
Fluidos de Control

ÍNDICE

I. DESCRIPCIÓN Y DEFINICIONES	4
II. DISEÑO DE FLUIDOS	5
III. TIPOS DE FLUIDOS DE CONTROL	5
Fase continua de los fluidos	7
Características y aplicación de los fluidos de perforación	7
Fluidos base agua	7
Fluido bentonítico (no disperso)	7
Fluido bentonítico polimérico	7
Fluido disperso inhibido	8
Problemas comunes y soluciones de los fluidos base agua	8
Fluido base aceite	8
Sistema de emulsión directa	9
Problemas comunes y soluciones de los fluidos de emulsión inversa	9
IV. PRUEBAS DE LABORATORIO	10
Densidad del lodo	10
Propiedades reológicas	11
pH de lodo y alcalinidad	12
Características de filtración	12
Análisis del filtrado	13
Temperatura	15
V. PREPARACIÓN DE FLUIDOS	16
VI. INTERACCIÓN ROCA FLUIDO	16
Mecanismos de interacción roca fluido y su influencia en la estabilidad mecánica	16
VII. QUÍMICA DE LAS ARCILLAS	17
Introducción	17
Tipo de arcillas	18
Arcillas montmorillonitas (arcillas de tres capas)	19
Illitas (arcillas de tres capas)	20
Cloritas (arcillas de tres capas)	21
Kaolinitas (arcillas de dos capas)	21
Capacidad de intercambio de Cation (CEC - Cation Exchange Capacity)	21
Composición de los fluidos de perforación arcilla y agua	22
Hidratación de las arcillas	23

VIII. IMPACTO DEL CONTROL DE SÓLIDOS	24
IX. FUNCIONES DE LAS PROPIEDADES FÍSICO-QUÍMICAS	25
Transportes de recortes y derrumbes a la superficie	25
Suspensión de partículas	25
Control de presión	25
Enfriamiento y lubricación	26
Sostén para las paredes del pozo	26
Suspensión de la sarta y de la tubería de revestimiento	26
Transmisión de energía hidráulica	26
Toma de registros geofísicos	27
Manejo volumétrico por barita	27
Volumen del agujero y superficie	27
Pérdidas de circulación	27
Causas de la pérdida de circulación	28
Detección	28
Medidas preventivas	29
Reducción de la presión mecánica	29
Selección del asentamiento de las tuberías de revestimiento en formaciones fuentes	29
Pérdida de circulación en zona productora	29
Método preventivo de control de pérdida parcial de circulación	29
Procedimiento a seguir una vez presentada la pérdida continua o total de circulación	29
Métodos para combatir las pérdidas de circulación	30
Método de inyección forzada diesel/bentonita	30
Tapón de Cemento	30
Fluidos limpios de reparación y terminación de pozos	30
Introducción	30
Disminución de la permeabilidad	31
Reducción de la permeabilidad relativa	31
Daños causados durante la perforación de zonas productoras	31
Daño a la formación durante la terminación del pozo	32
Daños a la formación durante la producción inicial	32
Daños causados durante la estimulación de pozos	32
Daños causados durante la perforación del pozo	32
Diagnóstico de daño a la formación	33
Prevención de daño a la formación	33
Uso de fluidos adecuados	33
Densidad	34
Viscosidad	34
La temperatura de cristalización	35
Tipos de salmueras	35
Composición y propiedades de las salmueras	36
Turbidez	36
pH	36
Variación del pH con la densidad y la composición de las salmueras	36
Corrosividad de las salmueras	37
Causas de la corrosión	37
Oxígeno	37
Bióxido de carbono	37
Ácido sulfhídrico	38
Sales disueltas (cloruros, carbonatos, sulfatos)	38

Ácidos	38
Filtración	38
Definición	38
Objetivo de la filtración	38
Tipos de filtro	38
Filtro prensa	38
Objetivo del desplazamiento de los fluidos de control	39
Factores que intervienen en el desplazamiento	39
Formas de desplazamiento	40
Circulación inversa	40
Circulación directa	40
Espaciadores y lavadores químicos	41
Fluidos empacantes	42
Propiedades de los fluidos empacantes	42
Tipos de fluidos empacantes	42
Requerimientos del agua para preparar los fluidos empacantes	42
Recomendaciones para el empleo y manipulación de los fluidos empacantes	43
Aditivos utilizados en la preparación de los fluidos empacantes	44
Selección adecuada de la densidad	44
Volumen mínimo a utilizar	44
Aditivos químicos a utilizar para prevenir el daño a la formación	44
Glosario	46

Fluidos de Control

I. DESCRIPCIÓN Y DEFINICIONES



Descripción

El objetivo principal de un pozo petrolero es alcanzar la zona de hidrocarburos. Se perforan varias capas de formaciones litológicas cada vez más profundas, que contienen diversos elementos contaminantes, entre ellas las temperaturas y presiones de la formación perforada. Afectan a los sistemas de fluidos de control, sobre todo a los de base agua; sin embargo, en la actualidad ya se diseñan fluidos con aditivos químicos resistentes y estables a los contaminantes, así como biodegradables y no tóxicos para proteger a los ecosistemas donde se perfora un pozo petrolero.

Definición

Fluido de control: es el fluido circulatorio que se utiliza en un equipo de perforación o terminación de pozo, formado por una mezcla de aditivos químicos que proporcionan propiedades físico-químicas idóneas a las condiciones operativas y a las características de la formación litológica a perforar. La estabilización de sus parámetros físico-químicos, así como

la variación de los mismos al contacto con los contaminantes liberados en la formación perforada son controlados mediante análisis continuos.

Presa de lodos: son recipientes metálicos que almacenan el fluido de control en un equipo de perforación, con capacidad variable entre 40 y 70 m³, cuenta con agitadores electromecánicos, pistolas hidráulicas, tanto de fondo como superficiales; válvulas y líneas para la recirculación del fluido.

Bomba de lodos: es la encargada de hacer circular el fluido de control a través del sistema circulatorio integrado por las tuberías de perforación, presas metálicas, barrena y espacio anular del pozo. Debe tener un gasto y presión de bombeo que depende del diámetro de la barrena empleada y de las características de la formación que se perfora.

Tubería de perforación: tiene como función principal transmitir la rotación y peso a la barrena, para que ésta al girar, corte la formación. A la vez, será el ducto para conducir al fluido de perforación hacia el área del corte de la barrena.

Barrena: es el elemento principal que efectúa el corte de la formación con la ayuda del fluido de control, cuyo flujo pasa a gran velocidad a través de sus toberas.

Espacio anular: se trata de la separación entre la formación litológica y la tubería de perforación, y depende del grado de estabilización del agujero perforado con las propiedades físico-químicas del fluido de control y las condiciones operativas empleadas.

Equipo de control de sólidos: son dispositivos auxiliares empleados en el sistema circulatorio del fluido de control. Separa los sólidos de tamaños variables provenientes del corte de la barrena así como de los gases de la formación perforada, limpia y aprovecha mejor el fluido de control para optimar

la velocidad de penetración y el rendimiento de los aditivos químicos.

Preguntas y respuestas

1. ¿Qué son las propiedades del fluido de control?

R= Son parámetros que deben tener los fluidos de control, para resistir los contaminantes contenidos en la formación perforada, manteniendo las características propias para satisfacer las condiciones operativas.

2. ¿Cuáles son las funciones de un fluido de control?

- A. Transporta a superficie los recortes y derrumbes durante la perforación del pozo.
- B. Mantiene en suspensión los recortes, cuando se suspende la circulación del fluido (Efecto tixotrópico).
- C. Controla las presiones subterráneas de la formación mediante la presión hidrostática que ejerce la columna del fluido en el agujero perforado.
- D. Enfía y lubrica la barrena y la sarta de perforación, durante la circulación del fluido.
- E. Sostiene las paredes del pozo para evitar cerramiento del agujero perforado y por ende resistencias y fricciones durante el movimiento de la sarta de perforación.
- F. Mantiene en suspensión la sarta y las tuberías de revestimiento, debido al empuje ascendente del fluido de perforación conocido como factor de flotación (Principio de Arquímedes). Esta depende de la presión ejercida por el fluido de control y de la sección transversal sobre la que esta presión se ejerce.
- G. Genera la transmisión de energía hidráulica. Se produce con la presión de bombeo del fluido a través de las toberas en la barrena. Mejora la limpieza del agujero y aumenta la velocidad de penetración. Actualmente esta transmisión de energía se utiliza para operar motores de fondo en la perforación de pozos direccionales.
- H. Genera la toma de información a través de registros eléctricos, al efectuarse con fluidos que no erosionen física o químicamente las paredes del agujero y que propicien la conducción eléctrica con propiedades iguales a los fluidos contenidos en la formación perforada.

3. ¿Qué son las propiedades físico-químicas del fluido de control?

R= Son las características que debe reunir un fluido de control, como condicionantes para obtener los parámetros físico-químicos óptimos, a fin de alcanzar el objetivo de perforación del pozo. Y son: densidad, viscosidad, alcalinidad, salinidad, potencial de hidrógeno (pH), propiedades reológicas y tixotrópicas, filtrado y temperaturas.

II. DISEÑO DE FLUIDOS

Para el diseño de un fluido, se debe contemplar si se trata de un pozo exploratorio o de desarrollo a fin de poder seleccionar los datos correlativos que faciliten la obtención de parámetros óptimos en el fluido de control, de acuerdo a las profundidades de cada contacto litológico. De esta forma, se determinan sus densidades y se selecciona el fluido a utilizar y los aditivos químicos para contingencias, con la finalidad de asentar correctamente las tuberías de revestimiento, para ello debe considerarse lo siguiente:

Pozos exploratorios: los datos proporcionados por los registros sísmicos, y de geopresiones, levantamientos geológicos, profundidad del pozo, número de tuberías de revestimiento que se van a asentar y cálculo de las densidades requeridas.

Pozos de desarrollo: en la determinación de estos programas se cuenta con muchos datos disponibles tales como programas de fluidos de los pozos alejados, interpretación de registros eléctricos y pruebas de laboratorio y de campo; master de interpretación litológica de la Compañía Rotenco, asentamiento de tuberías de revestimiento en los pozos vecinos, comportamiento del fluido utilizado en cada etapa perforada en pozos correlacionados, etcétera. (Ver figura1 Diagrama de selección de fluidos.)

III. TIPOS DE FLUIDOS DE CONTROL

Un fluido de perforación que es fundamentalmente líquido, se denomina también lodo de perforación. Se trata de una suspensión de sólidos, líquidos o gases en un líquido. El líquido en el cual todos los aditivos químicos están suspendidos se conoce como FASE CONTINUA del líquido de control o lodo y las partículas sólidas o líquidos suspendidos den-

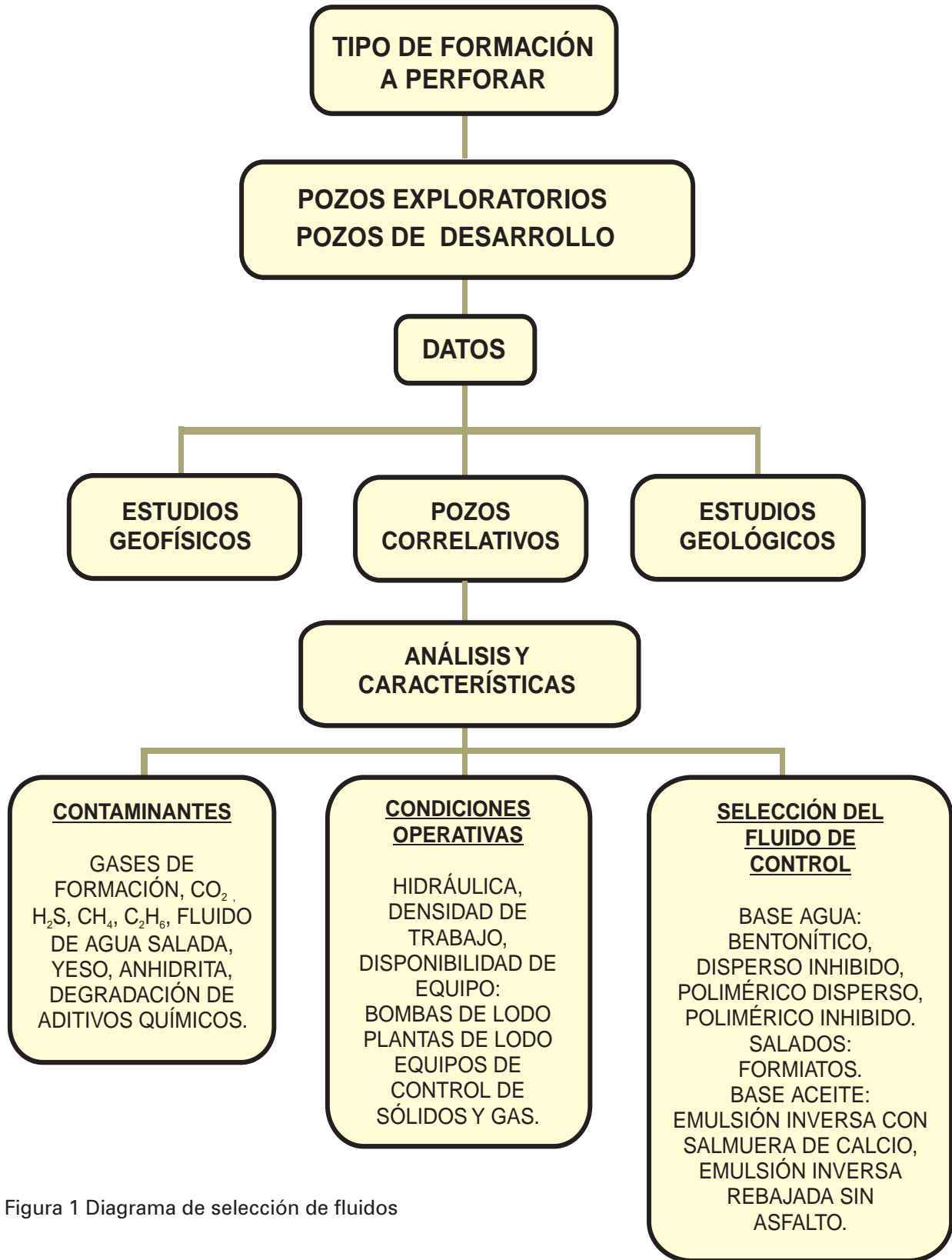


Figura 1 Diagrama de selección de fluidos

tro de otro (Glóbulos) constituyen la FASE DISCONTINUA; Cuando se conoce la constitución de la fase continua, se obtiene el tipo de sistema de fluido conocido como base del lodo; por ejemplo, en la siguiente tabla observamos:

FASE CONTINUA (MAYOR VOLUMEN DE LÍQUIDOS)	FASE DISCONTINUA (MENOR VOLUMEN DE SÓLIDOS O LÍQUIDOS)	TIPO DE FLUIDO
EL AGUA INTEGRA EL 60 AL 90 % DEL VOLUMEN, COMO BASE EN LA FORMULACIÓN DE UN SISTEMA (TIPO) DE FLUIDO.	BENTONITA, BARITA, DISPERSANTES Y CIERTOS POLIMEROS, INTEGRAN DEL 7 AL 27 % DE LOS SÓLIDOS Y EL 3% DE LUBRICANTES LÍQUIDOS COMO VOLUMEN.	LA FÓRMULA DE ESTOS TIPOS DE FLUIDOS SE CONOCEN COMO BASE AGUA
EL ACEITE INTEGRA EL 40 AL 70 % DEL VOLUMEN, COMO BASE EN LA FORMULACIÓN DE UN SISTEMA (TIPO) DE FLUIDO.	LAS SALMUERAS DE DIVERSAS SALES COMO CALCIO O SODIO OCUPAN ENTRE EL 10 AL 20% COMO VOLUMEN, LOS EMULSIFICANTES EL 5 % Y DE UN 15 A 35 % LOS SÓLIDOS.	LA FÓRMULA DE ESTOS TIPOS DE FLUIDOS SE CONOCEN COMO BASE ACEITE

Tabla 1 Fase continua y discontinua de los fluidos.

Fase continua de los fluidos

La fase continua de un lodo base agua es el agua. Algunos aditivos químicos que son sólidos se disuelven o se dispersan en la fase continua. Forman una mezcla homogénea que proporcionará un sistema de fluido de perforación; por ejemplo: la sal de sodio se disuelve por completo y se ioniza en el agua hasta llegar al punto de saturación. Por arriba de este nivel, la sal se mantendrá en forma de cristales en estado sólido, la cual se dispersará como tal en la fase continua del fluido.

Los cationes de las sales (Na^+ , Ca^{++} , K^+ , NH_4^+) producen en la estructura de las arcillas una inhibición, evitando una hidratación posterior al contacto con el agua, que al tener presentes iones OXIDRILOS mejorarán la dispersión de las arcillas, reduciendo

el efecto de contaminantes como los gases CO_2 y H_2S , a la vez, inhibe la corrosión. Por esta razón no existen dos fluidos iguales. Los elementos contaminantes de una formación, así como la propia estructura litológica producirán alteraciones, que, de acuerdo al manejo de los aditivos químicos en la formulación de los fluidos, se ha llegado a obtener gran variedad de fluidos base agua.

En el caso de un fluido base aceite conocido como emulsión inversa, la fase continua es el diesel y los glóbulos de agua salada son la fase discontinua o dispersa. Las teorías modernas que tratan de la formación y conducta de las emulsiones son complejas, sin embargo, está influida considerablemente por la relación aceite/agua, por el tiempo y grado de agitación; así como por el tipo y cantidad de los emulsificantes empleados.

Existen fluidos que se emplean para perforar zonas o contactos litológicos que por su naturaleza, requieren de condiciones operativas especiales, como son los fluidos basados en aire, gas o espuma, conocidos como fluidos NEUMÁTICOS.

Características y aplicación de fluidos de perforación

● Fluidos base agua

Los sistemas de fluidos base agua se clasifican por la resistencia a los tipos de contaminantes de la formación y a sus temperaturas, los cuales se van transformando en su formulación debido a la incorporación de flujos como gases, sal, arcillas, yeso, líquidos y sólidos propios de la formación o de aditivos químicos excedidos y degradados.

● Fluido bentonítico - (no disperso)

El término no disperso indica que no se utilizan dispersantes y las arcillas comerciales agregadas al lodo, al igual que las que se incorporan de la formación, van a encontrar su propia condición de equilibrio en el sistema de una forma natural. Este fluido es utilizado en el inicio de la perforación.

● Fluido bentonítico polimérico

Es empleado para perforar formaciones de bajo contenido de arcilla. Se puede realizar con agua fresca o salada, considerando el contenido de calcio me-

nor de 200 ppm. El Ca^{++} se controla con carbonato de sodio.

● *Fluido disperso - no inhibido*

Se utilizan dispersantes químicos para deflocular a la bentonita sódica, no se utilizan iones de inhibición, ya que los dispersantes van a actuar sobre los sólidos perforados, maximizando su dispersión.

Es el fluido de perforación más versátil y más utilizado en la industria. La viscosidad del sistema es controlada con facilidad mediante el uso de dispersantes. Se trata de un sistema con buena tolerancia a los contaminantes más comunes y a grandes contenidos de sólidos. Además, si se le agregan surfactantes y mayor dosis de lignitos resulta excelente para perforar pozos de alta temperatura.

● *Fluido disperso - inhibido*

En este tipo de lodos se utilizan dispersantes químicos para deflocular la bentonita sódica. No se utilizan iones de inhibición, ya que los dispersantes van a actuar sobre los sólidos perforados, maximizando su dispersión.

Problemas comunes y soluciones de los fluidos base agua

Problema: contaminación por arcillas.

Síntomas: incremento en el contenido de sólidos, y MBT, disminución de la alcalinidad.

Tratamiento: usar al máximo los equipos de control de sólidos, diluir y agregar barita si el peso disminuye, usar dispersantes y sosa cáustica.

Problema: contaminación por bicarbonato de sodio.

Síntomas: no aparece calcio en la titulación, bajo Pf, incremento brusco del Mf, altos geles progresivos, gran incremento del filtrado.

Tratamiento: incrementar al pH hasta 9.5, determinar los EPM de carbonatos y tratar con cal a fin de eliminar el ion contaminante, agregar dispersantes para mejorar la reología del lodo, agregar agua, si es necesario.

