



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**FLUIDOS DE PERFORACIÓN
SINTÉTICOS**

T E S I S

**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A N**

FLORES REBOLLAR DIEGO

ROMERO CORRAL PEDRO ISMAEL



**DIRECTOR DE TESIS:
DRA. MARTHA LETICIA CECOPIERI GÓMEZ**

CIUDAD UNIVERSITARIA, MÉXICO, D. F. JUNIO DE 2009



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

AGRADECIMIENTOS

DIEGO FLORES REBOLLAR

A mis padres:

Sabiendo que no existirá una forma de agradecer una vida de sacrificio y esfuerzo, quiero que sientan que el objetivo logrado también es de ustedes y que la fuerza que me ayudo a conseguirlo fue su apoyo

A Citlalli:

Por la ayuda y vivencias durante mi carrera profesional pero sobre todo por el amor y cariño que me has dado.

A la comunidad 89:

Mi vida en la Facultad no hubiera sido la misma sin ustedes. Gracias por su valiosa amistad que nunca olvidaré, en especial a Jacobo, Jonathan, Pedro, Daniel y Yaniak.

A la UNAM:

Sin duda alguna la mejor Universidad de Iberoamérica. Es un orgullo el haber culminado mis estudios profesionales aquí y sobre todo la grata experiencia de haberte conocido. Gracias UNAM.

A la Dra. Martha Leticia Cecopieri Gómez:

Por el tiempo y apoyo brindados para la elaboración de este trabajo. Así como la oportunidad de haber conocido a una gran persona como ser humano.

PEDRO ISMAEL ROMERO CORRAL

Este trabajo está dedicado a mis padres, Leticia Corral Soto y Pedro Romero Rodríguez, los cuáles me ayudaron y apoyaron en todo momento de mi vida, todo se lo debo a ellos.

Alejandra y Diana gracias por todo su cariño.

A mis abuelos Telésforo Romero Contreras y José Corral Navarrete, en donde quiera que se encuentren siempre los recordaré con gran admiración y respeto.

A toda la Comunidad 89 gracias por su amistad y solidaridad, en especial a Daniel, Diego, Jacobo, Jesús, Jonathan y Yaniak. Ser parte de la Universidad Nacional y de su Facultad de Ingeniería ha sido un gran orgullo.

Un reconocimiento a la Dra. Martha Leticia Cecopieri Gómez que nos ayudó cordialmente en la realización de este trabajo.

ÍNDICE

	Pág.
Resumen	1
I. Introducción	3
II. Generalidades de los Fluidos de Perforación	6
II.1 Definición de Fluido de Perforación	6
II.2 Principales propiedades y características de los fluidos de perforación	6
II.3 Funciones de los Fluidos de Perforación	10
II.4 Factores a considerar para seleccionar un fluido de perforación	15
II.5 Tipos de fluidos de perforación	17
II.6 Problemas de los fluidos de perforación base aceite y base agua	20
III. Fluidos de Perforación Sintéticos	22
III.1 Historia de los Fluidos de Perforación Sintéticos	22
III.2 Fluidos de Perforación Sintéticos de primera y segunda generación	25
III.3 Características de los fluidos de perforación sintéticos	26
III.4 Descripciones de los sistemas de SBF	29
III.5 Química de los Sintéticos	36
IV. Sistemas y formulaciones	47
IV.1 Descripciones generales de los Sistemas	47
IV.2 Sistema NOVAPLUS	47
IV.3 Sistema NOVATEC	51
IV.4 Sistema ECOGREEN	55
IV.5 Sistema RHELIANT	59

IV.6 Sistema ACCOLADE	64
IV.7 Sistema ENCORE	66
IV.8 Sistema PETROFREE	69
IV.9 Sistemas SYN-TEQ y SYN-CORE	70
IV.10 Sistema PUREDRIILL	71
V. Impacto ambiental y riesgos potenciales de las descargas de recortes impregnados con fluidos sintéticos	73
V.1 Descarga de los recortes de SBF	73
V.2 Evaporación de químicos de los SBF	74
V.3 Dispersión de los SBF	75
V.4 Acumulación de recortes de SBF en el Fondo Marino	76
V.5 Biodegradación de los SBF	80
V.6 Toxicidad de los recortes de SBF	91
V.7 Impactos Biológicos de las descargas de recortes	96
VI. Fluidos de Perforación Sintéticos en México	98
VI.1 Pozo Noxal 1	102
VI.2 Pozo Lakach 1	104
VI.3 Pozo Lalail 1	107
VI.4 Comparación entre pozos	109

VII. Salud, seguridad y aplicaciones de los fluidos de perforación Sintéticos	113
VII.1 Los peligros relacionados con el uso de SBF	113
VII.2 Protección personal al usar SBF	113
VII.3 Recomendaciones de Equipos de Protección Personal (EPP)	114
VII.4 Aplicaciones Especiales para los fluidos Base Sintético	115
VIII. Conclusiones	119
Glosario	122
Bibliografía	128

RESUMEN

La era de explotación fácil del petróleo está por terminarse, la búsqueda de hidrocarburos para mantener con energía este planeta ha generado la creciente necesidad de desarrollar nuevas tecnologías para su óptima explotación ya que hoy en día los requisitos sobre el medio ambiente son cada vez más estrictos debido a la gran contaminación que se ha generado en los últimos años.

Una nueva tecnología surgió en el campo petrolero durante los noventas, los fluidos de perforación sintéticos (SBF). Un lodo de perforación es un fluido circulante, usado en la perforación rotatoria, con el fin de realizar alguna o todas las funciones requeridas para efectuar una operación de perforación.

En el Mar del Norte así como en las zonas estadounidenses del Golfo de México se cuenta con experiencia en la explotación de hidrocarburos en aguas profundas. Se tuvieron que crear fluidos de perforación diferentes a los convencionales (base agua y base aceite) ya que diversas organizaciones gubernamentales prohíben las descargas al océano de los recortes generados durante la perforación, debido a la alta toxicidad e impacto ambiental que tienen en los organismos de los fondos oceánicos.

El desarrollo de los fluidos de perforación base sintética tiene como objetivo el reducir el impacto ambiental causado por las descargas de recortes generados de las perforaciones con fluidos base agua y base aceite, debido a que los sintéticos no contienen hidrocarburos aromáticos y son de baja toxicidad para los organismos que viven cerca de las zonas de descarga.

Un fluido sintético es un lodo de perforación donde el fluido base consiste en componentes orgánicos insolubles en agua y en el que ningún fluido base, ni los aditivos son de origen petrolero.

A la fecha se han tenido dos generaciones de fluidos de perforación sintéticos, en la primera generación se tienen los ésteres, las Poli-Alfa-Olefinas (PAO), los éteres y acetales; la segunda está compuesta de Alquilo benceno lineales (LAB), Alfa-Olefinas Lineales (LAO), Olefinas Internas (IO) y Parafinas Lineales (LP).

Los SBF deben satisfacer dos criterios para que puedan ser usados como fluidos de perforación. Primero, deben cumplir con las normas y los reglamentos ambientales locales para descargarlos al océano. Segundo, el material sintético debe ser forzosamente el fluido base para un sistema de lodo estable con las propiedades inhibidoras de un lodo base aceite.

RESUMEN

Un gran número de productos de SBF con nombres comerciales están disponibles alrededor del mundo, los más conocidos son los de Baker Hughes, M-I Swaco y Baroid (Halliburton).

Para que se puedan descargar los recortes generados durante la perforación con fluidos sintéticos es necesario conocer su dispersión en el tirante de agua y la acumulación en el fondo oceánico de dichos recortes impregnados con fluidos sintéticos.

Es de suma importancia la realización de varias pruebas de laboratorio para la medición de factores claves como la biodegradación, toxicidad e impacto biológico que tienen las descargas de recortes de SBF.

En México, al menos tres pozos exploratorios han sido perforados en aguas profundas usando un sistema de fluido sintético conocido como "Rheliant". Estos pozos se encuentran en la región conocida como Coatzacoalcos Profundo en el Golfo de México y son el NOXAL 1, LAKACH 1 y LALAIL 1. Tienen tirantes de agua entre 800 y 1000 metros, donde las temperaturas son muy bajas y donde los fluidos convencionales tienden a generar altas viscosidades.

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

La necesidad de explotar los hidrocarburos se ha incrementado en la última década, debido al aumento de la población y a la alta demanda de energía que se tiene en todo el planeta. La era del petróleo de fácil extracción casi terminó. A causa de esto, investigadores y expertos en el ramo del petróleo y gas han tenido que enfocar sus estudios en la creación de nuevas tecnologías para hacer factibles la exploración y explotación de estas fuentes de energía en las zonas remotas de la Tierra.

Muchos yacimientos se sitúan en los fondos oceánicos, con tirantes de agua mayores de 300 metros que representan condiciones de difícil explotación, debido a las altas presiones y bajas temperaturas existentes.

Según Petróleos Mexicanos actualmente no existe una fuente de energía capaz de reemplazar a los combustibles fósiles. Nuestro país consume más energía de la que genera, por lo que la explotación de los yacimientos en aguas profundas tarde o temprano será necesaria. Se necesitan muchos recursos materiales, humanos y tecnológicos para generar beneficios económicos a partir de operaciones de Exploración y Explotación en estas localidades tan lejanas.

Un plan estratégico a largo plazo para la explotación de hidrocarburos en aguas profundas, que contemple solamente los recursos del país logrará que los ingresos obtenidos por sus ventas sean exclusivamente nuestros, asumiendo todo el riesgo que esto conlleva. Por otro lado, si tenemos una alianza estratégica con una compañía operadora con experiencia en la perforación de pozos en este tipo de ambientes hostiles, entonces compartiremos tanto los riesgos como los beneficios económicos.

La decisión no es sencilla, y ya se han efectuado muchos debates y estudios acerca de que camino es más conveniente. Sin embargo, la creación de programas de capacitación especializados en aguas profundas y la generación de tecnología propia parece ser la solución más viable.

