theta_0 \end{aligned} \quad (\text{Ec. I.4.18})$$

donde θ_0 es el valor de la gelatinosidad (gel) inicial; considerado en este caso como una aproximación al verdadero valor de τ_y .

Mediante la evaluación del modelo a 600 y a 300 rpm se tiene:

$$\begin{aligned} \tau_{600} &= K\gamma_{600}^n - \tau_y \\ \tau_{300} &= K\gamma_{300}^n - \tau_y \end{aligned} \quad (\text{Ec. I.4.19})$$

Resolviendo simultáneamente ambas ecuaciones, resulta:

$$n = \frac{\log \begin{pmatrix} \tau_{600} - \tau_y \\ \tau_{300} - \tau_y \end{pmatrix}}{\log \begin{pmatrix} \gamma_{600} \\ \gamma_{300} \end{pmatrix}} \quad (\text{Ec. I.4.20})$$

y en función de las lecturas del viscosímetro y las revoluciones por minuto:

$$n = \frac{\log \left[\frac{\theta_{600} - \theta_0}{\theta_{300} - \theta_0} \right]}{\log 2} \quad (\text{Ec. I.4.21})$$

$$n = 3.32 \log \left[\frac{\theta_{600} - \theta_0}{\theta_{300} - \theta_0} \right] \{a \text{ dim}\}$$

Así mismo despejando K del modelo

$$K = \frac{\tau - \tau_y}{\gamma^n} \quad (\text{Ec. I.4.22})$$

y en función de las lecturas, suponiendo que:

$$\tau = \theta \quad \tau_y = \theta_0 :$$

$$K = \frac{\theta_{600} - \theta_0}{1022^n} = \frac{\theta_{300} - \theta_0}{511^n} \left\{ \frac{lb_f * seg^n}{100 ft^2} \right\} \quad (\text{Ec. I.4.23})$$

Nomenclatura.

g_c = Constante gravitacional(ML/FT)

h_e = Altura efectiva del bob (L)

K = Índice de consistencia (FTⁿ/L²)

K_R = Constante del resorte de torsión del viscosímetro Fann-35 VG (FL/grados)

N = Velocidad de rotación de la camisa (rpm)

n = Índice de comportamiento de flujo (adim)

R_b = Radio del Bob (L)

R_c = Radio de la camisa (L)

β = Relación entre el radio de la camisa y el bob (adim)

γ = Velocidad de corte (1/T)

η = Viscosidad del fluido a una γ determinada (M/LT)

η_p = Viscosidad plástica (M/LT)

θ = Lectura Fann, deflexión del resorte (grados)

μ = Viscosidad absoluta o Newtoniana (M/LT)

τ = Esfuerzo cortante (F/L²)

τ_y = Esfuerzo de cedencia (F/L²)

Las unidades deberán ser consistentes. **F** son las dimensiones de fuerza, **M** de masa, **L** de longitud, **T** tiempo, **grados** significa el ángulo de deflexión del resorte de torsión del viscosímetro rotacional.

1.5 PRINCIPALES PROPIEDADES.

Dentro de las propiedades más importantes de los fluidos se encuentran las siguientes:

Volumen específico, v es el volumen por unidad de masa y, en consecuencia, es el recíproco de la densidad; es decir,

$$V = 1/\rho \quad (\text{Ec. 1.5.1})$$

Peso específico de un fluido, designado por la letra griega γ (gamma), se define como su peso por unidad de volumen. Así, el peso específico está relacionado con la densidad por medio de la ecuación:

$$\gamma = \rho g \quad (\text{Ec. 1.5.2})$$

donde g es la aceleración local debida a la gravedad. Así como la densidad se usa para caracterizar la masa de un sistema fluido, el peso específico se usa para caracterizar el peso del sistema. En el sistema ingles, γ tiene unidades de lb / ft³ y en el SI, las unidades son N / m³. En condiciones de gravedad normal ($g = 32.174 \text{ pie} / \text{s}^2 = 9.807 \text{ m} / \text{s}^2$), el agua a 60 °F tiene un peso específico de 62.4 lb / ft³ y 9.80 k N / m³.

Densidad relativa de un fluido, designada por ρ_r , se define como la densidad del fluido dividida entre la densidad del agua a alguna temperatura específica. Casi siempre la temperatura específica se considera como 4 °C (39.2 °F) y a esta temperatura la densidad del agua es 1.94 slugs / ft³ o 100 Kg / m³.

Densidad ρ . La densidad de un fluido se define como su masa por unidad de volumen. Para definir la densidad de un punto, la masa Δm de un fluido en un pequeño volumen Δv rodeando el punto se divide entre Δv se toma el limite cuando Δv tiende a infinito: $\rho = \lim_{\Delta v \rightarrow 0} \frac{\Delta m}{\Delta v}$.

En Estados Unidos suele usarse la gravedad API. Esta es una escala arbitraria que expresa la gravedad o densidad del aceite, medida en grados API.

En Estados Unidos la temperatura estándar para el agua y el aceite es de 60 °F. En otros países la temperatura es de 15 °C (59 °F) para el aceite y 4°C para el agua, si bien en algunos casos son utilizan 15°C para el agua y el aceite.

Viscosidad

De todas las propiedades de los fluidos, la viscosidad requiere la mayor consideración en el estudio del flujo de fluidos. La viscosidad es aquella propiedad de un fluido por virtud de la cual ofrece resistencia al corte. La ley de viscosidad de Newton, afirma que dada una rapidez de deformación angular en el fluido, el esfuerzo cortante es directamente proporcional a la viscosidad. La melaza y la brea son ejemplos de líquidos altamente viscosos; el agua y el aire tienen viscosidades muy pequeñas.

La viscosidad de un gas aumenta con la temperatura, pero la viscosidad de un líquido disminuye con la temperatura. Las variaciones en las tendencias de la temperatura se pueden explicar por el examen de las causas de la viscosidad. La resistencia de un fluido al corte depende de su cohesión y de su rapidez de transferencia de cantidad de movimiento molecular. Un líquido, cuyas moléculas dejan espacios entre ellas mucho más cerrados que las de un gas, tiene fuerzas cohesivas mucho mayores que un gas. La cohesión parece ser la causa predominante de la viscosidad en un líquido; y ya que la cohesión decrece con la temperatura, la viscosidad decrece también. Por otro lado, un gas tiene fuerzas cohesivas muy pequeñas. Mucha de su resistencia al esfuerzo cortante es el resultado de la transferencia de la cantidad de movimiento molecular.

Viscosidad dinámica o absoluta. Se define, como ya hemos dicho, como la resistencia de un líquido a fluir. Matemáticamente se expresa como la relación entre el esfuerzo aplicado para mover una capa de aceite (tensión de corte) y el grado de desplazamiento conseguido. El concepto de viscosidad puede entenderse con ayuda de la figura 1.9:

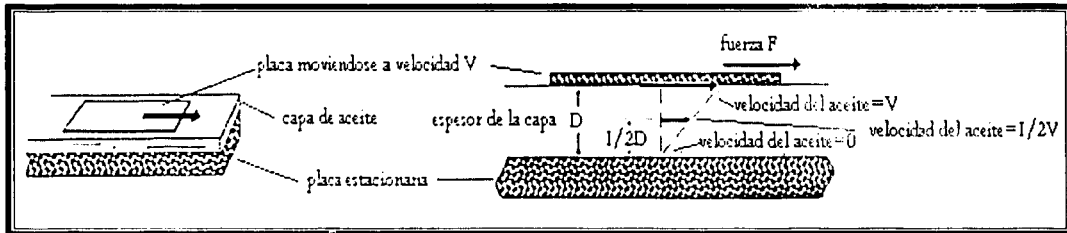


Figura 1.9

La figura representa dos placas, una fija y otra móvil, separadas una distancia D . La placa móvil se mueve con velocidad constante V . El aceite adherido a la placa se mueve a la misma velocidad que ella. Entre ambas placas vemos que las capas de aceite situadas entre las dos placas se mueven a velocidad inversamente proporcional a su separación de la placa móvil. Para vencer la fricción entre placas será necesario aplicar una fuerza F . Dado que la fricción entre capas está relacionada con la

viscosidad, Newton demostró que la fuerza F es una medida de la fricción interna del fluido, siendo proporcional a la superficie de la placa móvil S y al gradiente de velocidad V/D :

$$F = \frac{\eta S V}{D} \quad (\text{Ec. 1.5.3})$$

en el cual η es el coeficiente de viscosidad absoluta y V/D es el gradiente de velocidad o grado de desplazamiento. Por tanto la viscosidad absoluta queda definida como:

$$\text{Viscosidad Absoluta} = \frac{F}{\frac{S}{V}} = \frac{\text{Tensión de corte}}{\text{Gradiente de velocidad}} \quad (\text{Ec. 1.5.4})$$

Podemos ver así que la viscosidad de un fluido se puede determinar conociendo la fuerza necesaria para vencer la resistencia del fluido en una capa de dimensiones conocidas.

Viscosidad cinemática o comercial .La viscosidad cinemática se define como la resistencia a fluir de un fluido bajo la acción de la gravedad. En el interior de un tubo dentro de un recipiente, la presión hidrostática (la presión debida al peso del fluido) está en función de la densidad. ρ_0 otra parte, el tiempo que tarda en fluir un volumen dado de fluido es proporcional a su viscosidad dinámica. Podemos expresar la viscosidad cinemática como:

$$\text{Viscosidad cinemática} = \frac{n}{d} \quad (\text{Ec. 1.5.5})$$

donde n es el coeficiente de viscosidad dinámica y d la densidad, todo ello medido a la misma temperatura. La gravedad específica puede aplicarse en la expresión anterior en lugar de la densidad. Por lo dicho anteriormente, la viscosidad cinemática puede definirse como el tiempo requerido por un volumen dado de fluido en fluir a través de un tubo capilar por acción de la gravedad.

Viscosidad aparente. La viscosidad aparente es la viscosidad de un fluido en unas determinadas condiciones de temperatura y agitación (no normalizadas). La viscosidad aparente no depende de las características del fluido, sino de las condiciones ambientales, y por tanto variará según las condiciones.

La tensión superficial es una propiedad del líquido y depende de la temperatura, así como del otro fluido con que esté en contacto en la interfase. La intensidad de la atracción molecular por unidad de longitud a lo largo de cualquier línea de la superficie se denomina tensión superficial.

Gelatinosidad de los fluidos. La tixotropía de una suspensión es su capacidad para originar una transformación isotérmica reversible del estado gelatinoso. La gelatina puede volverse al estado líquido por simple agitación. La formación de una gelatina con una rapidez que varía con las características físicas y químicas de la suspensión, es la propiedad que produce la plasticidad de dicha suspensión.

Los valores de la gelatinosidad pueden controlarse con los reactivos utilizados para reducir viscosidades como: lignosulfonatos, lignitos, fosfatos complejos y poliacrilatos de sodio; dependiendo su uso de las condiciones particulares de cada lodo.

Una gelatinosidad elevada pueda ocasionar que se pegue la tubería o por lo menos, que las bombas trabajen con excesiva presión. Los factores que aumentan la gel pueden ser muchos, por ejemplo: pH, contaminación de cemento, de anhídrita, etc.

Esfuerzo de gel. La fuerza de gelatinosidad, se refiere a la fuerza final de gelatinosidad después de que un flujo de lodo ha permanecido sin, movimiento el tiempo suficiente para que la fuerza mencionada llegue a un máximo. Fuerza final de gelatinosidad, es el término más apropiado para designar esta propiedad.

Rapidez de gel. Tiempo de formación de gel, esto es, si el gel se forma lentamente después de que el lodo está en reposo, se dice que ésta es baja, o si este incremento ocurre en un tiempo relativamente corto después de que cesa el movimiento, la rapidez de gel se dice que es alta.

Propiedades Coloidales. La calidad que tienen los lodos de perforación de formar un buen enjarre en las paredes del pozo que impermeabiliza las formaciones porosas y lubrica la tubería de perforación, dependiendo de sus propiedades coloidales. Estas propiedades, a su vez son función de la calidad de la arcilla empleada y de las sales que el agua pueda tener.

No existe una unidad para medir el valor coloidal de un lodo; pero existen métodos en los cuales se mide el valor relativo haciendo posible prever su comportamiento y el control de dicha propiedad.

El método empleado es la prueba de filtrado, en la que el lodo es forzado con una presión determinada a pasar a través de un filtro, formando de esta manera una película y permitiendo el paso de una cantidad de filtrado; mientras más delgada sea la película, menor será la cantidad de filtrado y mejores propiedades tendrá el lodo.

Las propiedades coloidales de un lodo, dependen del contenido de coloides, teniendo en cuenta que éstos son partículas cuya dimensión varía de 0.002 mm a 1 micra. Sin embargo, el contenido de coloides de un lodo debe ser regularizado, pues puede alcanzar valores altos que impedirán el depósito de los detritus en la presa de asentamiento.

1.6 FUNCIONES.

La discusión está enfocada al papel que representa el fluido dentro del sistema de circulación, las funciones que debe desempeñar y los posibles efectos colaterales indeseables que conviene minimizar.

Los fluidos de control no desempeñan simultáneamente todas las funciones. Sin embargo la importancia de unas u otras, dependerá del uso que elija la situación, por ejemplo, en las operaciones de limpieza y molienda, la función más importante a lograr, será el acarreo de recortes y en mantenerlo en suspensión una vez terminado el bombeo.

Los fluidos de perforación tienen muchas funciones en la perforación rotatoria, estas propiedades pueden ser modificadas de tal forma que faciliten la velocidad de perforación, seguridad y una adecuada terminación de un pozo. Las funciones de un fluido de perforación son:

1. Remover los recortes.
2. Limpieza del agujero.
3. Control de presiones en la superficie.
4. Enfriamiento y lubricación de la barrena, tubería de perforación y lastrabarrena.
5. Formación de filtrado en las paredes del pozo.
6. Prevenir derrumbes de las formaciones.
7. Evitar daños en la productividad de las formaciones productoras.
8. Soportar parcialmente el peso de la tubería y de las tuberías de revestimiento.
9. Reducir los costos de las tuberías de revestimiento.
10. Prevenir la fatiga por corrosión de la tubería de perforación.
11. Permite la toma de registros eléctricos.
12. Transmite la potencia hidráulica de la barrena.
13. Suspende los recortes y materiales pesados al detener momentáneamente la circulación.

❖ *Remover los recortes.*

Es una de las importantes funciones de los fluidos de perforación es la de remover los recortes del pozo. El fluido de perforación viaja a través de la tubería de perforación y sale por las toberas de la barrena provocando una acción de chorro, el cual limpia las paredes del pozo acarrea los recortes hasta la superficie.

No obstante la tendencia la tendencia gravitacional de los recortes es hacia abajo en el fondo del pozo, si el volumen de los recortes en la circulación y la velocidad anular es suficientemente alta que excede la velocidad de los recortes, estos son removidos. La velocidad anular se define como:

$$V_a = \frac{\text{Rendimiento de la Bomba}(bbl/\text{min} \cdot 100)}{\text{Volumen del espacio anular}(bbl/100\text{ft})} \quad (\text{Ec. 1.6.1})$$

Podemos decir entonces que el fluido cumple su función de suspensión de recortes, debido al fenómeno físico denominado tixotropía. Además la eficiencia de remover los recortes esta en función de los siguientes factores:

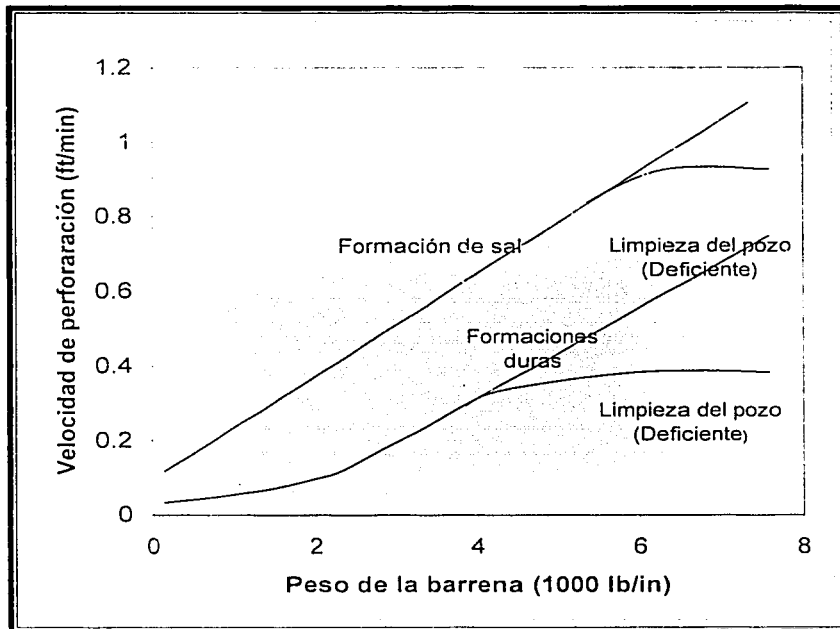
- Densidad de los fluidos de perforación.

- Y Viscosidad de los fluidos de perforación.
- Y Tipo de flujo (laminar o turbulento), distribución de velocidades.
- Y Torque.
- Y Tamaño y forma de las partículas.
- Y Rotación de la tubería de perforación.

❖ *Limpieza del agujero.*

La limpieza del fondo del pozo esta en función de la habilidad del fluidos de perforación para remover los recortes fuera del pozo.

De acuerdo con Williams and Bruce y Moore⁷ encontraron las relaciones que existe entre la velocidad de perforación , el peso de la barrena para formaciones duras y blandas en la eficiencia de la limpieza del pozo (figura 1.10).



TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

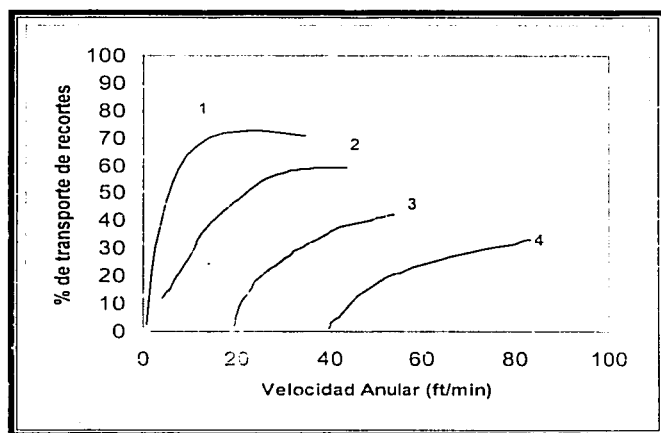
Figura 1.10 Diagrama de relación entre la velocidad de perforación y el peso de la barrena.

⁷ Moore, L.P., *Drilling Practices Manual*, Petroleum Publ.Co., Tulsa, Okla. 1974. 448pp.

Así como las relaciones entre la velocidad en el espacio anular, el transporte de los recortes (figura I.11). La relación entre la velocidad de rotación y la velocidad de perforación y el efecto inadecuado de la limpieza del pozo (figura I.12).

❖ *Control de presiones en la superficie.*

La presión de sobrecarga es la combinación de los pesos de los sólidos de la matriz rocosa de la formación y los fluidos intersticiales (agua, gas y aceite) en las rocas superiores a la formación de interés (Fertl y Chilingarian y Wolf⁸). Este concepto puede ser definido matemáticamente como:



Descripción	μ_p	γ_p	Initial gel	10 Min Gel
1. Lodo espeso	16	37	13	29
2. Lodo intermedio	14	21	13	22
3. Lodo Delgado	8	8	2	3
4. Agua	1	0	0	0

Figura I.11 Diagrama de relación entre velocidad anular y la velocidad de los recortes.

$$P_o = D[(1 - \phi)\gamma_{rm} + \phi\gamma_f] \quad (Ec. I.6.2)$$

Donde:

P_o = Presión de sobrecarga (lb-sq ft)

D = Profundidad de la columna geológica (ft)

Φ = Porosidad (fracción).

γ_{rm} = Peso específico de la matriz rocosa (lb/ft³)

γ_{fr} = Peso específico de los fluidos intersticiales de los poros de las rocas (lb/ft³).

⁸ Chilingarian, G.V., y Wolf, K.H., *Compaction of Coarse-Grained Sediments I and II*. Elsevier, Amsterdam 1975. pag. 559-808.

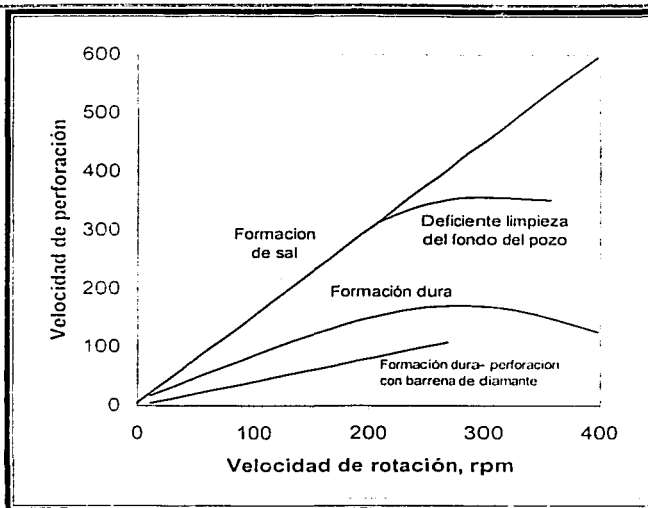


Figura I.12. Gráfica velocidad de perforación y velocidad de rotación.

La presión de poro, que es diferente a la presión de sobrecarga, es la presión que actúa el fluido en el espacio poroso de la formación. Normalmente, la presión de formación es igual a la columna hidrostática. Es importante hacer notar los factores que deberán tenerse en cuenta en la selección e los requerimientos del peso específico de los fluidos de perforación para un exitoso proceso de terminación de un pozo son:

- I. Gradiente de fractura.
- II. Presión de poro
- III. Profundidad de la zapata guía
- IV. Estabilidad de las paredes del pozo.
- V. Equipo de control de presiones.
- VI. Velocidad de circulación en el espacio anular.
- VII. Pegadura por presión diferencial.
- VIII. Tamaño y espesor del filtrado.
- IX. Costos de los fluidos de perforación.
- X. Velocidad de perforación.
- XI. Porosidad, permeabilidad y tipo de fluidos en la formación.
- XII. Margen de seguridad para la presión de poro.
- XIII. Margen de seguridad para el gradiente de fractura.
- XIV. Interpretación de registros eléctricos.
- XV. Columnas geológicas.
- XVI. Datos de los yacimientos (daños a la formación) y
- XVII. Cooperación con la administración.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

La presión hidrostática debido a la columna de los fluidos de perforación a una profundidad en el pozo, esta puede ser calculada de la siguiente manera:

$$P_h = 0.052(\text{prof}, ft)(\text{peso_del_fluido_de_perforación}(lb/gal)) \quad (\text{Ec. 1.6.3})$$

$$P_h = 0.0065(\text{prof}, ft)(\text{peso_del_fluido_de_perforación}(lb/cu_ft)) \quad (\text{Ec. 1.6.4})$$

$$P_h = 0.098(\text{prof}, ft)(\text{peso_del_fluido_de_perforación}(g/cm^3)) \quad (\text{Ec. 1.6.5})$$

❖ *Enfriamiento y lubricación de la barrena, tubería de perforación y lastrabarrena.*

El calor se genera a medida que la barrena perfora el pozo y la sarta gira contra las paredes del mismo. El fluido de perforación debe absorber este calor para liberarlo durante la circulación.

El fluido de perforación también actúa como un lubricante para la barrena, y para la tubería de revestimiento. Algunas partículas del fluido de perforación no pueden describirse apropiadamente como lubricantes; sin embargo, la facilidad con la cual se deslizan una con otra y por su depositación a las paredes del pozo hacen que la fricción y la erosión sean mínimas. En iones se agregan algunos materiales especiales al fluido de perforación para mejorar sus propiedades de lubricación.

Entre los beneficios de esta propiedad de lubricación se incluye mayor tiempo en la vida de la barrena, disminución en la torsión y en la tensión, reducción de la presión de bomba y en el desgaste por fricción entre la sarta de perforación y la tubería de revestimiento.

❖ *Formación de enjarre.*

Algunos fluidos gracias a su viscosidad y a los sólidos en suspensión, sometidos a una presión, forman en las paredes de la formación una película, que sirve de pared entre el fluido de control y la formación.

Un fluido de control base agua, por ejemplo, deposita un buen enjarre en la zona de disparos. Este enjarre sirve para consolidar la formación y retardar el paso del filtrado al tramo productor evitando así el daño al yacimiento.

Un enjarre que contenga el mínimo espesor permitirá menos filtrado, quiere decir que cuando un enjarre contenga mayor espesor es debido que hay mayor pérdida de líquidos del fluido de control.

La formación de enjarres gruesos se debe a agentes contaminantes como agua salada, cemento, gas y otros que evitan la hidratación de la bentonita.

❖ *Prevención de derrumbes de las formaciones.*

El soporte lateral de las paredes del pozo es realizado por el fluido de perforación, hasta que sea colocada la sarta de revestimiento, de otro modo la formación caería en el agujero. El mecanismo para prevenir estos derrumbes depende de la naturaleza de la formación. Si la formación es muy firme (de caliza por ejemplo) se requerirá de poco soporte del fluido de perforación. Si la formación es medianamente firme y consolidada (lutita por ejemplo), el soporte suficiente se obtendrá de la densidad del lodo. Si la formación es débil y no consolidada (arena por ejemplo) el fluido de perforación deberá tener la densidad y la capacidad suficiente para formar una costra delgada de partículas sobre las paredes del agujero.

- ❖ *Suspende los recortes y materiales pesados al detener momentáneamente la circulación*

Otra función necesaria e importante y que además esta aunada a la anterior es aquella que el fluido debe proporcionar al detenerse la circulación, y consiste en formar una estructura gelatinosa y llamado efecto de Gelatinosidad, esta cualidad que tienen algunas sustancias se llama tixotropía y es la tendencia que tienen algunos fluidos de formar estructuras gelatinosas o semi-sólidos cuando están en reposo y que al ser sometidos a un esfuerzo vuelven a su estado original.

Podemos decir entonces que el fluido cumple su función de suspensión de recortes, debido al fenómeno físico denominado tixotropía.

- ❖ *Soportar parcialmente el peso de la tubería y de las T.R.s.*

Al introducir la sarta en el fluido contenido dentro del pozo, esta recibe un empuje hacia arriba igual al peso del fluido desalojado por el volumen de acero introducido, indudablemente que el empuje será mayor, cuanto mayor, sea la densidad del fluido.

Este fenómeno queda explicado con el principio de Arquímedes que se enuncia "un cuerpo sumergido parcial o totalmente en un líquido, es empujado hacia arriba por una fuerza igual al peso del fluido desalojado".

Esta función es particularmente importante pues a las profundidades hasta ahora desarrolladas, el peso de la sarta que el equipo soportara son mayores.

- ❖ *Transmisión de la potencia hidráulica de la barrena.*

Durante la circulación, el fluido de perforación es expulsado a través de las toberas de la barrena a muy alta velocidad. Esta fuerza hidráulica mantiene a la superficie debajo de la barrena libre de recortes de perforación. Si los recortes no son removidos, la barrena vuelve a triturarlos y por lo tanto se reduce la velocidad de perforación. La remoción apropiada de material de la superficie de la barrena depende de las propiedades físicas del fluido de perforación y de su velocidad al salir por las toberas de la barrena.

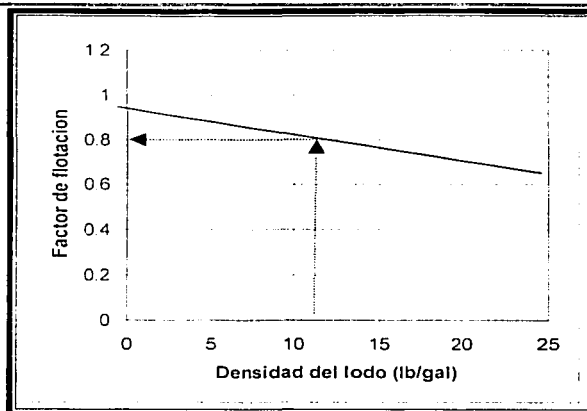


Figura I.1.13. Diagrama del factor de flotación.

En la figura I.1.3 se ilustra el diagrama del factor de flotación se puede observar que con el incremento de la densidad del lodo el factor de flotación decrece de forma lineal.

En situaciones especiales, la fuerza hidráulica del fluido de perforación se utiliza para hacer que la barrena gire. La barrena se acopla a un motor de fondo hidráulico y éste a su vez se ensambla en el fondo de la sarta de perforación. Este método se utiliza principalmente en la perforación direccional aunque también ha ganado aceptación para la perforación de agujeros verticales en algunas áreas.

- ❖ *Proveer un medio adecuado para la toma de registros eléctricos.*

Normalmente las operaciones para terminar o taponar un pozo se efectúan con cargas de tubería bastante elevada.

Otro tipo de operaciones son: registro con cable, disparos, desconexiones de tubería, apertura o cierre de válvulas de circulación, toma de registros de presión de fondo, etc., que se realizan con herramientas que se introducen al pozo utilizando cable y/o alambre de acero.

Por lo tanto, es importante mantener la viscosidad y gelatinosidad del fluido en condiciones, para que la introducción y recuperación de las herramientas operadas con cable y/o alambre de acero, no encuentren resistencia en el interior de las diferentes tuberías.

- ❖ *Evitar daños en la productividad de las formaciones productoras.*

Desde la etapa de perforación de la zona productora, se ha puesto énfasis en que se debe de no dañar en forma permanente la formación, pues bien, cuando el pozo se

CONCEPTOS BÁSICOS PARA LA SELECCIÓN DE FLUIDOS DE CONTROL.

termina implica que se dispara el intervalo productor con proyectiles que perforan la tubería (T.R. de explotación), el cemento la zona invadida por sólidos y filtrado de lodo, para en esa forma establecer el flujo de fluidos hacia la superficie y que frena el motivo de la perforación.

Se ha comprobado en la práctica que para inducir un pozo a producir es preferible hacer los disparos en el seno de un fluido cuya presión hidrostática sea menor a la presión de yacimiento, y así no introducir daño alguno a la formación.

Casi cualquier fluido o lodo de perforación alterará las características de la formación con la cual entra en contacto, de esto, depende el grado del daño.

El daño en la formación puede aparecer, dentro de algunas formas como:

- Reducción de la capacidad de flujo de la formación para producir hidrocarburos.
- Reducción de la estabilidad de las paredes del pozo.

El daño a las formaciones productoras puede ser el resultado del tapamiento físico por sólidos inertes, reducción de la permeabilidad, o sea de la reacción química, entre los compuestos del fluido y los de la formación.

Las paredes del pozo pueden ser inestables como consecuencia de las reacciones químicas (como el caso de lutitas sensibles al agua) o por erosión física. Las formaciones particularmente sensibles requieren fluidos especialmente diseñados o fluidos diseñados específicamente.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

CAPITULO II. CLASIFICACIÓN DE LOS FLUIDOS DE CONTROL.

II.1 GENERALIDADES

No existen fluidos iguales, aún en el caso de que los fluidos sean inicialmente semejantes, los efectos diversos de los elementos y de la formación y el manejo que se haga de estos en la superficie introducirán diferencias.

A pesar de ello es posible establecer amplias clasificaciones de éstos.

La Fig. II.1 muestra un esquema de clasificación dependiendo de su medio portador agua, aceite o gas.

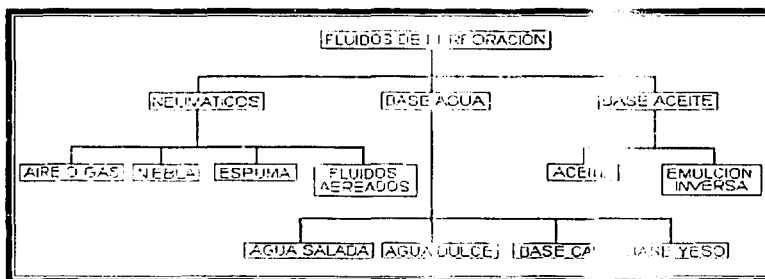


Figura II.1. Clasificación de los fluidos.