Problema: contaminación con carbonatos.

Síntomas: altos geles progresivos, alto filtrado, alto Pf y Mf, no aparece calcio en la titulación.

Tratamiento: agregar cal, dispersantes y agua, si es necesario.

Problema: contaminación por cloruro de sodio.

Síntomas: gran incremento de cloruros en el filtrado, disminución de Pf, Mf y pH

Tratamiento: diluir, ajustar pH, utilizar dispersantes, ajustar filtrado con polímeros, si la contaminación es muy severa cambiar a lodo salino.

Problema: contaminación por cemento.

Síntomas: incremento del pH y Pm, alto contenido de calcio en el filtrado y altos valores de geles.

Tratamiento: agregar bicarbonato según cálculo necesario, dispersantes y agua.

Problema: contaminación por anhídrita.

Síntomas: reducción del pH, Pf y Mf, incremento de Pm y calcio en el filtrado.

Tratamiento: tratar con carbonato de sodio según ppm de contaminante, agregar dispersante y agua, si es necesario.

Problema: contaminación por alta temperatura.

Síntomas: incremento del filtrado, del contenido de sólidos, disminución del pH, y de la alcalinidad.

Tratamiento: agregar un estabilizador para altas temperaturas, incrementar la concentración de dispersantes, reducir al mínimo la adición de bentonita.

Nota: todas las contaminaciones normalmente aumentan la reología en los lodos base agua. Debe determinarse el ion contaminante a fin de no realizar tratamientos innecesarios.

● **Fluido base - aceite**

El fluido de emulsión inversa se define como un sistema en el que la fase continua es aceite y el filtrado también lo es. El agua que forma parte del sistema consiste de pequeñas gotas que se hallan dispersas y suspendidas en el aceite. Cada gota de agua actúa como una partícula de sólidos. La adición de emulsificadores hace que el agua se emulsifique en el aceite y forme un sistema estable. Los emulsificantes que se utilizan en el sistema deben ser solubles tanto en agua como en aceite. El empleo de otros materiales organofílicos va a proveer las

características de gelación, así como la utilización de asfalto o gilsonita para la reducción de filtrado de iones de calcio o de sodio para la inhibición.

Las emulsiones inversas se formulan utilizando una amplia variedad de aceites: por ejemplo, diesel o aceites minerales. Se utilizan para perforar lutitas problemáticas por su alto grado de hidratación, zonas de arenas productoras con altas temperatura, en medios corrosivos. (Ver tabla 2).

tán fracturadas y son susceptibles de pérdidas de circulación, lo que provoca problemas mecánicos a la sarta de perforación; o en la reparación de pozos en campos productores de gas, para evitar el daño a la formación por su bajo contenido de sólidos.

Este lodo se refuerza con polímeros que soportan altas temperaturas y son utilizados como estabilizadores térmicos y reductores de filtrado.

ETAPA T.R. (PULG)	PROF. (m)	BNA. (PULG)	DENSIDAD (qr/cc)	TIPO DE FLUIDO	TEMP. (°F)	CONTAMINANTES
30	50 -150	36	1.00-1.06	AGUA DULCE -AGUA DE MAR	AMBIENTE	NINGUNO
20-17 ½	50-1000 150-1200	26	1.06-1.25	BENTONÍTICO	50	ARCILLAS GENERADORAS DE LODO
14 ¾ - 13 3/8	1000-3000 1200-3400	17 1/2 16	1.25-1.75	POLIMÉRICO DISPERSO	175	ARCILLA CO ₂ AGUA SALADA
9 5/8 - 7	3000-4200 3400-4800	12 ¼ 8 ½	1.60-2.15	EMULSIÓN INVERSA	225	AGUA SALADA, CO ₂ , H ₂ S, DOMO SALINO
5 - 3 1/2 (TUBING LESS)	4200-5800 4800-6400	6 ½ -5 7/8 5 5/8	0.90-1.30	EMULSIÓN DIRECTA	350	GASES CO ₂ , H ₂ S, HIDROCARBUROS

Tabla 2 Fluidos de control por etapas.

Sistema de emulsión directa

En las zonas depresionadas, las necesidades actuales para lograr los objetivos de perforación, requieren de fluidos de baja densidad. Éstos deben superar las desventajas a las que están sometidos, como son la baja estabilidad a la temperatura, sensibilidad a la sosa cáustica, bajo poder de inhibición en arcillas hidratables que se encuentran intercaladas en las rocas carbonatadas del Cretácico y el Jurásico, gases amargos que alteran su composición química y la sensibilidad que tienen a cualquier contacto con fluidos de emulsión inversa. Esto nos ha llevado a la conclusión que este tipo de fluido sólo sea aplicable en donde lo permitan los gradientes de fractura o en combinación con nitrógeno, por medio de la tecnología de punta de perforación bajo balance. Ya sea en zonas depresionadas en donde las rocas es-

Los fluidos de baja densidad son emulsiones directas que se preparan a razón de hasta un 80% de diesel de acuerdo a la densidad requerida un 18 % de agua y un 2% de emulsificantes, así como también un agente supresor de hidratación y un polímero viscosificante. Estas emulsiones directas proporcionan estabilidad al agujero ya sea en una perforación o reparación de pozos.

Problemas comunes y soluciones de los fluidos de emulsión inversa

Problema: contaminación con agua.

Síntomas: incremento en las propiedades reológicas, reducción en la relación aceite/agua, aumento en el filtrado APAT, disminución en la densidad, aumento en el volumen de fluido en las presas, disminución de la salinidad.

Tratamiento: añadir dispersantes. Ajustar la rela-

ción aceite/agua y añadir el resto de aditivos. Ajustar salinidad.

Problema: alta concentración de sólidos.

Síntomas: aumento constante de las propiedades reológicas, disminución en el avance de perforación, incremento de sólidos de la formación en el fluido. Tratamiento: disminuir el tamaño de malla en el vibrador, checar que el equipo superficial eliminador de sólidos funcione, aumentar la relación aceite/agua.

Problema: exceso de ácidos grasos.

Síntomas: incremento en las propiedades reológicas, el incremento de viscosidad es posterior a un tratamiento con ácidos grasos, la viscosidad se incrementa después de dar 2 ó 3 ciclos al fluido dentro del pozo. Tratamiento: suspender adiciones de ácido graso, aumentar la relación aceite/agua.

Problema: inestabilidad de la emulsión.

Síntomas: aspecto grumoso del fluido, difícil de emulsificar más agua, baja estabilidad eléctrica, hay presencia de agua en el filtrado APAT.

Tratamiento: si hay huellas de agua en el filtrado APAT, añadir dispersante. Si el filtrado es alto, añadir ácido graso y dispersante.

Problema: asentamiento de barita.

Síntomas: ligera disminución en la densidad, poco retorno de recortes a la superficie, bajos valores del punto de cedencia y de gelatinosidad. Presencia de barita en el fondo de las presas y en los canales de conducción del fluido en la superficie.

Tratamiento: añadir viscosificante. Bajar la relación aceite/agua si ésta es alta.

Problema: derrumbes, fricción y empaquetamiento en la sarta de perforación.

Síntomas: baja salinidad. Se incrementa la concentración de sólidos. Los recortes se obtienen blandos y pastosos.

Tratamiento: aumentar salinidad, añadir humectante, revisar que las tomas de agua en las presas estén cerradas.

Problema: contaminación con gas.

Síntomas: presencia de CO₂. Aumento en el filtrado APAT y presencia de agua en el filtrado. Disminución de la densidad, aumento de la viscosidad, inestabilidad en la emulsión.

Tratamiento: utilizar el desgasificador. Agregar reactivos para controlar la contaminación de CO₂. Aumentar la agitación y densidad.

Problema: perforación de domos salinos.

Síntomas: presencia de recortes de sal en temblorinas, incremento de la torsión en la sarta de perforación.

Tratamiento: aumentar la densidad y la salinidad.

IV. PRUEBAS DE LABORATORIO

Las propiedades físicas y químicas de un lodo de perforación deben controlarse debidamente para asegurar un desempeño adecuado de éste durante las operaciones de perforación. Se verifican sistemáticamente en el pozo y se registran en un formulario denominado informe de lodo API. Los procedimientos para realizar los ensayos se describen brevemente en este capítulo:

1. Densidad del lodo
2. Propiedades reológicas
 - a) Viscosidad de embudo
 - b) Viscosidad plástica
 - c) Punto de cedencia
 - d) Resistencia de gel
3. pH y alcalinidad del lodo
4. Características de filtración
 - a) API (temperatura ambiente, baja presión)
 - b) API HTHP (alta temperatura, alta presión)
5. Análisis del filtrado
 - a) Alcalinidad
 - b) Concentración de sal (Cloruros)
 - c) Concentración de calcio y yeso
6. Análisis de sólidos
 - a) Contenido de arena
 - b) Contenido total de sólidos
 - c) Contenido de aceite
 - d) Contenido de agua
 - e) Capacidad de intercambio de cationes
7. Temperatura

1. Densidad del lodo

Las presiones de la formación son contenidas por la presión hidrostática del lodo. La presión hidrostática está en función de la profundidad y de la densidad del lodo. Éste es el peso por unidad de volumen y

puede expresarse de diversas maneras: libras por galón (ppg), libras por pie cúbico (pcf), peso específico (sg) o kilogramos por metro cúbico (kg/m^3).

La densidad del lodo se determina utilizando una balanza de lodo, la cual consiste en una taza (con tapa), montada en el extremo de un brazo graduado (ver figura 2). Una cuchilla del brazo reposa sobre una base de apoyo, una pesa corrediza sobre el brazo se acerca a la cuchilla o se aleja de ella, hasta balancear la taza llena de lodo. La densidad del lodo se lee directamente.

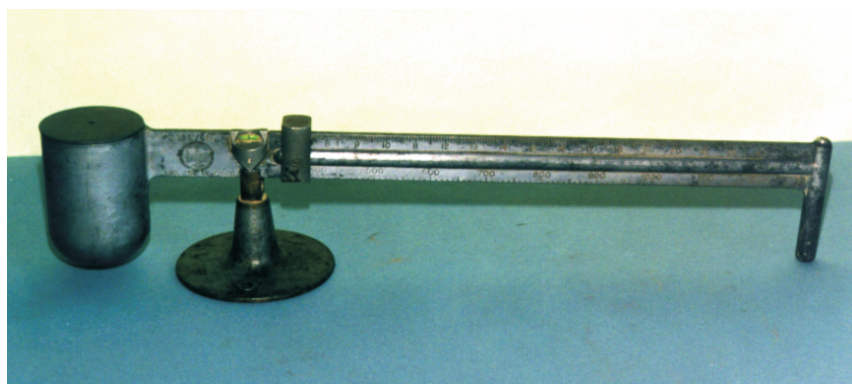


Figura 2 Balanza para medir la densidad de lodo.

2. Propiedades reológicas

La medición de las propiedades reológicas de un lodo es importante en el cálculo de las pérdidas de presión por fricción, para determinar la capacidad del lodo, para elevar los recortes y desprendimientos hasta la superficie; para analizar la contaminación del fluido por sólidos, sustancias químicas y temperatura; así como para determinar los cambios de presión en el interior del pozo durante un viaje. Las propiedades reológicas fundamentales son la viscosidad y la resistencia del gel.

Para las mediciones simples de viscosidad se emplea el embudo de Marsh. Éste mide la velocidad de flujo en un tiempo medido. La viscosidad de embudo es el número de segundos requerido para que 1000 ml de lodo pase a través de un tubo de 3/16 de pulgada de diámetro, colocado a continuación de un embudo de 12 pulgadas de largo con capacidad

de 1500 ml (ver figura 3). El valor resultante es un indicador cualitativo de la viscosidad del lodo.

Se obtiene una mejor medición de las características reológicas mediante el empleo de un viscosímetro electrónico rotatorio de lectura directa y de cilindros concéntricos. La unidad estándar de campo es el viscosímetro fann (ver figura 4). El viscosímetro provee dos lecturas que se convierten fácilmente en los dos parámetros reológicos: viscosidad plástica y punto de cedencia. Para la viscosidad plástica se utiliza el centipoise. Éste es la resistencia al flujo del lodo causado principalmente por la fricción de las partículas suspendidas, y también por la viscosidad de la fase fluida. La viscosidad plástica es afectada por la concentración, tamaño y forma de las partículas sólidas suspendidas en el lodo.

Para el punto de cedencia se usan como unidades la libra por 100 pies cuadrados. El punto de cedencia es la parte de la resistencia al flujo, causada por las fuerzas de atracción entre partículas. Estas fuerzas atractivas son a su vez causadas por las cargas eléctricas sobre la superficie de las partículas dispersas en el lodo.



Figura 3 Embudo para medir la viscosidad.



Figura 4 Viscosímetro de fann.

El viscosímetro también se usa para determinar las características tixotrópicas de los lodos, es decir, mide la capacidad de desarrollar una estructura de gel rígida o semirrígida durante el periodo de reposo. Para ello, se hacen dos mediciones de resistencia del gel: después de 10 segundos y después de 10 minutos, respectivamente.

Preguntas y respuestas

1. ¿Qué datos nos aportan las mediciones del fluido de control a través del viscosímetro de fann?

R= Nos proporcionan las propiedades reológicas del fluido.

2. ¿Qué parámetros se toman en cuenta para efectuar dichas mediciones?

R= De 10 segundos se determinan las lecturas de la viscosidad aparente, viscosidad plástica, y el punto cedente.

3. pH de lodo y alcalinidad

El pH de un lodo indica su acidez o alcalinidad relativa. En la escala de pH el rango de acidez varía de 1 hasta 7 (en acidez decreciente) y el rango de alcalinidad comienza en 7 hasta llegar a 14 (en alcalinidad creciente). Un pH de 7 es neutro.

Los lodos son casi siempre alcalinos, y el rango habitual de pH es de 9.0 a 9.5; sin embargo, pueden encontrarse lodos de pH más alto, entre 12.5 y 13. El pH de los lodos afecta la dispersibilidad de las arcillas, la solubilidad de varios productos y sustancias químicas, la corrosión de materiales de acero y las propiedades reológicas del lodo.

Hay dos métodos principales para determinar el pH de los lodos. El primero es conocido como Método colorimétrico. Se basa en el efecto de los ácidos y los álcalis sobre el color de ciertos indicadores químicos colocados sobre tiras de papel pH. Éstas se colocan sobre la superficie de una muestra de lodo. El color resultante se compara con los colores de una tabla que sirve de estándar.

El segundo llamado Método electrométrico, se basa en el voltaje desarrollado entre dos electrodos especiales, (colocados en el mismo tubo vertical de vidrio). Existen métodos más directos para medir la alcalinidad como el de titulación volumétrica.

4. Características de filtración

Cuando circula a través de una formación permeable, el lodo de perforación perderá parte de su fase líquida hacia el interior de esa formación. Los sólidos del lodo se depositarán sobre las paredes del pozo, en un espesor que idealmente, es de 1/32 de pulgada aproximadamente. El líquido que se pierde por filtración hacia la formación es el filtrado y la velocidad relativa a la cual ocurre este fenómeno se conoce como la pérdida de fluido o filtrado. La pérdida de fluido se afecta por la permeabilidad de la formación, por la presión diferencial entre el lodo y la formación; así como por las características de filtración del lodo.

Hay dos métodos estándar para medir la pérdida relativa de fluido en un lodo. En ambos, el lodo se vuelca en una pequeña cámara (o célula) que contiene un disco de papel filtro. La cámara es luego sellada herméticamente y se aplica una presión de gas CO₂ sobre el lodo, lo que empuja el filtrado a través del disco. El filtrado se recoge durante treinta minutos, en una probeta graduada. La pérdida de fluido se informa, entonces, como el número de centímetros cúbicos de filtrado recogidos en ese lapso.

Los dos ensayos son similares. Se diferencian en la presión aplicada al lodo y en la temperatura del lodo. El ensayo API estándar se lleva a cabo a temperatura ambiente y a una presión de 100 psi. Se utiliza la cámara que se muestra en la figura 5. La prueba API HT-HP se realiza generalmente a 300°F (149°C) y 500 psi, con la cámara que aparece en la figura 6. A veces el ensayo HT-HP se ejecuta a presiones y temperaturas que simulan las condiciones subterráneas.



Figura 5 Cámaras de filtración de baja presión.



Figura 6 Cámara de filtración de alta presión.

La prueba HT-HP da como resultado una pérdida mayor de fluido que la prueba a menor presión y menor temperatura. Eso se debe a que ciertos agentes de control de filtrado pierden su eficacia cuando se someten a altas temperaturas y presiones.

5. Análisis del filtrado

El fluido filtrado (obtenido por medio del ensayo API de filtración), se somete a ensayos químicos para determinar la presencia de contaminantes para ayu-

dar a controlar las propiedades del lodo y poder determinar los tratamientos que se requieran. Dichos estudios también se aplican al análisis de las aguas que se utilizarán en la preparación del lodo, ya que éstas contienen minerales disueltos que pueden afectar materialmente el tratamiento. Los análisis en el filtrado incluyen: alcalinidad, cloruros, calcio y yeso.

El instrumental empleado para estos análisis se ilustra en la figura 7.

a). *Alcalinidad:* se determina agregando de 5 a 6 gotas de solución indicadora de fenolftaleína a un centímetro cúbico del filtrado. Si no se observa cambio de color la alcalinidad es cero. Si se presenta un color rosado, se añaden cantidades medidas de un ácido estándar utilizando una pipeta hasta que la muestra pierda su color rosado. A veces, el filtrado presenta un color tal (según las sustancias que contenga) que se hace difícil decidir el punto final de la titulación. En estos casos se debe utilizar un medidor de pH. El punto final de la titulación a la fenolftaleína ocurre cuando el pH es 8.3.

La alcalinidad del filtrado es el volumen del ácido requerido para llegar al punto final dividido por el volumen de la muestra.

Para lodos tratados con cal, la cantidad de ésta es importante por el control de las propiedades del lodo.



Figura 7 Laboratorio portátil.

El volumen de cal en exceso es proporcional a la diferencia en alcalinidad entre el lodo y el filtrado.

b). Sal o cloruros: en el análisis resulta fundamental saber si hay contaminantes para poder determinar las concentraciones de cloruros. Éste se realiza sobre un filtrado obtenido en la muestra estándar API de filtración. Primero, se trata una pequeña porción del filtrado con ácido hasta que la alcalinidad a la fenolftaleína sea cero o el pH sea 8.3, como ya se indicó. Luego, se añade una solución indicadora (cromato de potasio), con el cual, el filtrado adquirirá un color amarillo brillante, seguidamente se añade una solución de nitrato de plata (concentración 1:1000) con lo que el filtrado adquirirá un color rojo ladrillo. La concentración en mg/lts es proporcional al volumen del nitrato agregado, dividido por el volumen de la muestra del filtrado.

c). Calcio: su presencia en el filtrado de un fluido de perforación o del agua de composición, puede determinarse cualitativamente, ya que algunos aditivos usuales no son efectivos en un ambiente que contiene calcio. Primero, una pequeña muestra se diluye en agua destilada (ésta debe tratarse para asegurar que no contiene calcio). Una solución de reactivo regulador (oxalato de amonio saturado) y una pequeña cantidad de solución indicadora (eriocromo negro T), si hay calcio presente aparecerá un color rojo vino. A continuación, se añade una solución tituladora (edta).

6. Análisis de sólidos

Afecta a la mayor parte de los lodos, incluyendo la densidad, la viscosidad, la resistencia al gel, la pérdida de lodo y la estabilidad a la temperatura. El alto contenido en sólidos tiene también una influencia sobre el tratamiento del lodo y sobre el equipo necesario para que una operación de perforación sea eficiente. Los elementos importantes en el análisis de sólidos son: el contenido de arena, el contenido total de sólidos, el contenido de aceite, el contenido de agua y la capacidad del intercambio catiónico.

a). Arena: por definición del API, abarca las partículas de tamaño mayor que una malla 200 (74 micrones). Si esas partículas fueran en realidad arena de acuerdo a la definición geológica (cuarzo y sílice) podrían ser considerablemente abrasivas.