Este trabajo tiene como finalidad proporcionar información sobre los sistemas de fluidos de perforación base sintética, sus características y las ventajas que tienen respecto a los fluidos de perforación convencionales.

El capítulo dos consta de un breve repaso acerca de la definición, propiedades, funciones y factores de selección de los fluidos de perforación en general.

En el tercer capítulo de esta investigación bibliográfica se explica la definición y el origen de los fluidos de perforación sintéticos. Se mencionan las características, componentes, aditivos y propiedades físicas de este tipo de fluidos. Además de hacer una descripción de la caracterización química de cada uno de los materiales base sintética.

Debido a la demanda mundial de esta clase de fluidos con aplicación en aguas profundas, varias compañías de servicio de la industria petrolera han creado sistemas novedosos, cuyas formulaciones y características se documentan con suficiente amplitud en el capítulo cuatro.

Se analizan también las descargas de recortes de perforación impregnados con fluido de base sintética, así como su dispersión en el tirante de agua y acumulación posterior en el fondo marino en el capítulo cinco e igualmente se revisaron los resultados de pruebas de laboratorio, realizadas con el fin de conocer la tasa de biodegradación de los materiales sintéticos. A su vez se detallan varias pruebas de toxicidad que fueron efectuadas exponiendo muestras de organismos (pelágicos y bénticos) a fluidos base sintética para medir las concentraciones de toxicidad. Se dan a conocer también los estudios de campo de efectos biológicos realizados en el Mar del Norte y Golfo de México.

En México, según información documentada, al menos tres pozos exploratorios han sido perforados usando un sistema de fluido sintético, en la región conocida como Coatzacoalcos Profundo en el Golfo de México. No se conocen detalles acerca del manejo de recortes que tuvieron estos pozos; esta información se presenta en el capítulo seis.

La actual legislación mexicana a través la SEMARNAT (Secretaría de Marina y Recursos Naturales) es bastante clara en prohibir las descargas de todo tipo al océano. Sin embargo, este documento servirá como pauta para solicitar y efectuar estudios acerca del impacto ambiental que puedan tener los fluidos de perforación sintéticos dentro del ecosistema marino.

Por último en el capítulo siete, se incluyen conceptos de salud, seguridad y recomendaciones relacionadas a la aplicación de este tipo de sistemas.

Como se verá en este trabajo los fluidos de perforación sintéticos no sólo tienen bajo impacto ambiental, sino que además mejoran las condiciones de perforación costa afuera, reduciendo los costos de operación.

El propósito fundamental de este trabajo fue recopilar información acerca de los fluidos de perforación sintéticos y concentrarla en un solo documento, ofrecer elementos para comprender los diferentes tipos de fluidos sintéticos, distinguiendo sus principales características y propiedades, permitiendo su aplicación de acuerdo a las condiciones de cada pozo; contribuir al mejoramiento de la perforación, al tiempo que se satisfacen los aspectos económicos y ambientales de fundamental observancia en el desarrollo de los campos petroleros.

CAPÍTULO II

GENERALIDADES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

II.1 DEFINICIÓN DE FLUIDO DE PERFORACIÓN ^[1]

El Instituto Americano del Petróleo (API, por sus siglas en inglés) define al fluido de perforación como “un fluido circulante, usado en la perforación rotatoria, para ejecutar alguna o todas las funciones requeridas para realizar una operación de perforación”.

II.2 PRINCIPALES PROPIEDADES Y CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN ^[2]

Las propiedades físicas de un fluido de perforación, la densidad y las propiedades reológicas son monitoreadas para facilitar el proceso de perforación. Estas propiedades físicas contribuyen a varios aspectos importantes para la perforación exitosa que se describirán a lo largo de este capítulo.

Cada pozo es único, por lo tanto es importante que estas propiedades sean controladas respecto a los requisitos para un pozo en particular y del fluido que se está usando. Las propiedades reológicas de un fluido pueden afectar negativamente un aspecto, al mismo tiempo que producen un impacto positivo importante sobre otro. Por lo tanto se debe lograr un equilibrio para maximizar la presión de bombeo y evitar los inlfujos de fluidos o de la formación, además de impedir la pérdida de circulación hacia la formación que se está perforando.

II.2.1 Densidad

Una de las propiedades principales de un fluido de perforación es la **densidad**, es la que le da peso al lodo, le da la fuerza necesaria en la columna hidrostática para mantener la presión del yacimiento. Dependiendo de la presión necesaria es como se le va dando o quitando peso. La densidad del fluido de perforación se basa en una ventana operativa que depende del gradiente de formación y del gradiente fractura.

La figura II.1 muestra un ejemplo de la ventana operativa de un pozo, definida por el Gradiente de presión de formación (GPf) y el Gradiente de Presión de fractura (GPff). La densidad del fluido de control debe estar dentro de la ventana operativa,

esto para mantener la presión del yacimiento y a su vez no fracturar. La perforación se hace por etapas; cada etapa se perfora con una diferente densidad de fluido.

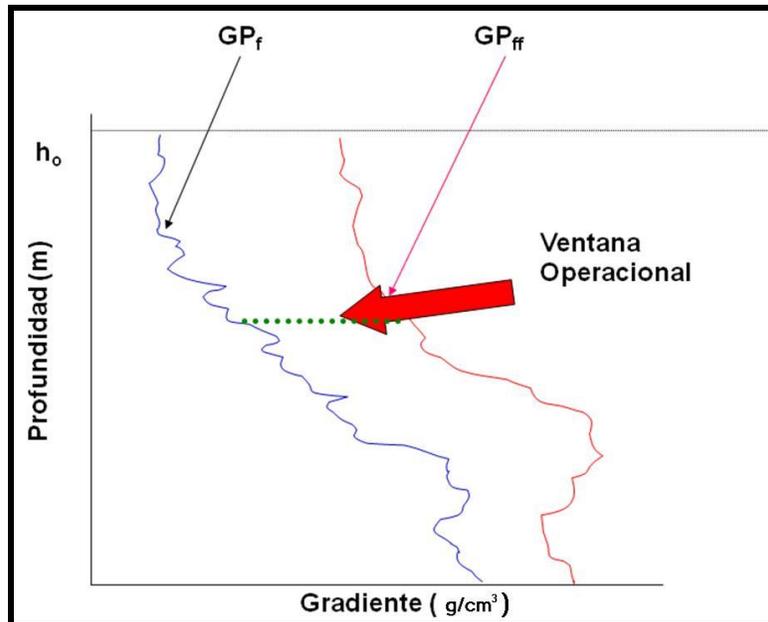


Figura II.1 Ventana Operativa ^[4]

La densidad relativa del lodo de perforación es aquella que se obtiene al dividir la densidad del lodo entre la densidad del agua a una temperatura específica, esto nos sirve para hacer alguna prueba del lodo de perforación cuando al perforar tenemos entradas de agua al pozo y está a una temperatura diferente a la ambiental.

II.2.2 Viscosidad y Reología ^[3]

La **viscosidad** es la propiedad más importante para los fluidos de perforación, se define como la fuerza de resistencia que opone un fluido a fluir. Es decir, un fluido tiene mayor viscosidad al tener problemas para fluir, sin embargo, cuando es más fluido se dice que es menos viscoso. Dependiendo de las propiedades del pozo y de las condiciones que se tengan es como se va a determinar la viscosidad que necesita un fluido para realizar una buena perforación.

La reología es el estudio de la manera en que la materia se deforma y fluye. Se trata de una disciplina que analiza principalmente la relación entre el esfuerzo de corte y la velocidad de corte, y el impacto que estas dos propiedades tienen sobre

las características de flujo dentro de los materiales tubulares y los espacios anulares.

Los fluidos pueden clasificarse de acuerdo con su comportamiento bajo la acción de un esfuerzo cortante y bajo la velocidad de corte inducida por dicho esfuerzo, resultando en un flujo laminar y unidireccional a temperatura constante. Así, en los fluidos existe una relación entre el esfuerzo de corte impuesto y la velocidad de corte resultante. Esta relación es diferente para todos los fluidos y puede ser distinta para el mismo fluido, bajo diferentes condiciones de presión y temperatura.

Los fluidos se clasifican principalmente en dos grandes grupos: fluidos puramente viscosos que solo exhiben propiedades viscosas y fluidos que exhiben propiedades viscosas y elásticas, denominados fluidos viscoelásticos.

Sin embargo, de acuerdo con su comportamiento bajo la acción de un esfuerzo cortante y la velocidad de corte inducida por dicho esfuerzo, los fluidos se clasifican como Fluidos Newtonianos y Fluidos no Newtonianos. La figura II.2 muestra la clasificación de los fluidos basándose en el criterio anterior.