El fluido apropiado para un pozo es aquel que es más económico en la perspectiva total de seguridad, costo de perforación y eventualmente costos de producción. Un bajo costo inicial del fluido puede a la larga resultar más costoso si se presentan problemas posteriores en la perforación o en la producción, el término fluido incluye a los líquidos y a los gases. Un fluido de perforación es fundamentalmente líquido, y lo denominaremos lodo de perforación o simplemente lodo. El aire, el gas y la espuma son fluidos neumáticos de perforación.

La parte líquida de un lodo es generalmente agua, aceite o una mezcla estable de ambos. Una emulsión es un sistema disperso en la que un líquido está suspendido dentro de otro, en forma de glóbulos muy pequeños. El líquido suspendido es la fase interna de la emulsión; el líquido dentro de la cual esa fase interna está suspendida recibe el nombre de fase externa o fase continua.

Un fluido de base aceite se caracteriza porque su fase líquida o continua es el aceite o más frecuentemente, una emulsión de agua en aceite. La porción líquida continua es el

agua, se trata de una emulsión de aceite en agua y en este caso se considera un lodo base agua.

Los fluidos de base agua son los más usados, varían desde los fluidos nativos conocidos como lodos de perforación ligeramente tratados, debido a la combinación del agua con las arcillas de las formaciones, a los cuales solo se les da un ligero tratamiento.

Los lodos inhibidores reducen o inhiben la interacción de este con ciertas formaciones en especial formaciones lutíticas que tienden al contacto con el agua a hincharse, fracturarse o a desmoronarse. Por lo que es necesario bloquear esta acción por medio de productos específicos.

La variedad del tipo de lodos dificulta cualquier discusión de orden general sobre su composición.

II.2 TIPOS DE FLUIDOS DE CONTROL.

II.2.1 Base agua.

Los lodos que contienen agua relativamente fresca y una arcilla en concentración variable, según el tipo de lodo de que se trate, se conocen como *lodos base agua*.

El término "agua fresca" o "agua dulce", usado en este capítulo, es para indicar que los lodos se diseñan para su mejor funcionamiento con agua que no contenga sales solubles y que dichas sales, si las contiene el agua, no son agregadas a propósito.

Los fluidos base agua están constituidos de un porcentaje mucho mayor que los demás componentes, variando aproximadamente de un 88% para densidades de 1.20 g /cc hasta un 57% para densidades de 2.30 g /cc integrado por tres fases o componentes básicos que son:

- a) La fase líquida o continua del fluido, puede ser agua dulce, agua ligeramente salada, o agua saturada con sal (315,000 ppm. de NaCl.), y sirven para dispersar la bentonita (Material Coloidal) y arcillas de la formación, disuelve las sales solubles que contiene.
- b) La fase coloidal o fase dispersa, esta formada por la bentonita agregada y la arcilla aportada por la formación, proporcionando el colóide necesario para poder mantener en suspensión los sólidos inertes y recortes.
- c) La fase inerte, la constituyen todos aquellos ingredientes que se le agregan al fluido de perforación con el fin específico de aumentar la densidad del fluido, siendo el más usado por su economía y abundante, el Sulfato de Bario ó barita.

Se caracterizan por tener como fase continua al agua y como fase dispersa sales monovalentes, bivalentes ionizadas, alcanzándose densidades de 1.2 gr/cm³ (NaCl), hasta 1.5 gr/cm³ (CaO₂). Un fluido de control es generalmente una suspensión de

sólidos, líquidos o gases en un líquido generalmente de agua dulce, la cual también se emplea sola.

Estos fluidos por su bajo costo en la preparación, manejo y mantenimiento son los comúnmente usados; debiéndose extremar unidades en aquellos que utilizan base agua dulce, ya que la pérdida provocara efectos adversos a la formación productora.

Para una mejor identificación de este tipo de lodos, se clasifican de acuerdo con el tipo de dispersante usado en su control. Este dispersante es el que le da las características predominantes al lodo, según su naturaleza, la cual dictará su capacidad y limitaciones de control.

- Lodos tratados con dispersantes inorgánicos.
- Lodos tratados con dispersantes orgánicos.
- Lodos emulsionados.
- Lodos inhibidos.
- Lodos de bajo contenido de sólidos.

Los detalles sobre cada uno de estos tipos se apuntarán por separado al tratar a cada uno de ellos.

1. Lodos base agua tratados con dispersantes inorgánicos⁹.

El inicio de la perforación de cualquier pozo petrolero en el que se haya planeado utilizar un lodo base agua, se hace con lo que se conoce como un "lodo natural" o sea, una mezcla de agua dulce con arcilla comercial conocida con el nombre genérico de bentonita.

La concentración de arcilla por m^3 de agua generalmente es de 50 a 75 Kg., pero puede variar dependiendo de la calidad de ésta, de las características del agua empleada y de los requerimientos del lodo, dictados por el tipo y localización del pozo a perforar.

Conforme se avanza, después de iniciada la perforación, se incorporan al lodo partículas sólidas de la formación perforada que incrementan la viscosidad original del lodo, requiriéndose de algún producto reductor de ésta.

Los productos que ejercen esta función son los dispersantes, de diseño específico para este fin y que en este caso se les conoce como inorgánicos por su naturaleza química. Los de uso más común son los polifosfatos (pirofosfatos), requiere concentraciones relativamente bajas de $0.5 \text{ Kg}/m^3$ para controlar la viscosidad en condiciones normales de concentración de sólidos en el lodo. Esto requiere una buena eliminación de sólidos a través del equipo auxiliar correspondiente: vibradores con mallas adecuadas e hidrociclones eficientes.

⁹ Ing. Rafael Martínez García *Tecnología de Perforación*, México, 1989.

El uso del lodo tratado con esta clase de dispersantes está limitado generalmente a profundidades someras por la restricción de la efectividad de éstos con aumento de temperatura, siendo la máxima de 50 y 55°C que soportan, con un resultado efectivo. Su uso es general y muy económico, ya que con un buen control de sólidos la concentración de dispersante requerida es mínima.

2. Lodos base agua tratados con dispersantes orgánicos¹⁰.

Con taninos.

Los lodos tratados con estos dispersantes son los mismos tratados en el punto anterior, o sea una mezcla de arcilla (bentonita) y agua dulce y que tienen como característica principal el soportar temperaturas de 100°C aproximadamente, antes presentar dificultades en su control. Sobre su tratamiento pueden notarse concentraciones de 10-15 kg/m^3 para tener un buen control de viscosidad y gelatinosidad y su rango de pH óptimo es de 8.5 a 10.0.

Entre las limitaciones del uso de estos lodos, se pueden mencionar, además de la temperatura anotada, que no soportan contaminación de cloruros mayores de 15,000 *ppm*. y que son muy sensibles a las contaminaciones con calcio.

Con lignitos.

El uso convencional de los lignitos o los cromolignitos en lodos base agua se hace en virtud de que estos productos soportan temperaturas de hasta 200°C y comportan además de como dispersantes, como agentes de control de filtrado. lo cual los hace más útiles para diversos rangos de temperaturas y profundidades. Su rango químico de pH varía entre 9 y 10, pudiéndose incrementar si aumentarían las concentraciones de cloruros o de calcio por contaminaciones.

Los lodos base agua tratados con lignitos o cromolignitos, tienen la versatilidad de poder ser emulsionados con aceite (5 a 10% en volumen); en caso de usar algún agente emulsionante o un aditivo lubricante, se hacen las siguientes recomendaciones:

- ✓ Mantener el pH entre 8.5 y 9.5; si se aumenta el pH arriba de 10.0, el lignito o el cromolignito será sobresolubilizado, dando por resultado un aumento en el filtrado. Si el pH es menor de 8.5, se limita la solubilidad de los dispersantes y no ejercerá esta función adecuadamente.
- ✓ En caso de un incremento moderado de contaminantes, como sal o calcio se aumentará la tolerancia a éstos, aumentando el pH por arriba de 9.5.
- ✓ Deberá mantenerse bajo el contenido de arcilla, (1 a 1.6 de capacidad de azul de metileno), para obtener propiedades de flujo aceptables (viscosidad plástica y punto cedente), en caso de altas temperaturas. Si el contenido de arcilla es excesivo, en caso de alta temperatura, el lodo tenderá a gelatinizarse y no se deberán adicionar más dispersantes, sino mantener el contenido apropiado de

¹⁰ *Idem*, pag. 3

arcilla por eliminación mecánica de sólidos, más que por dilución, ya que ésta aumenta los costos.

Con lignosulfonatos.

Este es uno de los tipos de lodo base agua más usados en la actualidad (comúnmente se le conoce como lodo CLS). Este lodo tiene la ventaja obvia de combinar la acción de control del filtrado del cromolignito con la eficiencia de dispersión del lignosulfonato.

Los cromolignitos y lignosulfonatos no tienen la misma tolerancia para los contaminantes ni para la temperatura. Deberá tomarse en cuenta que se presentarán situaciones que requieran discontinuar la adición de uno de dichos materiales para solucionar el otro; estos materiales pueden usarse indistintamente y por separado, con grandes ventajas.

De acuerdo con pruebas de laboratorio efectuadas a lodos base agua, tratados indistintamente con cromolignitos, lignosulfonatos y cromolignosulfonatos ante diversos contaminantes (yeso, sal y arcilla), éstos demostraron una completa compatibilidad de mezcla entre los dos productos, con las observaciones y salvedades anotadas en párrafo anterior.

3. Lodos base agua emulsionados¹¹.

Una emulsión se forma cuando un líquido es dispersado en pequeñas gotas en líquido, siendo ambos no miscibles (es decir, que no se mezclan).

En una emulsión al líquido dispersado se le conoce como fase discontinua o interna; al líquido que es el medio en el que se hace la dispersión se le llama fase continua o externa.

Los líquidos no miscibles entre sí, tales como el agua y el aceite, pueden emulsionarse por agitación. Sin embargo, al cesar ésta, las gotas de la fase discontinua se unen y los líquidos se separarán rápidamente en dos capas: aceite y agua. Para estabilizar la emulsión se usan sustancias llamadas emulsionantes que actúan en la interfase, entre la fase continua y discontinua, para reducir la tendencia de las gotas a juntarse. Estos emulsionantes pueden ser de dos tipos: químicos y mecánicos. Los químicos deben sus propiedades de emulsionar a su naturaleza química, como ejemplo los dispersantes orgánicos y algunos jabones. Los sólidos finamente divididos pueden ser considerados como emulsionantes mecánicos en un lodo de perforación.

Los lodos base agua emulsionados pertenecen al grupo de emulsiones directas y la mayoría de los lodos base agua contienen los emulsionantes descritos en el párrafo anterior, por tanto, sólo restará el agregarles aceite. Esto se hace en una proporción que varía entre el 5 y 10% en volumen y por eso pueden considerarse como una extensión de los lodos base agua.

¹¹ *Idem*, pag. 3

La adición de aceite a un lodo base agua convencional, no se hace para corregir ninguna deficiencia, sino para obtener ciertas ventajas prácticas como las que se citan:

- ✓ Reducción en la torsión de la tubería.
- ✓ Aumento en el avance de perforación.
- ✓ Aumento de la vida de la barrena.
- ✓ Reducción de embolamiento de la barrena.
- ✓ Prevención de pegaduras de tubería por presión diferencial.

La decisión de usar este tipo de lodo en un pozo determinado, dependerá lógicamente del estudio previo a la planeación del pozo que implica tomar en cuenta factores diversos como tipo de pozo, profundidad programada, objetivo, columna geológica etc.

Una recomendación importante, es el uso de aceite con "punto de anilina", mayor de 65°C, para evitar daños a las partes de hule del sistema de circulación del lodo.

Generalmente, no es necesario agregar emulsionantes específicos a estos lodos, aún cuando existen en el mercado diversos tipos de éstos que se conocen con el término genérico de surfactantes, pudiendo ser: lubricantes, agentes mojanteres o detergentes.

Al emulsionar un lodo base agua, es decir al agregar aceite, ocurren algunos cambios físicos como:

- ✓ Reducción en la densidad, que habrá que restablecer a la original.
- ✓ Aumento de la viscosidad.
- ✓ Disminución del filtrado estático, no del filtrado dinámico.

Estos cambios deberán tomarse en cuenta para definir la conveniencia (de acuerdo con el programa del pozo), de emulsionar o no un lodo base agua.

4. Lodos base agua inhibidos.

Los fluidos de perforación que suprimen la hidratación y la subsiguiente dispersión de la arcilla en el fluido, se conocen como lodos inhibidos.

Los fundamentos para la supresión de la hidratación y la dispersión de las arcillas se relacionan con el efecto de las sales disueltas en los sistemas arcilla-agua:

- a) La arcilla agregada en agua dulce se hidratará y dispersará en placas de arcilla individuales.
- b) La arcilla agregada en agua que contiene grandes cantidades de sales disueltas, tiende a permanecer en grandes paquetes ("haces" o "manojos") o agregados.

El resultado de estos hechos es una marcada diferencia en la mayoría de las propiedades físicas de las dos suspensiones.

Los lodos inhibidos pertenecen al segundo caso (b), ya que son preparados con agua que contiene grandes cantidades de electrolito disueltos, lo cual disminuye la dispersión de las arcillas. Por lo tanto, el efecto de los sólidos perforados sobre lodos es mínimo, ya que por la acción del ion disuelto de la sal contenida en el agua del lodo, se suprime o se inhibe la habilidad de la arcilla para subdividirse en otras partículas interactivas.

Lo anterior constituye de hecho una de las grandes ventajas de este tipo de lodos, que permite un ahorro considerable por la disminución de dilución y requerimientos de tratamientos químicos, por su mayor tolerancia a la contaminación por arcilla (de los sólidos perforados).

Tipos de lodos inhibidos¹².

Aunque existen muchos tipos de lodos que poseen propiedades inhibitoras, los más conocidos son:

- a) Lodos cálcicos.
- b) Lodos base yeso.
- c) Lodos de agua de mar.
- d) Lodos de agua saturada de sal.

A continuación se detallaran cada uno de ellos.

A. Lodos cálcicos.

La fuente de suministro de iones inhibidores o sea iones de calcio es la cal hidratada (hidróxido de calcio).

La preparación de éstos lodos puede hacerse de dos maneras: partiendo de agua y arcilla comercial (bentonita) y la adición de los otros componentes, o partiendo de un lodo convencional ya preparado. En este último caso es necesaria una dilución previa y/o eliminación máxima posible de sólidos arcillosos para evitar viscosidades excesivas durante la conversión.

Los materiales empleados son:

- ✓ Agua.
- ✓ Bentonita.
- ✓ Dispersante.
- ✓ Sosa cáustica.
- ✓ Cal.
- ✓ Agente de control de filtrado.

Las cantidades que deben aplicarse de cada uno de éstos materiales serán dictadas por los requerimientos específicos de cada caso.

¹² *Idem*, pag. 3

El control de este tipo de lodos implica el mantenimiento de pH alto (por arriba de 11), y de alcalinidades altas, de valores de 6-8 cc para la alcalinidad el filtrado y de 25-40 cc para el lodo. Esto representa una ventaja contra la corrosión de la tubería, además de las siguientes: toleran mayor concentración de sólidos arcillosos antes de presentar gelatinosidades y viscosidades altas; resisten contaminaciones comunes; pueden soportar densidades altas sin presentar viscosidades excesivas; así mismo, tienen menos tendencia a gelatinosidades progresivas altas.

B. Lodos base yeso.

Este es el tipo de lodo inhibido en el cual se usa yeso como la fuente de electrolito inhibidor.

Con respecto al lodo cálcico (de cal), tiene la ventaja de que funciona con menor alcalinidad que aquél que contiene más calcio soluble, y resiste más las contaminaciones.

De igual manera que para el lodo cálcico, su preparación generalmente se hace partiendo de un lodo convencional (base agua dulce), ya preparado.

No se abunda en detalle sobre estos tipos de lodos ya que han caído en desuso debido a su limitación por la baja resistencia a la temperatura, (80-150 °C).

C. Lodos de agua de mar.

Debido a la explotación extendida de yacimientos localizados costa afuera, el desarrollo de los lodos de agua de mar ha llegado a ser bastante importante. La ventaja obvia es el suministro abundante y accesible del agua de mar que contiene los iones inhibidores.

La composición típica de este tipo de lodos es, arcilla (Atapulgita), bentonita prehidratada con agua dulce, sosa cáustica, dispersante y agente de control de filtrado.

Aunque en la actualidad se ha mejorado la acción de estos lodos con la adición de polímeros, básicamente la composición original es la anteriormente descrita.

El control y mantenimiento de estos lodos es relativamente sencillo y dependerá de la calidad de los productos de control empleados y de los requerimientos del pozo de que se trate.

D. Lodos de agua saturada de sal.

Su poder inhibidor radica básicamente en la presencia de grandes cantidades de sal disuelta (cloruro de sodio).

Su uso generalmente fue en la perforación de domos salinos o de extensos depósitos salinos en donde por sus características de alta concentración de sal evita la dilución de la sal con la consecuente formación de cavernas.

No obstante estas características, su uso se vio reducido y casi eliminando la aplicación de los lodos base aceite.

5. Lodos base agua de bajo contenido de sólidos¹³.

Un lodo de bajo contenido de sólidos puede describirse como un lodo de perforación que llena ciertos requisitos de densidad, viscosidad y filtrado, con contenido mínimo de arcilla.

Las investigaciones tendientes a la optimización de la perforación indican que el avance de penetración está principalmente en función del contenido de sólidos del fluido de perforación, por tanto, la conclusión será que el mejor fluido es el que contenga el mínimo de partículas no disueltas, pero necesarias para desempeñar las funciones requeridas. Por lo tanto, las operaciones de perforación van dirigidas a usar, hasta donde sea posible, densidad mínima y bajo contenido de sólidos para obtener el máximo avance de penetración.

Por lo anterior, el uso de los lodos con bajo contenido de sólidos, ha sido muy extendido y a continuación se mencionan los tipos más usados en la actualidad.

Los tipos más usados son:

- ❖ Lodos preparados con arcilla beneficiada.
- ❖ Lodo no disperso.

A continuación se mencionaran cada uno de ellos.

a. Lodos preparados con arcilla beneficiada.

Para aumentar la viscosidad de un fluido a base de bentonita común, se usan polímeros de cadena larga en concentraciones muy bajas ($0.075-0.150 \text{ Kg/m}^3$), de cuales existen varias marcas y tipos en el mercado.

Para dar una mejor idea de éstos, se menciona que con una concentración de 30 Kg/m^3 de bentonita y 0.075 Kg/m^3 de cierto polímero, se obtiene la viscosidad y el filtrado, comparables a los obtenidos con una concentración de 60 kg/m^3 de bentonita.

El lodo preparado con arcilla beneficiada puede dar mejores avances de penetración sin sacrificar la capacidad de acarreo, necesaria para la limpieza del agujero y control de filtrado para mantener la estabilidad del mismo. Estas ventajas pueden perderse cuando se agregan dispersantes reductores de viscosidad. El control e estos lodos es

¹³ *Idem*, pag. 3

difícil, debiendo cuidarse fundamentalmente la relación crítica arcilla-polímero, cuidando mucho la dilución con agua o el aumento de sólidos.

b. Lodo no disperso.

Uno de los avances más recientes en la tecnología de lodos de bajo contenido de sólidos, es el desarrollo de un lodo de polímeros con dicha característica.

Este tipo de fluido se usan polímeros, en lugar de altas cantidades de bentonita, para controlar el filtrado.

Por medio de pruebas de laboratorio y de campo se ha demostrado la utilidad de este tipo de lodos en áreas donde éste es aplicable, obteniéndose grandes ahorros por aumento en el avance de penetración, en la vida de la barrena y una mejor estabilidad del agujero.

Entre otras, se pueden citar las siguientes ventajas de éste tipo de lodos:

- ✓ Buenas propiedades de filtración a bajo contenido de sólidos.
- ✓ Funcionan bien sin necesidad de agregar grandes cantidades de dispersantes y sosa cáustica, por tanto se evita la excesiva dispersión.
- ✓ Los polímeros tienden a encapsular los sólidos perforados que se incorporan al lodo, retardando así la hidratación y subsiguiente dispersión del recorte en el lodo.

Es importante conocer los factores que afectan la capacidad de un lodo en el acarreo de recortes a la superficie para la aplicación de este tipo de lodos. De acuerdo con la hidráulica, entre otros factores, la densidad, la viscosidad plástica y el punto cedente, tienen una influencia determinada en el acarreo de un recorte a la superficie.

En los lodos convencionales la densidad y la viscosidad plástica están muy relacionadas con dicha capacidad, por lo tanto, por su naturaleza, los lodos de bajo contenido de sólidos son deficientes en cuanto a dicha capacidad, sobre todo en cuanto a la viscosidad plástica (que depende mucho de la cantidad de sólidos). Por esta razón la limpieza del agujero es un problema comúnmente asociado con este tipo de lodos.

Para mejorar la capacidad de acarreo de los recortes se pueden hacer los siguientes ajustes, previo análisis de otros factores:

- ✓ Aumentar el gasto de circulación.
- ✓ Aumentar el punto cedente.
- ✓ Reducir la relación: viscosidad plástica/ punto cedente.

Aunque el aumento del gasto de circulación es bastante fácil, no es siempre recomendable por el efecto erosivo sobre las formaciones que se perforan que pueden conducir a un agujero inestable; por lo cual, los gastos de circulación moderados

acompañados de viscosidad plástica mínima y punto cedente adecuado, son lo más recomendables.

El aumento del punto cedente, con el resto de las propiedades constantes, mejora la capacidad de acarreo. Si la viscosidad plástica se mantiene constante, conforme aumenta el punto cedente, se efectúa una distribución favorable de velocidades del lodo en el espacio anular para un transporte eficiente de los recortes.

El mantenimiento de este tipo de lodos, aparte de las incrustaciones específicas para cada marca o clase, puede incluir las siguientes sugerencias:

- ✓ Uso mínimo de bentonita.
- ✓ Uso de un agente para control de viscosidad y gelatinosidad.
- ✓ Uso mínimo de dispersantes para control de viscosidad y gelatinosidad.
- ✓ Uso de diesel o aceite para emulsionar sin necesidad de emulsionantes.
- ✓ Eliminar uso excesivo de agua y usar equipo de control de sólidos adecuado.

II.2.2 Base aceite.

Los lodos de aceite son usados principalmente para evitar las contaminaciones de agua de las formaciones productoras y para muestreo de formación en estado nativo. Son también inertes a las contaminaciones tales como de H_2S , secciones de sal y anhídrita. Los lodos de aceite se elaboran comúnmente con crudo previamente desgasificado. (Aceite estabilizado).

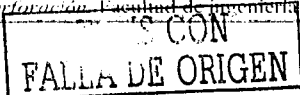
Emulsión inversa¹⁴.

Las emulsiones de agua en aceite, contienen al agua como "fase dispersa" y al aceite (usualmente diesel) como fase continua. Valores hasta de 40% de agua se pueden dispersar y emulsificar en aceite. Las emulsiones inversas tienen las características de los lodos base aceite, ya que el aceite es la fase continua y el filtrado es únicamente aceite. Estos fluidos son estables a altas temperaturas, son inertes a la contaminación química y pueden ser densificados después de ser ajustada la relación aceite-agua. El uso de los lodos de aceite y de emulsión inversa, requiere medidas de seguridad para protección del medio ambiente.

Teoría de las emulsiones.

Las emulsiones son una dispersión de un líquido inmisible en otro líquido inmisible ejemplo aceite en agua o agua en aceite el primer ejemplo se refiere cuando la fase continua es agua y la fase dispersa o intensa es el aceite; si nosotros agregamos mayor cantidad de aceite hasta obtener casi la unión de las burbujas de aceite diríamos que existe una emulsión de agua en aceite (fase dispersa agua).

¹⁴ Rodríguez Nieto, Rafael. *Apuntes de la perforación*. Facultad de Ingeniería UNAM, México, 1989.



Diferentes trabajos de investigación se basan en la naturaleza de la película interfacial y que éste es el principal portador a la estabilidad de la emulsión ya que contribuyen a la resistencia y compatibilidad de ella.

En la mayoría de las emulsiones, el aceite es la fase dispersa y el agua es la fase continua, pero las emulsiones inversas, en las cuáles el agua es la fase dispersa, se pueden lograr con un emulsionante adecuado, que previene que las partículas dispersas vuelvan a juntarse y formen una fase, disminuyendo así la tensión interfacial y estabilizando la emulsión.

Para hacer esto el emulsificador deberá construir gradualmente una película fuerte y vigorosa alrededor de las gotas para estabilizar su condición.

Otro mecanismo por el cual las gotas llegan a estabilizarse es a través de la adsorción de iones de la solución.

La resultante de las partículas eléctricamente cargadas repelen a las otras y posteriormente previenen su combinación (fenómeno de ionización).

La formación de una emulsión ya sea aceite en agua (directa) o de agua en aceite (inversa), dependerá de la solubilidad relativa del emulsionante en las dos fases. Por lo tanto un surfactante preferentemente soluble en agua como el oleato de sodio, formará una emulsión directa, porque disminuye la tensión superficial en el lado del agua de la interfase aceite / agua, y la interfase tiende a curvarse hacia el lado que tiene mayor tensión superficial, formando una gota de aceite rodeada de agua. Por otro lado los oleatos de calcio y magnesio son solubles en aceite, pero no en agua, y por lo tanto forman emulsiones inversas.

Los emulsionantes típicos para emulsiones directas que se usan en los fluidos base agua, son sulfatos y sulfonatos de alquilaril, ácidos grasos polioxietilénicos, ésteres y éteres.

Una emulsión directa puede romperse agregando emulsionante de agua en aceite, la emulsión se invertirá si se añade demasiado emulsionante contrastante.

Se puede formar emulsiones estables sin la presencia de un surfactante, por la adsorción de sólidos finamente divididos, tales como: arcilla, CMC, almidón y otros materiales coloidales. en la interfase aceite / agua. Una película de partículas sólidas es entonces para rodear a las gotas dispersas lo cual previene su choque. Puesto que las partículas no bajan la tensión interfacial significativamente, se conocen como "emulsionantes mecánicos".

Con el objeto de formar emulsiones estables, las partículas deben ser entre ligeramente humectables en aceite y ligeramente humectables en agua, de tal forma que permanezcan parcialmente en cada fase.

Las arcillas dispersadas y varios aditivos coloidales, especialmente los lignosulfonatos en solución alcalina, actúan como agentes emulsionantes mecánicos, de tal manera que se forman emulsiones directas completamente estables, agregando únicamente el aceite y proporcionando la agitación mecánica suficiente.

Las emulsiones mecánicas no son tan estables como las químicas. Cuando no se ha alcanzado lo suficiente estabilidad, la emulsión puede estabilizarse agregando pequeñas cantidades de un emulsionante químico adecuado.

II.2.3 Neumáticos o de baja densidad.

Es un sistema usado con una densidad menor de 1 g/cc, medida a condiciones estándar. Este fluido de control se coloca frente a la formación productora mientras se realizan operaciones tales como: limpieza, estimulación, perforar, disparar, obturar o matar el pozo.

El propósito de estos fluidos usados en terminación y reacondicionamiento de pozos es producir la máxima recuperación de hidrocarburos en el yacimiento.

Estos fluidos se diseñan específicamente para cada formación y de manera que el daño en la formación sea mínimo. Tanto el diseño como el uso pueden tomar bastante tiempo, pero el aumento en la producción crece notablemente.

Perforación con aire.

Al perforar bajo ciertas condiciones es posible usar aire o gas comprimido como el fluido de circulación para eliminar los cortes de la barrena en vez del lodo utilizado normalmente. Por ejemplo, se utiliza para perforar rocas en las que el control de presión no representa un problema serio.

Con un gasto necesario para originar la velocidad requerida, y suficiente presión de aire o gas los cortes de la barrena son fácilmente arrastrados por el espacio anular y llevados hasta la superficie. En algunas regiones el gas natural se toma de pozos cercanos, se circula en el pozo en operación y se quema cuando sale por la línea de descarga.

Cuando no se tiene gas natural a presión disponible, se utilizan compresores de aire para forzarlo hacia abajo por dentro de la tubería de perforación. Tanto el gasto como la presión de entrega requeridos dependen de la profundidad del pozo y del diámetro de la tubería de perforación. Si el fluido de perforación que se va usar es el aire, se tiene que elaborar un óptimo programa de perforación. La información debe de ser de tipo geológico y de datos obtenidos de pozos vecinos.

Cuando el pozo sea exploratorio la información geológica deberá ser lo más confiable. Los principales puntos con los que debe contar la información son:

- ✓ Características litológicas de las formaciones por atravesar.

- ✓ Zonas con derrumbes.
- ✓ Zonas con pérdidas de circulación.
- ✓ Zonas de baja presión.
- ✓ Zonas con flujo de agua.
- ✓ Correlaciones con pozos vecinos.

Los derrumbes, las zonas con flujo de agua y las formaciones blandas y deleznales constituyen los mayores problemas en este tipo de perforación, reduciendo as mismo la eficiencia de este método.

Perforación con espuma.

La espuma estable es una de las variantes de la perforación con aire. Fue diseñada originalmente para la perforación de formaciones poco consolidadas, las cuales ocasionaban problemas de derrumbes en la perforación con aire y pérdidas de circulación cuando se perforaba con lodo. Posteriormente su aplicación en los problemas de entrada de agua y zonas con contenido de gas dio buenos resultados.

Este fluido se prepara en la superficie y consiste en una mezcla de agua dulce, un agente tenso activo, aditivos apropiados, como son: estabilizadores de espumas, materiales que forman enjarre residual, reductores de fricción, inhibidores de corrosión, entre otros y un gas comprimido. Para la fase gaseosa se ha utilizado preferentemente aire, gas natural y nitrógeno; de ello se prefiere el gas natural debido a su disponibilidad en los campos petrolíferos, el aire se usa sólo cuando las espumas se manejan a presiones menores de 24.5 Kg/cm^2 a presiones mayores se corre el riesgo de formar mezclas auto explosivas con los fluidos de la formación. El nitrógeno ofrece mayor seguridad en trabajos de fracturamiento y debido a su mayor costo y disponibilidad se utiliza solo en contadas ocasiones.

Los requerimientos de aire son muy bajos comparados con otros métodos de perforación con aire, esto se debe a que la espuma es capaz de levantar los cortes a bajas velocidades en el espacio anular (30 a 90 m/min), por lo que se requiere menor capacidad de compresión y por lo tanto menor gasto de inyección de aire.

La densidad de la espuma estable varia entre 0.20 a 0.80 gr/cc , tiene viscosidad de 0.6 a 0.9 $cp.$, y gran capacidad de acarreo de cortes. Las presiones logradas en el fondo del pozo con este tipo de fluido pueden variar de 1 a 4 kg/cm^2 para profundidades de 300 a 1000 metros. Estas bajas presiones de circulación disminuyen o eliminan en el mejor de los casos los daños a la formación y las pérdidas de circulación.

El sistema de circulación es de tipo abierto, por lo que la espuma que sale del pozo no puede volver a circularse y se desecha en una presa de desperdicio.

Preparación de la espuma estable.

La espuma es una mezcla compuesta de un líquido y un gas en dispersión, y su preparación en el campo es la siguiente: se dispone de dos de los tanques de agua

CONCEPTOS BÁSICOS PARA LA SELECCIÓN DE FLUIDOS DE CONTROL.

dulce limpia con capacidad de 1.5 m³ cada uno, en los cuales se vierte un determinado porcentaje de surfactante, quedando así formada la solución espumante, la que se inyecta al generador de espuma. Al mismo tiempo se hace llegar aire del compresor al generador de espuma, en donde debido a la turbulencia del flujo ya las características del generador se forma la espuma.

Los gastos de inyección de la solución espumante, los gastos de aire y la concentración del agente tenso activo dependen sobre todo: del diámetro y profundidad del pozo, ritmo de perforación, tamaño del espacio anular, tipo de formación y magnitud de flujos de agua si este problema se presenta.