Análisis: para determinar la concentración de arena se utiliza un tubo para contenido de arena calibrado de tal manera, que se pueda leer directamente el porcentaje de arena en volumen (ver figura 8).



Figura 8 Equipo para prueba de contenido de arena.

Procedimiento: consiste en diluir la muestra de lodo con agua y en lavarla a través de un cedazo de malla 200. Las partículas retenidas en el cedazo se consideran como arena API. Luego, se hacen pasar por un tubo de contenido de arena y después de hacerlas sedimentar, se toma nota de la concentración de ésta.

b). Sólidos totales: el agua y el aceite se determinan usando una retorta, es decir, una cámara especial de destilación que se muestra en la figura 9.

Un pequeño volumen de lodo se coloca en la retorta y se calienta. La fracción líquida de lodo se evapora, se enfría y, una vez condensada, se recoge en una probeta graduada. Si hay aceite, éste se separará del agua contenida. Los volúmenes de agua y aceite se leerán en la probeta. El volumen restante (la fracción sólida) es el contenido total de sólidos. Si el lodo contiene sal, se aplican factores de corrección antes de convertir los volúmenes a porcentajes finales.

Un control preciso del lodo de perforación requiere algunas mediciones sobre el porcentaje de arcillas bentoníticas presentes. El análisis especial para arcilla con elevada capacidad de intercam-



Figura 9 Cámara especial de destilación (retorta).

bio de cationes cumple este propósito. Dicho análisis es el de azul de metileno (MBT), cuyo equipo de determinación se observa en la figura 10.

Procedimiento: se diluye con agua una pequeña muestra de lodo; se trata con peróxido de hidrogeno (agua oxigenada) y con ácido 0.5 normal (H_2SO_4); y se hierve suavemente. Seguidamente se agrega solución de azul de metileno en volúmenes crecientes. Después de cada adición se coloca una gota del líquido sobre un papel filtro. El punto final de la titulación se alcanza cuando aparece en el papel un anillo azul verdoso.

$$MBT = Vol. Gastado \times 14.26$$

Preguntas y respuestas

1. ¿Qué sucede si en la planta de lodos no se prepara y acondiciona como indica la formulación y secuencia de agregados de aditivos químicos, el tipo de fluidos a emplear?

R= Se reflejará en la inestabilidad del fluido a emplear y sus altos consumos de aditivos químicos, así como en tiempos por reacondicionamiento.

2. ¿Cuál otro apoyo proporciona una planta de lodos?

R= Proporciona la instalación, personal y volúmenes de fluidos de control para situaciones del alto riesgo en un pozo petrolero, como: descontrol y/o siniestros en un pozo.

3. ¿Qué sucede si se emplean aditivos de bajo rendimiento o baja calidad?

R= El fluido estará inestable durante la perforación del pozo y, el contacto con las contaminantes de la formación como: CO_2 , H_2S , agua salada, yeso, anhídrida, etc, lo que origina pérdidas de agujero o del pozo perforado con los gastos respectivos.

7. Temperatura

La temperatura puede afectar las propiedades reológicas del lodo y la eficacia de varios aditivos. En el interior y en el fondo del pozo se convierte en un factor de gran importancia, pero no es posible determinarla con facilidad.



Figura 10 Equipo para análisis de azul de metileno.

Mediante un termómetro metálico de escala 0 a 500° F ordinario, la medición de la temperatura en la línea de descarga (línea de flote) permite tener un indicador razonable de las condiciones en el fondo del pozo. Las propiedades reológicas se determinan en el laboratorio a la temperatura de descargo.

V. PREPARACIÓN DE FLUIDOS

Anteriormente, en una localización de un pozo, preparar los fluidos en las instalaciones del equipo de perforación y mantenimiento, traía como consecuencia:

- a) Mayor tiempo en la preparación y acondicionamiento del volumen de fluido de control requerido por la etapa litológica a perforar.
- b) Mala homogeneización en el fluido de control empleado, que ocasionaba inestabilidad en el agujero perforado y problemas en las propiedades fisicoquímicas del fluido.
- c) Contaminación del medio ambiente y pérdidas económicas, por no recuperar los fluidos empleados en cada etapa.

En la actualidad, para su mejor aprovechamiento, los fluidos de control -tanto base agua como base aceite- se preparan, recuperan, acondicionan y almacenan en instalaciones conocidas como plantas de lodos. Éstas apoyan en la disminución de tiempos de preparación, acondicionamiento y desplazamiento de los fluidos de control en los pozos que se perforan a nivel nacional, proporcionando beneficios que se reflejan en el cumplimiento de los programas operativos y nos ponen en competencia a nivel internacional. Éstos facilitan laborar en armonía con el medio ambiente, para evitar la contaminación de las áreas aledañas al sitio de trabajo, por derrames y desechos de fluidos de control. También se obtiene el cuantioso beneficio de aprovechar los fluidos recuperados.

VI. INTERACCIÓN ROCA-FLUIDO

Mecanismos de interacción roca fluido y su influencia en la estabilidad mecánica

Al perforar un pozo, se altera el equilibrio de los esfuerzos a los que está sometida la formación en forma natural, si el estado de esfuerzo de la forma-

ción (vertical y horizontal), es tal que, sobrepasa la resistencia a la compresión y/o tensión, pueden ocurrir diferentes condiciones de inestabilidad; así mismo, cuando se supera la resistencia máxima a la tensión, debido a un exceso en la presión hidrostática del fluido de perforación, la formación se fracturará. Este problema está íntimamente ligado a las propiedades de la lutita, al estado de esfuerzo de la formación, al contenido y composición química de la misma, así como a la presión de poro y al grado de compactación de la roca.

Por eso, los ingenieros de perforación han puesto especial interés en el programa de densidades de los fluidos de control, asentamiento de las tuberías de revestimiento y a las operaciones inherentes durante el desarrollo del pozo.

Existen otros factores que afectan a la estabilidad del agujero como son: la inclinación, el rumbo y el intercambio de fluidos entre el lodo y las características que contiene la formación. Estos factores juegan un papel importante en virtud de que alteran la presión de poro de las lutitas lo que afecta la estabilidad del agujero.

El uso de los fluidos de emulsión inversa es otra alternativa de solución, para resolver los problemas de inestabilidad a través del mecanismo de hidratación osmótica del agujero, ya que mantiene estables las propiedades de la formación. Sin embargo, por su composición, su uso afecta al medio ambiente, razón por la cual se han establecido dispositivos para su control y manejo.

En cuanto a los fluidos BASE AGUA, que son los que actualmente alteran las características de la formación que contiene lutitas, se desarrollan sistemas de fluidos inhibidos que proporcionarán estabilidad a las formaciones perforadas. Esto beneficiará a la perforación y al medio ambiente; sin embargo, como no son ambientalmente aceptables, se utilizan para perforar la etapa de la formación del Mioceno, la cual presenta repasos y estabilización del agujero por hidratación.

En las recientes investigaciones realizadas por el proyecto FIDPEMEX-IMP sobre los mecanismos de interacción roca fluido y su influencia en la estabilidad mecánica de la formación, se tomó como fuente el área del campo SEN a través de cor-

te de núcleos con pruebas de caracterización mineralógica y geoquímica en sus fracciones arcillosas y no arcillosas; el estudio de los mecanismos de diagénesis, reacciones de intercambio y adsorción en el mineral; así como evaluación de propiedades mecánicas empleando la celda triaxial. Con base en registros con tecnología avanzada se determinó la velocidad compresional, de cizalla y cálculo de porosidad en formaciones arcillosas para evaluar cuantitativamente las propiedades mecánicas de la formación y determinar las densidades del fluido adecuado. Con lo anterior, se pudo caracterizar a la formación en sus dos aspectos predominantes, que son:

1. Mecánicos: comprende ensayos de compresión hidrostática, compresión uniaxial y triaxial; medición de velocidades de onda acústica compresionales y transversales (V_s y V_p).

2. Físico-químicos: presión osmótica, presión superficial, térmico y flujo de fluidos.

Como resultados se obtienen el módulo de Young, la relación de Poisson, esfuerzo principal y desviador en el punto de falla; la deformación unitaria axial y la presión de confinamiento. Con esos parámetros se desarrollará un modelo semi empírico de la interacción del sistema roca-fluido, a partir de la reactividad y composición de la formación del fluido de perforación, a través de los mecanismos de interacción roca-fluido, para determinar los límites de la estabilidad en los pozos.

Preguntas y respuestas

1. ¿Es el mismo efecto de interacción roca-fluido al perforar con fluidos base aceite que con los de base agua?

R= No, el de base aceite altera en menor proporción las características propias de la formación, con relación a los de base agua.

2. ¿Qué beneficios otorga seleccionar el tipo de fluido con relación a la formación a perforar?

R= Mejor estabilidad, menores tiempos por acondicionamiento y mejores avances de penetración con la barrena.

VII. QUÍMICA DE LAS ARCILLAS

Introducción

Una comprensión total de las arcillas puede ser la herramienta más valiosa para el ingeniero de fluidos de perforación. Las arcillas pueden añadirse intencionalmente, como la bentonita, o pueden también entrar en el fluido de perforación como un contaminante principal, a través de la dispersión de los sólidos de perforación. En cualesquiera de los casos, éstas se vuelven una parte activa del sistema. Por tal razón, es necesario entender la química básica de las arcillas para controlar adecuadamente los fluidos base agua. La química de las arcillas es también importante con relación a las interacciones entre los fluidos base agua y las pizarras que afectan la estabilidad del agujero.

En la industria de los fluidos de perforación, se utilizan algunos minerales de arcillas como la esmectita (componente principal de la bentonita), para proporcionar viscosidad, estructura de gel y control de pérdida de fluidos. Inevitablemente, las arcillas de las formaciones son incorporadas al sistema de fluido durante las operaciones de perforación y pueden causar varios problemas. Así, los minerales de arcilla pueden ser benéficos o dañinos al sistema de fluidos.

El término *bentonita* es utilizado para la montmorillonita de sodio extraída comercialmente (se trata de una forma de esmectita), usada como aditivo para el fluido de perforación. *Geológicamente, la bentonita es un lecho de cenizas volcánicas alteradas.* Uno de los mayores depósitos de esta ceniza volcánica ocurrió alrededor de 60 millones de años atrás, en áreas de lo que conocemos como Norteamérica, hoy llamada Colinas Negras de Wyoming y Dakota del Sur, así como las montañas del Gran Cuerno de Wyoming. La arcilla de bentonita extraída en Wyoming proviene de este lecho depositado volcánicamente. La arcilla de bentonita extraída en otras áreas del mundo puede provenir, desde luego, de otros tipos de depósitos geológicos.

Debido a sus tamaños de partículas pequeñas, las arcillas y los minerales de arcilla se analizan con técnicas especiales como: difracción de rayos-X, absorción infrarroja y microscopía de electrones. La Capacidad de Intercambio de Cation (CEC: Cation

Exchange Capacity), adsorción de agua y área de superficie son algunas de las propiedades de los minerales de arcilla que frecuentemente se determinan para caracterizar mejor los minerales de arcilla, así como para minimizar los problemas de perforación.

Tipo de arcillas

Existe gran número de minerales de arcillas, pero aquéllos con los que estamos involucrados en los fluidos de perforación se clasifican en tres tipos:

1. Se trata de arcillas en forma de agujas, que no se hinchan, como la atapulgita o sepiolita. Se cree que la forma de las partículas es la responsable en la habilidad de la arcilla para fabricar viscosidad. El tamaño del fino cristal natural y la forma de aguja causan que ésta fabrique una estructura de "escobilla" en suspensión y, por tanto, exhibe alta estabilidad coloidal aun en presencia de alta concentración de electrolito. Por esta característica, y la falta de hinchazón, estas arcillas presentan un control de filtración muy deficiente. Por tal razón, la atapulgita es principalmente utilizada como un constructor de viscosidad en los lodos de agua salada y la sepiolita se usa más como un viscosificador suplementario para los fluidos de alta temperatura y geotérmicos.
2. Es el tipo de las arcillas no hinchables (o ligeramente hinchables), con forma de placa: y que son: illita, clorita y kaolinita.
3. Aquí vamos a encontrar las montmorillonitas altamente hinchables, con forma de placa.

Como vemos en el segundo y tercer tipo; se trata de minerales de arcilla que se encuentran en las pizarras de formación, con el siguiente orden, en cantidades decrecientes: (1) illita, (2) clorita, (3) montmorillonita y (4) kaolinita.

Debido a que estas arcillas están presentes en las formaciones perforadas, se encuentran dispersas en el sistema de fluido de perforación en cantidades variables. La montmorillonita en las pizarras es usualmente la montmorillonita de calcio que está en equilibrio con el agua de formación, rica en calcio.

Normalmente, la montmorillonita de sodio (bentonita) es también añadida a un lodo para aumentar la visco-

sidad y reducir la pérdida de fluido. La filtración y propiedades reológicas del lodo se convierten en una función de las cantidades de varias arcillas contenidas en el lodo, ya que la montmorillonita es intencionalmente añadida a un lodo para controlar estas propiedades, los otros tipos de arcilla pueden considerarse contaminantes, ya que no son tan efectivas como la arcilla comercial.

En la naturaleza las arcillas existen con una estructura en capas o apiladas; en cada capa de unidad alcanza aproximadamente 10 amgstroms (Å) de grosor. Esto significa que hay alrededor de un millón de capas por milímetro de espesor. Cada capa de arcilla es altamente flexible, muy delgada, con una enorme área de superficie. Podría pensarse que una partícula de arcilla individual se parece mucho a una lámina de papel o un pedazo de celofán. Un gramo de montmorillonita de sodio tiene un área de superficie de capa total de 8,073 ft (750 m²). En el agua natural, las capas absorben agua y se hinchan a tal punto que las fuerzas que las mantienen juntas se debilitan y las capas individuales pueden separarse de los paquetes.

Dispersión es el nombre con el que se conoce a la separación de estos paquetes en capas múltiples. Este aumento en el número de partículas, junto con el aumento resultante en el área de superficie, provoca que la suspensión se espese. Varias de las partículas con forma de placa van sobreponiéndose una sobre la otra. Esta forma característica de las partículas es la que producirá el efecto llamado "en capas (escalonado)" tan importante para el control de pérdida de fluido.

Las arcillas son cualquiera del tipo de dos capas como el kaolín o el de tres capas, tal como la montmorillonita, clorita o illita. Cada partícula de arcilla con forma de placa consiste de una pila de capas de unidades paralelas. Cada capa de unidad es una combinación de láminas de sílica arreglada tetraédricamente (pirámide) y láminas de magnesio o alúmina arregladas octaédricamente (de ocho lados). Las arcillas de tres capas se conforman por capas de unidad, compuestas por dos láminas tetraédricas sobre cualquiera de los lados de una lámina octaédrica, algo como un emparedado (ver figura 11). Las arcillas de dos capas se forman de capas de unidad, formadas por sólo una lámina tetraédrica y una lámina octaédrica. Así, hemos encontrado que las arcillas pueden ser

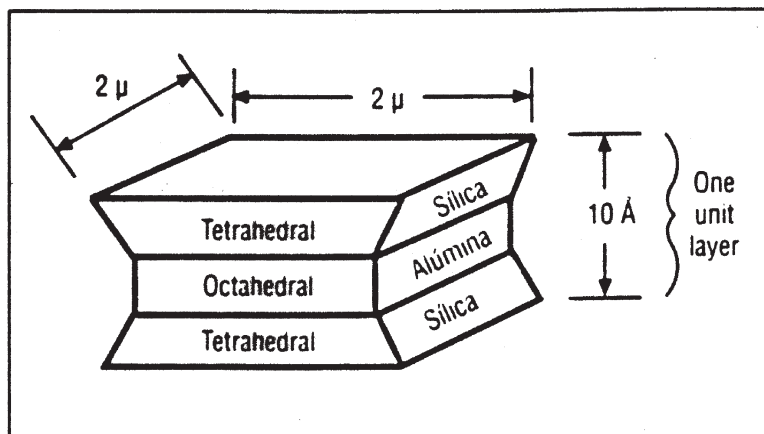


Figura 11 Arcillas de tres capas.

Los cationes adsorbidos en las superficies de capa de unidad, se intercambian por otros cationes y son llamados cationes intercambiables de la arcilla.

La cantidad de cationes por peso de unidad de la arcilla es medida y reportada como el CEC. El catión puede ser ion de carga sencilla, como el sodio (Na^+), o un ion de doble carga, tal como el calcio (Ca^{2+}) o magnesio (Mg^{2+}). Así, tenemos montmorillonita de sodio, montmorillonita de calcio y/o montmorillonita de magnesio. Aunque la bentonita de Wyoming se describe generalmente como montmorillonita de sodio, el calcio y magnesio intercambiables pueden constituir de 35 a 67% de la capacidad total de intercambio.

neutrales eléctricamente o estar cargadas en forma negativa. Por ejemplo la pirofilita $[\text{Al}_2\text{Si}_4\text{O}_{10} - (\text{OH})_2]$, una arcilla neutral, como se muestra en la figura 12, es similar a la montmorillonita cargada negativamente.

La propiedad más típica de las montmorillonitas es aquella de la hinchazón de intercapas (hidratación) con agua. (Ver figura 14).

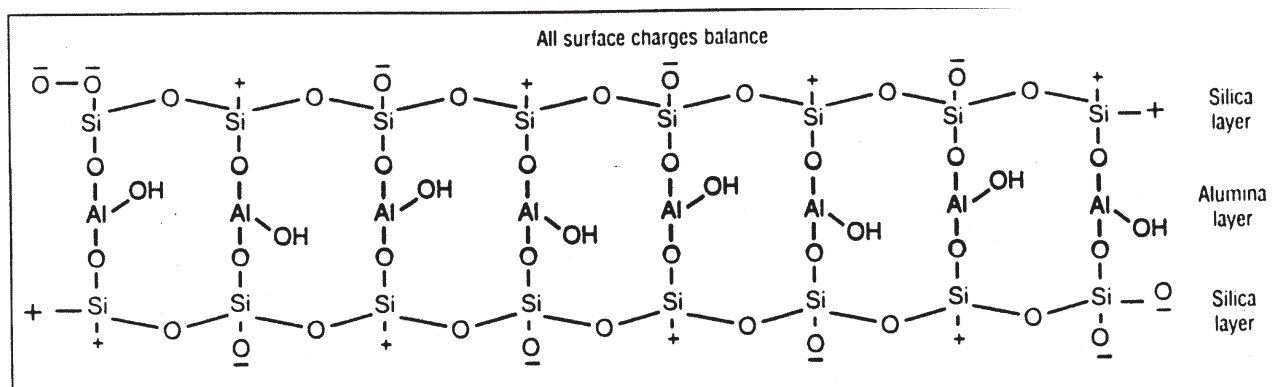


Figura 12 Arcilla eléctricamente neutra.

Arcillas montmorillonitas (arcillas de tres capas)

Si sólo se sustituye un átomo de magnesio (Mg^{2+}) por uno de aluminio (Al^{3+}) en la estructura cristalina (arreglo de átomos), ésta entonces poseerá un electrón excedente o de carga negativa (ver figura 13). La carga neta negativa se ve compensada por la adsorción de cationes (iones positivos) en las superficies de capa de unidad; ambos en las superficies interiores y exteriores de la pila.

Además de la sustitución del magnesio (Mg_2^+) por aluminio (Al_3^+) en la estructura cristalina de montmorillonita, son posibles otras muchas sustituciones. Así, por ejemplo, el nombre montmorillonita se usa como un nombre de grupo que incluye muchas estructuras minerales específicas. Sin embargo, en años recientes, el nombre esmectita se ha vuelto ampliamente aceptado como el de grupo. Y el término montmorillonita ha sido reservado para los miembros aluminosos predominantes del grupo. Se trata de un grupo de minerales que incluye montmorillonita, hectorita, saponita, nontronita y otros minerales específicos.