Perforación con niebla.

La niebla está formada básicamente de aire, agua dulce y un agente tenso activo. La fase continua la constituye el aire o cualquier otro gas que se esté utilizando en la perforación y la fase dispersa la constituye el agua agente tenso activo en forma de pequeñísimas gotas.

Este sistema se utiliza cuando en la perforación con aire o gas se presentan formaciones con grandes cantidades de agua o cualquier otro fluido que reduzcan o imposibiliten la limpieza adecuada del pozo. La niebla inyectada dentro de la tubería de perforación pasa a través de las boquillas de la barrena donde la turbulencia del flujo da lugar a la formación de gran cantidad de burbujas de aire, dirigiéndose posteriormente hacia el espacio anular donde las burbujas resultadas reducen la densidad del agua producida permitiendo, levantarla junto con los cortes hacia la superficie. Por sus características ofrece las mismas ventajas que la espuma pero no es tan eficiente como ella.

Las condiciones que gobiernan la cantidad de agua y de agente tenso activo para la preparación de la solución son: el tipo de formación a perforar, profundidades y diámetro del pozo, cantidad y tipo de agua que penetra al pozo.

Control de la corrosión.

El tipo de fluido producido por la zona de aportación es un factor muy importante debido primero al problema de corrosión por oxidación y segundo a la estabilidad del agente tenso activo. La corrosión de la sarta de perforación aumenta conforme se incrementa la cantidad de agua presente en el espacio anular. Para resolver este tipo de problemas se inyecta cal y bicromato sódico dentro del sistema como inhibidor de corrosión y estabilizador respectivamente. La cal en solución proporciona protección contra la oxidación y el bicromato sodico es un inhibidor de corrosión y efectivo estabilizador cuando se anticipa la presencia de agua salada.

Gastos y presiones requeridas.

Este sistema comparado con la perforación con aire requiere de la circulación de gastos más elevados, de un 30% aun 40% más de aire, y se debe a tres razones básicas:

- a) La columna de aire en el espacio anular es más pesada debido a la presencia del agua que tiene que ser levantada.
- b) La limpieza del pozo debe ser eficiente.
- c) Debido a la humedad algunos cortes se aglutinan y se requiere mayor gasto de aire para superar la velocidad de asentamiento de partículas de mayor tamaño.

Las presiones con que normalmente se trabaja cuando se perfora solamente con la ayuda de aire o gas son de alrededor de 15 Kg/cm^2 , pero en perforación con niebla se requiere de 30 Kg/cm^2 o más, de acuerdo esencialmente a la cantidad de agua que fluye de las formaciones hacia el pozo.

Perforación con lodo aireado .

El término lodo aireado, se refiere a cualquier sistema de perforación en el que se inyecta a presión un cierto tipo de gas al lodo normal de circulación. El lodo aireado se emplea cuando grandes cantidades de agua, es decir, más agua de la que puede manejarse con agentes espumantes entran al pozo que se está perforando con aire o cuando existe un problema de pérdida de circulación. El lodo aireado puede usarse también cuando se perfora a través de formaciones de caliza coralina o de caliza cavernosa en situaciones que se hace imposible la circulación con lodo normal.

Se considera que con este sistema se incrementa el ritmo de penetración en un rango de 100% a 150% y aumenta la vida de la barrena en un 50% en comparación con los lodos convencionales.

Se considera lodo aireado aquel que posee una densidad menor o igual a 0.90 g/cc . Debe tratarse que la mezcla lodo-aire se logre en forma estable y homogénea, que no se rompa ni se separe dentro del pozo si no hasta su retorno a la superficie.

La cantidad de aire requerida para el lodo aireado de perforación depende principalmente de la reducción deseada de la densidad de la mezcla.

Control de la corrosión.

Cuando dentro del pozo se tiene agua y aire a la vez, se presenta un problema muy serio de corrosión por oxidación en la sarta de perforación. Para disminuir este problema se tiene que tener un fluido aireado con PH mayor a 10 y agua saturada con cal.

II.3 Materiales y productos químicos empleados en la elaboración de los fluidos.

El empleo de materiales químicos se hizo necesario para proporcionar al fluido de control la capacidad de mantener las propiedades dentro de las funciones que deben cumplirse, y para que permanezcan lo más estable posible a los cambios que sufre dentro del pozo.

La utilización de materiales químicos debe ser controlada dentro de los rangos de trabajo de los diferentes tipos de materiales, el mal empleo de estos provocara daños a las formaciones productoras y complicara trabajos que se están llevando en el pozo.

Los materiales empleados en la preparación de los fluidos de control son muy variados lo que provee también un amplio catálogo de productos elaborados por distintas compañías dedicadas a este ramo.

Estos productos son cada vez mas diversificados y además desarrollan funciones que a la vez provocan algunas confusiones, debida a la cantidad de nombres comerciales que designan al mismo producto.

A continuación se presentan los 8 equipos en que se pueden clasificar los materiales químicos de acuerdo a la propiedad que proporcionen al ser mezclado con el fluido de control.

- Viscosificantes
- Densificantes
- Dispersantes
- Precipitantes del ion calcio
- Alcalinizantes
- Antiespumantes
- Inhibidores de corrosión
- Emulsificantes

A continuación se mencionaran cada uno de ellos.

➤ **Materiales viscosificantes**

Estos son arcillas coloidales o polímeros que al ser mezclados con fluidos base agua, proporcionen a estos un mayor grado de viscosidad.

Los polímeros además importar el poder de suspensión, actúan como REDUCTORES DE FILTRADO.

➤ **Materiales densificantes.**

Son materiales inertes o productos químicos que al utilizarse en los fluidos base agua, dulce o salada, sirven para aumentar su densidad.

Los mas utilizados se presenta en la tabla II.1.

Materiales densificantes	Descripción
Barita.	Sulfato de bario que se emplea en la preparación de fluidos bentónicos y emulsionados. Su peso específico es de 4.25, se pueden obtener densidades de 2.20 a 2.40 g/cc.
Carbonato de Calcio.	Utilizable en fluidos de agua dulce o salada. Es soluble en ácido clorhídrico.
Cloruro de Sodio.	Sal común que se prepara en grano o molido frío, se utiliza en la preparación de salmueras sólidas. Su peso específico es de 2.16. La cantidad a utilizar dependerá del volumen y la densidad a lograr, para lo cual existen tablas para consultar. Proporcionan densidades de 1.02 g/cc.
Cloruro de Calcio.	Es una sal de calcio altamente soluble en agua que se presenta para preparar salmuera cálcica. Su peso específico es de 1.96. Las cantidades a utilizar dependen de la densidad que se deseen tener. Proporcionan densidades de 1.01 a 1.40 g/cc.

Tabla II.1

➤ **Materiales dispersantes.**

Son sustancias químicas que al combinarse con algunos fluidos de control reducen la viscosidad de estos.

La viscosidad puede reducirse también añadiendo agua al fluido; pero en la mayoría de los casos esto no es recomendable, por la facilidad con que ésta puede filtrarse causando daños a la formación. El fluido además puede perder densidad y otras propiedades. Por esto se prefiere usar agentes dispersantes.

Los mas usados son:

El cromolignosulfonatos, ferrocromolignosulfonatos modificados y lignosulfonatos modificados, que son reductores de viscosidad, agentes de control de filtrado, inhibidores de arcilla en fluidos base de agua, esto es posible cuando se usa una concentración mayor de 15 Kg/m³.

Se utiliza en lodos sódicos de bajo pH, resistiendo grandes presiones y grandes temperaturas.

Los cromolignitos y líquidos caudizados, es dispersante, reductores de viscosidad y emulsionante. Se utiliza combinado con el Supercaltex para controlar las combinaciones y resistir, altas temperaturas y altas presiones. Las cantidades utilizadas son de 5 a 25 Kg/m³.

Estos dos materiales dispersantes son utilizados en fluidos bentoníticos que se convierten en fluidos cromolignosulfonatos emulsionado (CLSE)

➤ **Materiales precipitantes del ión calcio.**

Sirven para anular la acción del contenido en el fluido. Son tres los que principalmente se usan (tabla 2.2) y los tres se presentan comercialmente en polvo blanco.

Material Precipitante	Descripción
Carbonato de Sodio.	Se agrega para precipitar el calcio que pueda existir, también se conoce como Soda Ash o Ceniza ligera. Se utiliza de 1 a 5 Kg/m^3 .
Bicarbonato de Sodio.	Se utiliza para el mismo fin en fluidos de alto pH. Se utiliza de 3 a 5 Kg/m^3 .
Pirofosfato ácido de Sodio.	Este precipitante del ion calcio, por ser mas ácido que el anterior, se utiliza para reducir el pH cuando se requiere. También es reductor de la viscosidad y de gelatinosidad.

Tabla II.2

➤ **Materiales alcalinizantes.**

Se emplean para alcalinizar, es decir, para aumentar el pH de algunos fluidos base agua. El principal alcalinizante que se utiliza en el campo es:

Sosa Cáustica (Hidróxido de sodio). Es un producto químico cuya presentación es en esferas chicas de color blanco o escamas. Se emplea en fluidos base agua para aumentar el pH. También para solubilizar algunos dispersantes. Se emplean de 2 a 5 Kg/m^3 .

➤ **Materiales antiespumantes.**

Son productos químicos cuyo efecto es abatir o eliminar la espuma que se produce en la composición u operación y uso de algunos fluidos de control. Los principales son:

Aceite Nacional Soluble No 4. Para controlar la espuma que se genera en la preparación de Salmuera con Polímeros.

➤ **Materiales inhibidores de corrosión.**

Son sustancias que al agregarle a los fluidos sirven para contrarrestar, eliminar o abatir la corrosión, que este pudiera provocar en las tuberías y/o en las partes del equipo. Los más utilizados se presentan en la tabla II.3.

Materiales Inhibidores	Descripción.
Productos Magco-A-101 y Magco-A-303.	Son productos químicos líquidos elaborados especialmente para inhibir la corrosión de las salmueras.
Cal Hidratada.	Se emplea también en las salmueras para neutralizar los ácidos orgánicos que provocan corrosión.
Ironite Sponge.	Producto químico en polvo, de color negro, óxido de hierro sintético. Se utiliza como agente "secuestrante" del gas sulfhídrico.
Quimo-Sec.	Es un material semejante al anterior pero se usa en concentraciones mayores.

Tabla II.3

➤ **Materiales emulsificantes.**

Son sustancias químicas cuya función es permitir o facilitar la dispersión de un líquido en el otro. Uno de ellos se conforma en glóbulos que se dispersan y quedan suspendidos en el otro. Las descripciones de algunos materiales emulsificantes se presentan en la tabla II.4.

Descripción.
Producto líquido y de color oscuro, soluble en aceite. Es útil para la preparación de fluidos de emulsión inversa.
Polvo blanco fino que se usa en combinación con el drilex y mejora las propiedades de filtración y suspensión.
Producto químico líquido, que además de emulsificante sirve como espumante. Su empleo es en los fluidos de baja densidad.

Tabla II.4

II.4 Ventajas desventajas de los fluidos de control.

Es necesario conocer las ventajas que ofrecen unos fluidos con respecto a otros y las desventajas que surgen al ser introducidos en medios no propicios para su mejor funcionamiento, esto lo comprendemos mejor cuando expliquemos los mecanismos de funcionamiento de los diferentes tipos de fluidos.

Espumas

Ventajas	Permiten grandes velocidades anulares de 200 a 500 pies por minuto. No dañan las formaciones productoras.
Desventajas	Son afectados por la profundidad y la temperatura y no pueden utilizarse por lo tanto, en pozos que tengan un gradiente geotérmico alto.

Salmueras Sódicas.

Ventajas	No dañan a la formación ya que son fluidos libres de sólidos.
	Su costo es muy económico.
Desventajas	Limitaciones en el rango de densidad.
	Nulo poder de arrastre por no contener sólidos suspensión.
	Son corrosivos en presencia de oxígeno.
	Son irritantes.

Salmuera calcica.

Ventajas	No dañan a las formaciones.
	Permiten efectuar operaciones de conversión de aparejos en los pozos petroleros.
	El cloruro de calcio genera calor de disolución por lo tanto, se mezcla fácilmente con el agua.
Desventajas	Existe la posibilidad de corrosión.
	Son irritantes si entran en contacto con heridas.
	Las densidades serán más bajas a altas tempera debido al aumento de volumen por dilatación.

Salmuera con polímeros y densificantes.

Ventajas	Sé convierte en un fluido de limpieza por la presencia de polímeros, esto hace que aumente su poder de acarreo.
	A! densificarlo puede aumentar su densidad hasta 1.25 gr/cm^3 .
	No contiene sólidos en suspensión evitando dañar la formación.
	Son fácilmente solubles en ácidos.
Desventajas	En el caso de no conocer el manejo adecuado de los polímeros incrementa su costo.
	En el caso de emplear sales de CaCl_2 , deberá tenerse cuidado en la preparación de que no salpique a la piel.
	Si no se define la temperatura a la cual el polímero trabaja, por inadecuación se degradan.
	Produce espuma este tipo material.
	Hay que controlar el PH en la salmuera para que el polímero trabaje.
	Es indispensable el uso de un inhibidor de corrosión.

Fluido Bentonítico.

Ventajas	La capacidad de acarreo de los fluidos bentoníticos y suspensión de los sólidos es alto.
	Su costo es bajo.
	Es de fácil preparación.
	Permite buen control de filtrado.
Desventajas	Baja densidad hasta de 1.08 g/cm^3 , como máximo.
	Al rebajar cemento se contamina y se flocula fácilmente.
	Su empleo a temperaturas altas aumenta su viscosidad al hidratarse la arcilla, por lo que se deberá tener una buena vigilancia.
	Obstruye la formación debido a que manejan sólidos que hay que destruir con estimulaciones de ácido que incrementan el costo de operación.

Agua dulce.

Ventajas	Fácil manejo.
	Facilidad para efectuar operaciones de cable y línea de acarreo
Desventajas	Hidrata fácilmente las lutitas arcillosas dañando a la formación productora, por lo cual deberá tenerse cuidado en su uso.

Con aire.

Ventajas	Incremento en el ritmo de penetración. Este incremento es debido a la baja densidad del fluido de control, y por consiguiente a la reducida carga hidrostática ejercida por la columna de aire. La roca se ve elevada por los esfuerzos verticales y axiales dando origen aun efecto de presión inversa, el cual incrementa la perforación de la formación. A causa de este efecto la formación ofrece poca resistencia al contacto de la barrena. Este fenómeno se ha tratado de explicar en varias ocasiones, pero la causa principal es, seguramente la reducción de la presión hidrostática.
	Pruebas de campo muestra el efecto del aumento de la contrapresión sobre la velocidad de perforación. Un aumento de la contrapresión de 0 a 20 Kg/cm ² determinó una disminución en la velocidad de penetración de 10 a 25 m/hr. Eso muestra claramente el efecto del aumento de presión en el espacio anular y confirma el efecto de la presión hidrostática sobre la velocidad de perforación.
	Aparentemente, la presión hidrostática actúa como mecanismo retenedor de la velocidad de remoción de los cortes situados debajo de la barrena. De eso se deduce que las ventajas económicas de la perforación con aire o gas se reducen sustancialmente cuando se tiene que usar espuma y agua.

Emulsión directa.

Desventajas	Contaminación con agua.
	Alta concentración de sólidos.
	Exceso de ácidos grasos
	Derrumbes, fricción y empaquetamiento de la sarta de perforación.
Ventajas	Baja densidad.
	Útil para zonas depresionadas.
	Útil en la perforación bajo balance.
	Proporcionan estabilidad del agujero.

Las espumas.

Ventajas	Presión hidrostática reducida. A causa de que su densidad es baja, la espuma estable ejerce en el fondo del pozo una presión hidrostática mucho menor que la causada por un lodo normal de perforación, disminuyen los daños que este causa cuando se atraviesan zonas de alta porosidad y permeabilidad o con contenido de fluido a baja presión.
	Capacidad de acarreo. La espuma es un fluido con alta viscosidad y proporciona gran capacidad de levantamiento, de 7 a 8 veces mayor que con los fluidos convencionales. Puede acarrear recorres hasta de 5 centímetros de diámetro.
	Mayor ritmo de penetración. Por su baja densidad el ritmo de penetración aumenta, sobre todo en formaciones duras. En experiencias obtenidas de campo se ha registrado ritmo de perforación hasta dos veces mayores que los obtenidos con el uso de fluido convencional.
	Permite perforar pozos de mayor diámetro. Permite trabajar en pozos de diámetro grande, donde la perforación con aire requiere de gastos de inyección muy grande o donde la perforación con lodo requiere de gran capacidad de bombeo.
	Disminuye los riesgos de incendio. Durante la perforación de zonas con contenido de gas, la espuma estable atrapa este fluido en forma de pequeñas y aisladas burbujas evitando de esta manera la ignición de la mezcla gas -aire.
	Debido a la presión hidrostática baja que ejerce la espuma, no se puede usar en áreas donde se desconozcan las presiones de formación, ya que existe el riesgo de descontrol del pozo en caso de perforar una zona de presión mayor que la ejercida por la columna de espuma.
	La eficiencia de la espuma puede verse disminuida con flujo de agua salada o de hidrocarburos ya que se reduce la efectividad de la sustancia tenso activa.

	La inversión inicial del equipo adicional es alta.
	No es posible tomar registros que requieran que el pozo se encuentre lleno de fluido.

Lodo aireado.

Ventajas	Zonas de agua a baja presión pueden ser perforadas con lodo aireado.
	Ofrece mayor seguridad para problemas de descontrol. Si es necesario puede aumentarse rápidamente la densidad del fluido, con sólo cerrar el suministro de aire.
	Los riesgos de fuegos y explosiones dentro del pozo son disminuidos por la presencia del agua en la mezcla.
	Se obtienen pozos menos desviados.
	Se pueden obtener muestras de núcleos fácilmente.

Con niebla.

Debido a que este sistema se aplica cuando hay presencia de agua dentro del pozo, es necesario conocer los problemas que con mayor frecuencia se presentan por descuido en la operación del mismo.

Desventajas	Quizás el 75% de todos los problemas de la perforación son el resultado de la inyección de insuficiente gasto de aire.
	Cuando la tubería se pega en un agujero húmedo la razón más frecuente es que el pozo no ha sido limpiado correctamente antes de efectuar una conexión. Cuando se presenta este problema un procedimiento recomendable es circular suficiente aire dentro del pozo hasta que la niebla aparezca sin corte en la descarga del pozo.
	Formaciones deleznales y con presencia de cavernas ocasionadas por el derrumbe de dichas formaciones, causan problemas que limitan la operación satisfactoria de este sistema. Conforme se amplía el diámetro del pozo la velocidad del fluido en el espacio anular disminuye, con lo que se ve afectada en forma negativa la capacidad de levantamiento de la niebla, además, de que se hace la inyección de mayores gastos de aire para superar la velocidad de asentamiento de las partículas. La ausencia de cortes en la descarga y un aspecto lodoso de la niebla indican seguramente que el pozo se está agrandando.

De acuerdo a lo anterior se toman las siguientes medidas:

Medidas	Tratar de secar el pozo en forma adecuada.
	Un incremento en la concentración de agente tenso activo proporciona mayor consistencia a la niebla, lo que se traduce en un incremento en su capacidad de acarreo.

	Incrementando el ritmo de inyección de la solución se incrementa la capacidad de acarreo de la mezcla, debe ajustarse también el ritmo de inyección de aire con el fin de optimizar la eficiencia del sistema.
	Inyectar un inhibidor de corrosión.
	Limpiar en forma adecuada el pozo antes de efectuar una conexión.

CAPITULO III: METODOLOGÍA DE SELECCIÓN

III.1 INTRODUCCIÓN

El diseño de los fluidos de perforación en primer lugar deben basarse en las condiciones que se esperan encontrar durante la perforación. Para una clase dada, los fluidos pueden tener diferentes efectos en la velocidad de penetración, en la estabilidad del agujero y en la evaluación de la formación

Para alcanzar el objetivo, es necesario que el fluido seleccionado para cada intervalo se mantenga en forma optima para realizar cada operación que se requiera en el pozo. Esto significa que la interacción del fluido con las formaciones permitan perforar rápido, que las paredes del pozo y el comportamiento fisico-químico del fluido permanezca estable dentro de los límites para cada intervalo y así realizar los "viajes" en forma rápida y segura.

A lo largo de este capitulo se presentan las definiciones básicas y parámetros que debe cumplir un fluido de perforación y se presenta una clasificación de los fluidos de perforación de acuerdo con su densidad, los criterios de selección, las propiedades físicas y químicas requeridas y las recomendaciones para uso de la metodología.

Se incluyen anexos que consisten en tablas de porosidad de las formaciones, de los problemas más comunes y las opciones para resolverlos y prevenirlos de acuerdo a la formación de que se trate.

Se describen las propiedades y conceptos necesarios para seleccionar un fluido de perforación, los procedimientos de selección en forma de diagramas, que permiten dar seguimiento a la selección del fluido de control.

III.2 OBJETIVO.

Determinar de forma cuantitativa y cualitativa los parámetros y variables que influyen de forma importante en la selección adecuada de un fluido de control de acuerdo a la formación a perforar. aplicando una metodología que facilitará la determinación, antes mencionada, eliminando o minimizando los parámetros que no tienen importancia relevante para abatir los costos, tiempo y calidad de la perforación de un pozo petrolero.

III.3 DESCRIPCIÓN DE LA INFORMACIÓN REQUERIDA.

Los conceptos básicos en la metodología son importantes para conocer el ámbito en el que se aplicarán los fluidos de perforación.

Para una mejor comprensión de la información requerida para la selección de un fluido de perforación se detallara cada uno de los conceptos involucrados en la metodología.

❖ Columnas geológicas esperadas.

El principal factor para la selección del fluido a utilizar es una consecuencia del tipo de formación que se tenga, por tal motivo es necesario conocer su columna geológica.

La información geológica se utiliza para identificar el tipo de formación que va a perforarse, y conociendo la mineralogía de ésta, puede seleccionarse el fluido con las características químicas necesarias para proporcionar la estabilidad del agujero.

Algunos tipos de formación se mencionaran a continuación:

- Reciente pleistoceno (fondo marino) litológicamente está constituido por arenas con alternancias de capas laminares delgadas de lutitas (arcillas) con restos de moluscos y gravillas.
- Mioceno Superior. Está constituida por lutitas con alternancias delgadas de areniscas.
- Mioceno Medio. Está constituida por lutitas con alternancias pequeñas de capas de lutitas.
- Mioceno Inferior. Estos depósitos están constituidos por lutitas ligeramente bentoníticas y arenosas.
- Oligoceno Superior. Estos depósitos están constituidos por lutitas bentoníticas.
- Oligoceno Medio. Están constituidos por lutitas ligeramente bentoníticas.
- Oligoceno Inferior. Las rocas de ésta edad están constituidas por lutitas bentoníticas.
- Eoceno Superior. Litológicamente esta constituida por lutitas bentoníticas.
- Eoceno Medio. Las rocas de ésta edad están constituidas por lutitas bentoníticas con intercalaciones de capas delgadas de calizas presentando en su base una capa de calcarenitas.
- Eoceno Inferior. Litológicamente está constituido por lutitas con intercalaciones delgadas de bentonitas y calizas.
- Paleoceno Superior. Litológicamente está constituida por lutitas bentoníticas con intercalaciones de capas delgadas de calizas.
- Paleoceno Inferior. Están constituidas por calizas y trazas de lutitas intercaladas.
- Brecha del Paleoceno inferior. Está constituida en su cima por lutitas calcáreas el resto de la formación por una brecha constituida por fragmentos angulosos de calizas dolomitizadas.
- Cretácico Superior. Litológicamente está constituida por calizas y dolomías.
- Cretácico Medio. Litológicamente está constituida por calizas con intercalaciones de lutitas.
- Cretácico Inferior. Litológicamente está constituida por calizas dolomitizadas.
- Jurásico Thitoniano. Litológicamente está constituida por lutitas con pequeñas intercalaciones de calizas.
- Jurásico Kinmerdigiano. Litológicamente está constituido intercalaciones de cuerpos medianos de limolita, lutita bentonítica y cuerpos delgados de areniscas.

-
- Jurásico Oxforniano. Constituido por lutitas intercaladas con areniscas y delgadas capas de carbonatos¹⁵.

Ahora dependiendo del tipo de material que contenga una columna geológica dependerá el fluido que se seleccione, y estará ligada a la profundidad y a la presión que presente a la largo de toda la columna geológica que se vaya a perforar. En la figura III.1 se pueden apreciar las formaciones productoras en México.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

¹⁵ Cein López Morales. *Criterios de Selección del Fluido de Perforación por Etapas*. México 1991

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

LOCALIDAD	COAHUILA	TAMAULIPAS	VERACRUZ
	(GOLFO DE SABINAS)	NORTE (CUENCA DE BUIGOS); SUR (MAGAZATZIN); C (VICTORIA)	NORTE (C. TAMPOCO-TUXPAN)
EDAD (PISO)	FORMACION	FORMACION	FORMACION
	ALUVION	ALUVION Y CONTINENTAL (INDIFERENCIADO)	ALUVION
	CONGLOMERADO SABINAS	CONGLOMERADO REYNOSA	SEDIMENTOS CONTINENTALES
	SAHELIANO	OACKVILLE	
	WINDOBONIANO	CATAHOULA	TUXPAN
	CHATTIANO	CONGLOMERADO ATAHUAC	MESON
	RUPELIANO	FRIO NO MARINO	PALMA REAL SUP.
	TONGRIANO	FRIO MARINO	PALMA REAL INFERIOR
	LUTECIANO	VICKSBURG	HORCONES
	CUISYANO	CARRIZO	GUAYABAL
	YPRESIANO	WILCOX	ARAGON
	MAESTRICHIANO	MIDWAY	VELASCO SUPERIOR
	CAMPANIANO	MENDEZ	VELASCO MEDIO
	SANTONIANO	SAN FELIPE	VELASCO INFERIOR
	CONIACIANO	AGUA NUEVA	VELASCO BASAL
	TUROMIANO	AGUA NUEVA	CHONTEPEC SUPERIOR
	CEANOMANIANO	GRUPO WASHITA	CHONTEPEC MED.
	ALBIANO	KIAMIC-II	CHONTEPEC INF.
	APTIANO	AURORA (Mar Abierto)	VELASCO BASAL
	BARREMIANO	LA PEÑA	AMAUPLIPAS SUPERIOR
	HAUTERIVIANO	CUPIDO	TAMAUPLIPAS SUPERIOR
	VALANGINIANO	TAPAISES	OTATES
	BERRIASIANO	LA CASITA	TAMAUPLIPAS INFERIOR
	TITONIANO	LA CASITA	TAMAUPLIPAS INFERIOR
	KIMMERIDGIANO	GLORIA	TAMAUPLIPAS INFERIOR
	OXFORDIANO	HUIZACHAL	SANTIAGO
	CALLOVIANO	HUIZACHAL	CAHUASAS
	BATHONIANO	HUIZACHAL	HUIZACHAL
	BAJOCIANO	HUIZACHAL	HUIZACHAL
	COMPLEJO PERMO-IGNEO TRIASICO	HUIZACHAL	HUIZACHAL
	COMPLEJO PERMO-IGNEO TRIASICO	METASEDIMENTOS DEL PALEOZOICO	GUACAMAYA
	COMPLEJO PERMO-IGNEO TRIASICO	METASEDIMENTOS DEL PALEOZOICO	DEL MONTE VICENTE GUERRERO
	COMPLEJO PERMO-IGNEO TRIASICO	METASEDIMENTOS DEL PALEOZOICO	LA YERBA CABALLEROS
	COMPLEJO PERMO-IGNEO TRIASICO	METASEDIMENTOS DEL PALEOZOICO	NARANJAL
	COMPLEJO PERMO-IGNEO TRIASICO	METASEDIMENTOS DEL PALEOZOICO	LA PRESA
	COMPLEJO PERMO-IGNEO TRIASICO	METASEDIMENTOS DEL PALEOZOICO	ESQUISTOS GRANJENO
	COMPLEJO PERMO-IGNEO TRIASICO	METASEDIMENTOS DEL PALEOZOICO	GNEISSSES GRANITOS
	COMPLEJO PERMO-IGNEO TRIASICO	METASEDIMENTOS DEL PALEOZOICO	BASAMENTO

Figura III.1 Formaciones en México.

CONCEPTOS BÁSICOS PARA LA SELECCIÓN DE FLUIDOS DE CONTROL.

VERACRUZ		CHIAPAS-TABASCO	CAMPECHE	YUCATÁN	LOCALIDAD		ERA
CENTRO DE VERACRUZ	SUR O SALMA DEL ÍTERMO	COMALCALCO MACUSPANA	ISONDA DE CAMPECHE	FORMACION	ISBRE	ÉPOCA	
FORMACION	FORMACION	FORMACION	FORMACION	FORMACION	ISBRE	ÉPOCA	CENOZOICA
ALUVION	ALUVION	ALUVION	RECIENTE	ALUVION	RECIENTE	CUATERNARIO	
SEDIMENTOS CONTINENTALES	GRAVAS DE TERRAZAS	TIERRA COLORADA	ARENAS Y LUTITAS	CALIZA CON MOLUSCOS	PLEISTOCENO	CUATERNARIO	
	PARAJE SOLO	PARAJE SOLO		CARRILLO PUERTO	PLEISTOCENO	CUATERNARIO	
	FILISOLA	FILISOLA		CALIZAS, LUTITAS Y MARGAS.	SUP	CENOZOICA	
CONCEPCION SUPERIOR	CONCEPCION SUP.	AMATE SUPERIOR	LUTITAS		MED		
		TRIAZADO SUPERIOR			INF		
					SUP		
LA LAJA	OLIGOCENO	OLIGOCENO		CHUMPEL	OLIGOCENO	TERCIARIO	
HOROLINES	LA LAJA	SAL MEDELLIN JALAPA	LUTITAS Y CALCARENITAS	CHUMPEL	MED		
GUAYABAL	LUTITAS RANCHITAL (GUARUMO)			CHUMPEL	INF		
ARAGON	PALEOCENO	PALEOCENO	BRECHAS CALCAREAS DOLOMITICAS	CHUMPEL	PALEOCENO	CENOZOICA	
VELASCO				CHUMPEL	SUP		
ATOYAC		MEÑEZ		CHUMPEL	MED		
MAITRAIA		SAN FELIPE	DOLOMIAS Y CALIZAS DOLOMITICAS	CHUMPEL	INF	CENOZOICA	
		AGUA NUEVA		CHUMPEL	SUP		
		CRETACICO MEDIO		CHUMPEL	MED		
OTATIS		CRETACICO INFERIOR		CHUMPEL	INF	MESOZOICA	
TAMAQUIPAS		TITHONIANO	ARENISICAS LUTITAS, MORTES CALIZAS DOLOMITICAS Y DOLOMIAS	CHUMPEL	SUP		
EXPANQUILLO		KIMMERIDGIANO		CHUMPEL	MED		
CONAMANA		SALFORDIANO		CHUMPEL	SUP	MESOZOICA	
TEPEXILOTLA		ZALFOVIANO		CHUMPEL	MED		
		BATHONIANO		CHUMPEL	INF		
TODOS SANTOS	TODOS SANTOS	TODOS SANTOS		TODOS SANTOS	JURASICO	MESOZOICA	
				TODOS SANTOS	MED		
				TODOS SANTOS	INF		
ESQUISTOS ACATIÁN	ROCAS IGUALS METAMORFICAS			BASAMENTO METAMORFICO	PERMIANO	PALEOZOICA	
				BASAMENTO METAMORFICO	PERMIANO		
BASAMENTO	BASAMENTO			BASAMENTO	PRECAMBRICO	PROTEROZOICA	

Figura III.1. (Continuación)

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

❖ **Análisis de presión de poro, presión de formación y presión de sobrecarga de la formación a perforar.** ¹⁶

La base para una perforación eficiente radica en el conocimiento de la presión de poro y de los gradientes de presión de fracturamiento de las formaciones. Un peso excesivo provoca invasión exagerada, daño de formación y riesgos de aprisionamiento por presión diferencial. Si la presión que ejerce la columna de lodo llega hasta el límite de resistencia de la roca, se pueden producir pérdidas de circulación, disminuyendo notablemente la presión hidrostática sobre la formación, lo cual representa riesgos serios de descontrol del pozo.

Un peso insuficiente puede ser la causa de derrumbes y de aprisionamientos de la barrena, que significa costos importantes de pesca y que puede terminar con la pérdida definitiva del pozo.

Un buen conocimiento de la presión de poro no solamente ayuda en la perforación, sino también permite establecer programas de revestimiento eficaces y seguros.

La presión de formación es aquélla que actúa sobre los fluidos (aceite, agua, gas) contenidos en los poros de la roca.

En cualquier ambiente geológico, las presiones anormales de formación son iguales a la presión que ejerce una columna hidrostática de agua desde la superficie, hasta la profundidad considerada. Las presiones anómalas de formación, por definición, se caracterizan por una tendencia que se desvía de la normal, es decir, pueden existir altas presiones anormales (sobrepresiones: superiores a la presión hidrostática del agua), como también pueden existir presiones inferiores a la normal (presiones subnormales), aunque la experiencia adquirida en la perforación a nivel mundial, señala que estas últimas son menos frecuentes que las sobrepresiones (fig. III.2).

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

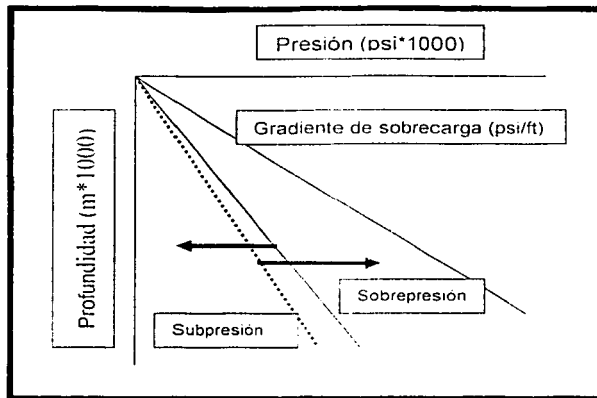


Figura III.2. Conceptos de presión del subsuelo.

Un ambiente geológico que se caracteriza por una presión de formación normal, se debe considerar como un sistema hidráulico "abierto"; es decir, permeable, donde el fluido comunica entre las formaciones y permite que se mantengan condiciones de equilibrio hidrostático. En cambio los ambientes caracterizados por presiones anormalmente altas (o bajas), son esencialmente "cerrados", es decir que impiden total o parcialmente la comunicación de fluidos.

Es posible la existencia conjunta de presiones de formación normal o anormal, sólo si están separadas por una barrera de permeabilidad, que actúa en este caso como barrera de presión.

Las presiones de poro anormales (sobrepresiones) no se limitan a ninguna edad geológica en particular, pero se encuentran frecuentemente en formaciones del Terciario (Oligoceno - Eoceno).

Los causantes de las presiones anormales pueden ser varios o tal vez una multitud de factores superpuestos, como son los procesos geológicos, físicos, geoquímicos y mecánicos. Es difícil, sino imposible, especular sobre la importancia relativa de cada factor tomado individualmente, por un ambiente determinado, de alguna área geológica.

Por ejemplo, las presiones anómalas han sido consideradas como el resultado directo de la historia estructural y depositacional, que comprende el ambiente de depósito, la geometría y la litología de los sedimentos, el fallamiento local y regional, los procesos de compactación y también la deformación estructural.

Las secuencias areniscas-arcillas depositadas rápidamente y selladas por fallas de crecimiento (que impiden la expulsión del fluido), quedan mal compactadas y

contienen un volumen de fluido de poro anormalmente alto. Las formaciones o yacimientos sobrepresionados están asociados generalmente con periodos de deposición rápida, donde el equilibrio hidráulico que acompaña normalmente el proceso de compactación, está interrumpido por la imposibilidad de expulsar el agua (sello, cementación por la sal, calcita, anhidrita, etc.).

Existen entre ingenieros y geólogos, desacuerdos considerables en cuanto al mecanismo responsable de las sobrepresiones en las cuencas sedimentarias del Terciario. Sin embargo, se puede citar una cierta cantidad de factores posibles:

- Sobrecarga gravitacional continua y compactación incompleta debida a una restricción en la facilidad de expulsar fluidos;
- Compresión tectónica (fallamiento, diapirismo salino);
- Efectos de diagénesis de los minerales arcillosos;
- Cambios de temperatura creando expansión del fluido y/o "cracking" de moléculas orgánicas;
- Presiones osmóticas y efectos de difusión;
- Invasión por agua proveniente de intrusiones magmáticas.

Cualquiera que sea la causa inicial de las sobrepresiones, éstas constituyen un riesgo potencial durante la perforación de una área nueva. En yacimientos ya desarrollados, un buen conocimiento tanto de la presión misma como de la extensión de los intervalos sobrepresurizados, permite una perforación y terminación eficaz de los pozos.

La evaluación cuantitativa de presiones se puede obtener en forma directa por medio de fórmulas empíricas (HOTTMAN y JOHNSTON, EATON) o indirectamente con el concepto de profundidad equivalente.

Método de Profundidad Equivalente

En un punto determinado de la formación, la presión total de sobrecarga P_o (que proviene de la acumulación de rocas desde la superficie) está soportada en parte por la presión de fluidos de la formación P_f y en parte por esfuerzos intergranulares. Se puede establecer la siguiente ecuación:

$$p_o(z) = p_f(z) + \sigma_z \quad (\text{Ec. III.3.1})$$

$P_o(z)$ = Presión de sobrecarga a la profundidad "z"

$P_f(z)$ = Presión de fluido a la profundidad "z"

σ_z = Presión soportada por los granos a la profundidad "z"

En ambientes de presión normal (presión de fluido igual a la presión hidrostática de agua), los granos de la roca soportan el esfuerzo de sobrecarga, debido al contacto de los granos entre sí.

Cualquier motivo que provoque una disminución del esfuerzo soportado por los granos ($\sigma_z \rightarrow 0$) tiende a transmitir una mayor parte del esfuerzo de sobrecarga sobre el fluido de la formación, lo cual causa una presión anormalmente alta.

Básicamente, se supone que el registro sónico (o de resistividad) mide la compactación o la fuerza que soportan los granos de la formación.

Formaciones de litología y características similares que tengan igual valor de Δt , tienen el mismo grado de compactación o soportan la misma presión intergranular " σ ".

Si consideramos un punto de profundidad " z " en un esquema típico de zona sobrepresurizada, se le puede asociar un punto de profundidad equivalente " z_e " (menor que " z "), de tiempo de tránsito igual (fig. III.3) y de tal manera que:

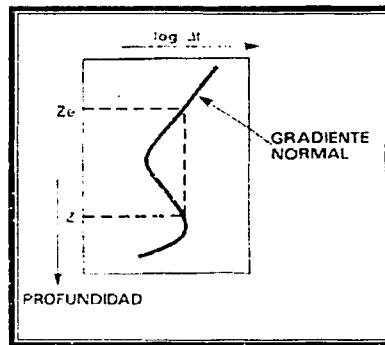


Figura III.3I Concepto de profundidad equivalente.

Si tratamos de expresar la presión total de sobrecarga en las profundidades " z " y " z_e ", vemos que:

$$p_o(z) = p_f(z) + \sigma_z \quad (\text{Ec. III.3.2})$$

$$p_o(z_e) = p_f(z_e) + \sigma_{z_e} = p_f(z_e) + p_f(z_e) + \sigma_z \quad (\text{Ec. III.3.3})$$

$$\sigma_{z_e} = p_o(z) - p_f(z) = p_o(z_e) - p_f(z_e) \quad (\text{Ec. III.3.4})$$

Se denomina como gradiente hidrostático, la cantidad G_h que es igual a la densidad del fluido de la formación ρ_f :

$$G_h = \frac{dp_f}{dz} = \rho_f \quad (\text{Ec. III.3.5})$$

Igualmente, se define la cantidad G_o como gradiente de sobrecarga o gradiente geostático que corresponde a la densidad de las formaciones superiores:

$$G_o = \frac{dP_o}{dz} = \rho_h \quad (\text{Ec. III.3.6})$$

Por lo general, los gradientes se calculan en unidades de libras por pulgada cuadrada por pie, mientras que las densidades se evalúan en gramos por centímetro cúbico.

Se puede derivar entonces de la ecuación (III.3.3), lo siguiente:

$$G_o z_c = G_h z_c + \sigma_z \quad (\text{Ec. III.3.7})$$

y

$$\sigma_z = (G_o - G_h) z_c \quad (\text{Ec. III.3.8})$$

y de la ecuación (III.3.4):

$$P_f(z) = G_o z - z_c (G_o - G_h) \quad (\text{Ec. III.3.9})$$

En términos de peso de lodo, se considera que la presión hidrostática que ejerce el lodo ($\rho_m z$), debe equilibrar la presión del fluido a la profundidad "z" o sea:

$$\rho_m z = G_o z - z_c (G_o - G_h) \quad (\text{Ec. III.3.10})$$

o

$$\rho_m = G_o - z_c / z (G_o - G_h) \quad (\text{Ec. III.3.11})$$

o

$$\rho_m = G_o \left(1 - \frac{z_c}{z} \right) + G_h \frac{z_c}{z} \quad (\text{Ec. III.3.12})$$

Introduciendo constantes para la compatibilidad de unidades, se llega al resultado:

$$\rho_m = 19.25 \left(G_o \left(1 - \frac{z_c}{z} \right) + G_h \frac{z_c}{z} \right) \quad (\text{Ec. III.3.13})$$

que es el peso de lodo necesario para equilibrar la presión de poro.

$$\begin{aligned} \rho_m &= (\text{libras/galón}) \\ G_o \text{ y } G_h &= (\text{psi/pie}) \end{aligned}$$

Estas técnicas son las herramientas para el ingeniero de perforación pueda evaluar apropiadamente la presión de formación. En los peores casos, en áreas donde los datos de compensación del pozo no están disponibles, se utilizarán análisis sísmicos y así obtener un poco más de información de la presión.

La presión de formación resultado de una baja compactación puede ser, también, calculada de forma simple con la siguiente ecuación:

$$P = 0.465 \left(\frac{Psi}{ft} \right) D_B + 1 \left(\frac{Psi}{ft} \right) (D_L - D_B) \quad (Ec. III.3.14)$$

Donde:

D_L = Profundidad de interés (ft)

D_B = Profundidad en la sección de baja permeabilidad (ft)

P = presión de formación.

❖ Gradiente de temperatura.

Durante la perforación de un pozo por el método de rotaria, se acostumbra circular lodo de perforación hacia abajo por el hueco interior de la tubería de perforación.

Este lodo regresa del fondo del agujero hasta la superficie por el espacio anular entre el exterior de la tubería de perforación y la pared del agujero y por dentro de cualquier tubería de revestimiento que se haya colocado en el pozo. Si el pozo es de algunos miles de metros de profundidad, las rocas en el fondo del agujero estarán calientes, de acuerdo con la temperatura terrestre, mientras que las rocas en la superficie están relativamente frescas. El fluido de perforación toma calor de las rocas de la parte profunda del agujero y de los fragmentos de la roca perforada, y pierde calor en las rocas de la parte superior del agujero y en las presas de lodo que hay en la superficie. En las condiciones en que se circula el lodo, el más frío se bombea por dentro de la parte superior de la tubería de perforación y va recibiendo calor en su viaje hacia abajo del lodo caliente que regresa del fondo. En este sentido la tubería de perforación trabaja como un cambiador de calor aunque algo ineficiente que tiende a mantener una diferencia de temperaturas entre la parte superior y el fondo del agujero. Un estudio de estas condiciones demuestra que si la velocidad de la circulación del lodo de perforación fuera infinitamente lenta, la temperatura a cualquier profundidad del agujero sería casi igual a la temperatura del gradiente geotérmico. Por el contrario, si la velocidad de la circulación del lodo de perforación fuera infinitamente rápida, el lodo de perforación dentro del agujero tendría la misma temperatura desde la parte superior hasta el fondo. A esta última condición se acercan mucho los equipos de perforación modernos que circulan lodo a una velocidad superior a 20 barriles por minuto (159 lt por barril). El lodo alcanza a sostener una temperatura media entre las temperaturas terrestres en la parte superior del agujero y del fondo de la formación. La temperatura del lodo aumenta al aumentar la profundidad del pozo.

Cuando se suspende la circulación del lodo en la perforación de un pozo, la temperatura del lodo empieza a cambiar aproximándose al gradiente geotérmico. El lodo en la parte de arriba del agujero se enfría mientras que se calienta en la parte del fondo. La temperatura en la columna del lodo de un pozo perforado a una profundidad de varios miles de metros puede no alcanzar el equilibrio con el gradiente geotérmico por un periodo de dos a tres meses, principalmente en las secciones de agujero en donde el fluido de perforación se ha circulado por mucho tiempo. En general, se verifica un cambio relativamente rápido de temperatura en la columna del lodo por unas seis a doce horas excepto en las regiones profundas, de la mitad de la profundidad total del pozo hacia abajo, en donde ocurren cambios de temperatura muy pequeños. La magnitud de los cambios de temperatura que ocurren dentro de este corto intervalo de tiempo dependen parcialmente de la duración del periodo en que se ha circulado el lodo en varias porciones del agujero, porque el tiempo rige la amplitud de los ajustes de temperatura en las rocas que rodean el agujero. Ordinariamente, se habrá circulado el lodo en la porción del fondo del agujero un tiempo corto. Por lo tanto, en los registros de temperatura que se tornan unas, 24 h después de cementar la tubería de revestimiento es usual encontrar una sección curvada en el fondo del registro donde las temperaturas han cambiado (aumentado) más rápidamente que en otras secciones del agujero. Otra manifestación del retorno relativamente rápido a la temperatura de la formación en la sección del fondo de un pozo en perforación ha ocurrido en pozos en los que se han usado lodos que desafortunadamente se solidificaron debido a las altas temperaturas de la formación encontradas más abajo de los 4 000 m (12 000 pies). La circulación del lodo debe suspenderse con objeto de sacar la tubería de perforación y reponer una barrena gastada. En algunos casos ha sido necesario perforar lodo solidificado por 30 m cerca del fondo del agujero, donde se calentó mucho y se solidificó durante el tiempo requerido para el viaje redondo de la tubería de perforación.

Las relaciones entre el gradiente geotérmico y el gradiente del lodo de perforación se ilustran en la Fig. III.4.

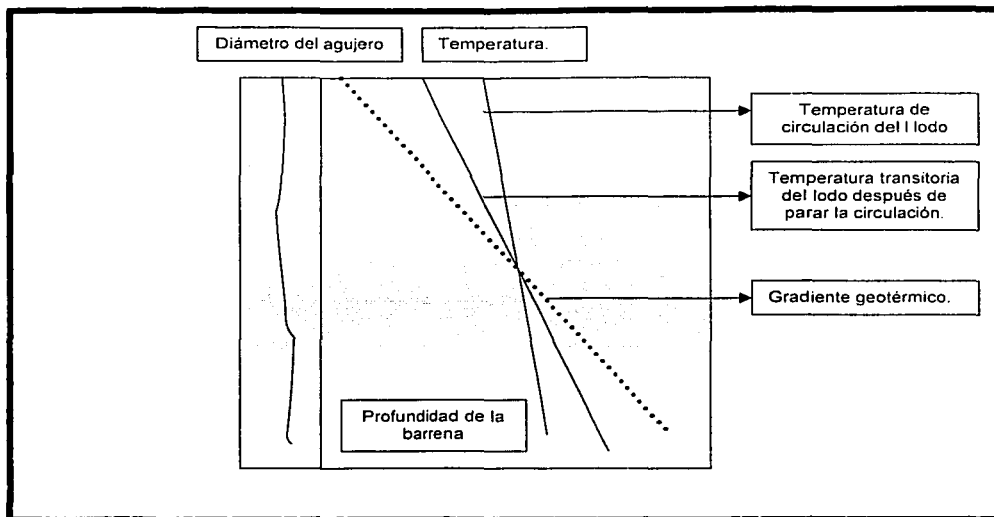


Figura III.4 Relación de gradientes.

Un ejemplo de un gradiente de temperatura transitorio, tal como se obtendría unas 5 h. después de que se suspendió la circulación del lodo en el pozo de 250 mm (10") de diámetro, también está representado en la figura III.4. En este caso la temperatura del lodo se está ajustando al gradiente geotérmico acercándosele. Un registro de calibre a un lado de la figura muestra las ampliaciones del agujero tal como ocurren en algunas secciones de esquistos. Nótese que los cambios de temperaturas hay una variación que corresponde a los lugares de las ampliaciones. Esto ocurre porque hay en esos lugares comparativamente mayor cantidad de lodo. El calor específico del lodo a base de agua es mayor que el calor específico de las rocas o minerales y se requiere una transmisión de calor mayor hacia el lodo o tomándolo de éste para obtener cambios de temperatura similares. El flujo adicional de calor requiere mas tiempo para alcanzar la temperatura de equilibrio y por ello se presentan esas anomalías temporales en los registros en la parte correspondiente a esas ampliaciones.

❖ Gradiente de fractura.

En la planeación de la perforación de un pozo petrolero es importante el conocimiento de la presión de fractura de la formación a perforar. El calculo del gradiente de fractura se utiliza para minimizar y evitar los problemas con perdidas de circulación, así como la selección de asentamiento de las T.R.

Determinación teórica.

Existen varias ecuaciones que permiten el cálculo aproximado de los gradientes de fractura de las formaciones a perforar.

*Método Hubbert and Willis*¹⁷.

En la revista "Mechanics of Hydraulics fracturing", Hubbert and Willis analizan las variables que involucran a la fractura de formación. De acuerdo con los autores, el gradiente de fractura es función de la presión del estrato de roca que se encuentra por encima de la formación de interés, de la presión de formación y de las relaciones entre los esfuerzos verticales y horizontales. Ellos creen que estas relaciones entre los esfuerzos van de 1/3 a 1/2 de el total de la presión de la roca que se encuentra por encima de la formación de interés. Por lo tanto, la determinación del gradiente de fractura se podrá calcular con la siguiente ecuación:

$$\frac{P}{Z} (\text{min}) = \frac{1}{3} \left(\frac{S_z}{Z} + \frac{2p}{Z} \right) \quad (\text{Ec. III.3.15})$$

O bien

$$\frac{P}{Z} (\text{max}) = \frac{1}{2} \left(1 + \frac{2p}{Z} \right) \quad (\text{Ec. III.3.16})$$

Donde:

P= Presión de fractura (psi)

Z= Profundidad (ft)

S_z= Presión de sobrecarga a la profundidad de interés (Z) (psi)

Si se asume que S_z = 1, la ecuación (III.3.16) será:

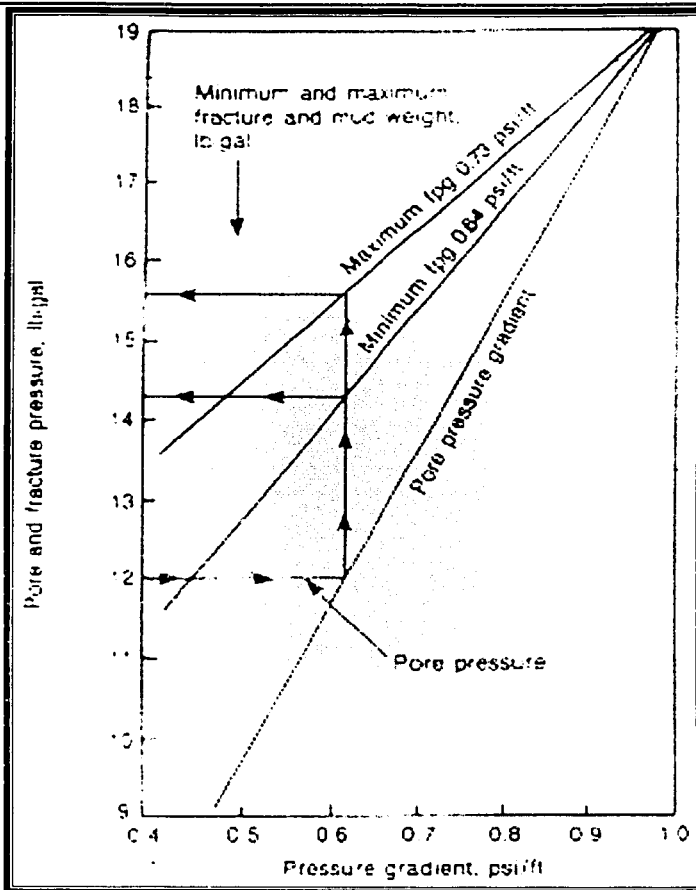
$$\frac{P}{Z} = \frac{1}{3} \left(1 + \frac{2p}{Z} \right) \quad (\text{Ec. III.3.17})$$

Este procedimiento permite utilizar una grafica para una solución mas rápida. En la figura III.5 se ilustra este método.

❖ Temperaturas.

Generalmente, a medida que aumenta la profundidad de un pozo, se eleva también la temperatura. Sin embargo, las temperaturas varían considerablemente de un lugar a otro del mismo país. La diferencia en las formaciones geológicas y las variaciones en el grado de la compactación son la causa, de las variaciones del gradiente geotérmico.

¹⁷ Gubert, M. King, y Willis. *Mechanics of Hydraulic Fracturing*. Trans.AIME. 210. pp. 153-166. 1957



TESIS CON
 FALLA DE ORIGEN

Figura III.5. Determinación grafica del gradiente de fractura propuesto por Hubbert y Willis.

Cuando la temperatura aumenta aproximadamente 15 °F, se duplica la velocidad de las reacciones químicas. Por lo tanto, las reacciones entre los múltiples componentes que constituyen los lodos se aceleran a medida que aumenta la temperatura del interior del pozo. Este fenómeno puede ser beneficioso en algunos casos mientras las temperaturas no sean excesivas.

Si las temperaturas llegan a ser excesivas, como pasa en muchos pozos profundos, el mantenimiento de las propiedades del lodo se hace cada vez más difícil y costoso.

Las altas temperaturas dan por resultado espesamiento y a menudo gelificación intensa en muchos tipos de lodo. Los lodos altamente viscosos dan por resultado:

- Perforación lenta.
- Dificultad para volver al fondo, lo que causa pérdida de tiempo y gastos para el acondicionamiento del lodo.
- Imposibilidad de poder alcanzar el fondo con instrumentos de perfilaje.

Como cuidados que se podrían tener en consideración a las altas temperaturas excesivas son:

- El uso de separadores mecánicas para mantener un bajo contenido de sólidos es beneficioso.
- Se debe mantener el nivel de bentonita mediante nuevas adiciones de la misma, para asegurar que el lodo conserve sus propiedades deseables.
- A los lodos a base de cromolignitos remover el calcio soluble y mantener el pH entre 8.5 y 9.5.
- A los lodos a base de aceites añadir gelificantes adicionales para evitar la sedimentación debido a la reducción de la viscosidad.
- Algunos aditivos del lodo se degradan con la alta temperatura.

Las reacciones químicas que pueden afectar el desempeño de los aditivos del lodo son acelerados a altas temperaturas.

La magnitud de las temperaturas es muy variable y puede cambiar de un área a otra, o dentro de un mismo campo.

Hablando de una manera general, la estabilidad a la temperatura de los dispersantes y de los agentes de control de filtrado varía entre 120°C y 175°C. Los pirofosfatos y los lignitos son excepciones, ya que los primeros se revierten poco efectivos, más o menos a 90°C, y por ejemplo, hay lignitos que soportan temperaturas mayores de 200°C.

En la práctica real es muy común perforar pozos con éxito usando aditivos para lodos que se degradan muy por debajo de las temperaturas de fondo del agujero.

Los constituyentes de un fluido de perforación se degradan con el tiempo a temperaturas elevadas, por lo que deberá tomarse en cuenta la temperatura de estabilidad específica para un sistema o los aditivos. La temperatura crítica es aquella cuando el costo de reemplazar el material es incosteable. La temperatura para polímeros celulósicos es de alrededor de 135°C, para lodos CL-CLS es de 177°C y para emulsión inversa de 205°C. Los fluidos asfálticos base aceite pueden usarse a temperaturas de fondo de 285°C. Los poliacrilatos y polímeros de poliacrilamidas son estables cerca de los 200°C.

La temperatura de estabilidad de un fluido de perforación es un factor importante debido a las altas temperaturas encontradas en pozos profundos y geotérmicos.

Problemas de gelatinosidad y descontrol del filtrado ocurren en la mayoría de los fluidos base agua a temperaturas de fondo de 120° a 180°C. La mayoría de los fluidos base agua son estables alrededor de 125°C, antes de requerir aditivos especiales – a mayor costo – para mantener las propiedades de flujo deseables.

Los fluidos base aceite son útiles hasta 200°C antes de que el costo de mantenimiento sea un factor a considerar. Se puede establecer que a menor contenido de agua en un fluido base aceite se tiene mejor estabilidad térmica.

La espuma es un fluido excelente tanto en áreas de baja como alta temperatura debido a su baja capacidad de calor específico. La corrosión de oxígeno húmedo es una limitante es la aplicación de espumas útiles sobre 175°C, cuando se utiliza aire como fase gaseosa.

❖ **Propiedades del fluido de perforación.**

En la figura III.6, las curvas comparan el efecto de las propiedades de un fluido en la velocidad de penetración. La densidad y el contenido de sólidos son los que la reducen severamente y son interdependientes. La densidad debe mantenerse lo mas cercana al gradiente de la presión de formación como sea práctico, y los sólidos deben controlarse en el rango óptimo.

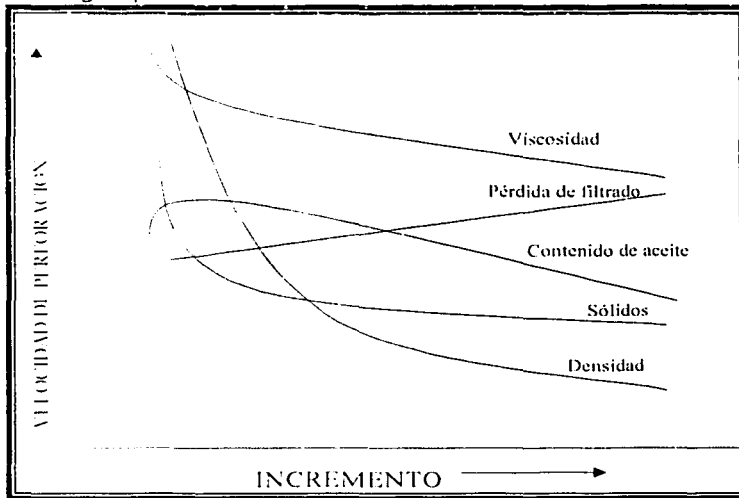
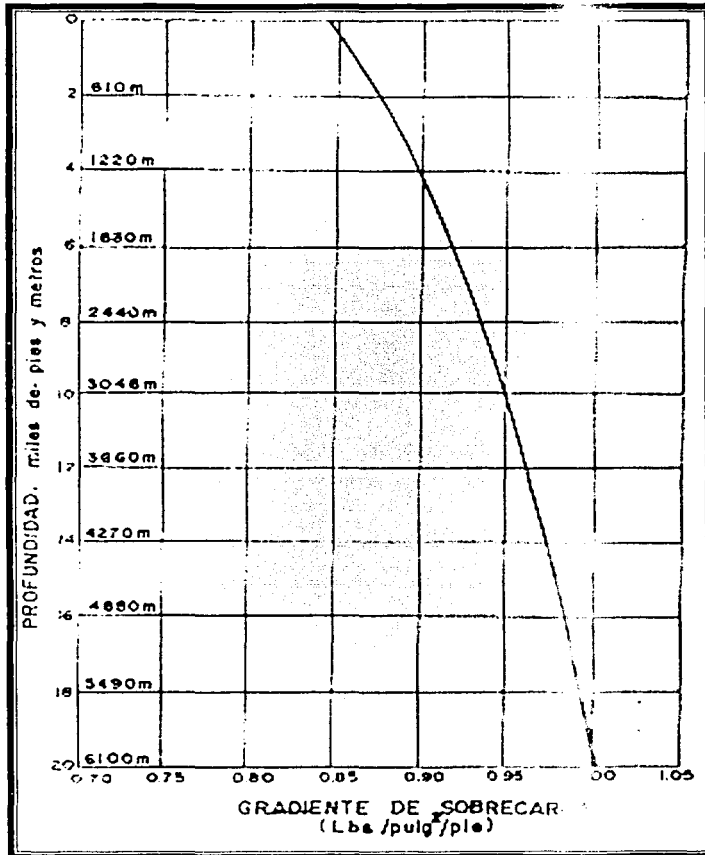


Figura III.6. Propiedades de los fluidos de perforación.

En las operaciones de perforación, las propiedades del fluido son todas interdependientes en algún grado y todas deben considerarse para el diseño óptimo de un sistema de fluido de perforación.

Este fenómeno se ilustra en la figura III.8, donde se grafican las presiones de sobrecarga contra profundidades en formaciones de la Costa del Golfo de México. A 6.096 m (20,000 pies), la presión ejercida por el peso de los estratos suprayacentes, es de 20,000 lb/pg², la cual corresponde o es equivalente a una densidad de 2.30 gr/cc y a una presión de 1,400 kg/cm². a 3,048 m (10,000 pies) la presión ejercida por el peso de los estratos suprayacentes es de 663 kg/cm² (9,475 lb/pg²), que equivale a una densidad de 2.18 gr/cc.



TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Figura III.8. Gradiente de sobrecarga vs. Profundidad para formaciones de la Costa del Golfo de México.

Por lo tanto, podría esperarse que la presión de los fluidos de los poros que podrían generarse por el peso de la sobrecarga, sería contenida o confinada por un lodo de

2.18 gr/cc (18.2 lb/gal) a 3,048 m (10,000 pies) y por un lodo de 2.30 gr/cc (19.2 lb/gal) a 6,096 m (20,000 pies).

Existen alguna variación en las densidades de sobrecarga supuestas en las diferentes áreas geográficas. La presión de sobrecarga en la mayoría de las áreas se toma con 1 lb/pg²/pie de profundidad o el equivalente a una densidad de 19.2 lb/gal (2.3 g/cc). Algunas veces, se encuentran presiones de formación mayores que estas, (o sea mayores al equivalente de 2.3 g/cc), y los fluidos de los poros en tales casos, deben ser contenidos en parte por la resistencia de las rocas.

❖ **Consideraciones ambientales.**

Se debe tomar en cuenta su localización geográfica del pozo, en zonas retiradas es conveniente utilizar pocos materiales aunque su costo unitario sea mayor. En las operaciones costa-fuera es conveniente la utilización de un fluido a base de agua de mar.

En las operaciones normales para la explotación del crudo se generan desechos líquidos, gaseosos y sólidos; éstas emisiones son detectadas con dispositivos contaminantes que causan grandes vertimientos al mar en forma indiscriminada.

Los desechos líquidos que se generan en las plataformas son aguas negras, lodos de perforación, aceites lubricantes usados e hidrocarburos.

Los desechos gaseosos generalmente provienen de la combustión de excedentes del gas natural, condensados o arrastre de hidrocarburos que producen en la atmósfera, emisiones de SO₂ y compuestos de nitrógeno.

Los desechos sólidos que se generan en plataforma son producto de las operaciones de perforación, como ejemplo la basura y la chatarra.

La basura son los materiales de desperdicios que resultan de las diversas actividades que se desarrollan a bordo de la plataforma.

Dentro de estos factores hay que tomar en cuenta la eliminación de los desechos de los fluidos; en áreas costa-afuera este aspecto de singular importancia y puede ser prohibitivo el uso de ciertas sustancias. El uso de fluidos base aceite es perjudicial por los derrames de aceite, que elevan los índices mínimas de contaminación establecidos por las leyes, si se insiste en utilizar fluido base aceite, se debe implementar un sistema para la recolección de los derrames y el lavado de los recortes.