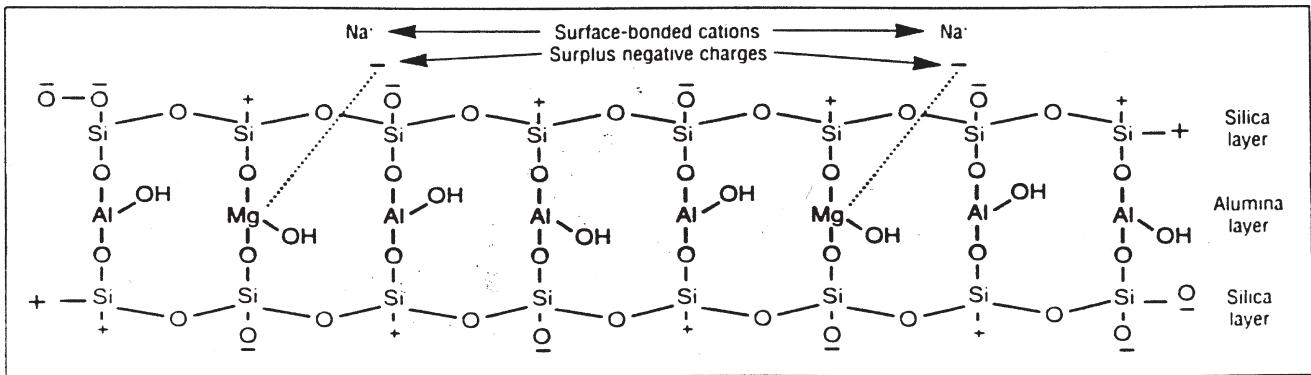


Figura 13 Sustitución de Mg por Al originando esta partícula de carga negativa.

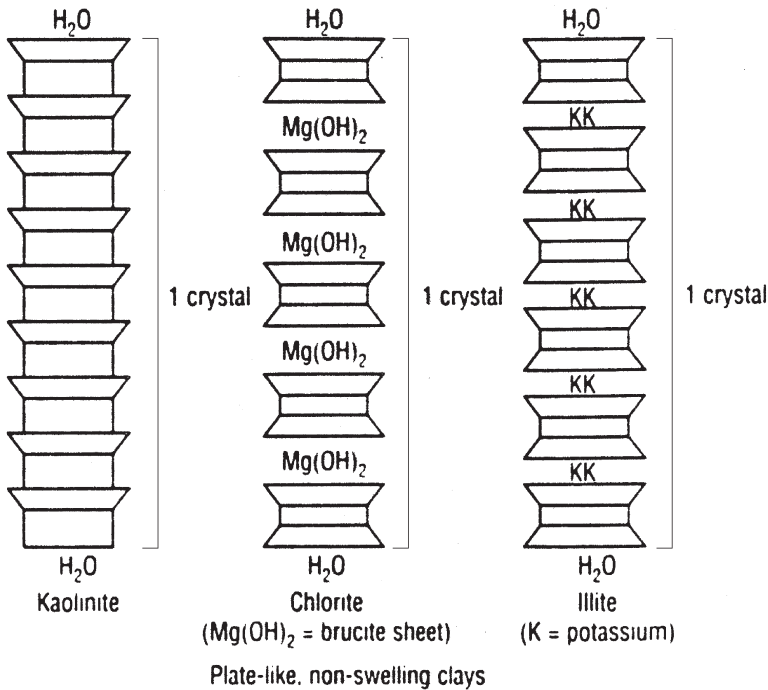


Figura 14 Estructura de arcillas.

Illitas (arcillas de tres capas)

Las illitas tienen la misma estructura básica que las montmorillonitas, pero no muestran hinchazón por intercapas. En lugar de la sustitución de Mg^{2+} por Al^{3+} , como en la montmorillonita, la illita tiene una sustitución de Al^{3+} por Si^{4+} , dando todavía una carga negativa. Los cationes de compensación son principalmente el ion de potasio (K^+), como se muestra en la figura 15. La carga neta negativa de la estructura cristalina que resulta de estas sustituciones, al

compensar los iones de potasio, es usualmente más grande en una y media veces que la de la montmorillonita.

El espacio entre las capas de unidad es 2.8 Å. El diámetro iónico de K^+ es 2.66 Å. esto permite que el K^+ se ajuste estrechamente entre las capas de la unidad formando un enlace que evita la hinchazón en la presencia de agua. Ya que las capas de la unidad no se hinchan y se separan cuando son expuestas al agua, los iones de potasio (K^+) entre las capas de unidad no están disponibles para intercambio. Sólo los iones de potasio en las superficies exteriores pueden ser intercambiados por otros cationes.

Entre los 2:1 de los minerales de arcilla, esmectita, illita, y capas mezcladas de illita y esmectita, se encuentran durante la perforación de las formaciones de arcilla y con

frecuencia causan varios problemas en la estabilidad de agujeros y el mantenimiento del fluido de perforación. La naturaleza de la problemática de estos minerales de arcilla puede estar relacionada a los cationes de intercapa de enlace débil y débiles cargas de capa que conducen a la hinchazón y dispersión al contacto con agua. Con el aumento de las profundidades de entierro, la esmectita gradualmente se convierte en arcillas de capa mezclada de illita/esmectita y finalmente a illita y mica. Como un resultado, las formaciones de pizarras generalmen-

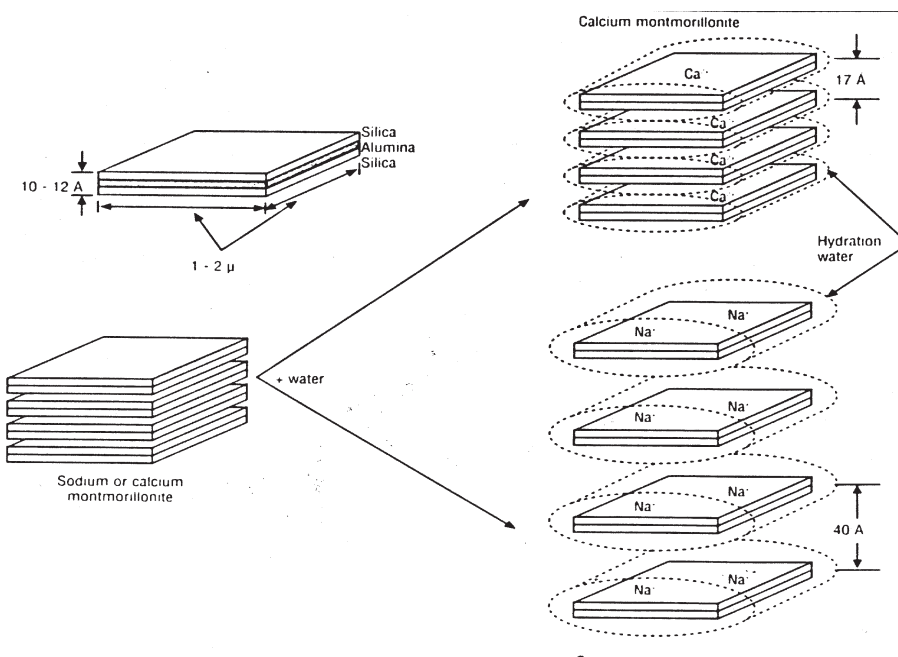


Figura 15 Compactación de estructura de arcillas

te se vuelven menos hidratables pero más dispersas con el incremento de profundidad.

Cloritas (arcillas de tres capas)

Las cloritas están estructuralmente relacionadas a las arcillas de tres capas. En su forma pura no se hincharán, pero pueden ser ligeramente inducidas a la hinchazón con alteración. En estas arcillas, los cationes de compensación de carga entre las capas de la unidad tipo montmorillonita son reemplazados por una capa de hidróxido de magnesio octaédrico, o brucita (ver la figura 14). Esta capa tiene una carga neta positiva debido en parte al reemplazo de Mg^{2+} por Al^{3+} en la capa de brucita.

Las cloritas se encuentran en antiguos sedimentos marinos enterrados profundamente, y no causan problemas significativos, a menos que estén presentes en grandes cantidades. La capacidad de intercambio de catión de las cloritas varía de 10 a 20 meq/100 g, principalmente debido a los enlaces rotos. La distancia en la capa de clorita es de alrededor de 14 Å. La clorita también puede formar arcillas de capas mezcladas con otros minerales de arcilla tales como la esmectita. La arcilla de capa mezclada resultante tendría las propiedades de ambos tipos de minerales de arcilla.

Kaolinitas (arcillas de dos capas)

La kaolinita es una arcilla no hinchable que tiene sus capas de unidad enlazadas estrechamente juntas por el enlace de hidrógeno. Éste evita la expansión de las partículas porque el agua es incapaz de penetrar las capas. La kaolinita no contiene cationes de intercapa o cargas de superficie porque hay poco o nada de sustitución en cualesquiera de las láminas octaédricas o tetraédricas. Sin embargo, algunas cargas menores pueden aparecer por enlaces rotos o impurezas.

Por tanto, la kaolinita tiene una capacidad de intercambio de catión relativamente bajo (de 5 a 15 meq/100 g). La kaolinita se encuentra comúnmente como un constituyente de menor a moderado (de 5 a 20%) en las rocas sedimentarias, tales como pizarras y arenisca.

Capacidad de Intercambio de Catión (CEC - Cation Exchange Capacity)

Los cationes de compensación, adsorbidos en la superficie de capas de la unidad, pueden ser intercambiado por otros cationes y son conocidos como los cationes intercambiables de la arcilla. La cantidad de cationes por peso de unidad de arcilla es medida y reportada como el CEC. El CEC es expresado en miliequivalentes por 100 g de arcilla seca (meq/100 g). El CEC de las montmorillonitas está dentro del rango de 80 a 150 meq/100 g de arcilla seca. El CEC de illitas y cloritas está alrededor de 10 a 40 meq/100 g, y para las kaolinitas se encuentra entre 3 y 10 meq/100 g de arcilla.

La Prueba de Azul de Metileno (MBT: Methylene Blue Test) es un indicador del CEC aparente de una arcilla. Cuando esta prueba se corre en un fluido de perfo-

ración, se mide la capacidad total del intercambio de azul de metileno de todos los minerales de arcilla presentes en el fluido. Es procedimiento normal, reportar la Capacidad de Azul de Metileno (MBC) como la cantidad equivalente de bentonita de Wyoming requerida para obtener esta misma capacidad.

Es importante observar que la prueba no indica directamente la cantidad de bentonita presente. Sin embargo, un estimado de la cantidad de bentonita y sólidos en el fluido de perforación, se calcula si uno considera que los sólidos de perforación promedio tienen alrededor de 1/9 del CEC de bentonita, y si la cantidad de sólidos de perforación presentes en el fluido se calcula a partir de un análisis de reorta. Esta estimación de la cantidad de bentonita añadida y los sólidos de perforación puede ser hecha más exacta midiendo el MBC de los recortes de perforación. Este procedimiento puede ser útil para estimar ambos, la cantidad y calidad de las arcillas en el fluido de perforación.

Para tener una idea de cuáles cationes reemplazarán otros cationes en las posiciones de intercambio, lo siguiente es generalmente aceptado y es arreglado en preferencia descendente:

$H^+ > Al^{3+} > Ca^{2+} > Mg^{2+} > K^+ > NH_4^+ > Na^+ > Li^+$
 En otras palabras, cualquier catión a la izquierda reemplazará cualquier catión a su derecha. La concentración relativa de cada catión también afecta esta preferencia de intercambio de cationes. Aun cuando el calcio es más difícil de reemplazar que el sodio, si la concentración iónica de Na^+ es significativamente mayor que Ca^{2+} , entonces el sodio desplazará al calcio. El intercambio de catión puede resultar de un cambio en temperatura, ya que muchos componentes tienen diferentes relaciones de solubilidad. Con relación a la temperatura, algunas de las sales de calcio comunes, tales como $CaSO_4$, disminuyen en solubilidad a altas temperaturas, mientras que la mayoría de los componentes de sodio aumentan en solubilidad. En tanto la concentración de Na^+/Ca^{2+} aumenta, hay una tendencia para que el Ca^{2+} en la arcilla sea reemplazado por el Na^+ de la solución.

Composición de los fluidos de perforación de arcilla y agua

En la mayoría de las áreas, las arcillas comerciales (bentonitas) son añadidas al agua cuando se prepa-

ra un fluido de perforación con base agua. Como ya vimos, las arcillas sirven para un doble propósito: 1 para dar viscosidad al fluido de perforación, y 2 para depositar una costra filtro (enjarre) que sellará las formaciones permeables y limitará las pérdidas de filtración, además de prevenir tuberías pegadas. En algunas áreas, la perforación se efectúa iniciando con agua y permitiendo que los sólidos de perforación sean incorporados, lo que resulta en propiedades suficientes para permitir que el pozo sea perforado. En otras situaciones, cuando no se añaden arcillas a la fórmula, se utilizan los sistemas con base de polímeros.

Los fluidos de perforación base agua preparados con arcilla, que tienen agua como la fase líquida continua, contienen ciertos materiales que se mantienen en suspensión y otros que están disueltos.

Para obtener propiedades especiales, se pueden utilizar numerosos aditivos de lodo; sin embargo, básicamente, todos los componentes se pueden dividir en tres categorías, a saber:

1. La fase agua, se trata de la fase continua del fluido de perforación, depende de la localización y/o disponibilidad del agua. Ésta puede ser agua natural, agua de mar, agua dura, agua suave, etc. No es extraño utilizar una variedad de soluciones de salmuera, desde salada hasta la saturación como líquido base para fabricar un sistema con base agua.
2. La fase de sólidos reactivos se compone de arcillas comerciales, arcillas hidratables incorporadas y arcillas de las formaciones perforadas mantenidas en suspensión en la fase de fluido. Estos sólidos son tratados químicamente para controlar las propiedades del fluido de perforación. Se utilizarán varios aditivos para obtener las propiedades deseables.
3. Los sólidos inertes se refieren a aquéllos en suspensión químicamente inactivos. Pueden ser sólidos de perforación inertes tales como caliza, dolomita o arena. Al fluido de perforación se le añade barita (Sulfato de Bario) para aumentar su densidad y porque también es un sólido inerte.

En el resto de este capítulo se discutirá el compor-

tamiento de los sólidos reactivos en la fase agua y cómo afectan las propiedades del fluido de perforación.

Hidratación de las arcillas

El cristal de bentonita está formado por tres capas: una de alúmina con una de sílice encima y otra debajo. La plaqueta de arcilla está cargada negativamente y tiene una nube de cationes asociados con ésta. Si una cantidad significativa de estos cationes es de sodio, la arcilla es llamada con frecuencia montmorillonita de sodio. Si son primariamente de calcio, entonces la arcilla es llamada montmorillonita de calcio.

Dependiendo de los cationes presentes, el espacio intercapas de montmorillonita seca estará entre 9.8 (sodio) y 12.1 Å (calcio) y llenado con agua enlazada estrechamente. Cuando la arcilla seca contacta el agua natural, el espacio intercapas se expande, y la arcilla adsorbe una parte grande de agua. Estos dos fenómenos permiten a las arcillas generar la viscosidad. Las bentonitas con base calcio sólo se expanden a 17 Å, mientras que la bentonita de sodio se expande a 40 Å. (amngstroms).

El espesor de la película de agua adsorbida es controlado por el tipo y la cantidad de cationes asociados con la arcilla. El agua adsorbida hacia las superficies planares, planas, grandes, incluye la mayor parte del agua total retenida por arcillas hidratables. Los cationes bivalentes tales como el Ca^{2+} y Mg^{2+} aumentan la fuerza de atracción entre las plaquetas. Así, la cantidad de agua que puede ser adsorbida, disminuye. Los cationes monovalentes - como Na^+ dan lugar a una fuerza de atracción más débil y permiten que más agua penetre entre las plaquetas.

Debido a que la bentonita de sodio se hincha cuatro veces más que la bentonita de calcio, la bentonita de sodio generará cuatro veces más la viscosidad.

La esmectita, en adición al agua de adsorción y cationes en las superficies externas, adsorbe agua y cationes a las superficies entre las capas en su estructura cristalina. La habilidad de la esmectita para adsorber agua es mucho mayor que la de otros minerales de arcilla. La habilidad de adsorber agua, la cantidad de cationes intercambiables (CEC) y el área de superficie están estrechamente relacionados con el

fenómeno que algunas veces es utilizado con el término *propiedades colligativas* de la arcilla.

Las propiedades colligativas son básicamente mediciones de la reactividad de la arcilla. Debido a que el CEC es fácil de medir, un método práctico es evaluar la reactividad de la pizarra o la arcilla. El CEC de la arcilla se mide con una titulación de azul de metileno. Cuando se mide el CEC, se utiliza una solución de azul de metileno 0.01 N, de modo que el número de milímetros de solución de azul de metileno necesario para alcanzar el punto final es igual a meq/100 g. La clasificación de CEC para los materiales de mineral de arcilla puro se muestra en la siguiente tabla:

Arcilla	CEC(meq/100 g.)
Esmectita	80 – 150
Illita	10 – 40
Clorita	10 – 40
Kaolinita	3 - 10

Tabla 3 Rango para minerales de arcilla pura

Claramente, la esmectita es mucho más reactiva que otros materiales de minerales de arcilla. Las rocas sedimentarias que contienen esmectita son más sensibles al agua y también se hidratan más. Las rocas sedimentarias que contienen otros minerales de arcillas tienen menos habilidad para hidratarse, pero todavía pueden ser sensibles al agua. La mayoría de las rocas sedimentarias contienen diversos tipos de arcilla en cantidades variantes. La reactividad de las rocas sedimentarias depende de los tipos y cantidades de minerales de arcilla presentes en las rocas sedimentarias. Con frecuencia el CEC es una mejor medida de la reactividad de arcilla que el análisis mineralógico infrarrojo del análisis de difracción por rayos - X.

Preguntas y respuestas

1. ¿Cuántos tipos de arcillas hay y cuáles son?

R= Existen tres tipos y son:

- Atapulguita
- Illita, clorita y kaolinita
- Montmorillonita (bentonita)

2. ¿Cómo pueden ser encontradas las arcillas en la naturaleza?

R= Existen en capas o apiladas con cada capa de unidad alcanzando aproximadamente 10 amgstroms

(Å) de grosor, esto significa que hay alrededor de un millón de capas por milímetro. Cada capa de arcilla es altamente flexible, muy delgada y tiene una enorme área de superficie.

3. ¿Qué son las illitas, cloritas (arcillas de tres capas) y las kaolinitas (arcillas de dos capas)?

- **Illitas:** Son arcillas que tienen la misma estructura básica de las montmorillonitas, pero no muestran hinchazón por intercapas (arcillas de tres capas). Con frecuencia causan problemas en la estabilidad del agujero y en el mantenimiento del fluido de perforación.
- **Cloritas:** Están estructuralmente relacionadas a las arcillas de tres capas, en su forma pura no se hinchan, pero pueden ser ligeramente inducidas a la hinchazón con alteración.
- **Kaolinitas:** Son arcillas no hinchables con capas de unidad enlazadas estrechamente por el enlace del hidrógeno, el cual evita la expansión de las partículas porque el agua es incapaz de penetrar las capas.

4. ¿Cuáles son los fluidos de perforación de arcillas de agua?

R= Los fluidos bentoníticos base agua.

5. ¿Cuál es la definición de hidratación de las arcillas?

R= Es la habilidad que tienen las arcillas para dejar pasar el agua entre las capas de su estructura cristalina. El espesor de la película de agua adsorbida será controlado por el tipo y la cantidad de cationes asociados con la arcilla.

VIII. IMPACTO DEL CONTROL DE SÓLIDOS

En el transcurso de las últimas décadas se ha entendido plenamente la importancia de un contenido mínimo de sólidos en los fluidos de perforación. La experiencia en el campo y las pruebas de laboratorio han demostrado, sin lugar a duda los beneficios de mantener un control estricto sobre los sólidos indeseables. Los beneficios de un contenido mínimo de sólidos son muchos. Entre los principales están: mayor velocidad de perforación, mayor durabilidad de la barrena, mayor vida útil de las bombas; así como una reducción en los costos de perforación. El tratamiento de lodos con problemas de sólidos

puede analizarse de la siguiente manera: a) dispersión química, b) dilución y c) remoción mecánica.

- a) La dispersión química involucra el uso excesivo de floculantes y dispersantes.
- b) La dilución es una solución temporal y antieconómica.
- c) La remoción mecánica de los sólidos es el medio más eficiente y económico para solucionar un problema de sólidos. El equipo debe diseñarse de acuerdo al programa del pozo. Idealmente un equipo de control de sólidos debe consistir en lo siguiente: vibrador de doble malla de alto impacto, desarenador con conos de 12 pulgadas; desarcillador de 16 conos de 4 pulgadas y mallas de 200 mesh; además de centrifugas para sólidos de alta y baja gravedad .