Es conveniente considerar la capacidad del personal para el manejo de un fluido; en la mayoría de las veces es más conveniente utilizar el sistema de fluidos más simple, tanto en preparación inicial como en el tratamiento.

Las regulaciones gubernamentales destinadas para proteger el medio ambiente restringen la selección de algunos lodos en algunos lugares. Tales restricciones han hecho el manejo de lodos base aceite difíciles y caros, particularmente en pozos costa afuera, dando lugar a la sustitución de aceites minerales de baja toxicidad en lugar de diesel.

Restricciones de permisos pueden limitar la selección del tipo de lodo. Las consideraciones ambientales son muchas y muy variadas dependiendo de la localización del pozo. Ejemplos de los son fluidos salados, los de aceite y de alto pH en algunas áreas o los que contienen cromo en la mayoría.

❖ Factores económicos.

Dependiendo de las profundidades y el lugar donde se encuentre los yacimientos obligan a utilizar equipos de gran capacidad y complejidad, así como, a contratar mano de obra muy especializada, que finamente inducen a altos costos de operación diaria, que estos a su vez, influyen en el costo total del pozo.

Los costos totales de la perforación de un pozo incluyen aquellos que son generados desde la transportación del equipo a su localización anterior, hasta el desmantelamiento actual.

La relación de los fluidos repercuten aproximadamente con el 70 % del costo del pozo. En base a esto se debe elegir el lodo más apropiado para obtener los más bajos costos posibles.

Es muy importante que en ésta fase se establezca, que los criterios de perforar pozos en forma eficaz deben ser los que gobierne el desarrollo de las diferentes etapas.

Es muy importante considerar los puntos de vista del Ingeniero de fluidos o especialista para establecer con toda precisión los objetivos.

Los objetivos de perforar y terminar el pozo en tiempos y costos mínimos debe tener las siguientes restricciones:

- Cuidar el diámetro del agujero dentro de las especificaciones en toda la longitud del pozo.
- Operar en todo momento apegado a las normas de seguridad establecidas para el personal y para el equipo.
- No dañar las zonas productoras, ni provocar interferencias en las evaluaciones de las formaciones perforadas.
- No afectar en forma adversa la ecología del lugar.

De llevar a cabo los puntos antes señalados se lograría una reducción considerable en los costos de perforación que no quedaría costos por diferir.

Los factores previos dominan las consideraciones económicas, ya que si se ignoran se propician pérdidas de tiempo de perforación o pérdida del agujero. Con los factores correctamente considerados, los fluidos candidatos que queden pueden ser sujetos a una comparación económica. Esta incluiría el costo del lodo base, los costos de preparación y mantenimiento, los relacionados a su disposición y tratamiento final. Otras diferencias de requerimientos entre los sistemas son por ejemplo un mejor control de sólidos o el equipo de mezclado necesario, que pueden compensarse por el incremento en la esperada velocidad de penetración o en la reducción de materiales consumidos.

❖ **Costos de los fluidos de perforación.**¹⁸

Los fluidos de perforación son una parte importante de en el programa de perforación de un pozo petrolero. Los precios de se basan para cada tipo de lodo de acuerdo a su peso (densidad) y mantenimiento diario. Estos costos varían de acuerdo al tipo de lodo (base aceite, agua o gas) y los aditivos utilizados para mantener o alterar sus propiedades. Muchos factores se deberán tener en cuenta para determinar el costo de los fluidos, por ejemplo; aditivos que se utilizaran en zonas de perdida de circulación, químicos para estabilizar el pozo, etc.

El costo total del fluido será la suma de los costos, de forma individual, de cada elemento que componga el fluido. Generalmente los costos de un fluido base aceite serán mayores a los costos de un fluido base agua. En la figura III.9, se muestran los costos para un fluido base aceite (emulsión inversa), los costos se basan en los precios de 1982, por lo que para todas las graficas se utilizó, aplicando el método de minimos cuadrados, una ecuación que podrá darnos *idea* de los costos actuales de un fluidos de perforación.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

¹⁸ Neal, A., *Drilling Engineering*, Tulsa Okla. E.U.A. 1998, Pág. 756-759.

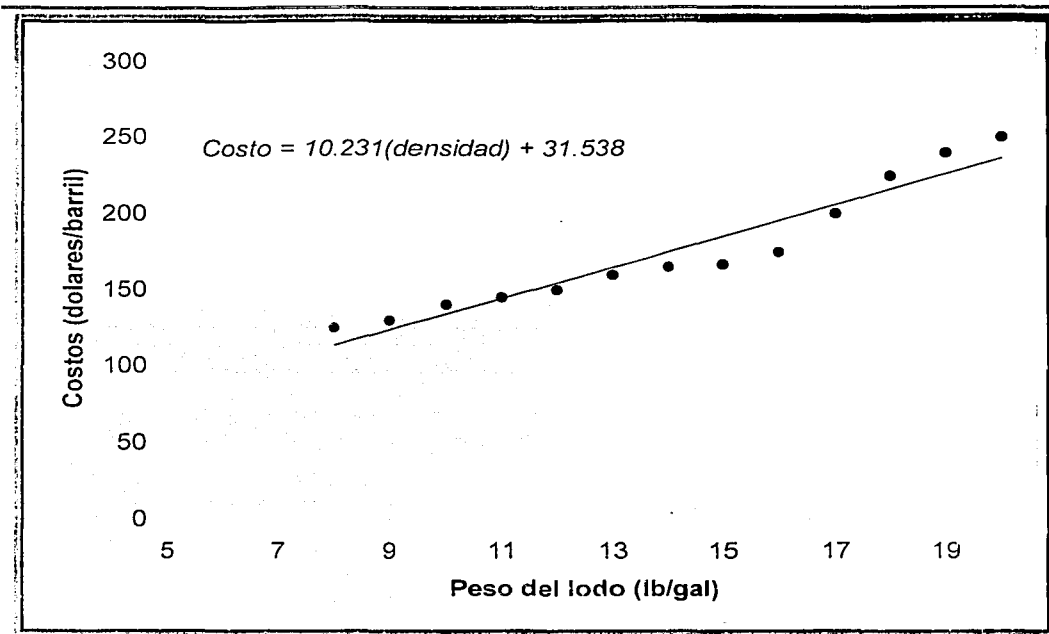


Figura III.9. Gráfica de costos para un lodo base aceite (Emulsión Inversa)

En la figura III.10, se muestran los costos de un fluido base agua de diferentes densidades.

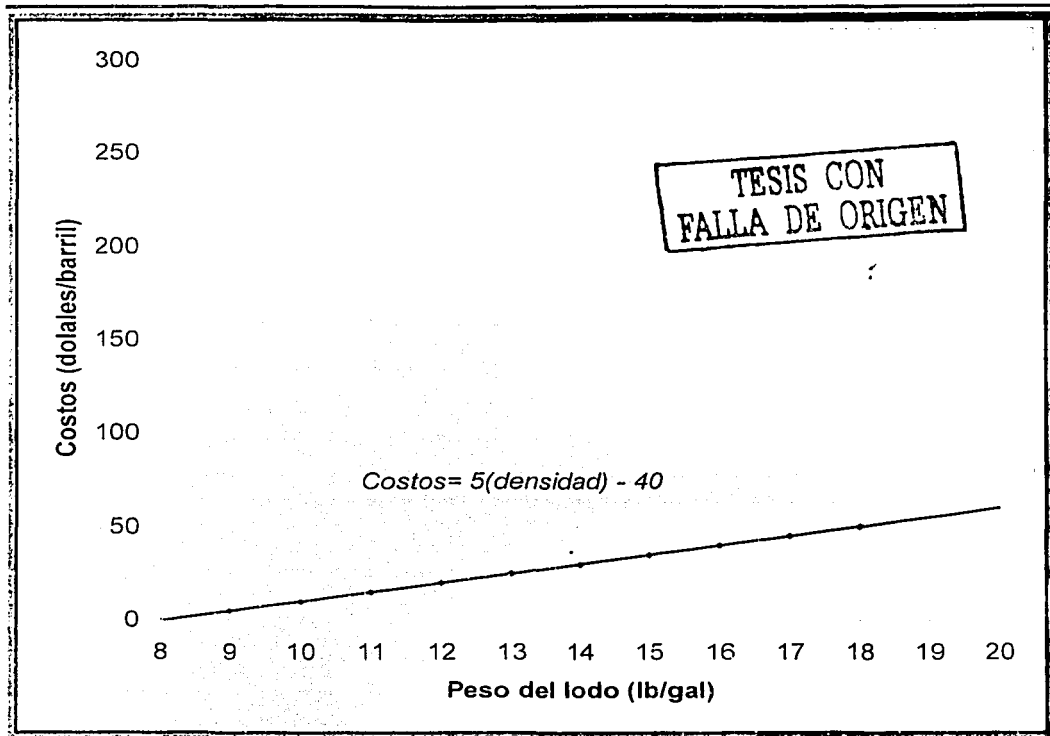


Figura III.10 Grafica de costos para un fluido base agua

Es importante hacer notar que los costos totales de cualquier fluido de perforación involucran:

1. Costos iniciales del fluido de perforación (aditivos y materiales diversos).
2. Costos por el mantenimiento diario de los fluidos de perforación para mantener las propiedades adecuadas.

El mantener los fluidos de perforación a grandes profundidades y altas presiones incrementan considerablemente los costos de los fluidos de perforación. El mantenimiento de los fluidos consiste en proporcionar los materiales y aditivos necesarios para que un fluido conserve las propiedades deseadas. Por ejemplo se utilizan materiales reductores de densidad, agua, sosa cáustica, etc..

En la figura III.11 y III.12. se muestra una estimación empírica de derivada del mantenimiento de los costos para un fluido base aceite y agua, respectivamente.

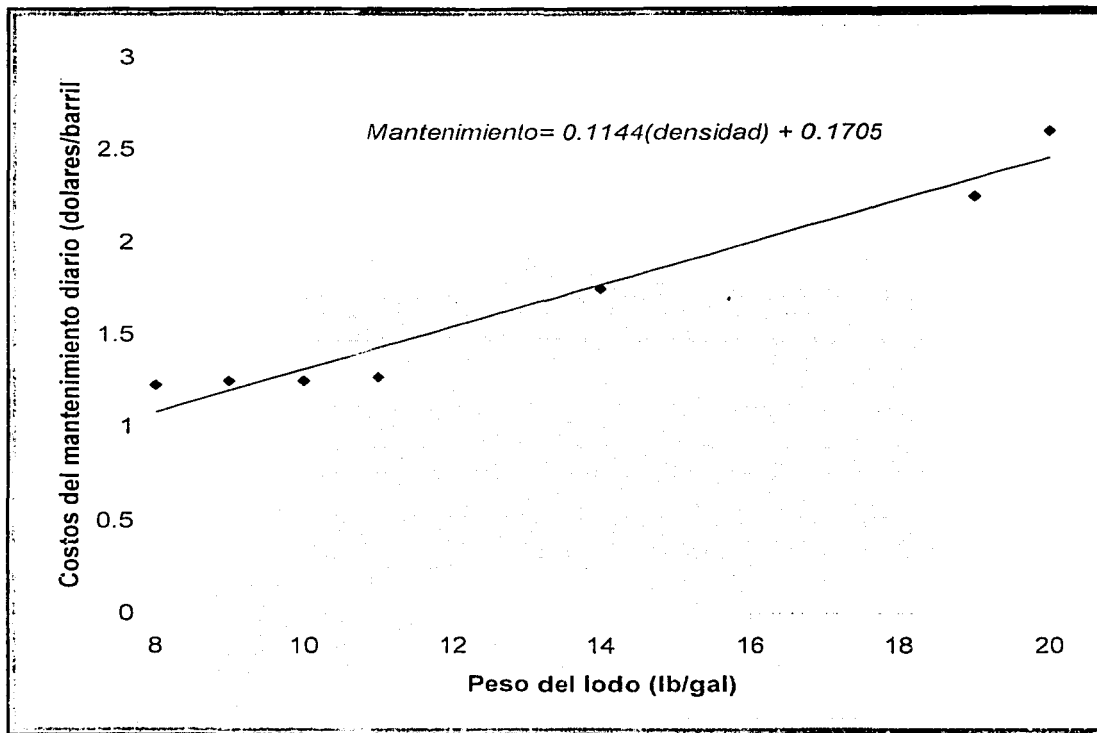


Figura III.11. Mantenimiento empírico de los costos diarios para un lodo base aceite (emulsión inversa)

En las figuras se muestran que los fluidos de mayor peso presentan un alto costo por mantenimiento diario. Es evidente que el mantenimiento diario de un fluido base agua es mucho mayor que el mantenimiento diario de un fluido base aceite. Por ejemplo para un sistema base agua de 1000 bbl de 16 lb/gal necesitará, aproximadamente de 2700 dólares diarios de mantenimiento.

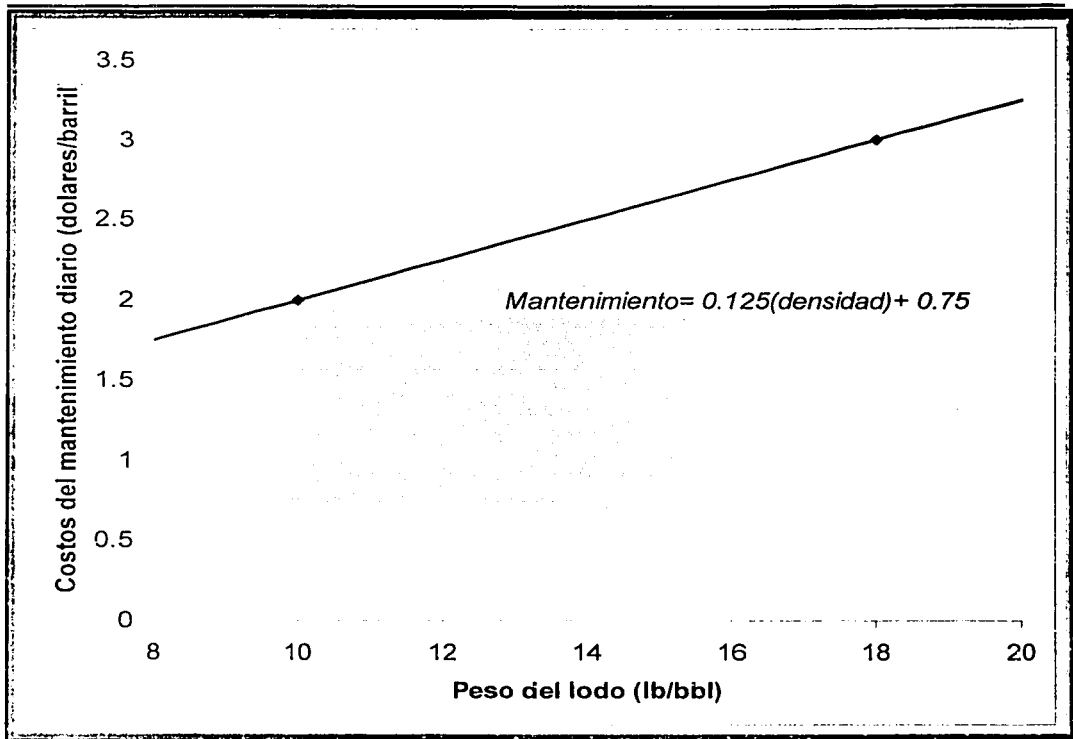
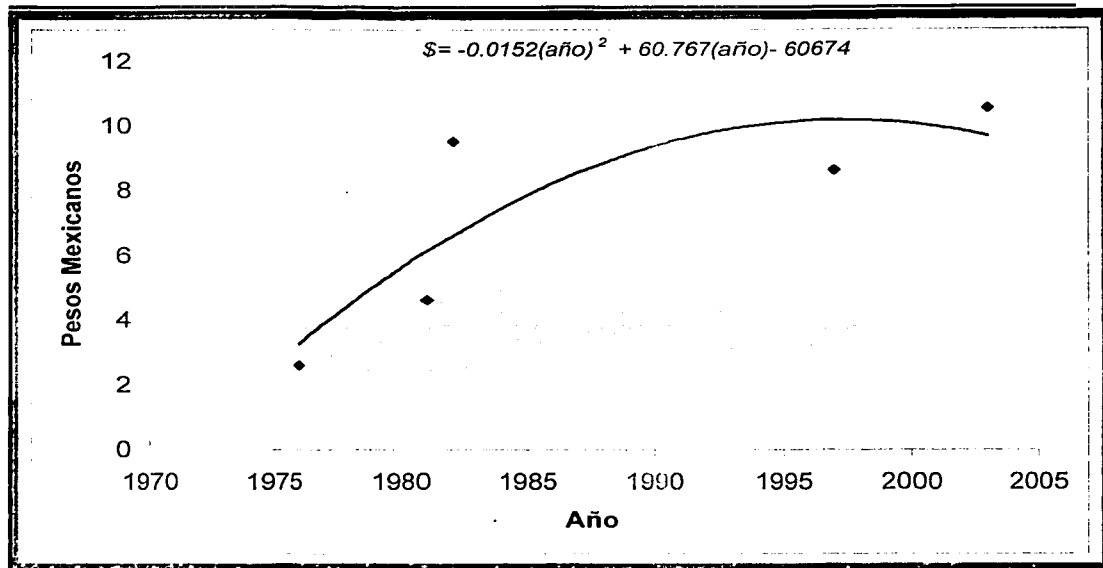


Figura III.12. Mantenimiento empírico de los costos diarios para un lodo de base agua.

En la figura III.13, se muestra el tipo de cambio del dólar a moneda nacional, con la intención de actualizar los valores de los costos de los fluidos candidatos, ya que, las graficas anteriores se establecen para el año de 1982 y el reporte del pozo Cantarell 3085, que se utilizará para la aplicación de la metodología desarrollada en esta tesis es del año 1997, por lo que tomará en cuenta la depreciación del peso mexicano frente al dólar, para la evaluación económica del fluido de perforación.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN



III.13. Variaciones del tipo de cambio (dólar por peso)

❖ **Asentamiento de las Tuberías de Revestimiento.**

El asentamiento de tuberías de revestimiento se determina principalmente por el perfil de presiones que se presentan a lo largo de la columna geológica. Y como consecuencia interfiere para el tipo de fluidos a utilizar.

Principalmente se dividen en tres grupos donde se pueden identificar zonas:

- De presión normal donde se trabajan con densidades que varían de 1.5 - 1.40 $\left[\frac{g}{cm^3} \right]$, en el reciente pleistoceno y parte del mioceno.
- Una zona de presión anormal donde requiere densidades de trabajo que varían de 1.30 - 2.0 $\left[\frac{g}{cm^3} \right]$. Ubicada en el mioceno y el oligoceno básicamente.
- Y una zona productora con presión subnormal donde necesita densidades de trabajo que varían de 0.90 - 1.80 $\left[\frac{g}{cm^3} \right]$.

Los rangos de densidad, temperaturas del fluido a utilizar, pH, compatibilidad de la formación, presencia de H₂S, CO₂. agua salada se exponen en las tablas indicadas en el diagrama de flujo de la metodología.

III.4 Procedimiento de selección.

Para la correcta aplicación del diagrama de flujo de la metodología de selección de un fluido de control se describen cada una de partes que integran el proceso, se muestran las ecuaciones a utilizar y en el caso que el lector encuentre una duda del concepto que se esta manejando, podrá consultar la parte III.3 de este capítulo.

Proceso Principal.

Esta parte es la columna vertebral de la metodología, ya que, se establecen los pasos a seguir para la selección de un fluido de control. Estos consisten en:

1. Recabar la información necesaria (ver proceso 1).
2. Selección técnica del fluido de perforación (ver proceso 2).
3. Selección económica del fluido de perforación. (ver proceso 3)
4. Si el o los fluidos satisfacen los requerimientos anteriores (proceso 1,2,3) el o los fluidos seleccionados serán los más adecuados para la perforación de la formación de interés.

Proceso 1. Recabar la información necesaria.

1.1 Datos generales del pozo.

- 1.1.1 Objetivo. Se determina el intervalo a explotar.
- 1.1.2 Localización. Ubicación del yacimiento.
- 1.1.3 Desplazamiento y rumbo. Describir la trayectoria del pozo determinando el azimut ,el ángulo de inclinación con respecto a la vertical, también se determina el desplazamiento total del pozo.
- 1.1.4 Columna geológica esperada. Predecir las posibles formaciones a perforar haciendo las correlaciones necesarias utilizando la información de pozos vecinos.
- 1.1.5 Pronostico de presiones anormales. Una vez establecida la columna geológica esperada se podrá determinar las posibles presiones anormales (altas y bajas).
- 1.1.6 Pronostico del gradiente geotérmico. El gradiente geotérmico nos indica el incremento de la temperatura en la tierra, con el aumento en la profundidad.

1.2 Profundidad a perforar y asentamiento de las tuberías de revestimiento.

Se obtiene en función al intervalo a analizar, para determinar la profundidad a perforar se recomienda la elaboración de una tabla como la siguiente:

Barrena	Diámetro de la T.R.	Profundidad.	Observaciones
-----	-----	-----	-----

1.2.1 Características de la tubería de revestimiento de explotación.

Estas características no permiten saber en que intervalo estarán y en que formación.

1.3 Antecedentes de los pozos vecinos.

Se tomaran como referencia programas de pozos vecinos ya que tienen características parecidas del pozo a perforar.

1.4 Geología de formación.

Se detallara se forma adecuada la litología (pozos vecinos), esperada y las posibles zonas problemáticas (zonas de derrumbes, arenas de bajo gradiente de fractura, presencia de lutitas activas, etc.) de acuerdo a la litología.

1.5 Gradiente de temperatura.

El rango de cambio de la temperatura en el desplazamiento en una dirección dada es decir que es el incremento de la temperatura a medida que aumenta la profundidad en un pozo.

Si se tiene el gradiente de temperatura continuar con en siguiente paso, en caso contrario, se procede a investigar si se tiene la ecuación del yacimiento y en su defecto se puede calcular con la ecuación 1.

$$T(^{\circ}C) = 70 + 0.016(\text{Profundidad}) \quad (\text{Ec.1})$$

Los fluidos candidatos que satisfacen el proceso 1, continúan para su análisis mediante el proceso 2. que es el de mayor importancia dentro de la metodología.

Fin del proceso.

Proceso 2. Selección técnica del fluido de perforación.

2.1 Establezca el rango de densidad.

Con la información de la presión de fractura y la presión de formación, se establece el rango de densidades de los fluidos candidatos.

2.2 Selección de los fluidos que cumplan con el rango de densidad.

Una vez establecido (tabla 1) el rango de densidad, se selecciona los fluidos de perforación que cumplan con el intervalo antes mencionado.

2.3 Establezca el rango de temperatura.

Se identifica el gradiente de temperatura para calcular el rango de temperatura que se tiene como objetivo a perforar. La ecuación a utilizar (pozos en Cantarell) es:

$$T(^{\circ}C) = 0.0178 \times Profundidad + 46.14 \quad (\text{Ec. 2})$$

En el caso que se trate de pozos distintos a Cantarell se utilizara la ecuación establecida el punto 1.5 del procedimiento de la metodología.

2.4 Selección de los fluidos de perforación que cumplan con el rango de temperatura.

Con la información anterior se recurre a la tabla 1 para seleccionar el fluido de perforación que satisfaga el rango de temperatura del intervalo a perforar.

2.5 Definir los tipos de formación de los intervalos a perforar.

Se analizan las características físico-químicas de las formaciones a perforar.

2.6 Seleccionar los fluidos que sean compatibles con el tipo de formación a perforar.

Con auxilio de la tabla 1, se establecen los fluidos de perforación candidatos.

2.7 Se verifica las características de los fluidos.

Los fluidos que se seleccionaron en el punto anterior, se verifican las características de los fluidos con el uso de la tabla 2.

2.8 Selección de los fluidos de perforación de acuerdo con la presencia de H₂S y CO₂.

De la tabla 1, se seleccionan los fluidos para la contaminación esperada en presencia H₂S y CO₂.

2.9 Obtener la información del programa de evaluación.

Esta información se obtiene mediante los registros de pozos vecinos con características similares al de nuestro objetivo, se recomiendo elaborar una tabla que permita analizar de forma rápida la información obtenida.

Tipo de registro.	Programa.
-----	-----

Esta información se ve enriquecida con los programas de muestras y núcleos de pozos vecinos.

2.10 Selección de los fluidos que cumplan con la evaluación de la formación.

Se verifica la compatibilidad de los fluidos de control de acuerdo con la toma de registros geofísicos.

2.11 Definir si se tiene implementado el programa cero descargas.

Si se tienen implementado el "cero descargas" se prosigue con el punto 1.13 en caso de que no se tenga contemplado se continua con el siguiente punto.

2.12 Seleccione los fluidos de mínimo impacto ambiental.

De acuerdo con al tabla 1, se analizan los fluidos candidatos para minimizar el impacto ambiental.

2.13 Fluidos seleccionados.

Los fluidos candidatos que satisfacen la selección técnica, continúan para su análisis mediante el proceso 3.

Fin del proceso.

Proceso 3. Selección económica del fluido de perforación.

3.1 Información de los costos de los sistemas de fluidos candidatos (ver figuras III.9 y III.10)

Del proceso 2, los fluidos candidatos hasta el momento, convertir a unidades congruentes para la utilización de las figuras III.9 y III.10. Con las siguientes ecuaciones se establecen los rangos de los costos, de acuerdo al rango de densidad establecido en el primer paso del proceso 2.

Para los fluidos base aceite:

$$\text{Costo} = 10.231(\text{densidad}) + 31.538$$

Para los fluidos base agua:

$$\text{Costos} = 5(\text{densidad}) - 40$$

3.2 Información del costo por mantenimiento de los sistemas de fluidos candidatos (ver figuras III.11 y III.12)

Una vez establecidos los rangos de los costos de los fluidos, se calculan los costos por mantenimiento diario por barril de los fluidos de perforación para el mismo rango de densidad, con las siguientes ecuaciones.

Para los fluidos base agua:

$$\text{Mantenimiento} = 0.125(\text{densidad}) + 0.75$$

Para los fluidos base aceite:

$$\text{Mantenimiento} = 0.1144(\text{densidad}) + 0.1705$$

Estos rangos serán para el año de 1982.

3.3 Actualizar los rangos de los costos anteriores. (ver figura III. 13)

Utilizando la siguiente ecuación¹⁹, se actualizan los rangos anteriores.

$$S = \frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} A$$

donde:

\$ = valor presente para el año de interés (\$/bbl).

n = años de aplicación del fluido

i = tasa nominal = depreciación del peso frente al dólar (fracción).

A = Costo por mantenimiento de los fluidos por día por barril (\$/día/bbl)

3.4 Realice análisis comparativo de los costos de los fluidos.

Analizar los rangos anteriores.

3.5 Seleccione el fluido de menor costo.

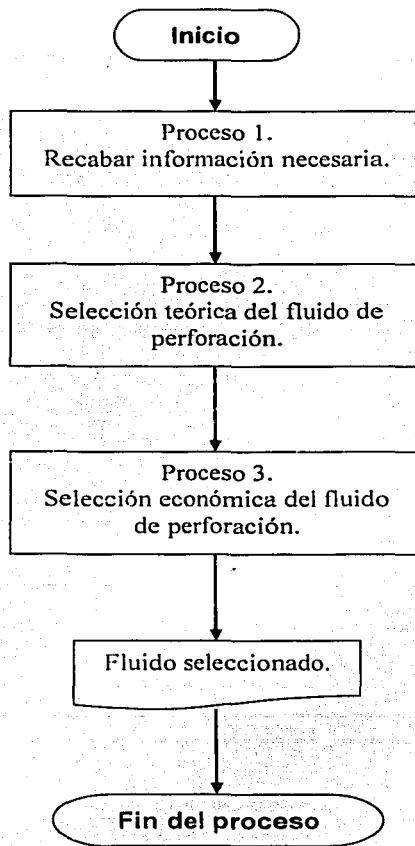
Se seleccionara el fluido de menor costo.

Fin del proceso.

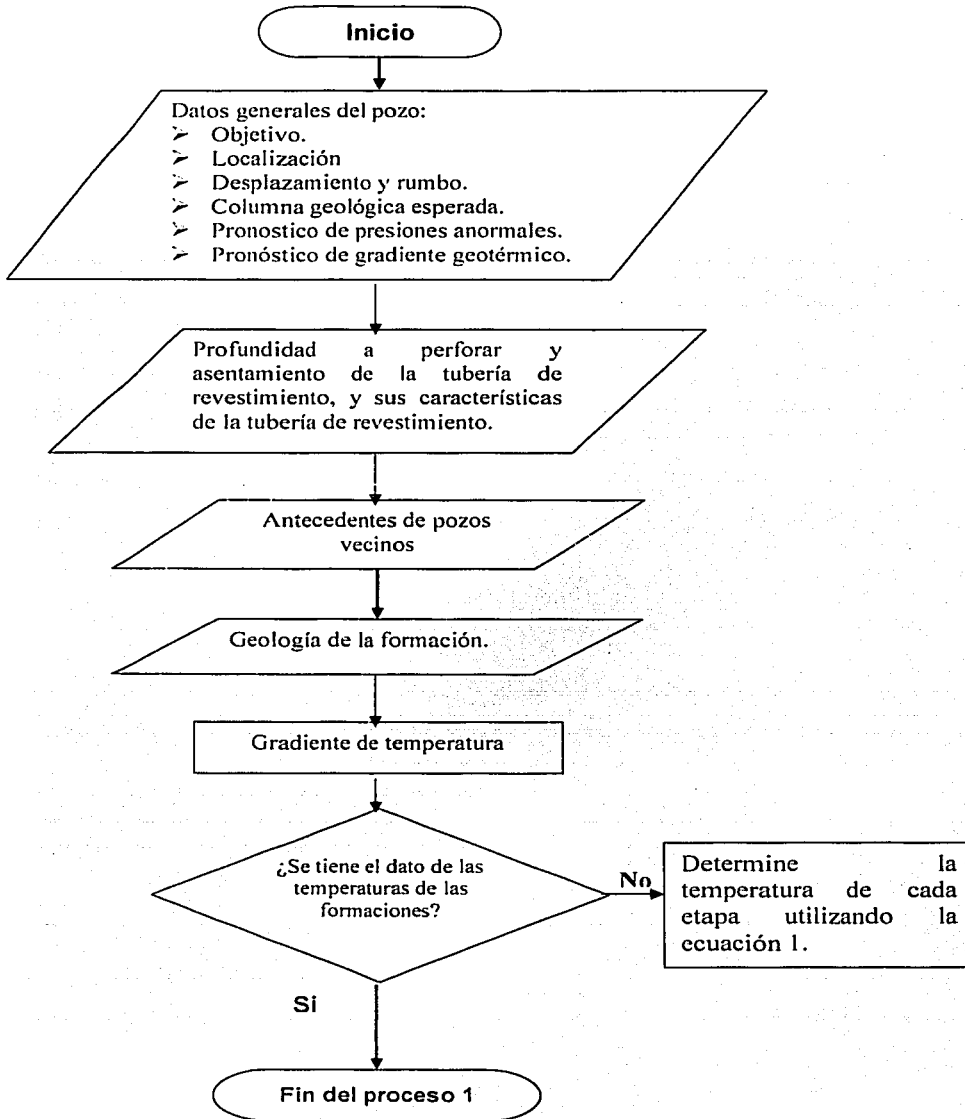
Regresar al proceso principal para terminar con la aplicación de la metodología de selección del fluido de perforación.

¹⁹ Alvarez, F.C. *Apuntes de evaluación técnica y financiera de proyectos de ingeniería*. México, 1998. Fac. ingeniería.

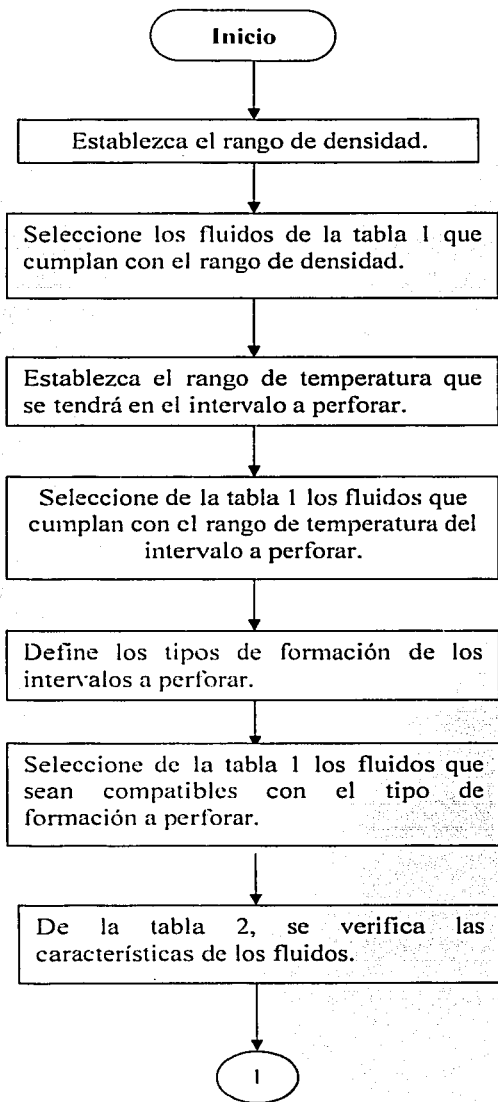
3.5 METODOLOGÍA



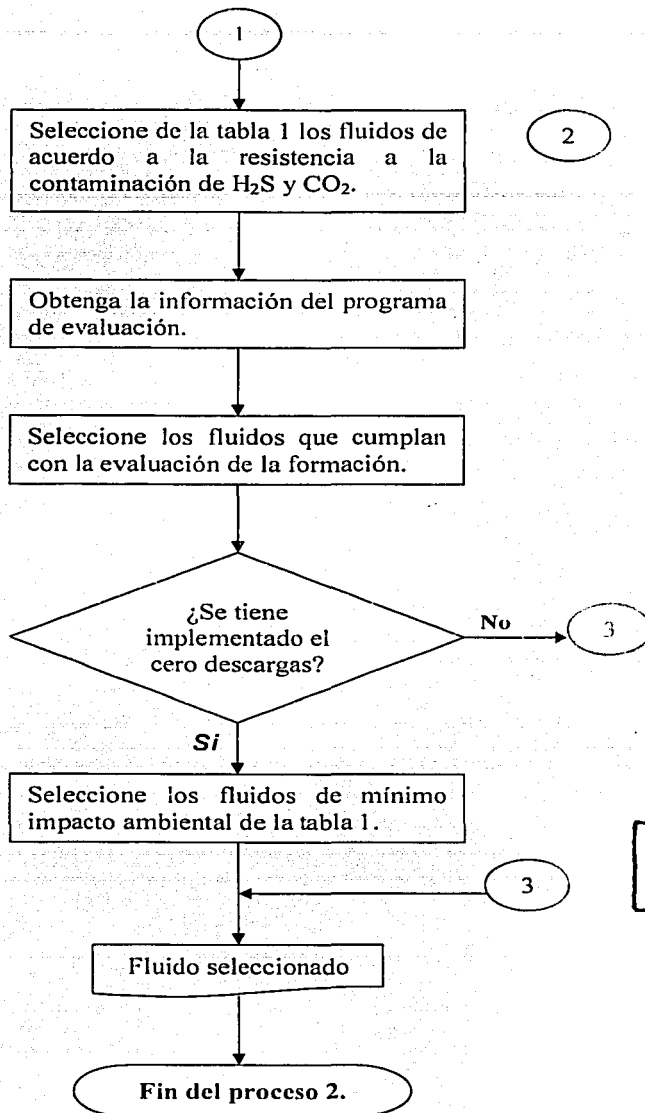
PROCESO 1. RECOPILAR INFORMACIÓN NECESARIA



PROCESO 2. SELECCIÓN TÉCNICA DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN.

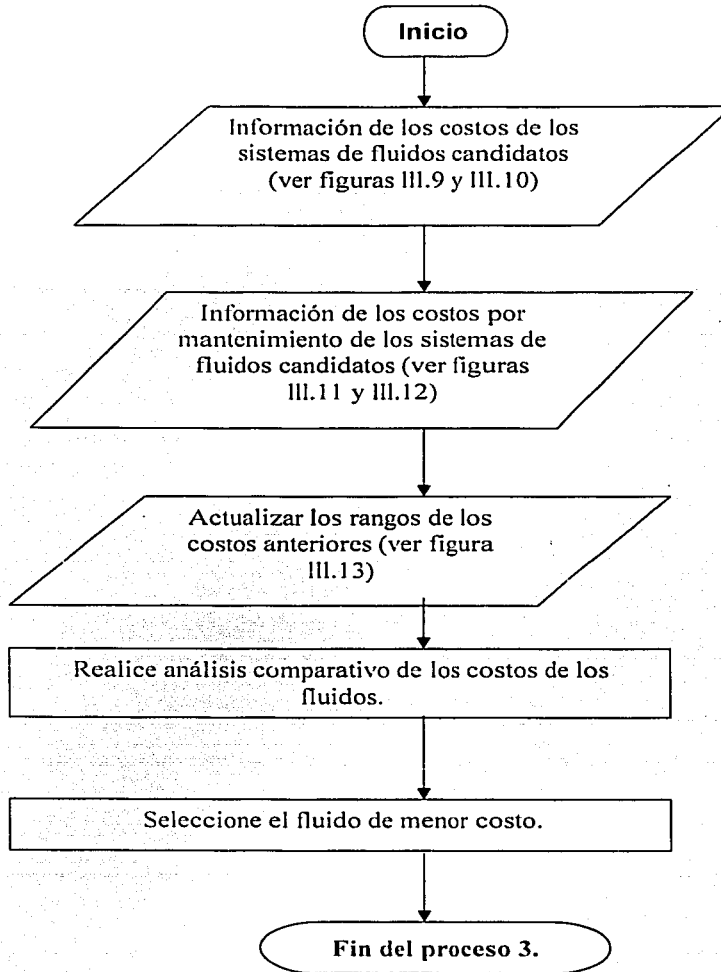


TESIS CON
FALLA DE ORIGEN



TESIS CON FALLA DE ORIGEN

PROCESO 3. SELECCIÓN ECONÓMICA DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN.



CAPÍTULO IV: EJEMPLO DE APLICACIÓN

Introducción.

El alumno será capaz de seleccionar un fluido de control, a través de los conceptos antes mencionados, con la ayuda de un diagrama de flujo.

Aquí se mencionará, paso por paso, el procedimiento que se está realizando, además para facilitar se pone al mismo tiempo del diagrama de flujo, para evitar que se regrese hasta el capítulo III.

Para la aplicación de la metodología, se tomo el reporte de perforación del pozo marino de desarrollo Cantarell 3085, se deberá tomar considerar que en el reporte se tienen **todos** los datos necesarios para las elección de un fluido de perforación.

En la metodología esta diseñada para los estudiantes de ingeniería petrolera, ya que en la mayoría de los casos, tiene limitaciones al acceso de información, por lo que se tendrán que suponer o utilizar datos proporcionados por los profesores expertos en fluidos de perforación. No se tomaron en cuenta las normas NMX y NOM que restringen, especifican y evalúan los fluidos de perforación, ya que a nivel escolar no contamos con restricciones ambientales, pero en el ejercicio de la carrera, se tendrá que respetar la normatividad ambiental vigente y políticas de la empresa que decida seleccionar un fluido de perforación, en esta tesis solamente se hace referencia a las restricciones ambientales en la tabla, que fue elaborada por los ingenieros Liz Elia Domínguez Cuellar y David Velásquez Cruz (IMP).

Con todas las consideraciones y restricciones anteriores, que sin duda, involucran un margen de error a la hora de seleccionar un fluido de perforación, se tendrá una serie de fluidos candidatos que delimitan **considerablemente** los fluidos que existen en la actualidad.

PROCESO 1. RECOPIRAR INFORMACIÓN NECESARIA

INICIO

1.1 Datos Generales del pozo

Se recopila la información pertinente del Programa de Perforación del Pozo a analizar, en este ejemplo:

Programa de perforación del pozo exploratorio CANTARELL 3085. Plataforma AKAL "B" 1 de noviembre de 1997. Tirante de agua 45 m. Tipo de estructura: "Octapodo". Equipo: 4039.

– **Objetivo**

Encontrar producción comercial de hidrocarburos en la formación Cretácico Inferior.

– **Localización**

Plataforma Continental del Golfo de México

– **Desplazamiento y rumbo del pozo**

Se encuentra localizado a 746.64 m de la plataforma fija Akal-B, con rumbo S 31° 41'64" W a una profundidad estimada de 1985 mvbmr para la formación BRECHA TERCIARIO PALEOCENO CRETÁCICO SUPERIOR.

– **Columna geológica esperada de las formaciones por atravesar.**

La columna geológica fue determinada por la correlación con los pozos Cantarell 1047-D, 1049, 1067.

COLUMNA GEOLÓGICA ESPERADA

FORMACIÓN	(MVBMR)	(MDBMR)
Reciente pleistoceno	F. M.	F. M.
Mioceno Superior	755	755.01
Mioceno Medio	1415	1518.81
Mioceno Inferior	AUSENTE	
Oligoceno Superior	1550	1690.49
Eoceno Superior	1680	1855.81
Paleoceno Superior	1885	2116.51
Paleoceno Inferior	1945	2192.82
Brecha TPKS	1985	2243.69
Cretácico Medio	2265	2599.77
Cretácico Inferior	2400	2771.45
PROFUNDIDAD	2550	2962.20
TOTAL		

Inicio

- Datos generales del pozo
- Objetivo.
- Localización
- Desplazamiento y rumbo.
- Columna geológica esperada.
- Pronóstico de presiones anormales.
- Pronóstico de gradiente geotérmico.

Fin

- Pronóstico de presiones anormales.

Con base en la columna esperada y a los registros geofísicos de los pozos Cantarell 1069 se espera encontrar la zona de presión anormal en los intervalos de 1350 a 2000 m.

- Pronostico de gradiente geotérmico.

El gradiente geotérmico estimado para este pozo es de 3°C por cada 100 m.

1.2 Profundidad a perforar y asentamiento de tubería de revestimiento (TR)

La información se toma en función del intervalo a analizar, en este ejemplo:

DIÁMETRO (PG)	PROF. (MVBMR)	PROF. (MVBMR)	OBSERVACIONES
30	180	180	CONDUCTOR
16	700	700	SUPERFICIAL
11 3/4 x 11 7/8	1974	2230	INT. PRODUCCIÓN P.P.
9 5/8	2131	2430	AISLAR FALLAS P.S.
7 5/8	2550	2962	LINER DE PRODUCCIÓN

- Características de la tubería de revestimiento de explotación.

La 1ra. Tubería de revestimiento de explotación será de 11 3/4 de diámetro cementada en la formación Paleoceno Inferior.

La 2da. Tubería de revestimiento de explotación será una TR corta de 9 5/8" que cubrirá parte del intervalo BTP-KS Cretácico Medio.

La 3era. Tubería de revestimiento de explotación será una TR corta de 7 5/8" que cubrirá el intervalo BTP-KS Cretácico Medio e Inferior. Las tuberías de explotación deberán ser apropiadas para el manejo de H₂S (sulfuro de hidrógeno) a la profundidad requerida.

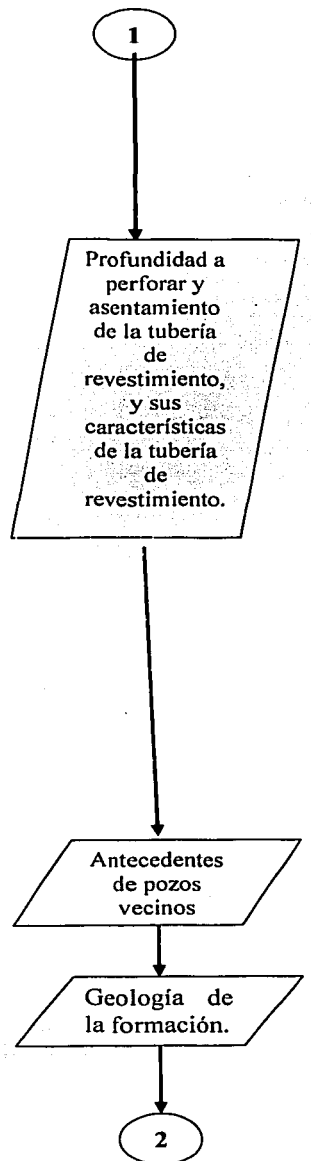
1.3 Antecedentes

Para la elaboración de este programa se tomaron como referencia los Pozos: Cantarell 1047-D, 1049 y 1067.

1.4 Geología de la formación

- Problemáticas esperadas para cada etapa

Información que señale la problemática potencial esperada, tal como: zona de presiones anormales, presencia de lutitas activas y arenas de bajo gradiente de fractura, etc.



En este ejemplo se establece que el tipo de formación será lutita activa.

1.4 Gradiente de Temperatura

El pronóstico del gradiente geotérmico para este pozo es de 3°C por cada 100 m.

1.6 Temperatura de las formaciones.

Si se tiene el dato de las temperaturas de las formaciones continúe con el paso 1.5, si no:

1. Se identifica el dato del gradiente de temperatura del pozo y se calcula las temperaturas de cada intervalo a perforar. Para este ejemplo la ecuación del Campo Cantarell es:

$$T (^{\circ}C) = 00178 * Prof + 46.14$$

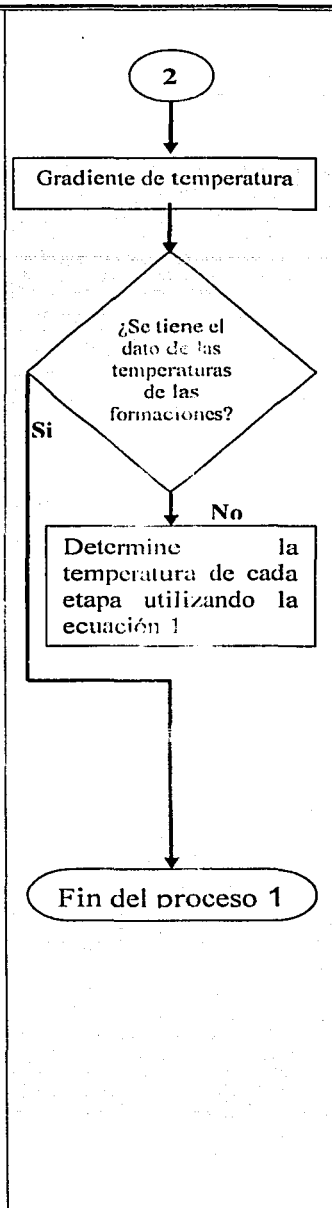
Nota 1: En caso de que no se tuviera la ecuación específica del campo, se utilizaría la ecuación (1) establecida en el procedimiento, la cual da los siguientes resultados:

$$T (^{\circ}F) = 70 + 0.016 x ft \quad (1)$$

Como se cuenta con la ecuación del Campo Cantarell, se calcula las temperaturas de los intervalos.

			Intervalos			
T (°C)=	0.0178	*	180	+	46.14	= 49.35
T (°C)=	0.0178	*	700	+	46.14	= 58.60
T (°C)=	0.0178	*	2230	+	46.14	= 85.84
T (°C)=	0.0178	*	2430	+	46.14	= 89.40
T (°C)=	0.0178	*	2962	+	46.14	= 98.87

FIN DEL PROCESO 1.



PROCESO 2. SELECCIÓN TÉCNICA DEL FLUIDO.

INICIO

2.1 Con la información de la presión de fractura y de formación, y un margen de control de 0.4 lb/gal. se establece el rango de densidad para las siguientes profundidades:

Para el rango de densidad se toma el valor establecido del programa de perforación del pozo exploratorio Cantarell 3085.

de 700 a 2230 m: Rango de densidad = 1.37 a 1.39 g/cc

2.2 Se seleccionan de la Tabla 1 los fluidos que cumplan con el rango de densidad requerido, para este ejemplo seleccionamos para el primer intervalo:

a) Sistemas base agua: No disperso, disperso, polimérico, inhibido, salado, salmuera. cálcico/yeso.

b) Sistemas base aceite: emulsión inversa y aceite sintético.

2.3 Se selecciona el rango de temperatura con los datos ya calculados en el proceso 1, entonces para el tercer intervalo se tiene que la:

Temperatura inicial = 58.60°C

Temperatura final = 85.83°C

2.4 Se selecciona de la Tabla 1 los fluidos que cumplan con el rango de temperatura del intervalo a perforar.

a) Sistemas base agua: No disperso, disperso, polimérico, inhibido, salado, salmuera. cálcico/yeso

b) Sistemas base aceite: emulsión inversa y aceite sintético.

2.5 Defina el tipo de formación a perforar.

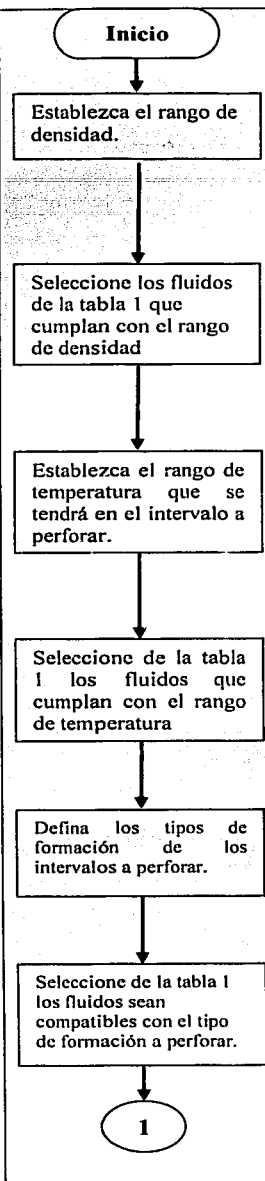
Del programa de perforación del pozo Cantarell 3085 el tipo de formación a perforar es la:

Formación de lutitas activas.

2.6 Se selecciona de la Tabla 1 los fluidos que sean compatibles con el tipo de formación a perforar:

c) Sistemas base agua: disperso, polimérico, inhibido, salado, salmuera, cálcico/yeso

d) Sistemas base aceite: emulsión inversa y con aceite sintético



2.7 De la tabla 2 se verifica las características del fluido así como sus principales componentes.

2.8 Seleccione de la Tabla 1 los fluidos adecuados para el tipo de contaminación esperado, presencia de ácido sulfhídrico (H₂S), gas carbónico (CO₂) o agua salada.

En el programa de perforación Cantarell 3085, no se señala la presencia de contaminantes para el intervalo a perforar que se está analizando.

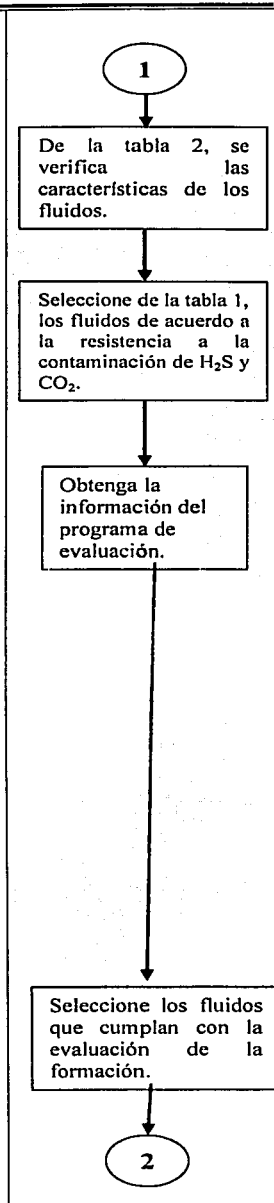
2.9 Obtenga la información del programa de evaluación.

Para este caso se toma la información del reporte del programa de perforación de Cantarell 3085.

Tipo de registro	Programa
Doble inducción con rayos Gamma (DIL/RG) o similar	Se tomará de la zapata de la TR de 16" hasta la profundidad donde se cementara la TR de 11 7/8" en el horizonte Paleoceno y en la etapa de perforación 10 5/8".
Doble laterolog/Microesférico Enfocado/Espectroscopia de Rayos Gamma (DLL/MSFL/NGT) o similares	Se tomará de la zapata del LINER de 9 5/8" que se cementará en BPTKS hasta la profundidad total del pozo.
Litodensidad/Neutrón Compensado/Sónico Dipolar (con procesado Eval. propiedades Mecánicas, Elásticas y Estabilidad de agujero) (LDT/CNL/DSI) o similares	Se tomará de la zapata del LINER de 9 5/8" que se cementará en BPTKS hasta la profundidad total.
Imágenes Resistivas (Procesamiento de Índice, Amplitud y Orientación de fracturas) (FMI/EMI) o similar	Se tomará de la zapata del LINER de 9 5/8" que se cementará en BPTKS hasta la profundidad total.

2.10 Seleccione los fluidos que cumplan con la evaluación de la formación.

Para este ejemplo se tiene compatibilidad de los fluidos con la toma de registros y no aplica la observación de evitar el uso de lodo base aceite en este intervalo.



Hasta este punto se tienen los siguientes sistemas:

- a) Sistemas base agua: inhibido
- b) Sistemas base aceite: emulsión inversa y con aceite sintético

2.11 Defina si se tiene el control de cero descargas, en caso de que se tenga implementado, continúe al paso 2.13.

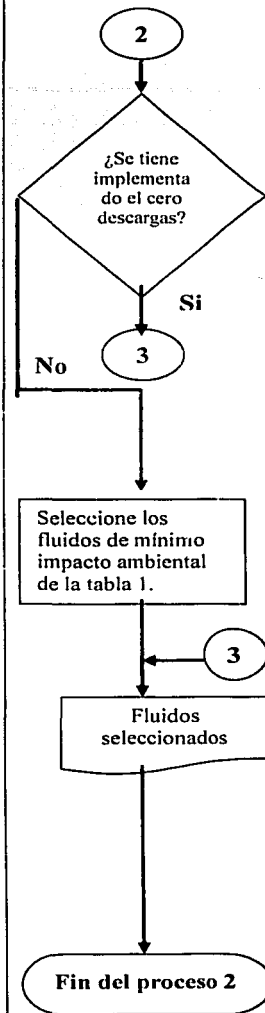
Como en el programa de perforación de Cantarell 3085, se tiene implementado el cero descargas en los pozos marinos, se continua en el paso 2.13

2.12 Seleccione los fluidos de mínimo impacto ambiental, de la tabla 1.

2.13 Los posibles fluidos candidatos.

- a) Sistemas base agua: inhibido
- b) Sistemas base aceite: emulsión inversa y con aceite sintético

FIN DEL PROCESO 2.



PROCESO 3. SELECCIÓN ECONÓMICA DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN

3.1 Hasta el momento los sistemas candidatos, derivados del proceso 2 (selección técnica) son:

- a) Sistema base agua: Inhibido.
- b) Sistema base aceite: Emulsión inversa aceite sintético.

Convirtiendo a unidades equivalentes el rango establecido en el proceso 2, se tiene el rango de densidad:

$$[11.43 , 11.6] \text{ lb/gal}$$

el rango de los costos :

- a) Sistema base agua.

$$\begin{aligned} \text{dólares} \\ \text{barril} \end{aligned} = 5\rho - 40$$

$$\begin{aligned} \text{dólares} \\ \text{barril} \end{aligned} = 5(11.43) - 40 = 17.1648$$

$$\begin{aligned} \text{dólares} \\ \text{barril} \end{aligned} = 5(11.6) - 40 = 18.0$$

por lo tanto el rango de los costos para el año de 1982, será:

$$[17.1648 , 18.0] \text{ (dólares / barril)}$$

- b) Sistema base aceite:

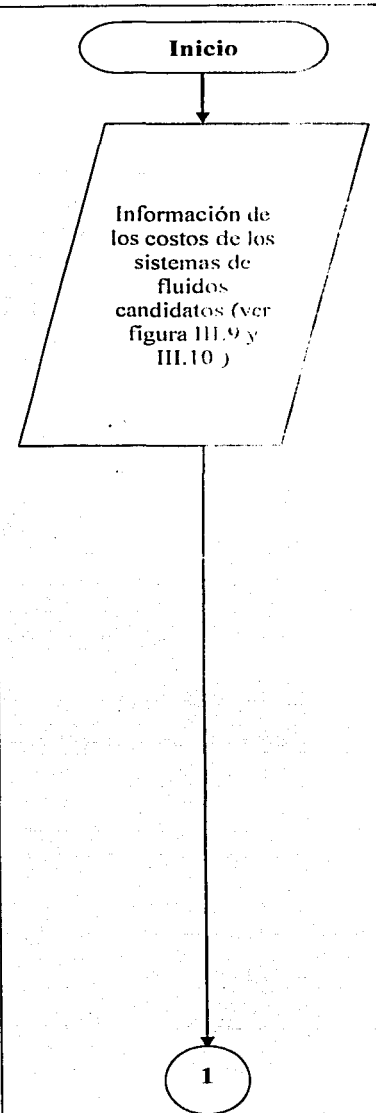
$$\begin{aligned} \text{dólares} \\ \text{barril} \end{aligned} = 10.231\rho + 31.538$$

$$\begin{aligned} \text{dólares} \\ \text{barril} \end{aligned} = 10.231(11.43) + 31.538 = 148.478$$

$$\begin{aligned} \text{dólares} \\ \text{barril} \end{aligned} = 10.231(11.6) + 31.538 = 150.22$$

por lo tanto el rango de los costos para el año de 1982, será:

$$[148.478 , 150.22] \text{ (dólares / barril)}$$



3.2 Mantenimiento(costos) diario de los fluidos candidatos.

a) Sistema base agua:

$$\frac{\text{dólares / dia}}{\text{barril}} = 0.125\rho + 0.75$$

$$\frac{\text{dólares / dia}}{\text{barril}} = 0.125(11.43) + 0.75 = 2.18$$

$$\frac{\text{dólares / dia}}{\text{barril}} = 0.125(11.6) + 0.75 = 2.20$$

Por lo que el rango de los costos por mantenimiento será:

$$[2.18 . 2.20] \left(\begin{array}{l} \$ / \text{dia} \\ \text{Barril} \end{array} \right) \text{ para el año de 1982.}$$

b) sistema base aceite:

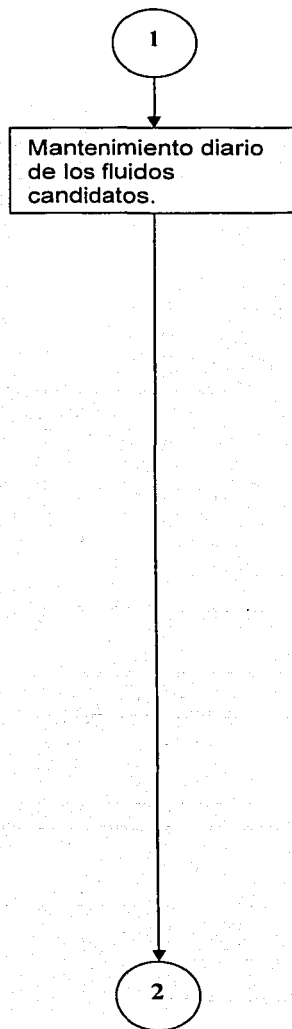
$$\frac{\text{dólares / dia}}{\text{barril}} = 0.1144\rho + 0.1705$$

$$\frac{\text{dólares / dia}}{\text{barril}} = 0.1144(11.43) + 0.1705 = 1.478$$

$$\frac{\text{dólares / dia}}{\text{barril}} = 0.1144(11.60) + 0.1705 = 1.500$$

Por lo que el rango de los costos por mantenimiento será:

$$[1.478 . 1.50] \left(\begin{array}{l} \$ / \text{dia} \\ \text{Barril} \end{array} \right) \text{ para el año de 1982.}$$



3.3 Actualización de los rangos anteriores

De la grafica III.13 en el año de 1982 el tipo de cambio fue de 9.5 pesos por dólar, y para el año de 1997, el tipo de cambio fue de 8.6 pesos por dólar.

El decremento promedio de los años 1982 a 1997 fue:

$$\% = \frac{9.5 - 8.6}{9.5} (100) = 9.47$$

$$\% = 0.0947$$

Utilizando el método de evaluación anual equivalente (ver anexo E) para actualizar los rangos anteriores:

a) Sistema base agua:

Costo inicial promedio = 17.6 (dólares / barril)

Costo por mantenimiento (promedio) = 2.19 (dólares/día/barril)

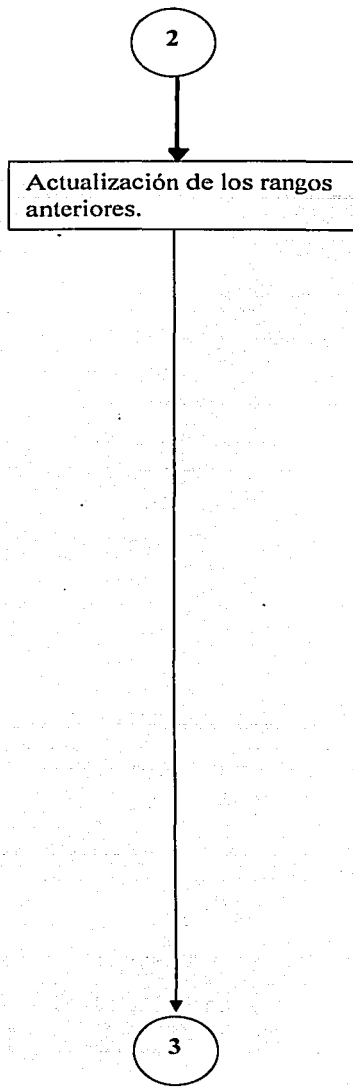
b) Sistema base aceite:

Costo inicial promedio = 149.349 (dólares / barril)

Costo por mantenimiento (promedio) = 1.48 (dólares/día/barril)

Utilizando una depreciación de 0.0947, se tendrá:

$$S = \frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} A$$



a) Sistema base agua:

$$S = \frac{(1 + 0.0947)^1 - 1}{0.0947(1 + 0.0947)^1} (2.19) = 2.0$$

Costo promedio para el año de 1997 será:

$$17.6 - 2 = 15.6 \text{ (dólares/ bbl)}$$

b) Sistema base aceite:

$$S = \frac{(1 + 0.0947)^1 - 1}{0.0947(1 + 0.0947)^1} (1.489) = 1.36$$

Costo promedio para el año de 1997 será:

$$149.349 - 1.36 = 147.989 \text{ (dólares/ bbl)}$$

3.4 Comparación de costos.

Comparando los costos anteriores, que ya incluyen los costos iniciales de los fluidos candidatos y el costo por mantenimiento, el fluido base agua inhibido será el mas económico a utilizar.

3.5 Fluido base agua inhibido.

3.6 FIN DEL PROCESO 3.

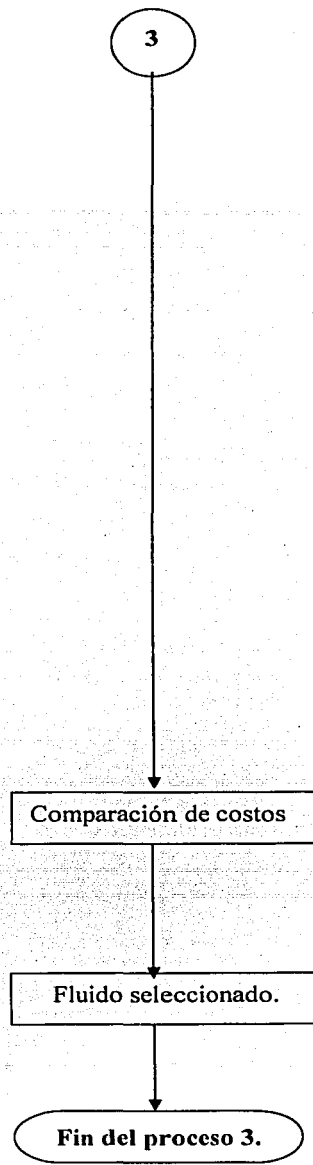


TABLA I. RESUMEN DE APLICACIÓN DE SISTEMAS DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN.