El tamiz (cedazo) de malla 200 se utiliza para el ensayo de arena de API. Todos los materiales que no atraviesan la malla 200 (74 micrones) se clasifican como arenas cualquiera que sea su naturaleza. Las partículas entre 74 y 2 micrones reciben el nombre de limo. Los materiales más pequeños de 2 micrones se conocen como coloides.

El análisis del contenido de los diferentes sólidos de un fluido de perforación es normalmente limitado a un análisis de retorta. Sin embargo, para un mejor control del fluido, el ingeniero responsable se familiarizará con las diferentes formas de determinar la composición del contenido de sólidos de un fluido de perforación. Por ejemplo, para un fluido base agua empleara el método de SHELL:

Los datos necesarios son:

Densidad del fluido (D_1 en gr/cc), % de sólidos (V_s), % de agua (V_w), % de aceite (V_o), salinidad (Z en mg/lt), ml de azul de metileno gastado (MBT), meq/100 gr de formación (CEC = 12), meq/100 gr de bentonita ($A = 70$), densidad del agua (D_w), densidad del aceite (D_o), factor de corrección por salinidad.(F).

Fórmulas

1. Volumen de agua corregido en %:

$$V_{cw} = V_w \times F$$

2. Contenido de sólidos en %:

$$V_{sc} = 100 - V_{wc} - V_o$$

3. Gravedad específica de los sólidos en gr/cc:

$$S_s = (100 \times D_1) - (V_{wc} \times D_w) - (V_o \times D_o) / V_{sc}$$

4. Cantidad de sólidos (no disueltos) en Kg/m³:

$$W_s = 10 (V_{sc} \times S_s)$$

5. Cantidad de barita en el lodo en kg/m³

$$W_b = W_s \times (4.2 \times S_s) - (4.2 \times 2.6) / (4.2 - 2.6) \times S_s$$

6. Calcular los sólidos de baja gravedad Kg/m³

$$S_{bg} = W_s - W_b$$

7. Cantidad de bentonita Kg/m³

$$E = 14.2 \times MBT$$

8. Cantidad de bentonita comercial kg/m³

$$B = (A \times E) - (CEC \times S_{bg}) / A - CEC$$

9. Cantidad de sólidos perforados Kg/m³

$$D = S_{bg} - B$$

10. Cantidad de bentonita de formación

$$Bent. = E - B$$

Para la determinación de los sólidos en un sistema de fluido emulsión inversa.

Los datos necesarios son:

Densidad del fluido (D_1 en gr/cc), % de sólidos (V_s), % de agua (V_w), % de aceite (V_o), salinidad (C en mg/lit), densidad de barita (D_b en gr/cc).

Fórmulas:

1. Coeficiente fraccional de sólidos disueltos:

$$X_{ds} = C \times 10^{-6} / 1 - C \times 10^{-6}$$

2. Volumen de sólidos disueltos, %:

$$V_{ds} = V_w \times X_{ds} / 4.91 - 3.652 \times C \times 10^{-6}$$

3. Volumen corregido de sólidos, %:

$$V_{cs} = 100 - V_o - V_w - V_{ds}$$

4. Gravedad específica de sólidos disueltos gr/cc

$$A_{ds} = 4.91 - 3.652 \times C \times 10^{-6}$$

5. Gravedad específica de los sólidos, gr/cc:

$$A_{sg} = \frac{D_1 - (D_w \times V_w) - (D_o \times V_o) - (V_{ds} \times A_{ds})}{V_{cs}}$$

6. Sólidos de baja gravedad específica, gr/cc:

$$V_{lgs} = V_{cs} (D_b - A_{sg}) / (D_b - 2.6)$$

7. Sólidos de alta gravedad específica, gr/cc:

$$V_{hgs} = V_{cs} - V_{lgs}$$

IX. FUNCIONES DE LAS PROPIEDADES FÍSICO-QUÍMICAS

En la perforación de un pozo petrolero, el fluido de control conocido como lodo o fluido de circulación,

debe satisfacer las condiciones operativas; principalmente al corte y rotación de la barrena. También evitar que la sarta o tubería de perforación se pegue en las paredes del agujero del pozo. En tales situaciones, el fluido debe desempeñar ciertas funciones específicas, mantenidas por el comportamiento de las propiedades físico-químicas de los sistemas de fluidos de control:

1. Transporte de recortes y derrumbes a la superficie

Los recortes y derrumbes son más pesados que el lodo. Por tanto, al mismo tiempo que el flujo del lodo en el anular los empuja hacia arriba, están sometidos a la fuerza de gravedad que tiende a hacerlos caer hacia el fondo del pozo. La velocidad con la que caen, depende principalmente de la densidad y viscosidad del fluido, así como del tamaño, densidad y forma de la partícula.

Dado que el fluido en el espacio anular circula hacia arriba, la velocidad a la que las partículas son elevadas es la diferencia entre la velocidad anular y la velocidad de caída de éstas. Si el pozo no se limpia en la forma apropiada, el material sólido se acumulará en el espacio anular. Éste causará un aumento en la torsión, el arrastre y la presión hidrostática.

2. Suspensión de partículas

Cuando se suspende la circulación, la fuerza de elevación por flujo ascendente es eliminada, los recortes tenderán a caer al fondo del pozo, por lo que el fluido de control deberá estar preparado y acondicionado químicamente para formar una estructura de gel cuando no esté fluyendo, y por supuesto, recuperar la fluidez cuando se reinicie la circulación. Un fluido que tenga baja viscosidad y gelatinocidad originará:

- Mala limpieza del agujero.
- Torsión en la sarta provocada por aglomeración de recortes en el agujero.
- Incorporación de sólidos finos al fluido de control por la falta de remoción en los recortes sobre la barrena.

3. Control de presión

El agua, el gas y el petróleo que se encuentran en el

subsuelo están bajo gran presión. Ésta debe estar balanceada para evitar un flujo incontrolado de los fluidos de formación en el interior del pozo. El control se logra a través de la presión hidrostática. La presión hidrostática es directamente proporcional a la densidad del lodo y a la altura de la columna del lodo.

Si la presión del agua, gas y petróleo de formación es mayor a la presión hidrostática, originará contaminación en el fluido de control, derrumbes y, sobre todo, problemas en la penetración de la barrena. Ello provocará tiempos perdidos debido al acondicionamiento tanto del fluido como del propio agujero.

4. Enfriamiento y lubricación

El fluido de control debe tener la capacidad de adsorber y soportar la temperatura que aporta la formación perforada, aunque ésta se genera por fricción; sin embargo, hay otras que se dan por reacción a un tratamiento químico. Así se liberarán las temperaturas en la superficie sin que se alteren las propiedades físico-químicas originales.

Como sabemos, todo líquido que actúa sobre una herramienta de corte (barrena) transmitirá un efecto de enfriamiento. Todo fluido de perforación ejercerá un efecto de lubricación sobre las partes en movimiento como la barrena y la tubería de perforación en movimiento. La disposición de algunas partículas contenidas en el lodo no pueden considerarse propiamente como lubricantes, sin embargo, la facilidad con que se deslizan una al lado de la otra y su deposición sobre las paredes del pozo disminuyen la fricción y la abrasión. Hoy en día, la formulación de los fluidos principalmente base agua, contiene aditivos químicos especiales para mejorar las propiedades de lubricación.

Si por una alta viscosidad o un corto tiempo de exposición del fluido en la superficie, no se puede liberar temperatura para enfriarlo, los aditivos químicos que integran el fluido de control pueden degradarse causando inestabilidad entre las propiedades físico-químicas que integran el sistema del fluido de control, lo que va a provocar:

- Problema en el agujero perforado; por ejemplo, resistencia por reducción de diámetro.
- Derrumbes por alteración estructural de la forma-

ción o desequilibrio de las presiones de control.
c) Asentamiento de los sólidos en suspensión del fluido, lo que causa resistencias y atrapamiento de sarta.

Por otra parte, una falta de lubricación originará incremento en la temperatura, así como aumento en la torsión de la herramienta y tubería de perforación. Transmitirá un mal peso sobre la barrena y por ende, una mala penetración de la misma.

5. Sostén para las paredes del pozo

A medida que la barrena penetra en la formación subterránea, se suprime parte del apoyo lateral que ofrecen las paredes del pozo a menos que ese sostén sea reemplazado por el fluido de control.

Cuando se perfora una formación que no está consolidada -como en las arenas- se requiere de un lodo que proporcione un enjarre delgado, pero resistente, sobre las paredes del pozo. Si se perfora una formación firme y consolidada como lutitas, la densidad del lodo puede ofrecer un apoyo suficiente. Pero, si la formación es muy firme, como granito y/o caliza, se necesita poco sostén por parte del lodo.

6. Suspensión de la sarta y de la tubería de revestimiento

El peso de una sarta de perforación o de revestimiento puede exceder 200 toneladas de peso, lo cual puede causar una gran tensión en el equipo superficial de perforación. Sin embargo, esas tuberías están parcialmente suspendidas por el empuje ascendente del lodo (Principio de Arquímedes). La presión ascendente (sustentación hidráulica) depende de la presión ejercida por el fluido y de la sección transversal, sobre la que ésta se ejerce.

Si no se considera el efecto de flotación, cuando se maneja el peso en toneladas de la tubería de perforación y revestimiento, se puede provocar el hundimiento del equipo de perforación, lo que provocaría la pérdida del pozo y accidentes personales y daños al medio ambiente.

7. Transmisión de energía hidráulica

Durante la circulación, el lodo es expulsado de la barrena a gran velocidad. Esta fuerza hidráulica hace

que la superficie por debajo de la barrena esté libre de recortes. Si los recortes no se remueven de la superficie de la barrena, ésta sigue retriturándolos, esto reduce la velocidad de perforación. La remoción eficiente de los recortes que se forman en la superficie de la barrena depende de las propiedades físicas del lodo y de su velocidad al salir por las toberas.

En situaciones especiales, la fuerza hidráulica del lodo se emplea también para hacer girar la barrena conectada a un motor de fondo. Este método se utiliza, también, para perforaciones direccionales.

8. Toma de registros Geofísicos

Si bien el lodo perturba las características originales de las formaciones, es necesario para la toma de registros geofísicos -inductivos, sónicos y radiactivos-, para la evaluación de la formación; para la utilización de algunos de los registros en los que se requiere que el lodo sea buen conductor de la electricidad y presente propiedades afines a las de los fluidos de la formación.

Manejo volumétrico por barita

La adición de material pesado (denso), aumenta la densidad del lodo. Sin embargo, también puede tener un efecto significativo en el volumen.

Hay dos formas básicas de calcular la adición, dependiendo si es o no deseable tener un aumento de volumen; si éste es deseado se emplea la fórmula (A) para determinar la cantidad de material densificante requerido; así como el aumento de volumen que resultará. Si no se desea tener aumento de volumen, se utiliza la fórmula (A) para determinar la cantidad de material densificante requerido y la cantidad del lodo preexistente (más liviano que el producto final deseado), que deberá descartarse (eliminar del sistema) antes de la adición del material densificante. En las condiciones prácticas reales una o más de las presas se usan como depósito temporal del lodo existente y el lodo que permanece en el sistema es densificado utilizando la fórmula (B). Esto es un compromiso práctico entre los dos puntos de vista básicos.

Determinación de la cantidad de barita e incremento de volumen para densificar un volumen determinado de fluido.

Cálculo de la cantidad de barita (A)

$$W_{bar} = V_{lodo} (D_f - D_i) / (1 - (D_f/D_b))$$

En dónde

V_{lodo} = volumen del fluido a densificar lts.

D_f = densidad final kg /lts.

D_i = densidad Inicial kg/lts.

D_b = densidad de la barita (4.25 gr/cc)

W_{bar} = cantidad de barita requerida

Cálculo del incremento de volumen y volumen final.

$$V_{bar} = W_{bar} / D_{bar}$$

$$V_f = V_{lodo} + V_{bar}$$

Dónde:

V_{bar} = volumen de barita en lts.

V_f = volumen final en litros

Volumen necesario para disminuir la densidad en un lodo.

$$V_a = (D_i - D_f / D_f - D_a) \times V_i$$

Dónde:

V_a = volumen del fluido a adicionar, ml, lts, m³

D_i = densidad inicial del lodo gr/cc

D_f = densidad deseada, gr/cc

D_a = densidad del fluido a adicionar

V_i = volumen inicial del lodo ml, lts, m³

Volumen del agujero y superficie

Aquí vamos a presentar cálculos básicos relacionados con lodo, sistema de circulación, capacidades de la tubería (sarta); espacio anular del pozo, volumen de presas, desplazamiento del acero; gasto de bombas, tiempo de atraso, ciclo total y presión hidrostática.

La capacidad de la tubería del pozo, del espacio anular y de las presas de lodo, es el volumen por unidad de longitud, de altura y profundidad que cada uno de ellos puede contener. La capacidad de una presa rectangular está determinada por la longitud, ancho y altura de la misma. En cambio, la capacidad de una tubería está determinada por su diámetro interno (ID), la capacidad de un pozo, por el diámetro interior y el diámetro exterior de la tubería (OD).

El desplazamiento de una tubería es el volumen de lodo por unidad de longitud que se desplaza cuando la tubería se introduce al pozo.

Pérdidas de circulación

Se trata de la pérdida de lodo hacia la formación

TABLA 4
FORMULAS: CAPACIDAD Y DESPLAZAMIENTO
EN LITROS POR METRO (Lt/M)

Capacidad de sección del pozo (sarta fuera del pozo)	$D_1^2 \times 0.5067$	D_1 = Diámetro del pozo (o del revestimiento) en pulgadas
Capacidad de sección de la tubería o de los porta barrenas	$D_3^2 \times 0.5067$	D_2 = Diámetro interior de la tubería (o de porta barrena) OD en pulgadas
Desplazamiento de sección de porta barrena	$(D_1^2 - D_3^2) \times 0.5067$	D_3 = Diámetro exterior de la tubería (o de porta barrena) ID en pulgadas
Capacidad de sección de espacio anular (V_1)	$(D_1^2 - D_3^2) \times 0.5067$	Capacidad anular $V_1 = Lt / m$
Capacidad de una presa rectangular	$L \times B \times A$	L = largo B = ancho A = altura
Presión hidrostática	$\frac{Df \times prof.}{10}$	Df = densidad del lodo en gr / cc
Gasto de Bomba (Q)	$0.0386 \times L \times D^2$	L = largo en pulg. D = diámetro del pistón En pulg. Q = Lt / min.
Desplazamiento del acero	Ps / Dac	Ps = peso sarta (kg) Dac = densidad del Acero (7.85 gr / cc)

expuesta en el pozo. El flujo de lodo hacia la formación implica menos lodo volviendo por la línea de flote, que el bombeado al pozo. La reducción de flujo en el espacio anular, por arriba de la pérdida, puede causar muchos problemas. Los recortes se pueden acumular en la zona de baja velocidad y como consecuencia originar un atrapamiento de sarta. La pérdida de lodo en la formación puede también bajar el nivel de lodo en el anular, con la consiguiente reducción de la presión hidrostática en el pozo.

En la sección de lutita, esta reducción en la presión hidrostática puede inducir a que las arcillas flojas se desmoronen haciendo que la herramienta quede atrapada. El pozo puede fluir si la presión hidrostática es menor a la presión de formación cuando la formación es permeable. Esto presenta una situación sumamente peligrosa, de pérdida de circulación en un pozo con flujo. Si este flujo se canaliza hacia la zona de pérdidas, la situación se convierte en un reventón subterráneo. Un reventón subterráneo de agua a una arena acuífera es peligroso, pero peor sería gas o H_2S . El peligro se multiplica si hay sólo una tubería de revestimiento instalada a poca profundidad. El flujo puede migrar hacia la superficie por alrededor de la tubería de revestimiento creando un cráter en la superficie, pudiendo provocar volcadura del equipo.

Causas de la pérdida de circulación

Para que se pierda lodo hacia la formación se necesitan dos factores:

1. Los orificios en la formación deben ser tres veces más grandes que la mayor de las partículas existentes en el lodo.
2. La presión hidrostática deberá ser mayor a la presión de la formación.

Las formaciones que se caracterizan por tener orificios grandes como para permitir pérdida de circulación son: (1) formaciones no consolidadas o sumamente permeables, (2) fracturas naturales, (3) zonas cavernosas y (4) fracturas inducidas.

Detección

Todos están de acuerdo que una detección oportuna y un análisis de la información que se obtuvo durante la detección ayudarán a determinar el tipo de pérdida que se está sufriendo; con base en ello, se podrán recomendar las acciones que se deben tomar para la solución del problema. Al presentarse un problema de pérdida de circulación, durante la perforación, se deberán tener en cuenta los siguientes factores:

- ¿Se observa una disminución en el caudal de flujo?
- ¿Se observa una disminución del volumen en las presas?
- ¿La disminución fue: lenta, rápida o total?

- ¿Se detecta una disminución en la sarta?
- ¿Hubo una disminución de la presión de la bomba?
- ¿Al parar la bomba el pozo permanece lleno de lodo o no?
- ¿Si el nivel disminuye es posible llenarlo?
- ¿Si no es posible llenar hasta donde disminuye el nivel?
- ¿En caso de llenarlo es posible con agua?
- ¿Cuál es el grado de la pérdida de circulación?

Medidas preventivas

A). Reducción de la presión mecánica

1. Utilizar la mínima densidad del lodo.
2. Mantener las propiedades reológicas del lodo tan bajas como las condiciones las permitan.
3. Utilizar gastos de bombas que aseguren buena velocidad anular, pero que no incrementen sin necesidad, la densidad equivalente de circulación.
4. Calcular cuidadosamente la velocidad máxima de la sarta durante el movimiento de la misma para que no se fracture la formación.
5. Durante la introducción de la sarta se recomienda romper circulación suavemente varias veces antes de llegar a fondo.
6. Hacer pruebas de goteo antes de perforar luego de introducir los revestimientos, sobre todo el intermedio.
7. Cuando haya un descontrol, asegúrese que la presión de cierre del revestimiento permanezca constantemente por debajo del valor de la máxima presión de la TR calculada.
8. Evitar el embolamiento de la barrena y los estabilizadores ya que pueden bloquear el espacio anular, incrementando la presión de circulación.

B). Selección del asentamiento de las tuberías de revestimiento en formaciones fuertes

1. La selección del asentamiento del revestimiento es una parte importante de un programa de perforación. Se debe basar en pozos previos, registros geofísicos, datos geosísmicos. etcétera.
2. Sentar revestimientos protectores en las zonas de transición.
3. Identifica la zona de transición mediante:

- a). Cambios en la velocidad de penetración
- b). Problemas de arrastre y llenado del pozo
- c). Densidad de lutitas
- d). Exponente Dc
- e). Análisis de recortes
- f). Análisis de gas

C). Pérdida de circulación en zona productora

Ésta puede producir serio daño a la formación, reducir la producción de la misma y causar un serio daño económico. En este caso para combatir la pérdida de circulación, lo más aconsejable es formular un volumen que no ocasione daño a la formación, pero que solucione el problema con la misma eficiencia que los otros métodos. Estos materiales deberán ser degradables o solubles en soluciones débiles de ácidos para no causar daño en la formación. Por ejemplo, carbonato de calcio en diferentes granulometrías.

D). Método preventivo de control de pérdida parcial de circulación

Tratar el lodo con material de pérdida de circulación:

- 1) Esto se debe hacer si se sabe que se va a producir, ya que el material incrementa la DEC.
- 2) No utilizar material grueso ya que en estas condiciones no se podrán utilizar los equipos de control de sólidos vibradores y el sistema se recargará de sólidos y gas.
- 3) En las emulsiones inversas no utilizar obturados celulósicos porque rompen la emulsión.

Procedimiento a seguir una vez presentada la pérdida continua o total de circulación

Aun cuando se tomen medidas preventivas, no hay ninguna garantía de que no se presente pérdida de circulación. Una vez que se presenta se deben tomar medidas correctivas, para minimizar los efectos colaterales.

Hay gran variedad de métodos para combatir la pérdida de circulación. Se debe entender que la elección de la solución a veces se haya influenciado por la preferencia del operador y la disponibilidad de materiales.

Métodos para combatir las pérdidas de circulación

En recientes investigaciones se han buscado soluciones a las pérdidas por permeabilidad en formaciones poco consolidadas en lodos base agua y base aceite. Seleccionando la distribución del tamaño de las partículas adecuadas, dentro de este grupo existen los materiales celulósicos, procesados y diseñados para controlar las pérdidas de circulación en formaciones de alta permeabilidad. Además de que acondiciona el enjarre formado en la pared del agujero y reducen su espesor. Las concentraciones a emplear dependen del tipo de formación y de la severidad de la pérdida, su uso no incrementa las propiedades reológicas del lodo.

Existe una amplia variedad de materiales fibrosos y granulares que se utilizan para combatir diferentes problemas de pérdidas, dentro de ellos están:

Caña de azúcar, fibras de madera, cáscara de nuez, carbonato de calcio, sal granulada, gilsonita, etcétera.

Método de inyección forzada diesel/bentonita

Consiste en sellar una zona de pérdida mediante el forzamiento de elevadas cantidades de bentonita en las fracturas de la formación donde se van a hidratar y sellar las pérdidas. Esto se hace mezclando alta concentración de bentonita en diesel (100 a 150 kg/m³). Esta mezcla se bombea a través de la tubería de perforación y se coloca frente a la zona de pérdida. Una vez bombeado, se cierran los preventores y se fuerza suavemente la mezcla hacia la zona de pérdida.

Tapón de cemento

Estos tipos de tapones son empleados en forma balanceada cuando los obturantes para pérdidas de circulación de cualquier tipo así como los tapones diesel-bentonita, no son efectivos para controlar las pérdidas de mayor magnitud, que causan el asentar las tuberías de revestimiento en zonas inapropiadas propiciando el incumplimiento del objetivo de la perforación o pérdida total de un pozo.

Fluidos limpios de reparación y terminación de pozos

1. Introducción

Los ingenieros de yacimientos han calculado, de

acuerdo a los resultados de las presiones de abatimiento, que muchos pozos producen menos de su potencial. Parece existir una barrera, o daño a la formación, alrededor de la pared del pozo, como se muestra en la figura 16. Esta barrera es causada por una zona de permeabilidad, reducida alrededor de la pared del pozo que resulta de la contaminación por partículas de lodo o filtrado. (Ver figura 17). En algunos pozos, malas prácticas de terminación, tales como perforaciones con amplio esparcimiento, o una insuficiente penetración de los disparos en el yacimiento, también pueden contribuir al daño en la formación.

Aunque la zona contaminada se extiende a pocos centímetros dentro del yacimiento, esto causa una gran reducción en la productividad del pozo, debido a que el flujo es radial y por lo tanto la caída de presión es proporcional al log $n r/r_w$, donde r_w es el radio del pozo y r es el radio de la zona de interés.

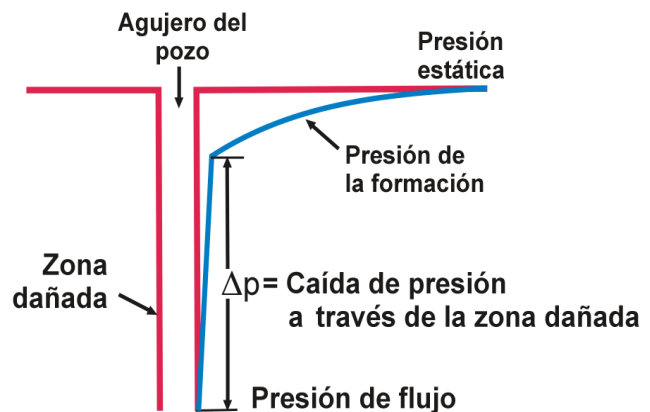


Figura 16 Distribución de la presión en un nuevo yacimiento con daño.

Existen varios mecanismos por los cuales los sólidos del lodo o el filtrado pueden reducir la productividad del pozo. Los cuales se resumen como sigue:

Fenómenos capilares - permeabilidad relativa, son efectos resultantes de los cambios en la cantidad relativa de agua, aceite y/o gas en los poros; efectos de mojabilidad y bloqueo de los poros por filtrados acuosos.

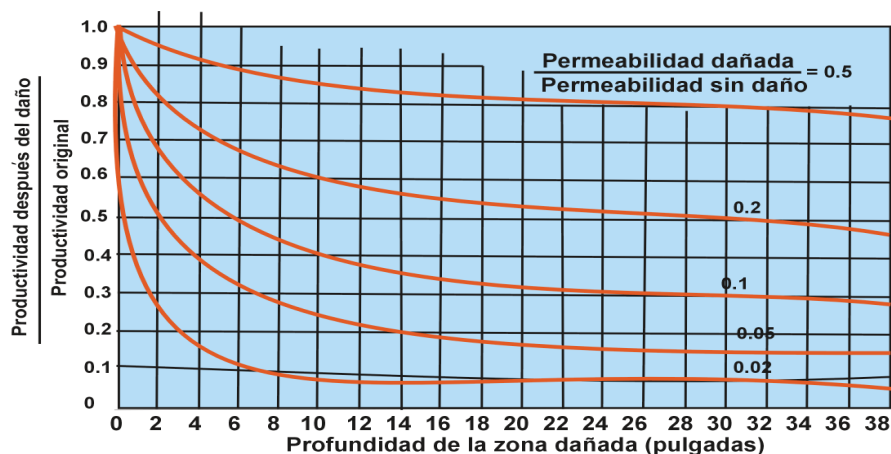


Figura 17 Efecto de la reducción de la permeabilidad de la roca.

Hinchamiento y dispersión de yacimientos arcillosos nativos por el filtrado del lodo.

Penetración de la formación, y taponamiento de sus poros por partículas provenientes del lodo.

Taponamiento de los empacadores, tuberías de revestimiento y cedazos (screens) por el enjarre del lodo.

Precipitación mutua de sales solubles en el filtrado y en el agua de formación.

Caída de arenas no consolidadas.

La combinación de cualquiera de los daños mencionados puede reducir considerablemente la producción y la vida del pozo.

2. Disminución de la permeabilidad

Sucede cuando los fluidos de la formación circulan en forma radial. Incrementan la velocidad a medida que se acercan al pozo, tratando de fluir a través de las perforaciones.

Cuando el diámetro del poro es reducido, se crea un flujo turbulento; de esta forma se propicia el desprendimiento, transporte y depositación de las partículas finas de la formación.

En el caso de que los poros sean más pequeños que las partículas de los finos, es eminente que se dañe a la formación. Para evitar esta situación, se

recomienda que la producción inicial sea menor que lo estimado en las pruebas de producción. En el caso de rocas carbonatadas, donde generalmente existen fracturas, éstas representan porosidad y permeabilidad secundaria de la formación.

Otros factores y agentes que reducen la permeabilidad:

Densificantes: como la Barita y la Hematita que no son solubles en ácido.

Invasión de sólidos acarreados por fluidos de control o salmueras ligeras o pesadas que no han sido filtradas apropiadamente.

Asfalto cuando se agrega a los fluidos de perforación y causa obstrucciones por emulsión.

El uso de surfactantes puede afectar o cambiar la mojabilidad natural de la formación, además de ocasionar obstrucciones por reacciones de emulsiones.

2.1. Reducción de la permeabilidad relativa

Se inicia cuando el filtrado del fluido base agua invade la formación. Produce saturación por el agua en los poros de la formación y reduce la permeabilidad. Esta reducción se conoce como bloqueo de agua y ocurre cerca y alrededor del pozo.

La formación de emulsiones causa un incremento en la viscosidad de los fluidos de la formación. Cuando se incrementa la viscosidad, también aumenta la capacidad de transporte. Las emulsiones de agua en aceite tienen una viscosidad más alta que las emulsiones de aceite en agua. Tratar de remediar este daño es complicado y difícil, ya que requiere seleccionar un surfactante apropiado que remedie y no agrave el daño.

3. Daños causados durante la perforación de zonas productoras

Los sólidos del fluido de perforación pueden obstruir las fracturas de porosidad secundaria y también las inducidas.

El filtrado del fluido dentro de las zonas productoras cambia la mojabilidad natural de la formación y causa un bloqueo por emulsión o agua. El filtrado causa que las arcillas se hinchen, dispersen, floculen o emigren hacia los espacios porosos y bloquea la permeabilidad.

Las fracturas también se sellan durante la acción de las barrenas y con la tubería de perforación. Daños a la formación causados por la cementación de la tubería de revestimiento:

Los sólidos del fluido y el cemento pueden obstruir la porosidad primaria y secundaria así como las fracturas inducidas.

Los sistemas con agua y químicos usados para limpiar el pozo, bombeados adelante del cemento puede también alterar las arcillas de la formación productora.

El filtrado de las lechadas de cemento causa obstrucción en la porosidad del yacimiento.

4. Daño a la formación durante la terminación del pozo

Durante la realización de los disparos en la tubería de revestimiento en esta etapa, se pueden tapar fácilmente las perforaciones generadas, si se tiene un fluido «limpio» de terminación, que contenga una concentración mayor de 500 ppm de sólidos.

Daños causados por la tubería de producción y empaques.

Durante la introducción de la tubería de producción en seno de fluidos con sólidos, pueden presentarse pérdidas de circulación. Esto ocasiona taponamientos en las fracturas cercanas al pozo, así como en la porosidad primaria. Todo esto ocurrirá si la presión hidrostática del fluido de terminación es mayor que la presión de la formación.

5. Daños a la formación durante la producción inicial

Al empezar a producir hidrocarburos, el pozo recircula los fluidos dentro de la formación. En ciertos casos, estos fluidos son incompatibles. Además, al tratar de fluir hacia el pozo, el desprendimiento, transporte y depositación de partículas de arcilla y de finos provocan una obstrucción.

También se puede dañar la formación con el óxido de la tubería, con las arcillas del fluido adherido que no se desplazó correctamente o simplemente con grasa que se aplicó en exceso durante las conexiones de la tubería de producción.

Si se inicia la producción al gasto máximo del pozo, las partículas de los finos pueden transportarse fácilmente y causar obstrucciones y daños a la permeabilidad.

6. Daños causados durante la estimulación de pozos

Las perforaciones, fracturas y porosidad primaria pueden taponarse por los sólidos contenidos en el agua, lodo, o salmueras que no estén debidamente filtradas. El fracturamiento con ácido podría causar comunicación con otras formaciones y facilitar la mezcla con otros fluidos no deseables.

La acidificación de areniscas con HCL puede formar precipitados insolubles en las formaciones, dañando la permeabilidad.

Daños a la formación originados por parafina o asfaltenos acumulados en la tubería de producción o en la pared del pozo. Cuando se está limpiando la parafina o asfalteno de un pozo y se utiliza agua o aceite caliente, la formación se dañará si no se raspan, bombean y desplazan dichos fluidos antes que se enfríen. Cuando se hace este tipo de limpieza se circulan estos fluidos hacia el fondo del pozo por la tubería de producción y retornan a la superficie por el espacio anular. Parte de los sólidos acarreados estarán en contacto con la formación dañando la porosidad y permeabilidad adyacentes a la pared del pozo.

7. Daños causados durante la perforación del pozo

Los daños a la formación son idénticos a los causados durante la terminación y estimulación del pozo. Si no se desea agravar o incrementar el daño se deben emplear fluidos debidamente filtrados.

¿Qué se entiende por daño a la formación?

R= Cualquier forma que afecte a la formación reduciendo o produciendo hidrocarburos.

¿Cuáles son los principales factores que provocan daño a la formación?

R= Éstos suceden durante la perforación, terminación y reparación de pozos.

¿Cuáles son los mecanismos por medio de los cuales los fluidos dañan la formación?

R= Hidratación de arcillas, invasión de sólidos, alteración de la mojabilidad, dislocación y migración de las partículas finas, relaciones químicas por incompatibilidad de fluidos, invasión de fluidos.

7.1. Diagnóstico de daño a la formación

El indicio más común para determinar el daño a la formación es la pérdida de presión. Cuando empieza la producción del pozo, los factores que controlan la pérdida de presión son:

La resistencia que encuentran los hidrocarburos al fluir a través de la zona dañada alrededor del pozo, identificada comúnmente como «Efecto de piel» (Skin Damage).

En la mayoría de los casos, es difícil identificar cuál es la causa real que originó el daño, debido a la falta de información relacionada a las características litológicas propias de la formación, de sus fluidos y de la compatibilidad con los fluidos usados durante la perforación y terminación del pozo. Se considera que durante la producción primaria de un pozo o campo, se puede extraer de un 10 a 30 % de hidrocarburos, de un 10 a 20 % durante la producción secundaria y otro porcentaje parecido en producción terciaria.

Si tenemos cuidado de no dañar la formación con sólidos o fluidos no compatibles o simplemente, prevenir operaciones mecánicas que dañan la formación, se podrán incrementar los porcentajes de producción anteriormente mencionados.

¿Cuál es el parámetro principal que nos indica un posible daño a la formación?

R= La reducción de la producción de hidrocarburos.

7.2. Prevención de daño a la formación

Como se dijo anteriormente, los daños a la formación se originan durante las etapas de perforación, cementación, terminación y consecuentemente se recomienda que se observen ciertas normas durante estas etapas.

Perforar con la columna hidrostática bajo balance para evitar que los sólidos y filtrado invadan la formación.

Cuando se requiera tener fluidos sobre balance, éstos deben de ser filtrados y circulados sin sólidos y se pueden utilizar en las siguientes operaciones:

- Perforación
- Terminación
- Disparos
- Control de Pozos
- Fluidos Empacantes
- Fracturamiento, estimulación y acidificación

¿En qué parte del proceso se origina daño a la formación y cómo evitarlo?

R= Durante la perforación de la zona productora se deben de utilizar salmueras y formatos que son libres de sólidos y la diferencial de presión del fluido en relación a la formación debe ser baja.

8. Uso de fluidos adecuados

La producción y la vida de los pozos petroleros pueden mejorarse mediante la aplicación de fluidos y técnicas de terminación y/o reparación apropiadas, de acuerdo a las características de las formaciones.

Los fluidos de terminación y/o reparación se diseñan para controlar la presión, facilitar las operaciones de molienda/limpieza y proteger la formación productora, mientras se hacen los trabajos correspondientes.

Actualmente, la industria considera los fluidos de terminación y/o reparación, más ventajosos a las salmueras libres de sólidos porque protegen la formación productora y proveen un amplio rango de densidades para controlar las presiones de formación sin usar sustancias dañinas como la «barita».

Los fluidos de terminación y reparación no sólo se usan por su capacidad para controlar la presión de la formación, sino también para reducir o eliminar ciertos tipos de daños a la formación. Los dos tipos básicos de sistemas de terminación y reparación son los sistemas de fluidos sin sólidos y los sistemas mejorados por sólidos.

Un sistema de fluidos sin sólidos es el sistema preferido de terminación o reparación porque sus características protegen las formaciones. Además, los

sistemas de fluidos sin sólidos sirven como excelentes fluidos de empaque que pueden facilitar las operaciones de reparación.

Los sistemas de fluidos sin sólidos son soluciones de diversas sales que se clasifican en dos grupos principales: monovalentes y bivalentes. En la tabla 5 se detallan las soluciones monovalentes y bivalentes.

SOLUCIONES MONOVALENTES	SOLUCIONES BIVALENTES
Cloruro de sodio	Cloruro de calcio
Bromuro de sodio	Bromuro de calcio
Formiato de sodio	Bromuro de zinc
Cloruro de potasio	
Bromuro de potasio	
Formiato de potasio	
Formiato de cesio	

Tabla 5 Soluciones monovalentes y bivalentes.

Selección de sistema de fluido con sólidos. Para determinar si un fluido se comportará eficazmente en la operación de terminación o reparación considere los siguientes factores:

- Densidad
- Punto de cristalización
- Compatibilidad de la salmuera/agua de la formación
- Corrosión

8.1. Densidad

Un amplio rango de densidades (1.01 a 2.40 gr/cc) es posible, si se escoge la mezcla de sales para disolver. Esto da mucha flexibilidad para controlar la presión de formación, sin usar aditivos dañinos.

8.2. Viscosidad

La viscosidad normal de una salmuera es función de la concentración y naturaleza de las sales disueltas y la temperatura. Algunos valores típicos de la densidad y viscosidad de salmueras se muestran en la tabla 6.

Se puede modificar la viscosidad de la

SALMUERA	DENSIDAD (gr/cc)	VISCOSIDAD (cp)
NaCl	1.20	2
CaCl ₂	1.39	9
CaBr ₂	1.70	32
CaCl ₂ /CaBr ₂	1.81	50
CaBr ₂ /ZnBr ₂	2.30	41

Tabla 6

salmuera mediante el uso de un aditivo viscosificante como el hidroxietilcelulosa (HEC), goma xahantana, celulosa plianionica los cuales proporcionan capacidad para mantener sólidos en suspensión y transportarlos a la superficie.

Todos los métodos experimentales para medir la temperatura de cristalización de salmueras envuelve alternativamente enfriar y calentar una muestra. La figura 18 es una curva representativa de enfriamiento, de una salmuera de densidad alta. La temperatura medida de una salmuera en enfriamiento, con tiempo se anota en una gráfica, mientras que la salmuera es alternativamente enfriada y calentada.

Tres medidas experimentales de temperatura de cristalización son delineadas en la figura 18. Estos valores para temperatura de cristalización se definen de la siguiente manera:

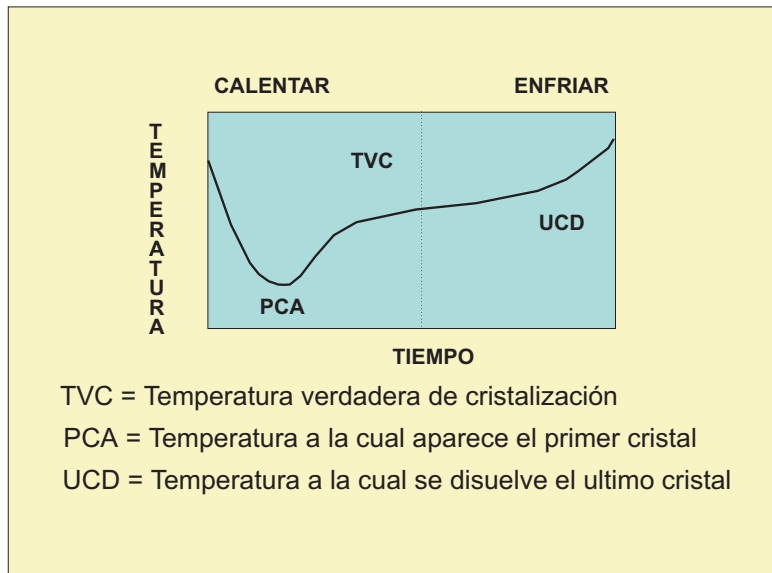


Figura 18 Curva de enfriamiento de una salmuera de densidad alta.

- PCA: (Primer cristal en aparecer). Es la temperatura correspondiente a un mínimo en la gráfica o la temperatura a la cual empiezan a formarse cristales visuales. Generalmente, incluye algún efecto de sobre enfriamiento (enfriamiento bajo la temperatura de cristalización actual).
- TVC: (Temperatura verdadera de cristalización). Se da durante el ciclo de enfriamiento. Es la temperatura máxima alcanzada siguiendo el mínimo de sobre enfriamiento, o el punto de inflexión en caso donde no hay sobre enfriamiento.
- UCD: (Ultimo cristal en disolver). Aparece durante un ciclo de calentamiento. Es la temperatura a la cual los cristales desaparecen o el punto de inflexión en la curva de calentamiento.

Debido a la naturaleza de la curva de enfriamiento de las salmueras, 3 diferentes temperaturas de cristalización son frecuentemente citadas para la misma salmuera. El siguiente párrafo define y discute 3 temperaturas de cristalización de cada temperatura de cristalización. También explica la diferencia entre la cristalización de sólidos, de sal de una salmuera concentrada y el congelamiento de agua de una salmuera diluida.

8.3. La temperatura de cristalización

Es una temperatura a la cual un sólido empezará a precipitarse de la solución, si se da suficiente tiempo y condiciones de nucleación apropiada, el sólido puede ser sólido de sal o hielo de agua fresca.