SISTEMA	BASE AGUA							BASE ACEITE			GAS	
	No Disperso	Disperso	Polimérico	Inhibido	Salado	Salmuera Saturada	Cálcico / yeso	Emulsión inversa	Emulsión directa	Aceite Sintético	Aire/Gas	Espuma
Ejemplo de fluidos	Bentonítico Bajos sólidos	I.S-Lig	Poliacrilatos Copolímeros	Potasico Acrilamida	NaCl CaCl ₂	NaCl-CaCl ₂ Formiatos	Ca CaSO ₄	Con diesel y barita	De Baja densidad	Ester o eter Poliolefinas	Niebla	Espuma estable
Densidad (g/cc):												
< 0.8	No	No	No	No	No	No	No	No	No	No	Si	Si
0.8 - 1.1	No	No	No	No	No	No	No	No	Si	Si	No	No
1.1 - 1.5	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si	No	Si	No	No
1.5 - 1.8	No	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si	No	Si	No	No
> 1.8	No	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si	No	No	No	No
Temperatura:												
< 100°C	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si
100 - 140°C	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si
140 - 175°C	No	No	Si	Si	No	No	No	Si	No	Si	Si	No
> 175°C	No	No	Si	No	No	No	No	Si	No	Si	No	No
Formaciones lutificas	No	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si	No	No
Formaciones salinas	No	No	No	Si	Si	Si	No	Si	Si	Si	No	No
Formaciones de anhidrita	No	No	No	No	No	No	Si	Si	No	No	No	No
Presencia de H ₂ S y CO ₂	No	Si	Si	Si	No	No	Si	Si	Si	Si	No	No
Consideraciones ambientales	Costafuera: Mínimo problema.	Costafuera: Mínimo problema.	Costafuera: Mínimo problema.	Costafuera: Mínimo problema.	Costafuera: Mínimo problema.	Costafuera: Mínimo problema.	Costafuera: Mínimo problema.	Costafuera y Terrestre: Requiere almacenamiento y tratamiento.	Costafuera y Terrestre: Requiere almacenamiento y tratamiento.	Costafuera: Sin problema	Costafuera: Mínimo problema.	Costafuera: Mínimo problema.
	Terrestre: Sin problema.	Terrestre: Sin problema.	Terrestre: Sin problema.	Terrestre: Requiere almacenamiento y tratamiento.	Terrestre: Requiere almacenamiento y tratamiento.	Terrestre: Requiere almacenamiento y tratamiento.	Terrestre: Requiere almacenamiento y tratamiento.			Terrestre: Sin problema	Terrestre: Requiere almacenamiento y tratamiento.	Terrestre: Sin problema

103

TESIS CON FALLA DE ORIGEN

TABLA 2. CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN.

CLASIFICACIÓN	PRINCIPALES COMPONENTES	CARACTERÍSTICAS
SISTEMAS BASE-AGUA		
No disperso: -lodo inicial (Spud)	Agua fresca y ligeramente tratados con bentonita y barita.	Perforación rápida en formaciones estables. No se adicionan adelgazantes. Necesita grandes áreas de asentamiento o floculantes. Para el agujero inicial. No costoso.
Lodos de bajos sólidos (no disperso).	Agua, viscosificantes poliméricos o extendedores de bentonita, reductor de filtrado y NaOH.	Mejora la velocidad de penetración, 6 a 10% en vol. De sólidos y 3% de arcilla máximo. Es necesario equipo eliminador de sólidos. Contaminado por cemento y sales solubles.
Salados* : Saturados	Agua de mar, salobre o producida, NaCl, KCl, CaCl ₂ , formiatos, CaBr ₂ , o ZnBr ₂ , atapulguita, almidón o CMC. Salmueras saturadas de las mismas sales.	De 10,000 a 190,000 mg/l de cloruros. Perforación de rocas saladas. Baja tolerancia a sólidos de baja gravedad. Presentan buena inhibición de lutitas. Se usan principalmente para operaciones de mantenimiento, 190,000 mg/l de cloruros.
Cálcicos* : - Lodo de yeso**	Agua fresca o salobre, bentonita (o arcillas nativas), cal, lignosulfonato. Igual que el cálcico, sustituir yeso por cal.	Perforación de lutitas. Mantenimiento sencillo a densidades medias. Temp.. mzx. 150°C con lignito. pH 11-12. tolerancia a sales. No afectación por yeso y cemento. Susceptible a gelación y solidificación a altas temperaturas. Temp.. Max. 165°C. pH 9-10. No afección por yeso, cantidades moderadas de sales y cemento.
Polimérico** : - Lodo de potasio.	Agua fresca o salobre, bentonita (o arcillas nativas), sosa, polimeros (lignito, lignosulfonato), celulósicos, acrilamida. KCl, polímero bio o celulósico y acrílico, poca bentonita.	Perforación de lutitas. Mantenimiento sencillo. Temp.. Max. 150°C. Para alta temperatura se adicionan surfactanes. pH 9-10. No afectación por yeso y cemento. Estabilidad del agujero. Sensibles a Ca y Mg. Temperatura límite 150°C. Es necesario equipo eliminador de sólidos. Rápida perforación a contenido de sólidos mínimo.

CLASIFICACIÓN	PRINCIPALES COMPONENTES	CARACTERÍSTICAS
SISTEMA BASE-ACEITE		
Aceite: - Lodos asfálticos.	Aceite crudo intemperizado o crudo asfáltico, emulsificantes y agentes humectantes (derivados de ácidos grasos y animas). jabones de alto PM, surfactantes, arcillas orgánicas y cal. Aceite diesel, asfalto, emulsificantes, agua 2-10%.	Perforación somera, zona productora de baja presión. Puede usarse agua para incrementar la densidad y la habilidad de acarreo de recortes. Requieren agentes gelantes para la viscosidad. Generalmente se usa para mantenimiento de pozos. La composición puede diseñarse para satisfacer cualquier densidad y requerimientos de estabilidad y temperatura hasta de 315°C.
Emulsión inversa.	Aceite diesel, emulsificantes, arcilla organofílica, resinas modificadas y jabones, salmueras (NaCl y CaCl ₂).	De 5 a 40% de agua. Costo inicial alto y restricciones ambientales, por ser de alta toxicidad, pero bajo costo de mantenimiento.
Sintéticos.	Aceite mineral o sintético: ésteres, éteres, polialfaolefinas.	Ambientales aceptables, de baja toxicidad y biodegradables.
SISTEMAS GASEOSOS.		
Gas: -Aire	Gas natural	Perforación rápida en seco. Formaciones de roca dura. Sin flujo de agua. Posibilidad de incendio si se encuentran hidrocarburos.
Niebla	Inyección de pequeñas cantidades de agua en la corriente de aire o lodo.	Formaciones húmedas pero con poco flujo de agua. Alta velocidad anular. Presenta problemas de corrosión.
Espuma: -Espuma estable	Aire, agua, agente espumante, inhibidor de corrosión. Aire, agua conteniendo polímeros y/o bentanita, agente espumante.	Roca estable. Tolera flujo moderado de agua. Todas las condiciones de presión reducida: Volúmenes grandes de agua, remoción de recortes grandes a baja velocidad anular.

Notas: Pueden adicionarse detergentes, lubricantes y/o inhibidores de corrosión a fluidos base-agua.

+ Se puede adicionar aceite diesel, junto con un detergente emulsificante.

+ La estabilidad puede incrementarse quitando el calcio y adicionando lignito y surfactantes.

ANEXO "A"

TABLA. A1. CLASIFICACIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN.²⁰

Tipo de Lodo de perforación		Rango de la densidad* (gr/cc)	Rango del pH.	Temperatura limite °F.	Usos y limitaciones.
1. Lodo base agua. A. Agua dulce. Sales (NaCl, KCl, CaCl ₂)		10.0-1.45	7.0-8.0	210	El mejor fluido para acarrear los recortes.
B. Agua arcillosa, dulce o salada.	Formaciones sólidas. Bentonita. Arcilla nativa.	1.04-1.38	7.0-8.0	200	Buena para la perforación del agujero. No tolera contaminantes (sales, cemento, etc.).
C. Base calcio.	CaOH. Surfactante de yeso.	1.04-2.33	11.0-12.0	275	Buen control de la viscosidad. No es buena en lutitas ácidas. Se solidifica cerca de los 275°F.
D. Arcilla dispersa.	Fosfatos. Tantínios. Lignitos. Lignosulfonatos.	1.04-2.33	7.5-8.0 9.5-10.5 9.0-10.0 9.0-10.0	200 450	Los fosfatos y tantínios son buenos para profundidades regulares. Los lignitos y lignosulfonatos son buenos para grandes profundidades.
E. No disperso, bajo en sólidos y optimiza los sólidos	Polímetros. Asbestos. Extendedores. Surfactantes.	1.04-2.33	7.0-9.0	250 450	Lodos bajos en sólidos, proveen una excelente velocidad de penetración. Requieren el control mecánico de los sólidos. Los lodos surfactantes tienen una excelente temperatura estable.
2. Lodos base aceite. Aceite		0.82-0.98		150	Se utiliza en zonas pocas profundas, pierde su viscosidad a altas temperaturas.
Crudo tratado - 2-20% agua más emulsificador.		0.93-1.12		200	Para perforar en poca profundidad con mayor densidad.
Emulsión inversa - 20-75% agua + emulsificador + arcilla húmedas con aceite.		0.93-2.33		400	El fluido de baja viscosidad, mantiene el costo del fluido, provee un excelente control de las lutitas. El alto contenido de agua permite limitar el incremento de la densidad con las sales disueltas.
Base aceite - 2-20% agua + emulsificador + asfaltos.		0.93-2.25		500	Es un excelente fluido para perforaciones profundas, provee una excelente estabilidad en la temperatura y un bajo costo en el mantenimiento del fluido.
3. Espuma estable. AEC		0.06-0.09	7.0-8.0	250	Buena velocidad de perforación. Da una excelente limpieza del agujero. Puede andar con grandes volúmenes de agua, y no

²⁰ Thad O. Walker y Jay P. Simpson. *Drilling Mud Selection for Offshore Operations*. Ocean Industry. Agosto de 1989.

CONCEPTOS BÁSICOS PARA LA SELECCIÓN DE FLUIDOS DE CONTROL.

Espuma preformada estable (SOCAL) agua + surfactante espumoso + aditivos	0.04-0.09	4.0-10.0	400	tolera salmueras, ni aceites. Da una excelente velocidad de perforación y de limpieza del agujero. Puede andar con grandes volúmenes de agua a baja velocidad anular, provee una excelente aislamiento del frío y calor. Puede tolerar contaminantes (aceite, sal, sólidos de calcio, ácidos, solventes, etc.).
4. Niebla. Lodo + surfactante espumoso. Surfactante espumoso + +agua	0.01-0.09	7.0-11.0	300	Buena construcción de la pared y modera los volúmenes de agua. Alta velocidad anular, y requiere altos volúmenes de aire.
			350	Puede andar con volúmenes de agua moderada. Requiere altos volúmenes de aire con una alta velocidad anular.
5. Aire o gas.	0		500	Excelente penetración en seco, con formaciones competentes, no tolera los problemas de agua con polvo.

* Con materiales pesados.

ANEXO "B"

Tabla B1.²¹ Lecturas características de los registros Geofísicos a los principales minerales encontrados en rocas sedimentarias, ígneas y metamórficas.

Nombre	Fórmula	Peso Molecular	Porosidad (g/cm ³)
Cuarzo	SiO ₂	60.09	2.65
Cristobalita	SiO ₂	60.09	2.19
Opalo (3.5% H ₂ O)	SiO ₂ (H ₂ O)	62.26	2.16
Opalo (6.33% H ₂ O)	SiO ₂ (H ₂ O)	64.15	2.10
Opalo (8.97% H ₂ O)	SiO ₂ (H ₂ O)	66.00	2.04
Granate	FeAl ₂ (SiO ₄) ₃	497.76	4.32
Hornblenda	Ca ₂ NaMg ₂ Fe ₂ AlSi ₆ (OH) ₂	900.13	3.2
Turmalina	NaMg ₃ Al ₆ B ₃ Si ₆ (OH) ₂	559.78	3.02
Zircon	ZrSiO ₄	183.31	4.67
CARBONATOS			
Calcita	CaCO ₃	10.09	2.71
Dolomia	CaCO ₃ MgCO ₃	184.41	2.87
Ankerita	Ca(MgFe)(CO ₃) ₂	240.25	2.9
Siderita	FeCO ₃	115.86	3.94
OXIDOS			
Hematita	Fe ₂ O ₃	159.69	5.27
Magnetita	Fe ₃ O ₄	231.54	5.18
Geothita	Fe ₂ O(OH)	88.86	4.37
Limonita	Fe ₂ O(OH)(H ₂ O)	125.79	3.5
FOSFATOS			
Hidroxiapatita	Ca ₅ (PO ₄) ₃ OH	502.33	3.15
Clorapatita	Ca ₅ (PO ₄) ₃ Cl	520.78	3.18
Fluorapatita	Ca ₅ (PO ₄) ₃ F	504.32	3.20
Carbonapatita	(Ca ₅ (PO ₄) ₃) ₂ CO ₃ H ₂	1048.67	3.11
FELDESPATOS ALCALINOS			
Ortoclasa	KAlSi ₃ O ₈	278.34	2.55
Anortoclasa	KAlSi ₃ O ₈	278.34	2.62
Microclina	KAlSi ₃ O ₈	278.34	2.56
FELDESPATOS-PLAGIOCLASAS			
Albita	NaAlSi ₃ O ₈	262.23	2.62
Anhortita	NaAl ₂ Si ₂ O ₈	279.22	2.76
ARCILLAS			
Caolinita	Al ₂ Si ₂ O ₇ (OH) ₂		2.42
Clorita	(Mg ₂ Fe ₂ Al) ₂ (SiAl) ₄ O ₁₀ (OH) ₂		2.77
Ilita	K _{1.2} Al ₄ (Si ₇ Al _{1.3})O ₂₀ (OH) ₂		2.5
Montmorillonita	(CaNa) ₂ (AlMgFe) ₂ (SiAl) ₈ O ₂₀ (OH) ₄ (H ₂ O) ₃		2.12
MICAS			
Muscovita	KAl ₂ (Si ₂ AlO) ₁₀ (OH) ₂	398.32	2.83
Glauconita	K ₂ (MgFe) ₂ Al ₄ (Si ₄ O ₁₀) ₂ (OH) ₁₂		2.56
Biotita	K(MgFe) ₂ (AlSi ₂ O ₁₀) ₂ (OH) ₂		3.01
EVAPORITAS			
Halita	NaCl	58.44	2.17
Anhidrita	CaSO ₄	136.14	2.96
Yeso	CaSO ₄ (H ₂ O) ₂	172.17	2.32
Trona	Na ₂ CO ₃ NaHCO ₃ H ₂ O	208.02	2.12
Tachydrita	CaCl ₂ (MgCl ₂) ₂ (H ₂ O) ₂	517.6	1.68
Kieserita	MgSO ₄ H ₂ O	138.8	2.57
Epsomita	MgSO ₄ (H ₂ O) ₇	246.48	1.68
Bischorita	MgCl ₂ (H ₂ O) ₆	203.31	1.55
Silvita	KCl	74.55	1.98
Carnalita	KCMgCl ₂ (H ₂ O) ₆	277.86	1.61

²¹ D. Marmisolle-Daguerre. *Evaluación de formaciones*. Schlumberger. Pag. IV-2,IV-3. México 1990.

CONCEPTOS BÁSICOS PARA LA SELECCIÓN DE FLUIDOS DE CONTROL.

Langbeinita	$K_2SO_4(MgSO_4)_2$	414.99	2.83
Polihalita	$K_2SO_4MgSO_4(CaO)_2(H_2O)_3$	602.94	2.78
Kainita	$K_2SO_4KCl(H_2O)_3$	248.97	2.13
MINERALES SECUNDARIOS			
Bapita	$BaSO_4$	233.4	4.48
Celestina	$SrSO_4$	186.68	3.97
Azufre	S	32.06	2.07
Pirita	FeS_2	119.97	5.0
Marcasita	FeS_2	119.97	4.89
Pipolita	Fe_2S_8	647.41	4.6
Esfalerita	ZnS	97.44	4.0
Calcopirita	$CuFeS_2$	183.51	4.2
Galena	PbS	239.26	7.5
CARBONES			
Antracita	CH N O		1.51
Bituminoso	CH N O		1.27
Lignito	CH N O		1.23
FLUIDOS			
Agua Pura	H_2O a 80 °F	18.02	1.00
Agua salada	330 000 ppm NaCl a 80 °F		1.22
Aceite	$(CH_2)_n$ 30 °API		0.88
Gas Metano	CH_4 a 200 °F 7000psi	16.04	0.25
ROCAS IGNEAS EXTRUSIVAS			
Dacita	Cuarzo, plagiocfeldespatos, biotita, hornblenda.		
Basalto	Olivino, piroxeno, anfibolita		2.77
Andesita	Potasio, feldespato, cuarzo, biotita, Anfibolita		2.47
Riolita	Muscovita, potasio, feldesopatos, cuarzo, biotita.		2.39
Zeolita	Silicato hidratado		2.0-2.4
ROCAS IGNEAS INTRUSIVAS			
Gabro	Ex. Basalto		2.97
Diorita	Ex. Andesita		2.83
Olivino	Ex. Riolita		2.67
ROCAS METAMORFICAS			
Filita	Silicatos		2.85
Esquistos	Silicatos		2.8
Gneiss	Feldespatos, Silicatos		2.73

ANEXO "C"

Tabla C1. Lista de consideraciones generales al inicio de la perforación.²²

Formación	Problema	Control
General	Aumento de la viscosidad y gel en lodos de base agua dulce.	Agregar Bentonita.
	Aumento de la viscosidad y gel en lodos de base agua salada.	Agregar arcilla.
	Reducción de la viscosidad y gel cuando el lodo contiene material coloidal adecuado.	Diluir.
	Reducción de la viscosidad y gel debido al alto contenido en sólidos.	Agregar agua.
	Reducción de la viscosidad y gel cuando la dilución no es aconsejable debido a un inadecuado material coloidal o reducción de peso.	Adelgazar con químicos.
	Reducción de viscosidad y gel (poco recomendable por la reducción de peso).	Agregar agua con materiales pesados.
	Incremento de peso y viscosidad.	Agregar sólidos (materiales bentoníticos)
	Incremento de peso (con un mínimo cambio en la viscosidad).	Agregar materiales con alto peso específico y químicos adelgazante.
	Reducción de peso.	Diluir con agua, emulsiones o quitar partículas de arena. Para mayor eficiencia, diluir con químicos y organizar el diseño de perforación.
	Disminución de filtrado (mejorar las características del filtrado).	Agregar materiales coloidales o tratar químicamente para la deposición de los contaminantes y dispersión de los coloides.
	Espuma en el lodo.	Consultar con los ingenieros para las recomendaciones a través de un examen químico. Reducir la viscosidad y gel si es muy alta agregar tantos químicos como sean necesarios. Cambiar el sistema superficial de lodos, si es necesario.
	Entrada de arena, gas recortes.	Diluir con agua.
	Presión de formación baja.	Mantener peso del lodo bajo y apropiadas condiciones de flujo, bajo filtrado.
Presión de formación normal.	Mantener una adecuada columna hidrostática. Mantener el pozo lleno todo momento.	

²² Joseph Zaba. *Practical Petroleum Engineers Handbook*. Fifth Edition. Gulf publishing Company, Houston Texas 1990.

	Presión de formación alta.	Mantener una adecuada columna hidrostática y una baja viscosidad y gel. Mantener el pozo lleno todo momento.
	Contaminación por cemento.	Tratamiento químico para contrarrestar los iones de calcio. Emplear lodo tolerante a la contaminación por cemento.
	Perdidas de circulación.	Añadir material coloidal. Mantener el peso adecuado del lodo. Usar materiales en la circulación. Mantener baja la presión de bombeo.

Tabla C2. Lista para problemas al inicio de la perforación.²³

Formaciones	Problema	Control
Arenas y gravas no consolidadas.	Cavernas.	Adecuar la intensidad del gel para consolidar la arenas suelta. Mantener el filtrado por debajo de 15-cc API, para prevenir la desintegración acuosa de las pizarras. Prevenir erosiones por medio de una adecuada viscosidad o intensidad en el gel. Mantener una buena viscosidad para el levantamiento de los recortes.
	Perdida de circulación.	Mantener el volumen coloidal para mantener en buenas condiciones las propiedades del filtrado, baja densidad y espesor del lodo. Tener cuidado con el uso de l equipo mecánico.
	Retención de arena en el lodo (aumenta el peso del lodo, incrementando su densidad, lo cual podría agravar la tendencia a la pérdida de circulación).	Mantener suficientemente baja la densidad y gel para permitir que la arena salga fuera del pozo por medio de la reducción de la viscosidad y geles con la dilución de agua y tratamientos químicos. Usar bombas centrifugadoras y desarenadoras.
Arcillas y pizarras.	Excesiva viscosidad y gel excesivas desintegración de hidrógeno.	Reducción de la viscosidad y gel; reducir el filtrado proporcionalmente para prevenir la desintegración del hidrógeno.
Piedra Dura. (Basaltos)	Remover los recortes fuera del pozo.	Mantener el contenido coloidal suficientemente alto para proporcionar viscosidades y gel adecuados para remover los recortes. Mantener una velocidad anular adecuada.
Arenas.	Control de presión.	Usar lodo pesado para dar una presión hidrostática adecuada. Mantener baja la viscosidad y gel.

²³ Joseph Zaba. *Practical Petroleum Engineers Handbook*. Fifth Edition. Gulf publishing Company. Houston Texas 1990.

		Mantener el pozo lleno de lodo todo el tiempo.
	Contaminación del cemento.	Adelgazar el lodo con agua y químicos. Si es posible reutilizar el lodo contaminado y mezclarlo con lodo fresco.

Tabla C3. Lista para problemas en la parte media y profunda de la perforación.²⁴

Formaciones	Problema	Control
Pizarras	Cavernas, hundimiento	Utilizar lodo con bajo filtrado, baja viscosidad y gel. Utilizar altas concentraciones de material coloidal y químicos. Usar inhibidores de lodo.
	Hidratación Hinchazón y dispersión en presencia de filtrados convencionales.	Mantener una proporción mínima de filtrado. Si es posible utilizar químicos en lugar de agua para adelgazar el lodo. Omitir la hidratación mediante la presencia del ion de calcio. Usar lodos base aceite o emulsiones base aceite.
	Alta presión interna.	Mantener una adecuada densidad del lodo.
	Cambios de barrenas,	Mantener el filtrado y bajo gel. Retirar la barrena de manera lenta.
	Efectos de filtrado y lubricación en pizarras lizas	Mantener un mínimo filtrado.
	Lastrarbarrenas.	Emplear disolventes químicos y diluciones de agua si los sólidos de arcilla son muy densos.
	Tratamiento con disolventes químicos, cuando el lodo no responde.	Cambiar el disolvente químico. Cambiar el tipo de lodo. Agregar agua a un lodo nuevo.
	Aumento del peso con el sólidos de las formaciones.	Diluir con agua. Centrifugar el lodo. Cambiar por un lodo inhibidor.
Pizarras	Pizarras químicamente reactivas cuando se dificulta el uso de lodos de alto pH.	Emplear lodos de bajo y medio pH. Cambiar por un lodo inhibidor.
	Incremento en la filtración.	Añadir material coloidal. Analizar los posibles contaminantes para dar el tratamiento químico adecuado.
Formaciones con sal y agua salada.	Floculación del lodo de perforación.	Prevenir la floculación usando materiales resistentes a la sal o químicamente tratados para dar lodos tolerantes a la sal.
	Corrosión de la tubería de perforación.	Emplear lodos que toleren el contacto con la sal.
	Presión adicional debido a la intrusión de agua	Mantener una adecuada densidad del lodo. Añadir anticorrosivos.

²⁴ Joseph Zaba. *Practical Petroleum Engineers Handbook*. Fifth Edition. Gulf publishing Company, Houston Texas 1990.

CONCEPTOS BÁSICOS PARA LA SELECCIÓN DE FLUIDOS DE CONTROL.

Sedimentos.	Incremento de peso del lodo.	Adelgazar con agua o químicos para diluir la arena, reduciendo la viscosidad. Mantener un adecuado contenido coloidal. Centrifugar el lodo.
Areniscas	Baja pérdida de circulación.	Utilizar lodos ligeros con las precauciones de seguridad adecuadas. Reponer los materiales que se perdieron. Verificar las operaciones del equipo mecánico.
	Alta filtración.	Añadir material coloidal para reducir la pérdida de filtrado.
Anhidrita e yeso	Floculación del lodo de perforación. Alta filtración. Alta viscosidad.	Tratamiento para contrarrestar la floculación de la anhidrita e yeso. Emplear un lodo tolerante a la contaminación por anhidrita e yeso.
Calizas	Pérdida de circulación.	Añadir material coloidal. Perforar con agua. Perforar con aire o gas.
Rocas duras.	Transportación de los recortes.	Incrementar la viscosidad y gel adicionando material coloidal.
Formaciones fracturadas y conglomerados.	Pérdidas de circulación.	Incrementar la viscosidad y gel. Utilizar lodos de la mas baja densidad posible. Perforar con aire o gas. Revisar las operaciones del equipo mecánico.
Formaciones con diversas sales. Magnesio y cloruro de calcio. Sulfato de calcio y aceite.	Floculación del fluido e perforación. Corrosión de la tubería de perforación.	Emplear lodos que no sean susceptibles a la floculación. Tratamientos químicos para obtener un lodo tolerante a las sales. Añadir un inhibidor de corrosión.
Formaciones que contienen gas y aceite.	Protección a las formaciones.	Usar lodo de emulsión inversa. Usar lodo base aceite.

ANEXO "D"

Tabla D1. Agentes corrosivos en los pozos de perforación.

Agente corrosivo	Fuente	Tratamiento típico
Oxígeno.	Aeración.	Eliminar causas mecánicas de aeración, sumergiendo mas las pistolas en las presas, haciendo mas las descargas de los embudos, etc.
Sulfuro de Hidrógeno (ácido sulfúrico, H ₂ S)	Actividad bacteriana. Degradación por temperatura. Formación.	Agregar un biocida, mantener pH alto. Cambiar el sistema de lodo a surfactante o base aceite (emulsión inversa). En lodos de bajos sólidos, mantenga pH alto o use inhibidor, para lodos densificados use emulsión inversa.
Bióxido de carbono (CO ₂)	Actividad Bacteriana Formación.	Agregar un preservativo al lodo. Aumente la densidad del lodo para prevenir la entrada de gas, mantenga un pH alto, para lodos de bajos sólidos use inhibidor.
Ácidos Minerales.	Aditivos de estimulación.	Dar pretratamiento a la l. con los inhibidores adecuados.

ANEXO "E"

La evaluación económica de proyectos consiste en visualizarlos como adecuados y prioritarios de los objetivos nacionales, los criterios de evaluación se basan en la determinación de sus precios ala sombra y el impacto en la economía nacional, interviene el concepto de jerarquía, el beneficio máximo ala empresa y los horizontes temporales. La evaluación interviene de manera importante en la generación de proyectos de desarrollo.

Formulas y conceptos base para la evaluación de proyectos de ingeniería.

Interés: Dinero que se le paga al que lo presta por usarlo.

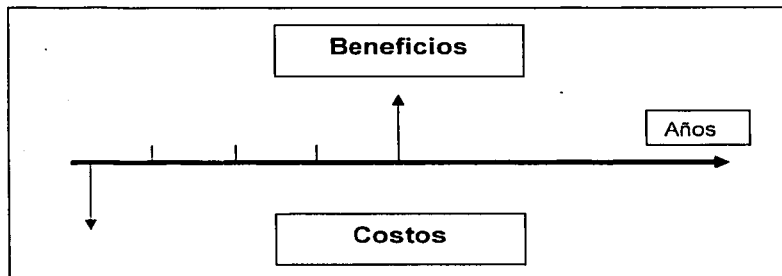
Tasa de interés: Es un porcentaje que se paga sobre el dinero prestado por unidad de tiempo.

Retorno: Los beneficios o dinero neto que regresa resultado de una inversión o un préstamo.

Costo del dinero: Implica el precio que hay que pagar por usarlo.

Costo de oportunidad (precio sombra en la evaluación económica): sacrificio de las alternativas abandonadas al producir la mercancía o servicio.

Diagrama de flujo de caja: Diagrama que consta de un eje horizontal que representa el tiempo marcado generalmente por años, se empieza desde cero según la convención adaptada y en cada año se traza una flecha hacia arriba o hacia abajo del eje horizontal que dependiendo también de la convención adoptada significa deposito o beneficio y la otra costos o retiro, a veces se coloca un signo + o - para indicar los incrementos o decrementos en función del tiempo.



Simbología:

\$ = valor presente para el año de interés (\$/bb).

n = años de aplicación del fluido

i = tasa nominal = depreciación del peso frente al dólar (fracción).

A = Costo por mantenimiento de los fluidos por día por barril (\$/día/bbl)

El \$ valor presente se define como:

$$S = \frac{F}{(1+i)^n} \dots\dots\dots(I)$$

donde:

$$F = \frac{(1+i)^n - 1}{i} A \dots\dots\dots(II)$$

Sustituyendo (II) en (I) se tiene:

$$S = \frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} A$$

la ecuación que se utilizara para determinar los costos a futuro.

GLOSARIO DE TÉRMINOS PETROLEROS (ESPAÑOL – INGLÉS)

ÁCIDO PARA LODOS. MUD ACID: Mezcla de ácidos clorhídrico y fluorhídrico y surfactantes, empleada para remover el lodo del agujero.

ACONDICIONAMIENTO DEL LODO. MUD CONDITIONING: Tratamiento y control del lodo de perforación para asegurarse de que tiene las propiedades correctas. El acondicionamiento puede incluir el uso de aditivos, remoción de arena u otros sólidos, desgasificación, adición de agua, y otras medidas para preparar el lodo adecuado a las condiciones encontradas en un pozo específico.

ADITIVO. ADDITIVE: En general, sustancia que se agrega en pequeñas cantidades a grandes cantidades de otra sustancia para cambiar alguna característica de ésta. En la industria petrolera, los aditivos se usan en aceites lubricantes, combustibles, fluidos de perforación y cementación de tuberías de revestimiento. En cementaciones, es una sustancia agregada al cemento para cambiar sus características y así satisfacer las condiciones del pozo. Los aditivos para cemento pueden usarse para acelerar, retardar, dispersar o con otro objeto.

ADITIVO PARA EL LODO. MUD ADDITIVE: Cualquier materia¹ agregado al fluido de perforación, para cambiar algunas de sus características o propiedades.

ADITIVO PARA LA PÉRDIDA DE FLUIDO. FLUID- LOSS ADDITIVE: Compuesto agregado a la lechada de cemento o al fluido de perforación para prevenir o minimizar la pérdida de fluido.

AGENTE ESPUMANTE. FOAMING AGENT: Sustancia química empleada para aligerar la columna de agua en pozos de gas, en pozos de aceite que producen gas, y en la perforación de pozos que utilizan aire o el gas como fluido de perforación para que el agua pueda salir con el aire o el gas y prevenir que impida la producción o disminuya la velocidad de perforación.

ALCALINIDAD. ALKALINITY: Poder de combinación de una base o álcali, que se mide por el número de equivalentes de un ácido con el cual reacciona para formar una sal. Cualquier solución tiene alcalinidad siempre y cuando su pH sea mayor a siete.

ANHIDRITA. ANHYDRITE: Es el nombre común que recibe el sulfato de calcio anhidro, CaSO_4 . La anhidrita se encuentra algunas veces durante la perforación.