Como las salmueras de densidades altas como Cloruro de Calcio, Bromuro de Calcio y Bromuro de Zinc se formulan normalmente, la temperatura de cristalización es la temperatura a la cual la salmuera es saturada con una o más de sus sales. A esta temperatura la sal menos soluble se vuelve insoluble y se precipita. Enfriamiento de la sal bajo la temperatura de cristalización resulta en más precipitación de sólidos de sal.

Las salmueras con temperaturas de cristalización bajas, como norma, serán más costosas para realizar.

Para prevenir la cristalización de sólidos de sal en la salmuera, los usuarios de salmueras de densidades altas, especifican la temperatura anticipada más baja

del medio ambiente. La precipitación de sólidos cristalinos de sal abajo de la temperatura de cristalización, puede causar un número de problemas en la intervención del pozo. Si los cristales de sal se asientan en las presas, la densidad de la salmuera bombeada al pozo podrá ser muy baja para contener las presiones de la formación. La temperatura de cristalización de una salmuera pesada varía al ajustar la concentración de las diferentes sales en el sistema. Consecuentemente, salmueras de una cierta densidad se formula con numerosas temperaturas de cristalización. Como resultado, el diseño de una salmuera con temperatura de cristalización muy baja puede incrementar el costo de fluido significativamente. Una salmuera de densidad alta menos costosa con una temperatura de cristalización muy alta, puede incrementar costos por la pérdida de tiempo en el pozo, debido a la cristalización del fluido en la bomba, líneas y en las presas de almacenamiento. Con salmueras diluyentes como agua de mar, Cloruro de Calcio 30% y Cloruro de Potasio 20%, la sal disuelta en el agua abate la temperatura de cristalización o punto de congelamiento de la salmuera. Esto es, la temperatura a la cual el agua empieza a congelarse fuera de la solución, es reducida por medio de la sal disuelta.

¿Qué tipo de fluido es recomendable para evitar dañar la formación?

R= Los fluidos más recomendables son las salmueras libres de sólidos y esto estará de acuerdo a la formación a perforar, temperatura presión de yacimiento y rentabilidad del proyecto.

¿Cuál es la naturaleza química de los fluidos limpios?

R= Las salmueras son soluciones orgánicas de diferentes sales tanto monovalentes como divalentes.

¿Qué es la temperatura de cristalización?

R= Es la temperatura a la cual se inicia la formación de cristales de sal.

Defina temperatura verdadera de cristalización: Es el punto de inflexión en la curva de enfriamiento de la sal.

9. Tipos de salmueras

Las salmueras usadas en la industria petrolera

son soluciones claras de Cloruro de Sodio (NaCl), de Potasio(KCl), y Calcio (CaCl₂) y los Bromuros de Sodio (NaBr), Potasio (KBr), Calcio (CaBr₂) y Zinc (ZnBr₂).

9.1. Composición y propiedades de las salmueras

Las propiedades físico-químicas de las salmueras dependen de su composición química.

Para elegir el tipo correcto de salmuera, se consideran las interacciones potenciales del fluido de terminación o de reparación con los sólidos, agua y gases de la formación.

Los problemas de incompatibilidad más comunes incluyen:

- Producción de incrustaciones de la reacción de una salmuera bivalente con dióxido de carbono disuelto.
- Precipitación de cloruro de sodio del agua de la formación cuando está expuesta a ciertas salmueras.
- Precipitación de compuestos de hierro de la formación resultante de interacción con hierro soluble en el fluido de terminación.
- Reacción de arcillas de la formación con salmuera clara.

Los siguientes ensayos de laboratorio deben realizarse para evaluar la compatibilidad de un fluido claro con una formación:

- Retorno de permeabilidad
- Análisis del agua de la formación
- Mineralogía de la formación
- Compatibilidad salmuera/agua

¿Qué son las salmueras?

R= Son soluciones claras de cloruro de sodio (NaCl), de Potasio (KCl), y calcio (CaCl₂) y los bromuros de sodio (NaBr), Potasio (KBr), Calcio (CaBr₂) y zinc (ZnBr₂).

¿Qué son los formiatos?

R= Son sales de sodio, potasio y cesio derivadas del ácido fórmico.

¿Qué pruebas son recomendables para evaluar la compatibilidad de los fluidos limpios con la formación?

R= Las pruebas que se deben realizar son con núcleos de la formación si se dispone de ellos o de

pozos de correlación, pruebas de retorno a la permeabilidad y pruebas de compatibilidad de la salmuera y aceite de la formación.

9.1.1. Turbidez

Pequeñas partículas suspendidas en el fluido producen dispersión de luz. La turbidez de un fluido es una medida de la luz dispersada por las partículas suspendidas en el fluido. La turbidez se mide con un nefelómetro, expresando el resultado en «NTU». Éste es proporcional a la concentración de sólidos suspendidos. Un fluido limpio ha sido definido como uno que «NO» contiene partículas de diámetro mayor a 2 micras y dar un valor de turbidez «NO» mayor a 30 NTU.

9.1.2. pH

En la ausencia de hidrólisis, soluciones diluidas de sales neutras muestran un pH neutro. Sin embargo, las sales usadas en la industria petrolera muestran valores de pH distintos debido a las concentraciones altas. El pH de salmueras con densidades cerca de 1.39 gr/cc es casi neutro y disminuye progresivamente con el aumento de densidad.

9.2. Variación del pH con la densidad y la composición de las salmueras

SALMUERA (-----)	DENSIDAD (gr/cc)	pH (-----)
NaCl/NaBr	1.08-1.50	7.0-8.0
CaCl ₂	1.39	6.5-7.5
CaBr ₂	1.70	6.5-7.5
CaCl ₂ /CaBr ₂	1.80	6.0-7.0
CaCl ₂ /CaBr ₂ /Zn Br ₂	1.92	4.5-5.0
CaCl ₂ /CaBr ₂ /Zn Br ₂	2.16	2.5-3.0
CaCl ₂ /CaBr ₂ /Zn Br ₂	2.28	1.5-2.0

Figura 19 Variación del pH con la densidad y composición de las salmueras.

El pH es considerado uno de los más importantes factores de corrosión causados por fluidos de terminación y empaque. Las salmueras que contienen $ZnBr_2$ muestran los valores más bajos de pH debido a la hidrólisis de esta sal y son las más corrosivas. Las salmueras que contienen Cloruro, tienden a ser más corrosivas que las que contienen bromuros. La tasa de corrosión de las salmueras de alta densidad se disminuye agregando aditivos como: inhibidores de corrosión, secuestrantes de oxígeno y/o bactericidas. Dado que las salmueras pesadas tienen valores de pH ácido, las medidas de seguridad usadas en el manejo de estos fluidos son más detallados.

¿Qué entiende por turbidez?

R= Es la medida de la luz dispersada por las partículas suspendidas en el fluido.

¿Cómo se mide la turbidez?

R= La Turbidez es medida por un instrumento llamado Turbidímetro y la unidad de medición es el NTU.

¿Qué valores de pH manifiestan los fluidos limpios?

R= Las salmueras inorgánicas o haluros varían su pH de acuerdo a su densidad su pH es menor hasta 1.5 y a menor densidad si pH es hasta 8.0, los formiatos tienen valores de pH mayores a 8.0.

9.3. Corrosividad de las salmueras

Se define corrosión como la alteración y degradación del material por su ambiente.

El principal agente corrosivo que afecta a los materiales de la tubería en fluidos base agua, son los gases solubles (O_2 , CO_2 , H_2S) así como las disoluciones salinas y ácidas.

Estos agentes corrosivos y sus probables fuentes aparecen en la tabla 7:

CONTAMINANTES	POSIBLES FUENTES
O_2	Aireación
CO_2 y H_2S	Agua y gas de formación, activa. bacteriana -
SALES SOLUBLES	Fluidos de Control
ÁCIDO MINERAL	Estimulación c/aditivos
ÁCIDO ORGÁNICO	Aditivos del lodo

Tabla 7 Corrosividad de las salmueras.

¿Qué entiende por corrosión?

R= Es la alteración y degradación del metal por su ambiente.

¿Qué elementos generan corrosión?

R= Los gases solubles (O_2 , CO_2 , H_2S), así como disoluciones de salinas y ácidas.

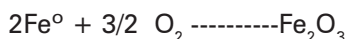
¿Cuáles son las fuentes de los materiales que generan la corrosión?

R= Las fuentes son por aireación de los fluidos de control, agua y gas de la formación, bacterias, estimulaciones u aditivos, aditivos del lodo.

9.4. Causas de la corrosión

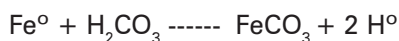
9.4.1. Oxígeno

El oxígeno es el agente corrosivo más común y en presencia de pequeñas cantidades de humedad causa oxidación al acero. El oxígeno causa corrosión uniforme y picaduras, rompimiento por torceduras y por fatiga. En los sistemas de fluidos base agua y que son expuestos al aire de la atmósfera, la tubería está expuesta a condiciones severas de corrosión.



9.4.2. Bióxido de carbono

El bióxido de carbono soluble en agua forma un ácido débil (H_2CO_3) que corroe el acero, conocido como «corrosión dulce» y resulta la formación de escamas del acero. Provoca una pérdida de espesor en el cuerpo de la tubería, a menos que el pH se mantenga arriba de 6. Cuando el CO_2 y O_2 se presentan juntos, es mayor la corrosión que estando cada uno solo. En presencia de agua el CO_2 forma ácido carbónico que reacciona con el acero formando carbonato de fierro, el cual se desprende en escamas reduciendo su espesor de pared.



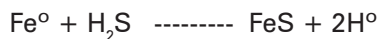
El CO_2 en los fluidos puede venir del gas de formación, por descomposición térmica de sales disueltas, por los aditivos orgánicos de los fluidos de control o por la acción de las bacterias sobre los materiales orgánicos en descomposición.

En general conforme la presión se incrementa, también crece la acción corrosiva del CO_2 . Cuando la presión parcial de CO_2 es mayor de 30 psi, «se tie-

nen problemas de corrosión», cuando varía entre 30 y 7 psi, es posible la corrosión y cuando es menor de 7, es improbable.

9.4.3. Ácido sulfhídrico

Disuelto en agua el ácido sulfhídrico forma un ácido algo débil y menos corrosivo que el ácido carbónico, aunque puede causar picaduras, particularmente en presencia de oxígeno y/o bióxido de carbono. Una más significativa acción del H_2S es su efecto sobre una forma de hidrógeno molecular conocida como (rompimiento por tensión debido al sulfhídrico «SSC».) El estándar NACE MR-01-75 especifica los límites de presión parcial en un ambiente de gas amargo. Si la presión total excede de 65 psi y la presión parcial del H_2S en el gas, excede 0.05 psi, existe un problema potencial. El H_2S en fluidos de control puede venir del gas de formación, acción bacteriana sobre sulfatos solubles o degradación térmica de aditivos que contengan sulfuros en los fluidos de control. Las fracturas por esfuerzo y corrosión son causadas por la presencia de un elemento corrosivo y esfuerzo de tensión. Los iones libres de hidrógeno penetran la estructura del metal causando pérdida de ductilidad e incrementando la susceptibilidad a la fractura (SSC).



9.4.4. Sales disueltas (cloruros, carbonatos, sulfatos)

Como en el caso del CO_2 y H_2S los problemas asociados con cloruros, se incrementan con la profundidad y la presión. Los factores que contribuyen a la fractura y corrosión bajo esfuerzo por cloruros (CSCC) involucra Temperatura, Presión, Contenido de O_2 , pH y contenido de Cloro. La corrosión es por picadura en cazuela y grietas, para materiales susceptibles al CSCC. Para los procesos de corrosión que involucran reacciones electroquímicas, el incremento de conductividad puede resultar en altas tasas de corrosión. Las soluciones concentradas de salmueras son menos corrosivas que las salmueras diluidas.

9.4.5. Ácidos

Los ácidos corroen los metales con valores de pH bajos (causando liberación del H_2) El O_2 disuelto acelera la tasa de corrosión de los ácidos y disuelve el H_2S . Acelera la liberación del H_2 molecular.

9.5. Filtración

9.5.1. Definición

La filtración es un proceso usado para eliminar los sólidos suspendidos en los líquidos. (Los sólidos disueltos se eliminan mediante un proceso químico).

En los fluidos de terminación, los materiales suspendidos son agentes densificantes, sólidos de perforación, arena, etcétera.

9.5.2. Objetivo de la filtración

El uso de fluidos limpios en la terminación del pozo, evita el daño por deposición de sólidos, en los poros y canales de la formación. Se trata de sólidos que no son removidos por estimulación. Al operar eficientemente todas las partes de fricción existentes en él, se disminuyen los problemas mecánicos del aparejo de producción. De esta manera, aumenta la productividad de las actividades de terminación y reparación de pozos.

9.5.3. Tipos de filtro

Existe una gran variedad de equipos de filtración dentro de los cuales podemos mencionar los siguientes:

- filtros de cartucho de rango absoluto
- filtros de cartucho de rango nominal
- filtro prensa

El filtro prensa es el equipo más utilizado en la industria petrolera. Haremos una breve descripción del mismo:

9.5.3.1. Filtro prensa

El filtro prensa o filtro tipo «D.E», como es comúnmente conocido, se usa en un amplio rango de aplicaciones, que va desde lodos pesados hasta el alto requerimiento de claridad de los fluidos limpios (figura 20).

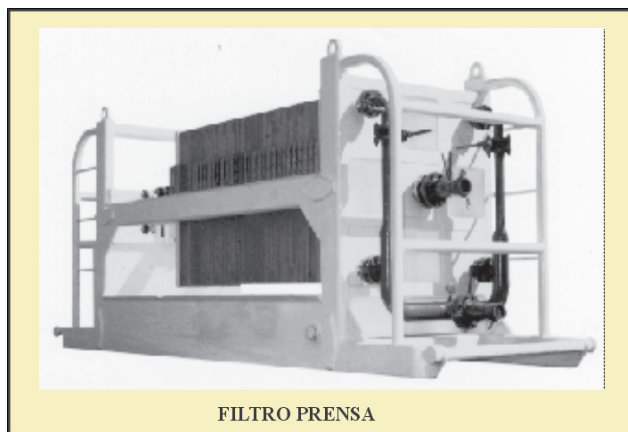
El filtro prensa se caracteriza por una versatilidad y resistencia que lo hacen muy atractivo para filtrar los fluidos de terminación, y una estructura robusta que permite seleccionar al filtro para uso, en el campo petrolero.

Por simple selección, el grado apropiado de filtración de tierra diatomacea, usa el filtro prensa para casi cualquier problema de filtración.

Se utiliza el filtro prensa caracterizado CAULKED y GASKETED, platos de polipropileno para minimizar la pérdida de fluido.

Todas las líneas están protegidas con recubrimiento epóxico, para resistir a la corrosión.

Rápidas aberturas hidráulicas se usan para una limpieza rápida y para minimizar tiempos muertos.



FILTRO PRENSA

¿Qué entiende por filtración?

R= Es el proceso mediante el cual se eliminan los sólidos suspendidos de los líquidos.

¿Qué tipos de filtro conoce?

R= Existen diferentes tipos de filtros y esto va en relación a las características de sólidos a remover y son:

Filtros de cartucho de rango absoluto.

Filtros de cartucho de rango nominal.

Filtro prensa.

¿Cuál es el más usado en la industria petrolera?

R= En el área de perforación y mantenimiento a pozos se utilizan tanto los filtros de cartucho como los filtros prensa.

9.6. Objetivo del desplazamiento de los fluidos de control

El objetivo del desplazamiento del fluido de control por agua dulce y/o éste por fluidos limpios se da con la finalidad de efectuar la remoción del lodo, y el enjarre adherido a las paredes de las tuberías, así como la eliminación de los sólidos en suspensión presentes en el interior del pozo.

Éstos son barita, recortes o cualquier contaminante o sedimento que hubiera por remover. De igual manera, al llevarse a cabo este desplazamiento del fluido de control, es necesario mantener la integridad y naturaleza del mismo. Éste debe desalojarse de la forma más completa y homogénea posible. Así se reducen los tiempos por filtración y los costos operativos por un mayor tiempo de circulación, al desalojarse el fluido a la superficie. Para lograr lo anterior, deben utilizarse fluidos con características físico-químicas, tales que permitan la desintegración de los contaminantes y aseguren su total dispersión y posterior acarreo hacia la superficie del pozo.

Es muy importante determinar el tipo de enjarre y/o los contaminantes que se van a remover, para diseñar los fluidos con las propiedades adecuadas y para efectuar el programa de desplazamiento del fluido de control.

9.6.1. Factores que intervienen en un desplazamiento

Existen varios factores que afectan el programa de desplazamiento y deben considerarse previamente:

- Geometría del pozo y condiciones del equipo de superficie.

a) Condiciones de temperatura y presión del pozo.

La temperatura afecta las condiciones y propiedades del fluido de control dentro del pozo. Aunque éste será desplazado, es necesario considerar la forma como pudiera afectar este factor a los fluidos diseñados para circularse dentro del pozo. La presión puede incidir drásticamente en el equilibrio de presiones. Ésta debe mantenerse en un desplazamiento de fluidos.

b) Diseño de las tuberías.

Las tuberías tanto de producción y de revestimiento ya fijas en el interior del pozo y/o los accesorios del aparejo de producción influyen en el gasto o volumen por bombearse al pozo, así como afectan los regímenes de flujo. Dependiendo de las tuberías o accesorios que lleven éstas, se diseñará el programa para desplazar el fluido. En aparejos de producción anclados, se circula a través de los orificios de la camisa. Esto influirá más

que si tuviéramos una tubería franca, por lo que es necesario conocer previamente las tuberías a través de las cuales se llevarán a cabo el lavado del pozo, y diseñar el programa más adecuado al mismo.

c) Carecer del equipo necesario para efectuar las operaciones diseñadas en superficie. Si el gasto no es dado por las bombas o equipo de superficie, su eficiencia será severamente reducida y se ocasionarán problemas para tener una limpieza totalmente efectiva.

d) El tipo de fluido de control que se tenga en el pozo.

Este es el factor primordial: dependiendo de las condiciones de éste, será la eficiencia del desplazamiento.

Se debe tomar en cuenta su densidad y viscosidad, se considerará que mientras estas propiedades sean mayores, existirá mayor diferencia de presión al desalojarse y también se dará una probable disminución en el gasto programado.

e) La efectividad del programa de desplazamiento, está en que no sobrepase las condiciones de que se disponga en superficie. Es necesario verificar que se tengan todos los materiales y equipos programados y posteriormente monitorear el avance, eficiencia y cumplimiento del programa diseñado para ello.

- Los productos químicos programados en el desplazamiento.

Evitar que la función de los productos químicos no se cumpla por fallas en la calidad de los mismos.

Hay que prepararse para tener productos químicos alternos y rediseñar en corto tiempo un programa de limpieza igualmente efectivo, o que realice la función que los otros productos no cumplieron. Se debe considerar el diseño de los espaciadores y lavadores químicos especiales, ya que la mayoría de los lodos utilizados son incompatibles con las salmueras. Es necesaria la programación para garantizar una limpieza y desplazamiento efectivos del fluido de control, hacia la superficie sin contaminación.

9.6.2. Formas de desplazamientos

Existen 2 formas para efectuar el desplazamiento del fluido de control, ya sea por agua dulce, salmuera libre de sólidos o la combinación de ambos:

- 1.- CIRCULACIÓN INVERSA
- 2.- CIRCULACIÓN DIRECTA

La selección del procedimiento más adecuado depende de las condiciones operativas que se tengan en el pozo en cuestión, así como las condiciones de calidad de las tuberías de producción y/o revestimiento que se tengan, de los resultados obtenidos de los registros de cementación en las zonas o intervalos de interés, y el tipo de fluido que se tenga en el interior del pozo.

9.6.2.1. Circulación inversa

Si la información de los registros de cementación y la calidad de las tuberías de revestimiento indican que soportará una diferencia de presión calculado, esta circulación es más factible de ser utilizada.

Este procedimiento permite un mayor esparcimiento entre el agua dulce y los fluidos por desalojarse. También será mayor el volumen de agua en los espacios anulares y menor el fluido que va quedando en las tuberías de producción. Así mismo pueden utilizarse regímenes de bombeo más elevados con flujos turbulentos.

Al ser desplazado el fluido de control, estos regímenes de bombeo son los más adecuados para estas operaciones de limpieza de pozos, lo que permitirá desplazamientos más efectivos y libres de contaminantes.

Asimismo, tendremos menores tiempos operativos y una menor adición de aditivos ya sean espaciadores y de lavadores químicos, lo cual nos dará como resultado una considerable reducción en los costos del lavado y filtración.

9.6.2.2. Circulación directa

Si los registros de cementación muestran zonas no muy aceptables para someterse a una diferencial de presión calculada del fluido de control a desplazarse

con respecto al agua dulce, deberá utilizarse este método de CIRCULACIÓN DIRECTA. En él no se obtiene un desplazamiento muy efectivo debido a que los volúmenes de agua dulce que se manejan son menores al circularse de las tuberías de producción a los espacios anulares. Los regímenes de bombeo serán menores al incrementarse el valor de las pérdidas de presión por fricción. Por consiguiente, el empuje del agua sobre el fluido de control en áreas más grandes creará deficiencias para un desplazamiento efectivo y, en algunos casos, no se logrará el RÉGIMEN TURBULENTO necesario para garantizar que el pozo estará totalmente limpio de contaminantes.

Además, serán necesarios mayores cantidades de espaciadores y limpiadores químicos, aunado al mayor tiempo de circulación. Por consiguiente habrá un costo más elevado por filtración y por tiempos operativos.

Es necesario efectuar los cálculos pertinentes para que en ambos casos la presión de bombeo que se programe, no rebase los límites permisibles de colapsos o ruptura de las tuberías, así como tener en cuenta los parámetros de fractura de los intervalos de interés.

¿Cuáles son los factores a considerar en un desplazamiento?

R= Hay que considerar la geometría, temperatura y presión del pozo, diseño de las tuberías, tipo de fluido de control y capacidad de los equipos de bombeo, además se diseña un programa con todos los aditivos, equipos de bombeo y capacidades etc. y éste debe cumplirse cabalmente.

Describe las dos formas de desplazamiento que existen.

R= Circulación inversa y circulación directa.

9.7. *Espaciadores y lavadores químicos*

Todos los procesos para efectuar desplazamientos de fluido de control ya sean base agua o aceite, utilizan espaciadores y lavadores químicos. Hacen esto con la finalidad de evitar incompatibilidad de fluidos, problemas de contaminación, limpieza del pozo de manera efectiva y para separar las fases del sistema.

Los frentes espaciadores que se programen deberán ser compatibles con el fluido que sale y el que le precede, pudiendo o no ser más viscosos

que los fluidos por separar. Estos frentes deberán extenderse por lo menos 100 metros de la parte más amplia de los espacios anulares para que tengan mayor eficiencia. El diseño de los frentes para tuberías de revestimiento muy grande deberá ajustarse en sus volúmenes, para garantizar su eficiencia. Para fluidos base aceite, su principal contacto como espaciador debe ser diesel para que ambos sean compatibles.

Para fluidos base agua, su principal contacto se inicia con un bache de agua dulce o alcalinizada con sosa cáustica. Existen diversos productos de las compañías de servicios. Estos se usan como espaciadores, píldoras o volúmenes viscosos y limpiadores químicos. Todos ellos utilizan productos como viscosificantes naturales y sintéticos, soluciones alcalinas, surfactantes o solventes. Con esto se logra una activa remoción de contaminantes orgánicos e inorgánicos.

Generalmente, los lavadores químicos se usan para adelgazar y dispersar las partículas del fluido de control. Éstos entran en turbulencia a bajos gastos, lo cual ayuda a limpiar los espacios anulares. Su densidad es cercana al agua dulce. En algunos casos se diseñan productos abrasivos como arenas, para barridos de limpieza.

Sin embargo, siempre, al efectuar el desplazamiento con este tipo de productos químicos, deberán efectuarse los trabajos programados de manera continua y sin interrupciones, lo que ayudará a evitar retrasos de tiempo y problemas críticos.

¿Cuál es el propósito de utilizar lavadores y espaciadores de fluidos en un desplazamiento?

R= Se utilizan los espaciadores para separar el fluido de control y los lavadores químicos. Los lavadores químicos son utilizados para remover la suciedad adherida en las paredes de la tubería de revestimiento.

¿Qué factores se deben considerar para su selección?

R= Los lavadores químicos se deben seleccionar en primer lugar por el fluido de control a desplazar y también se debe considerar la temperatura del pozo.

¿Cuál es el factor más importante a considerar para determinar el valor de la densidad de acuerdo a la profundidad del pozo?

R= El factor más importante para determinar la densidad de los espaciadores y lavadores es la presión del pozo, se debe de contar con una cédula de bombeo para saber las presiones a manejar durante el desplazamiento del fluido de control y lavado del mismo.

9.8. Fluidos empacantes

La utilización de los fluidos de empaque en la etapa final de la terminación del pozo y el motivo por el cual se diseñan para colocarse en los espacios anulares, entre las tuberías de producción y las tuberías de revestimiento, es para que éstas se protejan adecuadamente de los efectos de la corrosión, y faciliten la recuperación de los aparejos de producción. Uno de los principales problemas al tratar de sacar estas tuberías es la pegadura excesiva de los sellos multi-v en el cuerpo del empacador. Esto origina, a veces, operaciones subsecuentes de pesca para recuperación total de las sartas, lo que incrementa el costo de la intervención en los pozos.

Tal selladura es provocada por problemas de corrosión, así como depósito de materiales orgánicos e inorgánicos o vulcanización de los elastómeros.

Este tipo de fluidos se emplea también para mantener una presión hidrostática en la parte externa de las tuberías de producción y evitar alguna falla por colapsos en las tuberías de revestimiento, en algunas áreas de presión anormal. Al mismo tiempo, se debe tener una correcta manipulación al prepararse en el campo, para evitar introducir agentes contaminantes por sólidos disueltos o sólidos en suspensión, lo que reduciría la eficiencia de los productos. Por lo anterior, es necesario establecer un procedimiento adecuado para diseñar los fluidos empacantes y ver que cumplan eficazmente con la función para la cual fueron seleccionados.

9.8.1. Propiedades de los fluidos empacantes

Las propiedades más adecuadas para diseñar los fluidos empacantes deben ser las siguientes:

- 1.- Estable a condiciones de temperatura y presión.
- 2.- No ser corrosivo.
- 3.- Que evite la formación de bacterias.

- 4.- Que esté libre de sólidos indeseables.
- 5.- Que no cause daños a las formaciones productoras.
- 6.- Que no dañe el medio ambiente.
- 7.- Que facilite la recuperación de los aparejos de producción.

9.8.2. Tipos de fluidos empacantes

Los fluidos empacantes pueden ser base agua y base aceite. Los base aceite presentan una mayor estabilidad que los preparados con agua. Lo anterior depende de la naturaleza del aceite diesel ya que es un solvente no polar. Los base agua, por su naturaleza química, requieren el empleo de agentes químicos especiales como los inhibidores de corrosión, alcalinizantes, secuestrantes de gases; y algunos bactericidas y viscosificantes como complemento, para cumplir su función como fluidos empacantes de manera eficiente.

Las características de los fluidos base aceite y base agua son los siguientes:

Base aceite:

- A) Emulsiones libres de sólidos, con densidad de 0.84 a 0.94 gr./cc.
- B) Diesel o aceite estabilizado deshidratado con densidad de 0.84 gr./cc.

Base agua:

- A) Agua tratada densidad 1.0 gr./cc.
- B) Salmuera sódica, dens. 1.03 a 1.19 gr./cc.
- C) Salmuera cálcica, densidad 1.20 a 1.39 gr./cc.
- D) Salmueras mezcladas de 2 o 3 tipos de sales: CaCl_2 - CaBr_2 - ZnBr_2 , que varía su densidad desde 1.31 hasta 2.30 gr./cc.

Una de las principales ventajas de los fluidos empacantes base agua, es que no dañan el medio ambiente y son de menor costo. En la actualidad son los de mayor demanda.

9.8.3. Requerimientos del agua utilizada para preparar fluidos empacantes

Para el diseño y preparación de un fluido empacante base agua, se debe cuidar la calidad del agua que se va a utilizar, así se evitarán problemas dentro del pozo

que pudieran alterar la eficiencia del mismo. Se tiene que cumplir con los límites de calidad permisibles siguientes:

PROPIEDAD :	mg/l.
SÓLIDOS TOTALES DISUELTOS	100
SÓLIDOS EN SUSPENSIÓN	0-10
DUREZA DE CALCIO(CaCO ₃)	40
DUREZA DE MAGNESIO (CaCO ₃)	40
ALCALINIDAD TOTAL(CaCO ₃)	200
CLORUROS (NaCl)	412
SULFATOS (Na ₂ SO ₄)	200
FOSFATOS TOTALES SOLUBLES(PO ₄)	0.1
CROMATOS (CrO ₄)	0.05
FIERRO TOTAL (Fe)	0.30
PH	7-9

Tabla 8: Límites permisibles de la calidad del agua.

El análisis del agua es de suma importancia en la preparación de los fluidos empacantes. Por su gran habilidad para disolver un gran número de compuestos inorgánicos, el agua dulce exige un control estricto de los iones en solución. Éstos pueden volver a reaccionar formando precipitados insolubles, dentro del pozo, con los consecuentes problemas en la recuperación de los aparos de producción. En el agua de origen natural encontramos gran variedad de sólidos disueltos. También hay sólidos en suspensión, y a esto se debe la turbidez, el olor, el color y el sabor. Estas

características dependen del lugar de donde se tome el agua. En estos casos se debe utilizar un tratamiento previo a este tipo de agua para ser utilizada en la preparación de fluidos empacantes. Los sólidos disueltos y los sólidos en suspensión nos indican la cantidad de impurezas disueltas en el agua, son perjudiciales y aumentan su índice de turbidez. Las sales compuestas por las mezclas de bromuros y cloruros no son comúnmente utilizables por su alto costo y elevada toxicidad. ocasionan problemas inherentes a su manipulación en el campo.

Su empleo como fluidos empacantes está restringido en la actualidad. Las normas ecológicas para estos tipos de fluidos son muy estrictas. A la fecha, el agua utilizada para la preparación en el campo de los fluidos empacantes es agua tratada de alguna de las baterías de la empresa. Ésta tiene que ser monitoreada para garantizar que cumple con los requerimientos de calidad y demostrar que sus propiedades físico-químicas son las óptimas.

9.8.4. Recomendaciones para el empleo y manipulación de los fluidos empacantes

1. Utilizar de preferencia agua tratada o tener equipo de filtración para garantizar la calidad y eficiencia del fluido empacante a prepararse.
2. Las presas, tanques de almacenamiento, líneas de descarga y de succión así como las pipas de presión y vacío donde sea transportada y cualquier accesorio donde vaya a tener contacto el agua tratada o filtrada, deberán estar perfectamente limpias, tanto en superficie como en la unidad de bombeo.
3. Analizar el agua tratada a su llegada a la localización, previo a la preparación del fluido empacador. Si se cuenta con equipo de filtración, verificar que no rebase 30 NTU de índice de turbidez.
4. Seleccionar el tipo de fluido empacante que se va a utilizar, así como las concentraciones de los aditivos por añadirse. Ya sea agua dulce como base o salmueras sódicas o cálcicas.
5. Determinar la densidad y volumen de fluido a emplear. Si se trata de salmueras deberán ser

sin impurezas. De preferencia, el cloruro de sodio debe solicitarse con una pureza del 99 % y el cloruro de calcio con 95 % como mínimo.

6. Si se utilizan salmueras, será necesario ajustar su pH a 9.5.
7. Agregar los aditivos lentamente y durante el bombeo; evitar la aireación excesiva. Estos reactivos deben añadirse en la concentración que previamente fue diseñada. No se pueden agregar antes de bombearse debido a que se trata de químicos muy reactivos que pueden reaccionar disminuyendo su actividad y perdiendo, en consecuencia, su efectividad dentro del pozo.
8. Verificar que el fluido empacante preparado vaya completamente claro.
9. El fluido empacante debe ser bombeado por circulación inversa, para que vaya directamente a los espacios anulares. Así se impide el acarreo de algún material indeseable que pudiera tener el interior de la tubería de producción.
10. Reportar el volumen, densidad y concentración de los reactivos utilizados, con la finalidad de que al regresar a efectuar alguna operación al mismo pozo, se pueda realizar una evaluación física de las condiciones en que se recuperan los aparejos de producción; así como verificar la efectividad de los fluidos de empaque preparados. También hay que recuperar muestras del fluido empacante del fondo, para efectuar un análisis y hacer una comparación con sus propiedades originales. La finalidad es que este fluido pueda ser reacondicionado para volverse a usar, esto reduce costos de materiales químicos y disminuye las descargas al medio ambiente.

9.8.5. Aditivos utilizados en la preparación de los fluidos empacantes

Para que el agua o salmueras cumplan eficientemente como fluidos empacantes, se deben incorporar en la localización los siguientes aditivos químicos:

- a). Inhibidores de corrosión de película.
- b). Secuestrante de gases: para O_2 , CO_2 y H_2S .
- c). Bactericida.

La calidad y eficiencia de estos aditivos químicos depende del proveedor y de los controles de calidad implantados en sus procesos de fabricación.

El control de pozos es una operación crítica. Es de un riesgo potencial y causante de accidentes. Se requiere especial atención en el diseño de los fluidos para el control. Los fluidos base agua o aceite dañan a la formación productora.

En 1992 se incorporó la tecnología sobre el uso de fluidos limpios y salmueras de alta densidad. Como se ha mencionado, éstos son los fluidos más adecuados en los trabajos de terminación y reparación de pozos pues minimizan el daño a la formación.

9.9. Selección adecuada de la densidad

El cálculo de la densidad es de suma importancia. De esto depende el éxito del control de pozo.

La densidad de una salmuera o formiato varía considerablemente con la temperatura del fondo del pozo. Es primordial considerar este parámetro a fin de tener valores estimados en función del mismo y de la naturaleza de la salmuera.

9.10. Volumen mínimo a utilizar

Los fluidos newtonianos son muy susceptibles a la gasificación o migración del aceite por diferencia de densidades, debido a que no tienen viscosidad o gelatinosidad. Es necesario que el volumen mínimo para el control de pozo sea dos veces la capacidad del mismo, así como tener instalado un desgasificador y una presa para la separación del aceite. La salmuera recuperada deberá de ser filtrada y tratada con todos sus aditivos, tanto para no dañar al yacimiento, como para inhibir la corrosión ya que al pasar a través de los filtros se eliminan estos aditivos.

9.11. Aditivos químicos a utilizar para prevenir el daño a la formación

Dentro de la operación de control de pozos se generan pérdidas de filtrado o pérdidas parciales de circulación o se inyecta el fluido a la formación.

Estos sucesos dañan a la formación. Aun cuando se utilicen salmueras libres de sólidos y filtradas, causan problemas en pozos con aceites que tienen alto

contenido de asfaltenos y parafinas. Provocan la desestabilización del aceite y por ende, la precipitación del lodo asfáltico. Se requiere de un previo tratamiento con aditivos para evitar el daño por:

- Cambios de mojabilidad.
- Taponamiento por precipitación de asfaltenos.
- Taponamiento por precipitación de parafinas.
- Formación de emulsiones estables.
- Formación de lodos asfálticos.

Previo a la adición de estos aditivos al fluido limpio, deben de correrse pruebas para optimar las concentraciones, las pruebas son de compatibilidad entre el aceite y el fluido limpio.

Los fluidos limpios (salmueras) son sistemas que tienen un equilibrio químico delicado, esto debe de tomarse en cuenta cuando se utilicen a altas temperaturas para la compatibilidad de los aditivos que minimizarán el daño. Estas pruebas deberán de correrse a temperaturas mínimas de 80 °C. Normalmente, los aditivos utilizados para evitar el daño a la formación tienen densidades menores al agua y se pueden separar de la salmuera por diferencia de densidades

GLOSARIO DE TÉRMINOS

Aditivos químicos: Sustancias químicas que ayudan a controlar las propiedades del fluido de perforación.

Coloides: Se trata de sustancias y partículas dispersadas en un medio homogéneo. Las partículas coloidales son más pequeñas que las partículas gruesas filtrables, pero mayores que los átomos y pequeñas moléculas de alrededor de 0.000001 - 0.0005 mm de diámetro.

Enjarre: Formación de una capa de arcilla impermeable por depósito en la pared del agujero.

Fase discontinua o dispersa: Está constituida por las partículas separadas entre sí (sólidos líquidos o gaseosos en una suspensión). Tales partículas se encuentran linealmente divididas y están rodeadas por la fase continua.

Fase continua o externa: Rodea completamente a la fase dispersa. Consiste en coloides, aceite, etcétera.

Filtrado: Es el volumen de agua que entra hacia el pozo del lodo de perforación; es decir, la pérdida de agua que sufre el fluido de perforación.

Erosión mecánica: Producto resultante de la rotación y de los viajes del aparejo de perforación.

Fluidos inhibidos: Son aquéllos que inhiben la acción de ciertos contaminantes: a) toleran una concentración más alta de arcilla antes de alcanzar viscosidades y gelatinosidades altas; b) Los contaminantes comunes -como cemento, anhídrita o sal- no afectan a estos fluidos, generalmente; c) Pueden usarse densidades altas, sin alcanzar altas viscosidades y gelatinosidades; d) La tendencia a gelatinosidades progresivas, asociadas a menudo con los fluidos convencionales, es menos pronunciada en este tipo. (Lodos de agua de mar, lodos cálcicos, lodos base yeso.)

Gelatinosidad, esfuerzo gel: Es la medida de la fuerza de atracción entre el fluido de perforación en condiciones estáticas.

Ley de potencias: Ecuación que define el esfuerzo cortante (a) en función de la viscosidad del fluido (k)

y la medida del grado de desviación del comportamiento del fluido newtoniano (n).

$$A = k \times (a)^n$$

Si n mayor que 1fluido dilatante

Si n igual que 1fluido newtoniano

Si n menor que 1fluido pseudo plástico.

Lodos dispersos: Sistema en el cual todos los sólidos de perforación y agregados se encuentran dispersos en el fluido o lodo.

Lodo no disperso: Es un sistema con cierta cantidad de sólidos en suspensión.

Perforación ciega: Perforación sin circulación en la superficie.

Potencia hidráulica: Es el trabajo realizado por las bombas por unidad de tiempo.

Propiedades viscoelásticas: Combinación de formas elásticas de la viscosidad.

Punto de cedencia: Es la fuerza mínima requerida para iniciar el flujo en un fluido plástico de bingham. Da una indicación de las fuerzas de atracción entre los sólidos.

Reología: Estudia el flujo y la deformación de la materia, particularmente el flujo plástico de los sólidos y el flujo de los líquidos no newtonianos.

Ritmo de penetración: Velocidad de perforación o penetración.

Tixotropia: Es el fenómeno exhibido por la gelatinosidad al hacerse fluido con el movimiento. Es el resultado de las fuerzas de interacción de los sólidos de bajas velocidades de corte que provocan la gelación del lodo.

Velocidad de perforación: Es la rapidez con que se perfora un pozo.

Velocidad anular: Velocidad del fluido de perforación en el espacio anular dentro del agujero.

Velocidad de gelatinización: Medida de la rapidez con que se forma un gel en un líquido tixotrópico al quedar en reposo.

Velocidad de corte: Es el gradiente de velocidad a través de las capas adyacentes cuando el flujo es laminar.

$$(dv/dy = a).$$

Viscosidad: Es la resistencia interna de un fluido a fluir.

Viscosidad aparente: Viscosidad real o viscosidad verdadera observada.

Viscosidad efectiva o de circulación: Viscosidad verdadera en cualquiera de los puntos obtenidos por lecturas de viscosímetro Fann.

Viscosidad plástica: Es la pendiente que forma la línea de las lecturas de 600 rpm, y 300 rpm, y que extrapoladas intercepta en el eje vertical el valor del punto cedente.

$$VP = \text{lectura } 600 \text{ rpm} - \text{lectura } 300 \text{ rpm}.$$