ANTIESPUMANTE. DEFOAMER: Cualquier aditivo que previene o disminuye la formación de espuma en un fluido.

ARCILLA. CLAY: Material cristalino fino de silicatos hidratados resultante de la descomposición de rocas feldespáticas.

ARENA. SAND: Material abrasivo compuesto de pequeños granos de cuarzo, formados de la desintegración de rocas preexistentes. La arena consiste de partículas menores a 2 mm y mayores a 1/6 mm de diámetro. Arenisca.

ARENISCA. SANDSTONE: Roca sedimentaria detrítica compuesta por granos individuales de arena, comúnmente cuarzo, que están cementadas por sílice, carbonato de calcio, óxido de fierro, etc. La arenisca es una roca común en la que pueden acumularse petróleo y gas.

ATAPULGUITA. ATTAPULGITE: Mineral arcilloso y fibroso que se utiliza para aumentar la viscosidad, principalmente en lodos de perforación a base de agua salada.

BALANZA DE LODO. MUD BALANCE: Balanza de brazo que consiste de una copa y un brazo graduado con un peso deslizable, que descansan en un apoyo, y se emplea para determinar la densidad o peso del lodo.

BOMBA DE LODO. MUD PUMP: Bomba reciprocante grande de alta presión, empleada para circular el lodo en un equipo de perforación. Una bomba típica es la de pistones que tiene dos cilindros, de doble acción, o tres cilindros de acción sencilla; los pistones viajan en camisas intercambiables y son movidos por un cigüeñal impulsado por un motor.

BOMBA DE LODO. POWER – DRIVEN MUD PUMP: Bomba reciprocante empleada para circular fluidos de perforación, operada por manivelas y bielas impulsadas por el cigüeñal movido por un motor eléctrico o de combustión interna. Puede ser duplex (con dos cilindros) o triples (con tres cilindros). Muchas bombas tienen pistones de doble acción, pero algunos pistones de simple acción.

CAL. LIME: Sólido alcalino que consiste principalmente de óxido de calcio (CaO). Muchas formas del CaO se conocen como cal, incluyendo varias formas químicas y físicas de cal viva, cal hidratada, y aún carbonato de calcio. La caliza algunas veces se conoce como cal.

CALIZA. LIMESTONE: Roca sedimentaria rica en carbonato de calcio que puede servir como roca almacenadora de hidrocarburos.

CAPA, ESTRATO. LAYER: Capa o estrato de roca.

CARBOXIMETILO DE CELULOSA. CARBOXYMETHYL CELLULOSE: Producto de la celulosa que no se fermenta y que se utiliza en los fluidos de perforación para combatir la contaminación causada por la anhidrita o el yeso y también para reducir la pérdida de agua.

CONTACTO DE FLUIDOS. FLUID CONTACT: Punto aproximado en el yacimiento, donde se localiza el contacto gas-aceite o el contacto agua-aceite.

CORROSIÓN. CORROSION: Cualquiera de los complejos procesos químicos o electroquímicos por los que el metal se destruye al reaccionar con su medio ambiente. Por ejemplo, la oxidación del metal es corrosión.

CIRCULACIÓN DEL LODO. MUD CIRCULATION: El proceso de bombear el lodo hacia la barrena y regresarlo a la superficie en una operación de perforación o de reparación.

CUARCITA. QUARTZITE: Roca granular compacta compuesta de cuarzo originada por la acción del metamorfismo en una arenisca.

DENSIDAD CRÍTICA. CRITICAL DENSITY: La densidad de una sustancia a presión y temperaturas críticas.

DENSIDAD RELATIVA. RELATIVE DENSITY: El cociente de la masa de un volumen dado de una sustancia y la masa de un volumen igual de una sustancia patrón, como el agua o el aire. En unidades convencionales de medición, la gravedad específica es similar a la densidad relativa.

DENSIDAD RELATIVA. SPECIFIC GRAVITY: El cociente del peso de un volumen dado de una sustancia, a una temperatura dada y peso de un volumen igual de una sustancia patrón a la misma temperatura. Por ejemplo si un centímetro cúbico de agua a 4°C pesa la unidad, y centímetro cúbico de otro sólido o líquido a 4°C pesa 0.95 de la misma unidad, entonces la densidad relativa de la sustancia es 0.95. Al determinar la densidad relativa para los gases, la comparación se hace con aire o con hidrógeno.

DESEMULSIFICADORES. EMULSION BREAKER: Sistema, dispositivo o proceso empleado para romper una emulsión y obtener dos o más componentes fácilmente separables, como el agua y el aceite. Los desemulsionantes pueden ser (1) dispositivos para calentar la emulsión llevando a cabo la separación al bajar la viscosidad de la emulsión permitiendo que el agua se asiente; (2) compuestos químicos, que destruyen o debilitan la película alrededor de cada glóbulo de agua, uniendo así las gotas; (3) dispositivos mecánicos, tales como tanques de asentamiento y tanques, de lavado, o (4) tratadores electrostáticos, los cuales emplean un campo eléctrico que provoca la unión de los glóbulos de agua.

DISPERSANTE. EMULSIFYING AGENT: Material agregado a suspensiones sólido-líquido o líquido-líquido, para separar las partículas individuales suspendidas.

DOLOMIA. DOLOMITE: Tipo de roca sedimentaria similar a la caliza pero rica en carbonato de magnesio, algunas veces roca almacenadora de petróleo.

DOLOMITIZACION. DOLOMITIZATION: Encogimiento del volumen de sólidos de una caliza al transformarse en dolomía; la conversión de caliza a dolomía ocurre por el emplazamiento de una porción de carbonato de calcio por carbonato de magnesio.

ENJARRE. FILTER CAKE: 1. Material compacto, sólido o semisólido, que queda en un filtro después de tratar una muestra de lodo de perforación en un equipo de filtrado. el espesor de enjarre se reporta en milímetros o en 1/32 de pulgada. 2. La capa de sólidos concentrados, del lodo de perforación de la lechada de cemento, que se forma en las paredes del pozo en las formaciones permeables.

ENJARRE. MUDCAKE, WALLCAKE, FILTERCAKE: Capa de sólidos del lodo que se forma en la pared del agujero cuando el líquido del lodo se filtra en la formación.

EMBUDO MARSH. MARSH FUNNEL: Embudo calibrado empleado en pruebas de campo para determinar la viscosidad del lodo de perforación.

EMULSIÓN. EMULSION: Mezcla en la cual un líquido, denominado fase dispersa, se distribuye uniformemente (generalmente como glóbulos diminutos) en otro líquido, denominado fase continua o medio dispersante. En una emulsión aceite-agua, el aceite es la fase dispersa y el agua es el medio de dispersión: en una emulsión agua-aceite es lo contrario. Las emulsiones agua-aceite, producto típico de pozos de aceite, también se emplean como fluido de perforación.

EMULSIÓN INVERSA. REVERSE EMULSION: Emulsión compuesta de pequeñas gotas de aceite dispersas en agua. La mayoría de las emulsiones de aceite en el campo consisten de agua dispersa en aceite.

ESCALA CELSIUS O CENTÍGRADA. CELSIUS SCALE: La escala métrica para medir temperatura, empleada universalmente por los científicos. En esta escala el grado cero representa el punto de congelamiento del agua y el grado 100 representa su punto de ebullición al nivel del mar. Los grados Celsius o Centígrados pueden convertirse a grados Fahrenheit usando la siguiente ecuación:

$$^{\circ}F = \frac{9}{5} (^{\circ}C) + 32$$

ESCALA FAHRENHEIT. FAHRENHEIT SCALE: Escala de temperatura ideada por Gabriel Fahrenheit, en la que los 32 grados representan el punto de congelación del agua y los 212 grados representan el punto de ebullición del agua al nivel del mar. Los grados Fahrenheit pueden convertirse a grados Celsius (centígrados) empleando la siguiente formula $^{\circ}C = 5/9 (^{\circ}F - 32)$.

ESTRÁTIGRAFIA. STRATIGRAPHY: Parte de la geología que estudia el origen, composición, distribución, y sucesión de estratos de roca.

ESTRATO. BED: Capa o lecho específico de tierra o de roca, que presenta características propias diferentes a otras capas con otros materiales que pueden encontrarse arriba, abajo o a un lado de aquélla.

FORMACIÓN. FORMATION: Estrato o depósito compuesto en su totalidad por roca, substancialmente del mismo tipo; una unidad litológica. Cada formación tiene su nombre, frecuentemente como resultado del estudio de un afloramiento de la formación en la superficie y algunas veces basado en fósiles encontrados en ella.

FLOCULACIÓN. FLOCCULATION: La coagulación del fluido de perforación provocada por aditivos o por contaminantes.

FLUIDO. FLUID: Sustancia que fluye y que se deforma ante cualquier fuerza que tienda a cambiar su forma. Los líquidos y gases son fluidos.

FLUIDO DE PERFORACIÓN O FLUIDO DE CIRCULACION. DRILLING FLUID OR CIRCULATING FLUID: Fluido circulante cuyas funciones son las de acarrear los recortes de fondo hacia la superficie, enfriar la barrena y contrarrestar la presión de formación. El fluido de perforación más común es una mezcla de barita, arcillas, agua, y aditivos químicos pero también se puede perforar empleando aire, gas, agua y lodo a base de aceite.

FLUIDO DE TERMINACIÓN. COMPLETION FLUID: Fluido especial de perforación empleado en la terminación de un pozo. Se selecciona no sólo por su habilidad para controlar la presión, sino porque sus propiedades ocasionan el menor daño posible a la formación.

GRADIENTE GEOTÉRMICO. GEOTERMAL GRADIENT: El incremento de la temperatura en la tierra, con el aumento en profundidad. En promedio el gradiente es de 3°C por cada 100 m de profundidad (1°F por cada 60 pies), pero puede ser considerable mayor o menor.

GRADIENTE DE TEMPERATURA. TEMPERATURE GRADIENT: 1. El rango de cambio de la temperatura en el desplazamiento en una dirección dada. 2. El incremento de la temperatura a medida que aumenta la profundidad en un pozo.

GRANITO. GRANITE: Roca ígnea compuesta principalmente por feldespato, cuarzo y mica. Generalmente no contiene petróleo.

HIDROCARBUROS. HYDROCARBONS: Compuestos orgánicos de hidrógeno y carbón, cuyas densidades, puntos de ignición y congelación se incrementa con el peso molecular. Aunque solamente están constituidos de dos elementos, existe una gran variedad de hidrocarburos, debido a la fuerte afinidad de átomo con otros átomos y con sí mismo. Las moléculas más pequeñas de hidrocarburos son gaseosas; las más grandes son sólidas. El petróleo es una mezcla de una gran variedad de hidrocarburos.

IMP. INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO. Organismo público descentralizado creado por el gobierno mexicano. El objetivo principal del Instituto Mexicano del Petróleo es llevar a cabo investigaciones y desarrollar tecnología según sea requerida por la industria petrolera, petroquímica, y química; proveer de servicios técnicos a esas

industrias y entrenar al personal empleado en la industria petrolera mexicana. Las oficinas centrales del Instituto Mexicano del Petróleo se encuentra en México, D.F.

LITOLOGÍA. LITHOLOGY: 1. Estudio de las rocas, generalmente macroscópico. 2. Carácter individual de una roca en términos de su composición mineral, estructura, etc.

LODO. MUD: El líquido que se circula a través del pozo durante la perforación rotatoria y operaciones de reparación. Además de su función de llevar los cortes a la superficie, el lodo de perforación enfría y lubrica la barrena y la sarta de perforación, previene descontrol al evitar la manifestación de las presiones de las formaciones del subsuelo, y forma un enjarre en la pared del agujero para prevenir la pérdida de fluido hacia la formación. Aunque originalmente era una suspensión de tierra, especialmente arcillas en el agua, el lodo empleado actualmente es más complejo, mezcla de líquidos de tres fases, reactivos sólidos, y sólidos inertes. La fase líquida puede ser agua dulce, diesel, o aceite crudo y puede contener uno o más aditivos.

LODO A BASE DE ACEITE. OIL - BASE MUD: Aceite que contiene menos del 2 al 5 % de agua. El agua se esparce, o se dispersa, en el aceite en forma de pequeñas gotas.

LODO DE ACEITE. OIL MUD: Lodo de perforación en el cual el aceite es la fase continua. El lodo a base de aceite y el de emulsión inversa son tipos de lodos de aceites. Son útiles para perforar ciertas formaciones que pueden ser difíciles o costosas de perforar con un lodo a base de agua.

LODO DE ACEITE EMULSIONADO. OIL – EMULSION MUD: Lodo a base de agua en el cual el agua es la fase continua y el aceite es la fase dispersa. El aceite se dispersa en el agua en forma de pequeñas gotas, las cuales están fuertemente emulsionadas de tal forma que no se asientan. Debido a sus propiedades lubricantes, un lodo de aceite emulsionado incrementa el ritmo de perforación y asegura una mejor condición del agujero que otros lodos.

LODO CALCÍCO. CALCIUM – TREATED MUD: Lodo de agua dulce que utiliza el óxido de calcio (cal) o el sulfato de calcio (yeso), para retardar las cualidades hidratantes de las lutitas y de las arcillas, facilitando la perforación. Los lodos cálcicos son resistentes a las contaminaciones de sal y de anhídrita, pero pueden requerir un tratamiento adicional para prevenir la gelatinización (solidificación) ocasionada por las altas temperaturas que existen en pozos profundos.

LODO CALCÍCO. LIME MUD: Lodo de perforación que se ha tratado con cal para proveer de una fuente de calcio soluble en el filtrado, con el fin de obtener las propiedades deseadas del lodo para la perforación en lutitas o en formaciones arcillosas.

LODO CON BAJO CONTENIDO DE SÓLIDOS. LOW-SOLIDS MUD: Lodo de perforación que contiene una mínima cantidad de material sólido (arena, sílice, etc.) y se emplea en perforación rotatoria cuando es posible porque puede lograr mayor velocidad de penetración.

LODO DE CAL ROJA. RED-LIME MUD: Lodo base de agua con arcillas, que contiene sosa cáustica y tanatos a los cuales se les ha agregado cal.

LODO DE EMULSIÓN INVERSA. INVERTED-EMULSION MUD: Lodo de perforación en el cual el agua dulce o salada forma la fase dispersa, y el diesel, crudo, o algún otro aceite, forma la fase continua.

LODO DE PERFORACIÓN. DRILLING MUD: Componente líquido especial que circula a través del pozo durante operaciones de perforación rotatoria.

LODO INHIBIDO. INHIBITED ACID: Fluido de perforación que se ha tratado con sustancias químicas, con el propósito de evitar que hinche las partículas de arcilla de la formación y reduzca la permeabilidad de ésta. La sal es un inhibidor de lodo.

LODO SALADO. SALINE DRILLING FLUID: 1. Lodo de perforación donde el agua tiene una cantidad apreciable de sal, generalmente cloruro de sodio disuelta. 2. Lodo con una resistividad menor o igual a la resistividad del agua de formación.

LUTITA. SHALE: Roca sedimentaria de grano fino compuesta de limo y arcilla o lodo consolidados. Lutita es la roca sedimentaria más común.

LUTITA BITUMINOSA. OIL SHALE: Formación que tiene hidrocarburos que no pueden recuperarse por medio de un pozo, sólo explotándolos como mina. Después de explotarla, los hidrocarburos se extraen de la lutita. El costo de explotación y tratamiento del aceite de lutitas ha sido recientemente muy alto para competir con el costo de perforar un pozo.

MANÓMETRO DE PRESIÓN DE FONDO. BOTTOMHOLE PRESSURE BOMB: Manómetro usado para registrar la presión en un pozo en un punto opuesto a la formación productora.

MATERIAL FIBROSO. FIBROUS MATERIAL: Cualquier material resistente en forma de tiras, empleado par prevenir pérdida de circulación o restablecer la circulación en formaciones porosas o fracturadas.

MATERIAL PARA LA PERDIDAD DE CIRCULACIÓN. LOST CIRCULATION MATERIAL: Sustancia que se agrega a las lechadas de cemento o al lodo de perforación para prevenir la pérdida de cemento o de lodo en la formación.

MATERIAL OBTURANTE. BRIDGING MATERIAL: Material fibroso, en hojuelas o granular que se agrega a la lechada de cemento o al fluido de perforación para ayudar a sellar formaciones que presentan pérdida de circulación.

MEZCLAR EL LODO. MIX MUD: Preparar fluidos de perforación de una mezcla de agua u otros líquidos, y uno o más materiales componentes del lodo, como arcillas, material densificante, sustancias químicas, etc.

PESO DEL LODO. MUD WEIGHT: Medida de la densidad del lodo de perforación, expresada en gramos por centímetro cúbico (libras por galón, libras por pie cúbico). El peso del lodo está directamente relacionado con la presión que ejerce la columna de fluido de perforación en el fondo del pozo.

PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN. LOSS OF CIRCULATION. LOST RETURNS. LOST CIRCULATION: El lodo perdido en una formación, generalmente en estratos cavernosos con fisuras, o de sedimento grueso y permeable, que se manifiesta porque el gasto de retorno del lodo es nulo o menor que el que se está circulando. Una pérdida de circulación puede provocar un descontrol y, en general, reduce la eficiencia de la operación de perforación.

PÉRDIDA DE FLUIDO. FLUID LOSS: Migración indeseada de la parte líquida del fluido de perforación o de la lechada de cemento dentro de una formación frecuentemente minimizada o prevenida mezclando aditivos al lodo.

PÉRDIDA DEL FILTRADO. FILTER LOSS: El volumen de fluido que puede atravesar un medio permeable de filtrado, después de que se ha sometido a una presión diferencial, durante cierto tiempo.

PERFORACIÓN CON AIRE. AIR DRILLING: Método de perforación rotatoria que utiliza al aire comprimido como medio de circulación. El método convencional para remover los recortes del fondo del pozo emplea un flujo de agua o de lodo. El aire comprimido remueve los recortes del fondo con igual o mayor eficiencia. Generalmente, la velocidad de penetración se incrementa considerablemente cuando se perfora con aire. Sin embargo, el problema principal de la perforación con aire es la penetración de las formaciones que contienen agua, debido a que la entrada de agua dentro del sistema reduce la habilidad del aire para remover los recortes.

PERFORACIÓN CON NIEBLA. MIST DRILLING: Técnica de perforación en la que se emplea aire o gas, a los cuales se agrega un agente espumante.

PERMEABILIDAD EFECTIVA. EFFECTIVE PERMEABILITY: Medida de la habilidad de una roca de permitir el flujo de un fluido cuando los espacios porosos no están completamente saturados por éste.

PERMEABILIDAD RELATIVA. RELATIVE PERMEABILITY: La medida de la habilidad de un fluido, como agua, gas o aceite, para fluir a través de una roca, cuando ésta se encuentra saturada con dos o más fluidos. El valor de la permeabilidad en una roca saturada con dos o más fluidos es distinto del valor de permeabilidad de la misma roca saturada con un solo fluido.

PLASTICIDAD. PLASTICITY: La habilidad de una sustancia de deformarse sin romperse.

POROSIDAD EFECTIVA. EFFECTIVE POROSITY: El porcentaje del volumen total de una muestra de roca ocupado por espacios porosos interconectados, que permiten el paso de fluidos a través de la muestra.

PRESA DE DESECHOS. DUCK'S NEST: Presa relativamente pequeña excavada en la tierra en la cual se desecha la cantidad excesiva de lodo de perforación que las presas no pueden contener.

PRESA DE DESPERDICIO, PRESA DE LODO. MUD PIT: Presa abierta cavada en el suelo, para almacenar fluido de perforación o materiales de desperdicio descargados después del tratamiento del lodo de perforación.

PRESIÓN CRÍTICA. CRITICAL PRESSURE: Presión necesaria para condensar un vapor que se encuentra a su temperatura crítica.

PRESIÓN HIDROSTÁTICA. HYDROSTATIC PRESSURE: La fuerza ejercida por un fluido en reposo, se incrementa directamente con la densidad y la profundidad y se expresa en Kpa o en psi. La presión hidrostática del agua dulce es de 9.792 Kpa/m (0.433 psi/pie). En perforación, el término se refiere a la presión ejercida por el fluido de perforación en el pozo. En yacimientos con empuje hidráulico, el término se refiere a la presión que puede funcionar como fuente principal de energía para la producción.

PROFUNDIDAD. DEPTH: 1. Distancia a la cual se perfora un pozo, estipulado en el contrato de perforación como profundidad contratada. La profundidad total es la profundidad después de que se termina la perforación. 2. En equipos marinos de perforación, es la distancia de la línea base de un equipo o de un barco a la cubierta continua más alta. 3. Presión máxima alcanzada por un buzo durante una inmersión, expresada en metros de agua.

PUNTO DE LA ANILINA. ANILINE POINT: Es la temperatura más baja a la cual la anilina química y un solvente (tal como el aceite en lodos con base de aceite) se mezclan completamente. Generalmente el aceite de los lados con base de aceite suele tener un punto de anilina de cuando menos 66° C (150° F) para obtener la máxima vida útil de los componentes plásticos en el sistema de lodo.

QUEBRACHO. QUEBRACHO: Árbol de Sudamérica del que se extrae el tanino, el cual ha sido ampliamente usado como agente adelgazante del lodo de perforación, pero ahora es rara vez empleado.

QUARTZ. CUARZO: Mineral duro compuesto de dióxido de silicio; es un componente común en las rocas.

REGISTRADOR DE LA DENSIDAD DEL LODO. MUD DENSITY RECORDER: Dispositivo que registra automáticamente el peso o densidad del fluido de perforación conforme se circula en el pozo.

REOLOGÍA. RHEOLOGY: El estudio de la fluidez de la materia y la deformación de los cuerpos bajo la acción de fuerzas externas.

ROCA ÍGNEA. IGNEOUS: Roca formada por la solidificación de material fundido dentro de la corteza terrestre o en la superficie. El granito es una roca ígnea.

SALMUERA. BRINE: Agua que tiene una gran cantidad de sales disueltas, especialmente de cloruro de sodio; agua salada.

TEMPERATURA. TEMPERATURE: Medida del calor o de la ausencia de calor, expresada en grados Celsius (centígrados) o en grados Fahrenheit.

TEMPERATURA CRÍTICA. CRITICAL TEMPERATURE: La presión más alta a la cual, una sustancia puede separarse en dos fases, líquida y gaseosa. Arriba de la temperatura crítica un gas no puede licuarse únicamente por medio de la presión.

TEMPERATURA DE FONDO. BOTTOMHOLE TEMPERATURE: Temperatura medida en un pozo en la parte de la zona productora.

VISCOSIDAD. VISCOSITY: Medición de la resistencia de un fluido a fluir. La resistencia es provocada por la fricción interna que resulta de los efectos combinados de cohesión y adhesión. La viscosidad de los derivados del petróleo se expresa comúnmente en términos del tiempo requerido por volumen específico de líquido para fluir a través de un orificio de tamaño también específico.

VISCOSÍMETRO. VISCOMETER: Dispositivo empleado para determinar la viscosidad de una sustancia.

VISCOSIDAD MARSH. FUNNEL VISCOSITY: Viscosidad medida por el embudo Marsh, basado en el tiempo (en segundos) que tardan 1000 cm³ de fluido de perforación en pasar a través de él.

VISCOSIDAD PLÁSTICA. PLASTIC VISCOSITY: Propiedad absoluta de flujo que indica la resistencia de ciertos tipos de fluidos a fluir. La viscosidad plástica es una medida del esfuerzo cortante.

Conclusiones

Los conceptos básicos de los fluidos de control, adquiridos durante la formación profesional del Ingeniero Petrolero, se ven reflejados en esta metodología, cuyo objetivo, es el proporcionar un panorama amplio para seleccionar un fluido de control a través de los conceptos, esto debido a su importante papel que juega en la perforación de un yacimiento. Para La selección de un fluido tiene que llevar un orden lógico y sistemático, ya que el no tener un orden, provocaría una mala selección de un fluido, teniendo como consecuencias el daño del yacimiento, de la tubería, del equipo, el tiempo de perforación que se ve reflejado en los costos por día, etc.

Algunas observaciones que se obtuvo durante este trabajo se mencionan a continuación:

- El empleo de lodos en la perforación rotatoria propicia la invasión del filtrado hacia las formaciones. La distancia a la cual penetra es una función del tiempo, de la calidad y tipo de lodo empleado y de la formación perforada.
- Las propiedades de los fluidos como el filtrado y el enjarre afectan las curvas de los registros eléctricos, por ser el todo el medio conductor entre la sonda y las formaciones.
- Al perforar formaciones arcillosas se debe disminuir la pérdida del filtrado y acondicionar el lodo con la cantidad adecuada de material coloidal.
- El conocimiento de las formaciones es importante para la utilización del fluido de perforación adecuado, el cual deberá presentar características fisicoquímicas similares a la formación a perforar.
- La identificación de las formaciones, se hace en base a pozos vecinos con características similares al pozo a perforar, es una recomendación que orienta al ingeniero de perforación, pero no es infalible.
- La base de una perforación exitosa radica en el conocimiento de la presión de formación y los gradientes de fractura de las formaciones. Un peso excesivo, de la columna hidrostática, provoca una invasión del fluido a la formación, daño a la formación y riesgos por aprisionamiento por presión diferencial. Un peso, de la columna hidrostática, insuficiente puede ser causa de derrumbes y aprisionamiento de la barrena, lo que se traduce en incremento de los costos.
- Las altas temperaturas, tienen como consecuencias el espesamiento de los lodos de perforación, los lodos altamente viscosos provocan: una perforación lenta y dificultad para realizar los "viajes" de la barrena entre otras cosas.

- La aplicación de la metodología diseñada en la tesis, fue puesta a prueba en un pozo en desarrollo que pertenece a la plataforma Akal "B", con los datos presentados en el informe se pudo comprobar la eficacia de del diagrama de flujo, ya que, al comparar los fluidos propuestos en esta tesis, resultaron iguales a los utilizados al perforar el pozo antes mencionado.
- En reporte del programa de perforación del pozo Akal "B" se consideraron registros geofísicos de pozos vecinos para pronosticar zonas de presiones anormalmente altas y bajas, por nuestra parte utilizamos la información desarrollada en la parte 3.3 de ésta tesis corroborando la similitud de resultados en la determinación de zonas problemáticas.
- El gradiente geotérmico para el pozo Akal "B" se supuso en base a la información proporcionada por los asesores del IMP Quím. Liz Elia Domínguez Cuellar y el Ing. David Velásquez, que mencionaron que según la zonas el gradiente geotérmico es de 3° C.
- La importancia de la aplicación de la metodología, consiste en seleccionar un fluido adecuado para la perforación de un pozo petrolero (exploratorio o en desarrollo) siendo el primero más complicado por tener poca o nula información.
- En cuanto a los costos de los fluidos de perforación se tuvieron muchos problemas para obtenerlos, ya que las compañías se negaban a proporcionar la información por lo que se tuvo que investigar el precio de los fluidos anteriores (1982) y se hizo un ajuste para el año de 1997, que es la fecha del reporte de perforación del pozo de desarrollo Cantareil 3085, dicho ajuste se desarrollo mediante los conocimientos previos de evaluación de proyectos, analizando la depreciación que a sufrido al dólar de los años 1982 a1997.
- Para seleccionar un fluido de control, a través de esta metodología, requiere un amplio dominio de los conceptos básicos adquiridos durante la formación profesional del Ingeniero Petrolero, el margen de error que se tiene al seleccionar el fluido de perforación a través de los conceptos, es de un 40%, esto se debe a que no se realizan pruebas de laboratorio necesarias, para su optima selección.
- También no se consideran las normas que aplican en cada uno de los fluidos; ya que algunas normas son muy estrictas para usar los fluidos de control en equipos marítimos, por mencionar el fluido base aceite.
- Si lector desea llevar a cabo la programación de esta metodología, se le recomienda tomar en cuenta, las normas ecológicas que se apliquen en cada uno de los fluidos, como tan bien en cada uno de los aditivos.
- Se formula que los principales criterios de selección son la formación, la temperatura, la profundidad, la ubicación y el medio ambiente en donde se encuentre: en la cual la formación es el principal criterio de selección del fluido.

BIBLIOGRAFÍA.

- ❖ **Govier, G.W. y Aziz, K:** *The Flow of Complex Mixtures in Pipes*. D. Van Nostrand Co., Inc.; Princeton, N.Y. 1972.
- ❖ **Martínez G. R.** *Tecnología de Perforación 1989*. Subdirección tec. Explotación, IMP; México 1987.
- ❖ **Facultad de Ingeniería.** *Apuntes de la perforación*. UNAM. México 1989.
- ❖ **López M. C.** *Criterios de Selección del Fluido de Perforación por Etapas*. Tesis. IPN. 1991
- ❖ **D. Marmisolle-Daguerre.** *Evaluación de formaciones*, Schlumberger. Pag. IV-2, IV-3. México 1990.
- ❖ **León Loya, J. G.** *Hidráulica de Perforación*. Ciencias de la Tierra. I.P.N. México. Febrero de 1986.
- ❖ **León Loya, J.G.** *Fundamentos de reología no-newtoniana y viscosimetría capilar y rotacional*. Subdirección tec. Explotación, IMP; México 1987.
- ❖ **Streeter, V.L.:** *Handbook of fluid Dynamics* McGraw Hill Book Co., Inc.; New York 1961.
- ❖ **Meztner, A.B.** *Non-Newtonian Technology: Fluid Mechanics, Mixing and Heat Transfer, in Advances in Chemical Engineering*. Vol.1. Academic Pres; N.Y. 1956.
- ❖ **API Bulletin:** *The Reology of Oil-Well Drilling Mud*. American Petroleum Institute, API BUL 13D; Segunda edición, mayo 15 de 1985.
- ❖ **Eirich, F.R.** *Reology Theory and Applications*. Vol: 3 Academic Press., Inc.
- ❖ **Arthur W. McCray.** *Tecnología de la perforación de pozos petroleros*. Editorial continental. México 1959.
- ❖ **Joseph Z.** *Practical Petroleum Engineers Handbook*. Fifth Edition. Gulf publishing Company. Houston Texas 1990.
- ❖ **Martínez G. R.** *Fluidos de Perforación*. Tecnología de Perforación IPN, México, 1999.
- ❖ **Gubert, M. King, y Willis.** *Mechanics of Hydraulic Fracturing*. Trans. AIME. 210. pp. 153-166. 1957

- ❖ **Neal, A.** *Drilling Engineering*. Tulsa Okla. E.U.A. 1998. Pag. 39-95
- ❖ **Moore, L.P.**, *Drilling Practices Manual*. Petroleum Publ. Co., Tulsa, Okla. 1974. 448pp.
- ❖ **Velásquez, C. D. y Domínguez, C. L.E.** *Procedimiento de diseño para la perforación en la segunda etapa*. proy. F.00171.IMP: México 2000
- ❖ **Thad O. Walker y Jay P. Simpson.** *Drilling Mud Selection for Offshore Operations*. Ocean Industry. Agosto de 1989.
- ❖ <http://www.economia.com.mx>
- ❖ <http://www.worldoil.com>
- ❖ **API SPEC-13 A.** *Specification for Drilling-Fluid Materials*. Fourteenth Edition. 1991.
- ❖ **API RP-13 B-1.** *Recommended Practice Standard Procedure for Field Testing Water-Based Drilling Fluids*. Second Edition. 1997.
- ❖ **API RP-13 B-2.** *Recommended Practice Standard Procedure for Field Testing Oil-Based Drilling Fluids*. Third Edition. 1998.
- ❖ **API RP-13 1.** *Recommended Practice Standard Procedure for Laboratory Testing Drilling Fluids*. Sixth Edition. 2000
- ❖ **Instituto Mexicano del Petróleo** *Manual de Fluidos Empacadores*. Gerencia de Ingeniería de Producción, Línea de Investigación de Mantenimiento de Pozos.. Mayo 1998.
- ❖ **Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A. C.** *Glosario Ingles – Español de términos petroleros*.
- ❖ **Alvarez, F.C.** *Apuntes de evaluación técnica y financiera de proyectos de ingeniería*. México, 1998. Fac. ingeniería.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN