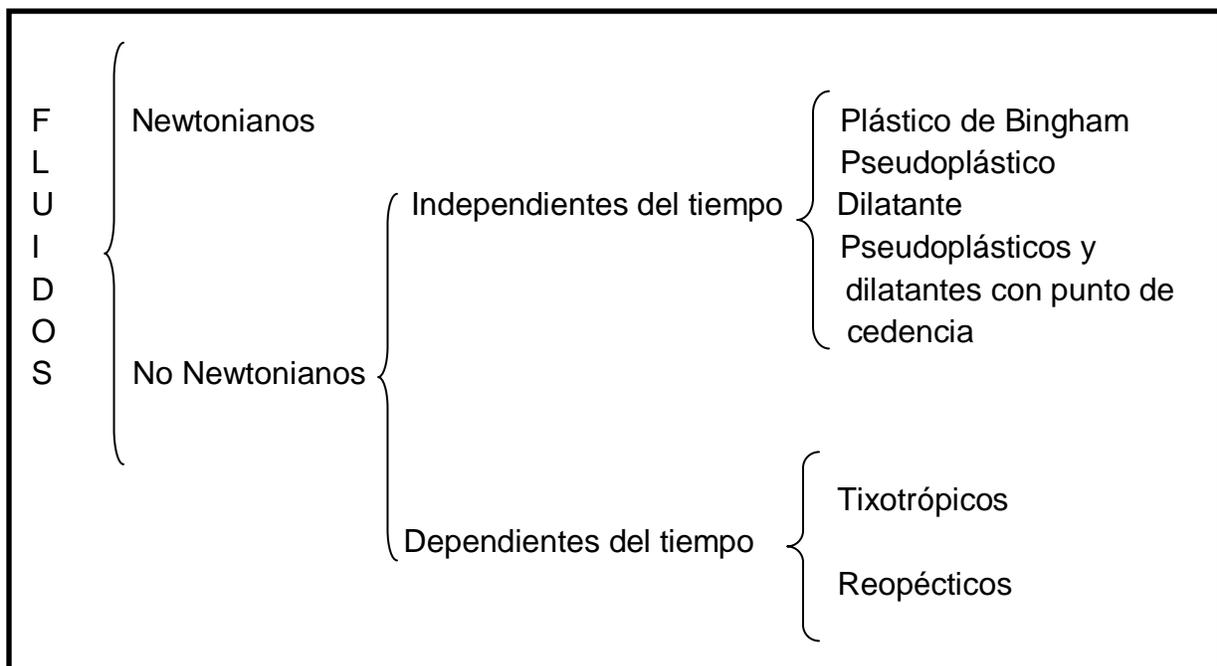


Figura II.2 Clasificación De Los Fluidos En Función De Su Comportamiento Reológico ^[3]

II.2.3 Tixotropía ^[3]

La tixotropía en un fluido de perforación es su capacidad para originar una transformación isotérmica reversible del estado gelatinoso. La gelatinosidad puede volver al estado líquido por simple agitación. La formación de geles con una rapidez que varía con las características físicas y químicas del fluido de perforación, es la propiedad que produce la plasticidad de dicho fluido y permite suspender los sólidos mientras el pozo está estático, previniendo que los materiales densificantes incluidos en los fluidos y los recortes producto de la perforación se asienten.

Los valores de gelatinosidad pueden controlarse con los aditivos utilizados para reducir viscosidad como: lignosulfatos, lignitos, fosfatos complejos y poliacrilatos de sodio; dependiendo su uso, de las condiciones particulares de cada formulación.

Una gelatinosidad elevada puede ocasionar que se pegue la tubería o al menos, que las bombas trabajen con excesiva presión. Los factores que favorecen la formación de gelatinosidad pueden ser muchos, por ejemplo el pH, las contaminaciones con cemento y/o anhidrita, etc.

La fuerza final de gelatinosidad después de que un flujo de lodo ha permanecido sin movimiento el tiempo suficiente para que la fuerza mencionada llegue al máximo se le denomina **esfuerzo de gel** y el tiempo que tarda en formarse el gel se le denomina **rapidez de gel**.

II.2.4 Propiedades coloidales ^[3]

Representan la capacidad de los lodos de perforación para formar un enjarre impermeable sobre las paredes del pozo, que proteja las formaciones porosas y lubrique la tubería de perforación. Estas propiedades, a su vez son función de la calidad de la arcilla empleada y de las sales contenidas en el agua.

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

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

Las propiedades coloidales de un fluido de perforación dependen del contenido de partículas coloidales, teniendo en cuenta que éstas tienen una dimensión que varía de 0.002 mm a 1 micra. Sin embargo, el contenido de coloides de un lodo debe ser controlado, pues puede alcanzar valores altos que impidan el depósito de los recortes en la presa de asentamiento.

II.3 FUNCIONES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN ^[1]

Las funciones más importantes de los fluidos de perforación se describen a continuación.

II.3.1 Enfriar y lubricar la barrena

Durante el proceso de perforación se genera mucho calor debido a la fricción que existe entre el pozo, la sarta de perforación y la barrena contra la formación. El fluido de perforación disipa el calor hacia la superficie al realizar un ciclo completo de circulación.

El fluido de perforación también lubrica la barrena y la tubería de perforación, reduciendo la fricción.

La mayoría de los fluidos de perforación son buenos lubricantes debido a que se formulan con aditivos que reducen la fricción, como la bentonita y los polímeros.

En pozos profundos, altamente desviados o en pozos horizontales se requiere el uso de lodos de emulsión inversa (lodos base aceite) con el fin de reducir la torsión y el arrastre generados por las altas fricciones.

II.3.2 Limpiar el fondo del pozo

La remoción de los recortes generados por la barrena durante el avance de la perforación es una de las funciones más importantes del fluido. Esta remoción

está influenciada por factores tales como: la viscosidad y la densidad del fluido, el tamaño y densidad de los recortes y la velocidad del fluido en el espacio anular. Los recortes tienden a permanecer en el fondo del pozo debido a la diferencia de presión que existe entre la presión hidrostática ejercida por el lodo y la presión de formación, pero las propiedades del fluido y las condiciones de operación durante la perforación favorecen su acarreo a la superficie.

II.3.3 Transportar los recortes de perforación a la superficie

Un lodo de perforación debe ser capaz de transportar los recortes generados por la barrena a la superficie a través del espacio anular del pozo, para que esto se cumpla, la velocidad del lodo de perforación en el espacio anular debe ser mayor que la velocidad de asentamiento de las partículas generadas durante la perforación para que éstas puedan ser llevadas a la superficie.

Este proceso de transporte es dependiente de la velocidad del fluido en el espacio anular, la densidad del fluido y el esfuerzo de cedencia. Otros factores que también influyen son: la inclinación del pozo, el interior de la tubería, la excentricidad del espacio anular, el tamaño, densidad y geometría de los recortes.

Las variables como el esfuerzo de cedencia o la fuerza de gel deben ser mantenidas en niveles adecuados para lograr una buena limpieza del agujero cuando el fluido está en circulación y ser capaz de mantener los recortes en suspensión cuando la circulación se interrumpe.

Estas propiedades pueden controlarse mediante el uso de aditivos en los fluidos de perforación.

Aunque las ecuaciones de transporte de recortes son complejas, se conocen reglas de dedo para pozos verticales como:

- Ajustar el esfuerzo de cedencia entre 3 y 15 libras/100 ft² y
- Mantener el gasto entre 25 y 50 gpm/pulgada de diámetro de la barrena.

Esta combinación de esfuerzos de cedencia y gastos se ajusta para mantener un flujo laminar en el espacio anular alrededor de la tubería de perforación. El flujo a través de la tubería de perforación normalmente será turbulento excepto para lodos extremadamente pesados y de alta viscosidad.

Los esfuerzos de cedencia y gastos sugeridos normalmente son efectivos para limpiar el agujero usando peso de la barrena y velocidades de rotación óptimos.

Si las condiciones del agujero no mejoran y hay un incremento en el contenido de sólidos, el procedimiento recomendado consiste en circular un fluido de alta viscosidad para remover los recortes.

La ventaja de este procedimiento es que las propiedades del sistema de lodo activo pueden mantenerse en sus valores óptimos para una tasa de penetración dada. Sin embargo, en algunos casos en los que la integridad del agujero es la principal prioridad, el ajuste de esfuerzos de cedencia se efectúa por encima de los 3-15 lbs/100 ft² sugeridos.

Los recortes y el material densificante necesitan mantenerse en suspensión entre las conexiones y durante los viajes. Las fuerzas del gel iniciales entre 2 y 8 son suficientes para este propósito. Las fuerzas de gel a diez minutos con valores de 5 veces el gel inicial, son consideradas geles progresivas y la presión adicional necesaria para romperlas e iniciar la circulación puede resultar en fracturamiento de la formación cuando se reestablece el bombeo después de los viajes o cierres.

II.3.4 Transmitir potencia hidráulica a la barrena

El fluido de perforación es el medio a través del cual se transmite la potencia hidráulica a la barrena.

Un fluido cuya viscosidad en la barrena se aproxima a la del agua, disminuirá las pérdidas de presión por fricción y aumentará la potencia hidráulica disponible en la barrena. Esto debido a que mientras más baja sea su viscosidad la pérdida por fricción en las paredes del pozo será menor, y le será más fácil el movimiento, aumentando el rendimiento de la potencia hidráulica disponible.

II.3.5 Controlar las presiones de la formación

Durante la perforación se van encontrando formaciones saturadas con fluidos como: agua dulce, agua salada, gas, aceite o una combinación de ellos.

Generalmente estos fluidos se encuentran a una cierta presión llamada presión de yacimiento, misma que debe ser contrarrestada por la presión hidrostática ejercida por la columna del lodo de perforación.

La densidad de los fluidos de perforación debe ajustarse para contener cualquier presión de la formación y evitar el flujo de los fluidos hacia el pozo. Además de ofrecer cierto margen de seguridad mientras se efectúa un viaje de tubería. Sin embargo la densidad no debe ser tan alta como para crear presión diferencial excesiva, la cual disminuye la velocidad de penetración y puede ocasionar pérdida de circulación; o la pegadura de tubería.

II.3.6 Estabilizar las paredes del pozo

Frecuentemente los pozos presentan problemas de inestabilidad en las paredes del agujero. Las causas son variadas, entre ellas las debidas a fenómenos geológicos tales como zonas fracturadas, arcillas hidratables, formaciones no consolidadas y zonas presurizadas. Estas deben anticiparse, para así poder formular un fluido de perforación que cumpla los requerimientos físicos y químicos que permitan evitar el problema; también para que la zona perforada permanezca estable y se pueda continuar con la perforación.

Para asegurar la estabilidad del agujero, factores como el enjarre, la densidad, la velocidad de flujo y la actividad química del fluido deben tomarse en cuenta y ser ajustados.

II.3.7 Permitir la toma de registros geofísicos

Las propiedades físicas y químicas de un fluido de perforación pueden afectar la toma de registros geofísicos. Por ejemplo, un fluido muy salado hace poco confiable la información obtenida de un registro de Potencial Espontáneo (SP) debido a que la salinidad del fluido y de la formación puede ser casi igual. Los fluidos base aceite, nulifican los registros de resistividad ya que el fluido actúa

como un dieléctrico. Por lo tanto, el programa de registros deberá estar acorde con el fluido que se tenga en el pozo.

Durante la perforación de pozos de alto ángulo, horizontales o multilaterales se utiliza la herramienta MWD. Esta herramienta envía información a la superficie acerca de las propiedades de la roca perforada, dirección del pozo, torque y peso sobre barrena. Esta valiosa información llega mediante pulsaciones a través del fluido.

El fluido debe suministrar un medio apropiado para evaluar las formaciones a través de los registros eléctricos. Para tomar los registros eléctricos se requiere que el fluido de perforación sea un medio conductor, que permita obtener las propiedades eléctricas de los diferentes fluidos de la formación.

La correcta evaluación de la formación se dificulta enormemente si la fase líquida del fluido de perforación ha invadido la formación, alterando las propiedades físicas o químicas de la misma.

II.3.8 Minimizar la corrosión de la tubería de perforación y la de revestimiento

Al realizar perforaciones en las formaciones del cretácico y jurásico se encuentran problemas como la fragilización y la falla del acero causados por las altas concentraciones de ácido sulfhídrico (H_2S). El fluido de perforación deberá contener inhibidores de corrosión y productos químicos secuestrantes, necesarios para contrarrestar este y otros efectos.

II.3.9 Mejorar la velocidad de perforación

La velocidad de perforación se ve afectada por las propiedades del fluido de control utilizado. Un volumen bajo de filtrado y un alto contenido de sólidos retarda la igualación de presión alrededor del corte y promueve el remolerlo antes de su remoción.

La selección de un determinado tipo de fluido para optimizar la velocidad de perforación reduce significativamente los tiempos de perforación; sin embargo, deberán de analizarse otros problemas tales como el daño a la formación, estabilidad del agujero, etc.

II.4 FACTORES A CONSIDERAR PARA SELECCIONAR UN FLUIDO DE PERFORACIÓN ^[4]

La selección adecuada del fluido de perforación es de vital importancia para el éxito de la perforación, los errores en esta fase pueden resultar costosos y difíciles de corregir, para evitar estos errores es recomendable considerar los siguientes factores.

II.4.1 Factores ambientales

Con frecuencia este factor es el de mayor peso para la selección de la base (agua o aceite) del fluido de perforación. Las regulaciones ambientales son variadas y dependen de la localización del pozo a perforar.

En zonas marinas se consideran características de fluorescencia, brillo, biodegradación, bioacumulación y toxicidad; en zonas terrestres influye el contenido de cloruros, metales pesados, pH y contenido de aceite, entre otros.

II.4.2 Condiciones de seguridad

La seguridad es prioritaria, y el fluido seleccionado debe ser capaz de mantener las características o propiedades requeridas para:

- ✓ Ejercer un efectivo control de la presión de formación.
- ✓ Realizar una limpieza efectiva del pozo.
- ✓ Mantener control sobre los contaminantes del área.
- ✓ Permitir la rápida densificación y tratamiento.

II.4.3 Domos salinos

Cuando se perfora un domo salino, la selección del fluido de perforación debe ser tal, que evite los deslaves en la formación, la mejor solución para estos casos es un fluido base aceite saturado con sal. Si se opta por un fluido base agua también deberá estar saturado con sal. Los principales problemas al perforar un domo salino son:

- ✓ Descalibre del pozo.
- ✓ Flujos de sal
- ✓ Flujos de agua salada

- ✓ Incremento de la densidad
- ✓ Pérdidas de circulación
- ✓ Contaminación del fluido de perforación

II.4.4 Alta temperatura y presión

Al perforar pozos con alta temperatura y presión, se debe seleccionar el fluido que presente mejor estabilidad. El fluido base aceite (emulsión inversa) tiene un mejor desempeño en estas condiciones. Los problemas más comunes en estos pozos son:

- ✓ Gelificación
- ✓ Asentamiento de la barita
- ✓ Inestabilidad térmica
- ✓ Variaciones en la densidad (disminución)

II.4.5 Pérdidas de circulación

Si se va a perforar un pozo en una zona donde existe evidencia de que se puede presentar un pérdida de circulación de gran magnitud, el tipo de fluido seleccionado debe ser el más simple y económico posible. Para estos casos el fluido base agua es el más recomendado y de ser posible fluidos aireados. La problemática en zonas de pérdida total incluye:

- ✓ Manejo de grandes volúmenes de lodo
- ✓ Logística
- ✓ Costo

II.4.6 Lutitas hidrófilas

Cuando se van a perforar zonas de lutitas hidrófilas (afines al agua), lo más recomendable es el uso de fluidos base aceite ya que un fluido base agua causaría la desestabilización de las lutitas por hinchamiento. La problemática más común es la inestabilidad del pozo.

II.4.7 Logística

Debemos considerar la logística para el traslado de productos químicos, materiales sólidos y líquidos para la preparación, tratamiento y mantenimiento del lodo. Si el lugar es de difícil acceso será preferible un lodo base agua y si es en costa fuera lo mejor es utilizar un lodo preparado con agua de mar. La problemática es la distancia, el acceso y la disponibilidad de los materiales.

II.4.8 Factor económico

Para ponderar este factor, es deseable elaborar un listado con los fluidos que técnicamente sean capaces de perforar el pozo con seguridad y eficiencia, realizar un comparativo y finalmente seleccionar el más económico. En el costo del fluido se debe considerar:

- ✓ Costo del fluido base.
- ✓ Costo del mantenimiento.
- ✓ Costo del tratamiento de los recortes
- ✓ Costos de logística

Después de analizar y considerar los factores mencionados, estamos en posibilidad de seleccionar la base del fluido de perforación a utilizar en cada etapa del pozo.

II.5 TIPOS DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN ^[4]

En general los fluidos de perforación se pueden dividir en función de la fase continua que los forma.

II.5.1 Fluidos de perforación base agua (WBF)

En este sistema la fase continua es el agua dulce, agua de mar o **salmuera** y la fase dispersa o discontinua puede ser: aceite (lodo de emulsión directa) o aire (lodo aireado).

Generalmente el agua dulce es la base de este tipo de fluidos a la cual se le adicionan aditivos químicos tales como arcillas, polímeros, densificantes y otros

aditivos para el control de algunas propiedades como: viscosidad, volumen de filtrado, punto de cedencia, pH y Tixotropía, entre otras.

En los fluidos base agua están incluidos los de emulsión directa y son emulsiones que se preparan con el 80% de diesel, 18% de agua y un 2% de emulsificante. Estos fluidos son utilizados para perforar en formaciones depresionadas donde se requiere baja densidad o en la reparación de pozos.

En la figura II.3 se muestran las fases de un fluido base agua.

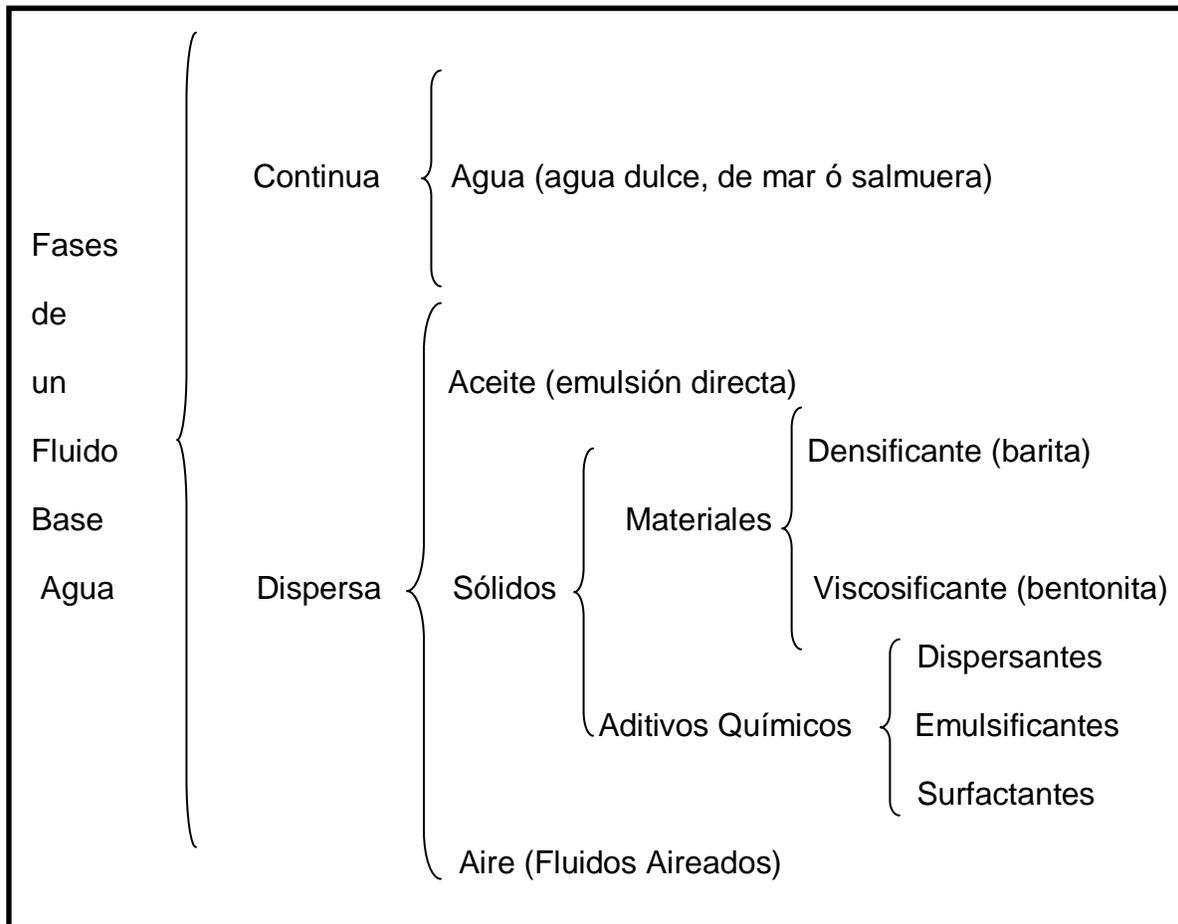


Figura II.3 Fases De Un Fluido Base Agua ^[4]

II.5.2 Fluidos de perforación base aceite (OBF)

Se les conoce como lodos de emulsión inversa. Se refieren a una emulsión de agua en aceite en donde la fase continua es el aceite y la fase discontinua o dispersa es el agua en forma de gotas. Para formar una película de aceite alrededor de las gotas de agua se requiere el uso de emulsificantes, aditivo que mantendrá estable la emulsión.

En la figura II.4 se establecen las fases que integran un fluido base aceite.

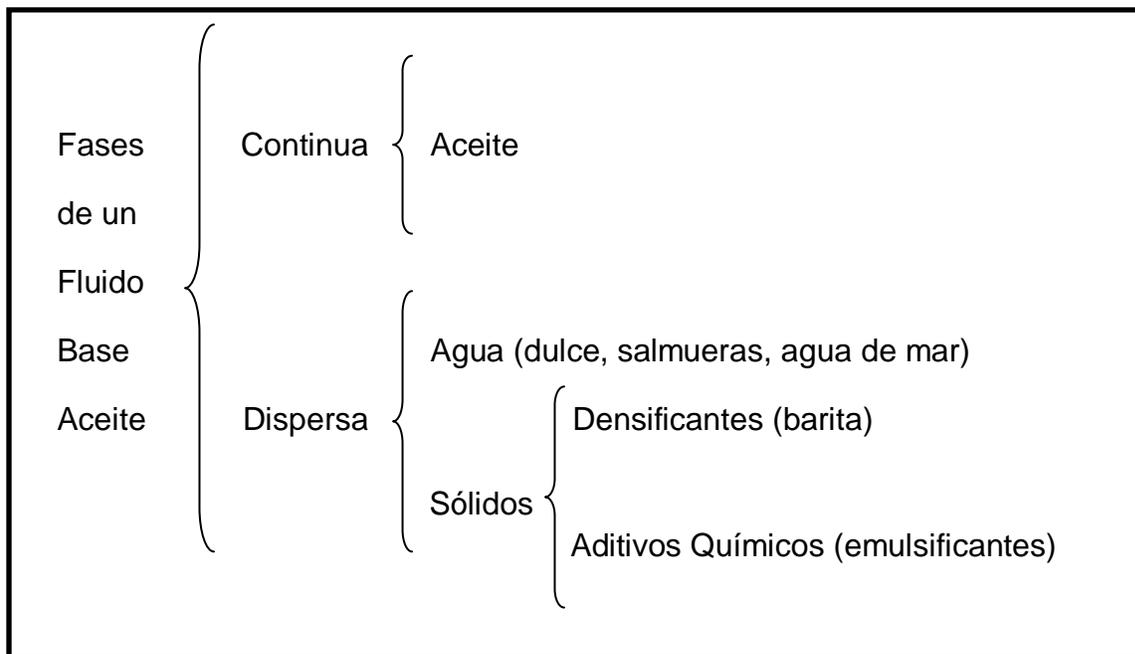


Figura II.4 Fases De Un Fluido Base Aceite ^[4]

Los lodos de emulsión inversa son utilizados en la perforación de lutitas hidrófilas y zonas productoras con alta temperatura. Se caracterizan por ser lodos salados ya que su salinidad varía de 30 mil a 350 mil ppm.

II.5.3 Fluidos aireados

La perforación con espuma es un método alternativo para transportar los recortes, al mismo tiempo que se reduce la presión hidrostática ejercida por la columna del lodo. Estos fluidos desarrollan viscosidades mayores que el aire o gas, por lo que se requieren altas velocidades anulares. Una espuma estable limpiará bien el agujero con velocidades anulares de 61 a 91 m/min.

La principal problemática es mantener la estabilidad de la espuma. Con este sistema se pueden lograr densidades por debajo de 0.50 g/cm^3 .

Los fluidos aireados tienen una gran aplicación en la perforación bajo balance, ya que este método de perforación requiere que la presión hidrostática ejercida por la columna del fluido sea menor que la presión del yacimiento y esto se obtiene con la inyección de nitrógeno a la columna de lodo.

II.5.4 Fluidos limpios

Las salmueras, también llamadas fluidos limpios por estar libres de sólidos, se utilizan principalmente en las etapas de terminación y reparación de pozos.

La principal ventaja de estos fluidos limpios es que minimizan el daño a la formación. La desventaja es que las sales para densidades mayores de 1.40 g/cm^3 requieren el uso de **bromuros**, materiales altamente contaminantes y excesivamente caros. Razón por la cual su empleo está restringido. Otra desventaja es que los fluidos limpios son altamente corrosivos y su uso requiere de la dosificación de inhibidores de corrosión.

II.6 PROBLEMAS DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN BASE ACEITE Y BASE AGUA ^[4]

Los problemas asociados al uso de fluidos de perforación base aceite son:

- Contaminación del agua
- Alta concentración de sólidos
- Exceso de emulsificante secundario (componente a base de polvo de asfalto)
- Inestabilidad de la emulsión
- Asentamiento de barita
- Derrumbes, fricción y empaquetamiento en la sarta de perforación

- Contaminación con gas
- Perforación de mantos salinos
- Sólidos (barita y/o recortes) humectados con agua

Los fluidos de perforación base agua se asocian con los siguientes problemas:

- Contaminación con yeso y anhidrita
- Abrasión
- Embolamiento de la barrena
- Alta pérdida de filtrado
- Pérdidas de circulación
- Lodo inestable
- Alta viscosidad
- Bajo pH
- Derrumbes por inestabilidad del agujero.

CAPÍTULO III

FLUIDOS DE PERFORACIÓN SINTÉTICOS

III.1 HISTORIA DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN SINTÉTICOS

En el año 1900, mientras se perforaba un pozo en Spindletop, Texas, los trabajadores llevaron una manada de ganado a través de un foso lleno de agua. El lodo que se originó, una mezcla barrosa y viscosa de agua y arcilla, se bombeó dentro del pozo. Es así como los fluidos de perforación se denominan lodos, pero hoy en día, los ingenieros no confían sólo en el agua y arcilla, sino que diseñan cuidadosamente compuestos y mezclas para satisfacer las necesidades específicas que existen según las distintas condiciones de perforación.

Ya en el siglo XIX, la perforación en busca de petróleo se convirtió en una práctica generalizada, dado que la industrialización aumentó la necesidad de productos derivados del petróleo.

La técnica de perforación con herramienta operada por cable consistía en dejar caer una pesada herramienta metálica y retirar la roca pulverizada con un contenedor tubular. Los chinos estaban relativamente avanzados en este arte y se les atribuye haber sido los pioneros en el uso intencional de fluidos en el proceso de perforación. En este caso el fluido era agua, que suavizaba la roca y, por lo tanto, facilitaba la penetración y ayudaba a eliminar los fragmentos de roca pulverizada conocidos como detritos, hoy llamados recortes.

En 1833, un ingeniero francés llamado Flauville estaba observando la técnica de perforación con herramienta operada por cable, cuando el aparato de perforación se topó con agua. Entonces se dio cuenta de que el agua que brotaba era muy útil para sacar los recortes del pozo. El principio de utilizar fluidos en movimiento para sacar los recortes del pozo tuvo su origen en ese momento. Flauville ideó una instalación para bombear el agua hacia el interior de un vástago de perforación y arrastrar los recortes al regresar a la superficie a través del espacio existente entre el vástago de perforación y la pared del pozo. Actualmente, este procedimiento sigue vigente. La perforación rotatoria ha reemplazado a la perforación con herramienta operada por cable. En ese caso, los recortes se transportan a la superficie arrastrados por el lodo en circulación.

III.1.1 Fluidos de base no acuosa ^[5]

A lo largo de la historia de los campos costa afuera, se han usado diferentes formulaciones químicas como fluidos de perforación.

En fluidos de perforación no acuosos, la fase continua es una mezcla líquida de hidrocarburos u otra fase orgánica insoluble. Estos fluidos también incluyen barita, arcillas, emulsificantes, agua, cloruro de calcio, hidróxido de calcio y de sodio, lignito, entre otros.

Los fluidos de base no acuosa son más caros que los base agua y estos se usan en situaciones de perforación difíciles donde sus ventajas técnicas son requeridas. Como por ejemplo:

- Perforación de zonas difíciles formadas por lutitas deleznales.
- Perforación profunda, pozos de altas temperaturas donde las formulaciones base agua son inestables.
- Perforación de anhidrita, yeso y zonas salinas.
- Perforación y obtención de núcleos en formaciones con hidrocarburos (cerca del objetivo).
- Perforación a través de formaciones que contienen ácido sulfhídrico (H_2S) y bióxido de carbono (CO_2).
- Perforación de pozos direccionales, incrementando la lubricidad y reduciendo el torque y el arrastre.
- Probabilidad de pegadura de la tubería de perforación.
- Para ejercer el control sobre la corrosión.
- En la limpieza del pozo cuando el agua daña la formación.

Existen 3 tipos de fluidos base no acuosa, se clasifican de acuerdo a la composición química del fluido base en el lodo. Estos son los fluidos base aceite (OBF, Oil Based Fluids), los fluidos base aceite mineral mejorados (EMOBF, Enhanced Mineral Oil Based Fluids) y los fluidos de base sintética (SBF, Synthetic Based Fluids).

Los fluidos OBF son los más económicos y fueron los únicos en uso hasta finales de los ochenta. Los aceites minerales de baja toxicidad fueron desarrollados como alternativa para el diesel en los OBF en un intento por reducir el impacto ambiental de la descarga de recortes de perforación contaminados con diesel.

Los fluidos OBF han sido usados ampliamente en el Mar del Norte, en aguas costa afuera de Canadá, México y en muchas otras áreas de desarrollo en el mundo donde los recortes impregnados con OBF rutinariamente se descargaban al mar, hasta principios de los noventa cuando estas descargas fueron severamente restringidas, debido al efecto ambiental del aceite diesel en los recortes sobre las especies marinas, efectos que se han estudiado exhaustivamente.

Los EMOBF contienen un aceite mineral mejorado como fase continua. Los aceites minerales mejorados son aceites parafínicos convencionales que se han

hidrogenizado o purificado para remover todos los hidrocarburos aromáticos. Los aceites minerales mejorados contienen cantidades inferiores al 0.25 % de hidrocarburos aromáticos y menos del 0.001 % de hidrocarburos aromáticos policíclicos ^[6].

El fluido base o fase continua de un fluido sintético (SBF) es un material orgánico sintético insoluble en agua. La EPA (Environmental Protection Agency) define un material sintético, aplicado a los fluidos de perforación como: ^[7]

“Un material producido por la reacción química de materia prima, purificada, específica y contrario a los fluidos base tradicionales como el diesel y el aceite mineral, los cuales se obtienen a partir del aceite crudo a través de procesos físicos de separación que incluyen el fraccionamiento y destilación y/o reacciones químicas menores como el craqueo y el hidroprocesamiento.

Desde que se sintetizan mediante la reacción de componentes puros, los materiales sintéticos, adecuados para el uso en fluidos de perforación son libres de hidrocarburos policíclicos aromáticos (PAH). Sin embargo, las pruebas algunas veces reportan niveles de PAH por encima del 0.001 % a los que se denominan como **fenantrenos**”.

La Autoridad Reguladora de Noruega define a un SBF como: ^[8]

“Un fluido de perforación donde el fluido base consiste de componentes orgánicos no solubles en agua y en el que ningún fluido base, ni los aditivos son obtenidos a partir del petróleo”.

III.1.2 Origen de los fluidos de perforación sintéticos ^[9]

Durante la perforación costa afuera con fluidos base agua, tanto los recortes como el fluido son descargados al mar. Por otro lado la EPA prohíbe la descarga de recortes de EMOBF y OBF (contienen aceite libre). Esto ha generado la necesidad de transportar dichos recortes y fluidos a un sitio de restauración y eliminación en tierra; en algunas situaciones es posible suspender los recortes en el agua e inyectarlos en un pozo de eliminación o pozo letrina.

Los OBF fueron utilizados durante más de 20 años en el Mar del Norte, y los recortes fueron descargados al medio ambiente. A principios de la década de los ochenta, se iniciaron esfuerzos para reducir el impacto sobre el medio ambiente de estos lodos, mediante la sustitución del aceite diesel por productos petroleros más refinados como los aceites minerales, fluido base en los lodos de emulsión inversa. Los lodos preparados con estos aceites más refinados son menos tóxicos que los formulados con diesel, pero muchos aún contienen suficientes compuestos

aromáticos por lo que son ambientalmente inaceptables ya que no se degradan fácilmente.

La necesidad de perforar pozos desviados en aguas profundas aunada con la conveniencia de descargar los recortes en el mar llevó al desarrollo de los fluidos de perforación sintéticos.

Un SBF fue usado por primera vez para perforar un pozo en el Sector Noruego del Mar del Norte en marzo de 1990, el cual constituyó el primer producto ambientalmente aceptable de sustitución a los fluidos de perforación base aceite diesel y aceite mineral.

Otras formulaciones base sintética aparecieron poco tiempo después. Un lodo sintético a base de éter fue usado más tarde costa afuera en Noruega. La primera Poli-alfa olefina (PAO) fue implantada en mayo de 1991. Otros fluidos base sintética fueron introducidos en la industria en el siguiente orden: alquilo benceno lineal (LAB), acetales, alfa-olefinas lineales (LAO), olefinas internas (IO) y parafinas lineales (LP). Estos compuestos están reportados en la literatura petrolera, son llamados fluidos base sintética porque sus bases son sintetizadas o fabricadas mediante procesos químicos.

III.2 FLUIDOS DE PERFORACIÓN SINTÉTICOS DE PRIMERA Y SEGUNDA GENERACIÓN

El primer pozo perforado con un SBF en el Sector Británico, fue en 1991 y en el Golfo de México en 1992. En septiembre de 1994, 169 pozos habían sido perforados con SBF en el Mar del Norte. En 1995, 49 pozos fueron perforados con SBF en el Sector Noruego del Mar del Norte, con una descarga al océano de aproximadamente 5,500 toneladas métricas de SBF en los recortes ^[9].

La perforación con SBF es bastante común hoy en día en las regiones del Golfo de México y del Mar del Norte, así como en otras regiones tales como el Medio Oriente, Australia, México y Sudamérica. Debido a la evolución constante del mercado, se considera que la industria petrolera ya empezó a usar la segunda generación de fluidos base sintética.

El límite que separa los SBF de primera generación de los de segunda generación está generalmente definido por el costo y la **viscosidad cinemática** del líquido base sintética. Típicamente, los lodos base sintética de segunda generación son menos costosos y menos viscosos. Por lo tanto, se puede considerar que los SBF de primera generación están basados en éster, éter y poli-alfa olefinas (PAO), mientras que los de segunda generación están basados en alfa olefinas lineales (LAO), olefinas internas (IO) y parafinas lineales (LP). ^[10]

La Tabla III.1 proporciona los líquidos base sintética de primera y segunda generación.^[10]

Tabla III.1 Líquidos Base Sintética De Primera Y Segunda Generación^[10]

Primera Generación	Segunda Generación
Éster	Alquilo benceno Lineal (LAB)
Poli-Alfa Olefina (PAO)	Alfa-Olefinas Lineales (LAO)
Éter	Olefinas Internas (IO)
Acetal	Parafinas Lineales (LP)

Se considera que el lodo a base de **acetal** es un lodo de primera generación debido principalmente a su alto costo, mientras que el alquilo-benceno lineal es el primer líquido clasificado como lodo base sintética de segunda generación debido a su precio y a su viscosidad cinemática.

III.3 CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN SINTÉTICOS^[10]

La definición general de un material sintético se refiere a algo que fue producido por síntesis química. Los fluidos base sintética deben satisfacer dos criterios para ser usados en los fluidos de perforación.

Primero, deben cumplir con las normas y los reglamentos ambientales locales respecto a la descarga de recortes al mar. Si los recortes deben ser recogidos y transportados a tierra, entonces el uso de un lodo base sintética en vez de un lodo base aceite no ofrece ninguna ventaja adicional, exceptuando la prevención, en caso de un derrame accidental, además de mayor conveniencia desde el punto de vista de la salud y de la seguridad.

Segundo, el material sintético debe ser el fluido base para un sistema de lodo estable con las mismas propiedades inhibitoras de un lodo base aceite de emulsión inversa.

Estos SBF son diseñados para ser menos tóxicos y para degradarse más rápido que los OBF, produciendo sistemas de lodo similares a los fluidos de emulsión inversa en la perforación.

Además, los fluidos sintéticos tienen ciertas ventajas tanto técnicas como de salud, seguridad y ambientales sobre muchos aceites minerales y el aceite diesel. Por ejemplo, estos son menos volátiles que los OBF y sus vapores están libres de componentes aromáticos. Así, el uso de los SBF puede reducir la inhalación de vapores por los trabajadores en zonas poco ventiladas en la plataforma de perforación. ^[11]

Los fluidos de perforación sintéticos mejoran notablemente la eficiencia de la perforación sobre los fluidos base agua (WBF) en pozos difíciles. Esta reportado en la literatura la comparación de costo en pozos perforados con SBF y pozos perforados con WBF. Los tiempos de perforación se reducen de 50 a 60 %, y los costos de los pozos disminuyen a la mitad para los pozos perforados con SBF. ^[12]

En todos los casos, los recortes de SBF fueron descargados al océano. Si los recortes no pueden ser descargados, el costo adicional de transporte a tierra para su eliminación puede hacer muy costoso el uso de los SBF.

En muchos casos, los SBF no parecen tener mejores propiedades de perforación que los OBF, aunque los primeros son mucho más caros que los últimos. Sin embargo, si la descarga de los recortes asociados con los SBF se permite y la descarga de recortes asociados con los OBF es prohibida, la diferencia en costo de los SBF usualmente se compensa con el costo de transporte y eliminación en tierra de los recortes.

Los fluidos sintéticos tienen una clara ventaja sobre los fluidos base aceite en aguas profundas. Las altas velocidades de penetración son especialmente importantes en estos ambientes, donde la renta diaria de los equipos de perforación es elevada y reducir el tiempo de perforación es importante.

Tanto los OBF y los SBF incrementan la velocidad de penetración comparado con los WBF y reducen el tiempo de perforación. Sin embargo, los pozos perforados con OBF usualmente tardan más a causa de retrasos asociados con la manipulación y descarga de los recortes a las barcas.

Otro problema potencial en la perforación en aguas profundas resulta del tiempo relativamente largo en que el lodo está expuesto a bajas temperaturas. A medida que el lodo se enfría, los hidratos de gas se pueden formar e interferir con la circulación del lodo. Tanto los SBF y los OBF inhiben la formación de hidratos de gas, los SBF pueden ser más efectivos. El gas natural es menos soluble en los SBF que en la mayoría de los OBF. ^[12]

Para las operaciones de perforación en aguas profundas, los sistemas de aceites sintéticos proporcionan buena limpieza de agujero y propiedades adecuadas de suspensión de recortes generados durante la perforación. Estos también exhiben mejores condiciones para el control del pozo, comparados con la mayoría de los sistemas de WBF. Las propiedades reológicas de los SBF proporcionan buena capacidad de arrastre de los recortes, mejorando el transporte de los mismos en **risers** largos y fríos en aguas profundas. Las ventajas y desventajas del uso de SBF se resumen en la Tabla III.2.

Tabla III.2 Ventajas Y Desventajas De Los Fluidos De Perforación Sintéticos

[10]

Ventajas	Desventajas
Estabilidad e inhibición de las lutitas	Altos costos iniciales por barril
Estabilidad de la temperatura	Esfuerzo mecánico requerido
Lubricidad	Interfiere con la identificación de brotes
Resistencia a la contaminación química	Requiere control de contaminación
Corrosión reducida	Altos costos por pérdidas de circulación
Tolerancia a los sólidos	Problemas con su disposición final
Daño a la formación reducido	Requiere de equipo para el control de sólidos mas sofisticado (no es limitado a temblorinas, desarenadores de fluidos y centrífugas), así como de materiales para la limpieza del pozo.
Minimiza las pegaduras de tubería	Limpieza del equipo de perforación
Densidad del fluido de perforación reducida	Puede ocasionar problemas de salud, ambiente y seguridad (HSE).
Recuperables y reutilizables	Peligro de incendio
Menores costos de cementación	Interfieren con la toma de registros (requiriendo herramientas especiales)
Alta velocidad de penetración	Son compresibles
Flexibilidad	

Debido a que las ventajas listadas frecuentemente superan las desventajas, los fluidos de perforación de base aceite y sintéticos continúan siendo utilizados en ambientes de perforación difíciles y en aplicaciones especiales. Los fluidos son comúnmente preparados como emulsiones de salmuera dispersas en un fluido apropiado base aceite o base sintética adecuado.

III.4 DESCRIPCIONES DE LOS SISTEMAS DE SBF ^[13]

El mercado actual se ha preocupado por la toxicidad, la velocidad de biodegradación y el impacto ambiental. Los altos costos han hecho prohibitivo el uso de los SBF en la perforación costa afuera, exceptuando las olefinas y ésteres.

Las olefinas son menos costosas que los ésteres, más estables a altas temperaturas, menos viscosas a bajas temperaturas y más adaptables a la perforación en ambientes de aguas profundas.

Las olefinas son preferidas si sólo se consideran las propiedades de perforación. Sin embargo, los ésteres son mucho más biodegradables que las olefinas, dando la impresión que son más compatibles con el medio ambiente que éstas.

Los fluidos base agua aún son los lodos de perforación más frecuentemente usados costa afuera. Sin embargo, en aguas profundas o en situaciones de perforación difíciles, donde los WBF no son adecuados, se usan las IO y LAO. Las PAO y ésteres fueron utilizados en el pasado, rara vez empleados hoy en día.

La mayoría de los perforadores en aguas costa afuera del Golfo de México contratan paquetes de fluidos sintéticos completos de las compañías de fluidos de perforación.

La formulación, el monitoreo de las propiedades físico-químicas y el reciclado de los SBF se realizan por la compañía de fluidos de perforación regidos por un contrato base.

Un gran número de productos de SBF con nombres comerciales están disponibles con proveedores de fluidos de perforación, tanto en los Estados Unidos como en Europa. Ejemplos de algunos de estos se resumen en la tabla III.3.

Según se muestra en la tabla III.3, cada sistema posee un fluido base distinto, que corresponde a la fase continua. La selección del sistema más adecuado dependerá de las condiciones locales en particular (ambientales, reglamentarias, logísticas y comerciales), así como de las necesidades técnicas de la aplicación.

El límite técnico de un fluido se determina por la composición química de su fluido base. ^[13]

Tabla III.3 Fluidos Comerciales Y Composición Química De La Base Sintética De Algunos Fluidos Representativos ^[10]

Nombre Comercial	Químico base del SBF	Proveedor
NOVAPLUS	IO (mezcla de C ₁₆ – C ₁₈)	M-I
NOVATEC	LAO (mezcla de C ₁₄ – C ₁₈)	M-I
ECOGREEN	Ester	M-I
AQUAMUL I*	Éter	M-I
AQUAMUL II*	Acetal	M-I
RHELIANT	IO	M-I
PARADRIL ^a	Parafinas	M-I
ACCOLADE ^a	Parafinas	Baroid
ENCORE	IO	Baroid
PETROFREE	Ester	Baroid
XP-07 ^a	Parafina lineal	Baroid
ISO-TEQ	IO (mezcla de C ₁₄ – C ₂₀)	Baker Hughes INTEQ
PARA-TEQ	Parafinas Lineales	Baker Hughes INTEQ
NX-3500	Ester	Baker Hughes INTEQ
ALPHA-TEQ	LAO (mezcla de C ₁₄ – C ₁₆)	Baker Hughes INTEQ
PUREDRIILL	Parafina Lineal	Petro-Canadá

^a Estos SBF contienen parafinas sintéticas. La EPA actualmente no permite descargar recortes de perforación que contengan parafinas derivadas del petróleo.

*Este sistema ya no está en el mercado.

III.4.1 Aditivos en los fluidos de perforación sintéticos ^[14]

El material base SBF usualmente representa cerca del 30 al 90 % del volumen total de un lodo completo y alrededor del 20 al 40 % de la masa del lodo.

Todos los sistemas SBF contienen emulsificantes, agentes humectantes, diluyentes, agentes densificantes y agentes gelificantes. Las proporciones relativas de los diferentes componentes varían dependiendo del tipo de base sintética, la geología y la profundidad de la formación a perforar (Tablas III.4 y III.5).

La mayoría de los ingredientes son similares para todos los sistemas de SBF.

Tabla III.4 Intervalos Típicos De Concentración De Los Aditivos En SBF ^[10]

Aditivo	Concentración en el lodo de perforación	
	lb/bbl	Kg/m ³
Emulsificante	9.0 – 14.0	25.7 – 39.9
Modificador reológico	< 1.0 – 2.0	2.9 – 5.7
Aditivo de Pérdida de Fluido	1.0 – 8.0	2.9 – 22.8
Cal	6.0 – 9.0	17.1 – 25.7
Arcilla Organofílica	5 – 8	15.0 – 21.0
Agente Mojante	0 – 1.0	0 – 2.9

Tabla III.5 Ingredientes Predominantes En Un Fluido De Perforación Base PAO (SBF) Comparados Con Un Lodo Base Aceite Mineral ^[10]

Componente	Concentración en el lodo de perforación lb/bbl (kg/m ³)	
	Lodo Poli-alfa-olefinas	Lodo Aceite Mineral
Relación Base Líquida/Agua	70/30	80/20
Densidad [lb/gal, (kg/L)]	11.0 (1.32)	7.43 (0.89)
Base Líquida Aceite Sintético	163.4 (470)	217.0 (620)
Agua	83.5 (238)	64.3 (183)
CaCl ₂	36.6 (104)	8.58 (24)
Emulsificante	5.0 (14)	1.9 (5)
Agente Humectante	2.0 (6)	1.0 (3)
Cal [Ca(OH) ₂]	6.0 (17)	---
Cal viva (CaO)	---	2.0 (6)
Arcilla Organofílica	2.0 (6)	10.0 (28)
Modificador Reológico	---	4.0 (11)
Barita	164.5 (469)	---

Los SBF y OBF comparten muchos de sus componentes (Tabla III.5). La fase acuosa (como salmuera de cloruro de calcio) se emulsifica en la base sintética para incrementar la viscosidad. La relación de volumen de sintético/agua es variable para modificar la viscosidad del lodo y usualmente fluctúa en un intervalo de 55/45 o relaciones más altas como 96/4 % en volumen.

La salmuera promueve la deshidratación de lutitas en la formación que se está perforando. Está dispersa en la fase sintética para formar una emulsión inversa.

Los sólidos en los fluidos base aceite sintético, incluyendo los recortes, son mojados por el aceite sintético.

Los emulsificantes, los cuales frecuentemente son tensoactivos de ácidos grasos, se agregan a los SBF para ayudar en la formación y mantenimiento de la emulsión inversa. Los paquetes emulsificantes (surfactantes) usados en los fluidos sintéticos frecuentemente difieren de los usados en los OBF. Ellos son modificados para ser compatibles con las propiedades fisicoquímicas de la fase orgánica del lodo.

Los agentes mojantes se agregan para asegurar la humectación por aceite de los sólidos en el lodo. Los agentes mojantes incluyen poli aminas, ácidos grasos y los **tall oils** oxidados. La cal se incluye para generar tensoactivos cálcicos que ayudan a emulsificar el agua en los SBF. Los modificadores reológicos y las arcillas organofílicas se adicionan para ayudar en la suspensión de los recortes en el lodo.

La barita (sulfato de bario) se usa para aumentar el peso del lodo de perforación, contrarrestando la presión de formación, para prevenir un brote. La cantidad de barita agregada al lodo usualmente se incrementa a medida que aumenta la presión de formación y la profundidad del pozo. Un fluido sintético de 11.5 lb/gal puede contener cerca de 230 lb/bbl (660 g/L) de barita. La barita es poco soluble en el agua de mar, se usa como un trazador de la dispersión y trayectoria de los fluidos de perforación descargados en el mar.

De los ingredientes que integran a los SBF, los fluidos base, los emulsificantes y los agentes humectantes (detergentes o surfactantes) son los que más afectan el medio ambiente a causa de su potencial toxicidad.

Las composiciones de los emulsificantes y de los agentes humectantes comerciales están protegidas por patentes. Algunos de los productos surfactantes empleados en los SBF, sus composiciones genéricas y las concentraciones usadas, se resumen en la Tabla III.6. ^[15]

Tabla III.6 Surfactantes Utilizados En Algunos Sistemas De Fluidos Base Aceite Sintético Incluyendo Su Composición Y Concentración Típica ^[15]

Producto	Función	Composición	Concentración típica en SBF (g/L) x 10 ⁻³	Concentración típica en SBF (lb/bbl)
Novamul	Emulsificante Primario	Ácido graso/ mezcla disolvente	17.13 – 28.55	6 - 10
Novawet	Agente Mojante	Imidazoline	2.85 – 5.71	1 – 2
Novathin	Diluyente/ Acondicionador	Mezcla de ácidos grasos	1.43 – 5.71	0.5 – 2
Novamod	Agente Gelificante Orgánico	Ácidos grasos polimerizados	2.85 – 11.42	1 – 4
Ez Mul NTE	Agente Emulsificante/ Mojante	Ácido graso polimerizado en fluido portador éster	17.13 – 34.26	6 – 12
Le Mul	Emulsificante	Mezcla de ácido graso en fluido sintético portador	17.13 – 28.55	6 – 10
Le Supermul	Emulsificante	Ácido graso poliaminado en fluido sintético portador	5.71 – 11.42	2 – 4
Omni-Tec	Emulsificante	Mezcla de ácidos grasos/ sintéticos	11.42 – 22.84	4 – 8
Omni-Mul	Emulsificante	Mezcla de poliamida/ sintéticos	22.84 – 45.68	8 – 16
Omni-Coat	Emulsificante de Alta Temperatura	Mezcla poliolefina/ sulfonato	2.85	1

La estabilidad térmica de los emulsificantes establece la máxima temperatura a la cual los SBF y OBF se pueden operar en el pozo. La ventana térmica para la

degradación de varios emulsificantes está en el intervalo de 54.4 a 270°C (130 a 520°F). Los modificadores reológicos poseen una estabilidad térmica similar a la de los emulsificantes.

La mayoría de los fluidos base aceite sintético son estables a temperaturas superiores a los 218°C (425°F). Los productos de la degradación térmica de emulsificantes y modificadores de reología podrían contribuir a la toxicidad de algunas formulaciones de fluidos base aceite sintético.

III.4.2 Viscosidad y contenido de hidrocarburos aromáticos en SBF

La viscosidad de la mayoría de los aceites, base de los fluidos sintéticos (distintos de las olefinas) es mayor que la del diesel y los aceites minerales (Tabla III.7). La alta viscosidad de algunos aceites base de los fluidos sintéticos condiciona la cantidad de barita que puede ser adicionada al lodo y por tanto limita el peso de la formulación. Esto puede restringir su uso a pozos que no requieran de altas densidades de lodo. ^[16]

Los aceites base sintética se obtienen de manera que no incluyan hidrocarburos aromáticos ya que éstos se consideran, contribuyen a la toxicidad de los WBF y OBF. ^[17]

Los sistemas de lodos sintéticos usualmente no contienen hidrocarburos aromáticos por ello son formulaciones de baja toxicidad (Tabla III.7). Sin embargo, el aceite crudo puede convertirse en fuente de hidrocarburos aromáticos cuando se perfora a través de formaciones que contienen hidrocarburos.

III.4.3 Aplicaciones técnicas de algunos sistemas de SBF ^[10]

La tabla III.8 puede ser usada como guía para la aplicación de los sistemas base sintética. Los tres factores básicos para determinar la aplicación técnica de un fluido base sintética son: la viscosidad cinemática, la resistencia térmica y la estabilidad química.

Los fluidos base menos viscosos, como los que integran los sistemas NOVAPLUS, NOVATEC o PARADRIL, son mejores en aplicaciones de aguas profundas y alta densidad. Las aplicaciones a alta temperatura deben evitar el uso de ésteres (ECOGREEN) debido a los problemas causados por la degradación térmica o la hidrólisis del éster base.

Tabla III.7 Viscosidad Y Concentración De Hidrocarburos Aromáticos En Varios Tipos De OBF Y SBF ^[10]

Fluido Base	Viscosidad (cSt @ 40°C)	Hidrocarburos Aromáticos (%)
Diesel	3 – 4	25
Aceite Mineral Convencional	2 – 3	1 – 7
Aceite de Parafina Purificado	2 – 3	< 1
Aceite Mineral Mejorado	1.7 – 3	<0.01 - <0.2
Éster ~ C ₂₆	5 – 6	0
Éster ~ C ₂₀	6.0	0
Acetal C ₂₀	6.0	0
Poli-Alfa Olefina (PAO) C ₂₀	5 – 7	0
Alfa Olefina Lineal (LAO) C ₁₄ – C ₁₆	2.1	0
Alfa Olefina Lineal (LAO) C ₁₆ – C ₁₈	3.1	0
Olefina Interna (IO) C ₁₆ – C ₁₈	3.1	0

Tabla III.8 Guía De Aplicaciones De Los Sistemas De Base Sintética ^[10]

Nombre del Sistema	General	Alta temperatura	Alta densidad	Aguas Profundas	Alto Contenido de Agua
Aquamul I	X	X			
Aquamul II	X	X	X	X	X
Ecogreen	X				
Novadril	X	X			
Novaplus	X	X	X	X	X
Novatec	X	X	X	X	X
Paradil	X	X	X	X	X

III.5 QUÍMICA DE LOS SINTÉTICOS

Una revisión de la química de los materiales base sintética es importante para lograr el entendimiento de algunas de sus aplicaciones y limitaciones.

La química de estos materiales define las propiedades físicas, las limitaciones técnicas, así como el destino final y el efecto sobre el medio ambiente de cada fluido base.

Las olefinas polimerizadas son los hidrocarburos sintéticos mas frecuentemente empleados como base de los SBF. Las olefinas polimerizadas incluyen las alfa olefinas lineales (LAO), Poli-alfa olefinas (PAO) y las Olefinas Internas (IO).

El alquilo benceno lineal (LAB) fue incluido inicialmente en esta clase de químicos base sintética. Los lodos de LAB fueron utilizados en la perforación de 33 pozos en el Sector Británico del Mar del Norte. Sin embargo, a causa de que contenían una molécula de benceno fueron reclasificados como ambientalmente inaceptables y su uso fue eliminado.^[9]

III.5.1 Fluidos base de primera generación (ésteres, éteres, acetales y PAO)

Las estructuras químicas de los hidrocarburos de primera generación utilizados como base en los SBF se ilustran en la Figura III.1, sus propiedades físicas se enumeran en la Tabla III.9.^[10]

Los ésteres, éteres y acetales contienen oxígeno en sus estructuras. Esta característica en común no representa trayectorias de reacción comunes, ya sea químicamente o biológicamente.

Aunque los ésteres, éteres y acetales también se producen mediante procesos sintéticos, sus materias primas son más costosas que el etileno. Este mayor costo, unido al diferente proceso de fabricación, resulta en fluidos base, cuyo costo es más elevado.

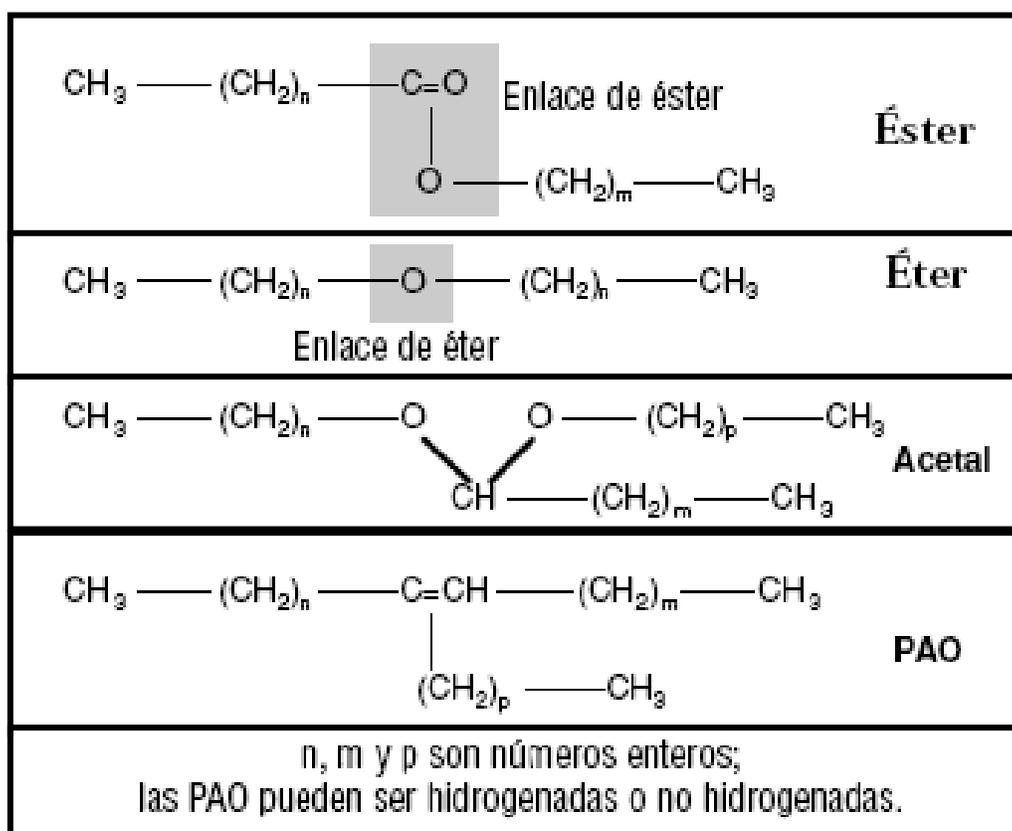


Figura III.1 Estructura De Los Sintéticos De Primera Generación ^[10]

Tabla III.9 Propiedades Físicas De Los Fluidos Base Sintética De Primera Generación ^[10]

Propiedades físicas	Éster	Éter	Acetal	PAO
Densidad (SG)	0.85	0.83	0.84	0.80
Viscosidad a 40 °C (cSt)	5.0-6.0	6.0	3.5	5.0-6.0
Punto de inflamación (°C)	>150	>160	>135	>150
Punto de fluidez (°C)	<-55	<-40	<-60	<-55
Punto de anilina (°C)	25	40	---	108

III.5.1.1 Ésteres ^[13]

Los ésteres se obtienen a partir de la reacción entre un ácido carboxílico y un alcohol bajo condiciones ácidas. Los ingredientes de los ésteres usados en los SBF incluyen ácidos grasos (ácidos carboxílicos) con 8 a 24 carbonos y alcoholes de diferentes longitudes de cadena.

El 2-etil-hexanol ($C_8H_{18}O$, peso molecular 130.2) es el alcohol usado con mayor frecuencia; sin embargo, los alcoholes mono- y poli-hídricos (gliceroles) pueden también ser usados. Los ácidos grasos usualmente son derivados naturales de los vegetales o aceites de pescado. También pueden ser elaborados por oxidación del enlace doble terminal de las Alfa Olefinas Lineales (LAO).

Un ejemplo de éster utilizado en los SBF es una mezcla de ésteres de ácidos grasos de C_8 a C_{14} con 2-etil-hexanol. El sistema de fluidos sintéticos Petrofree, consiste de una mezcla de cinco ésteres de ácidos grasos homólogos, en la cual el principal componente es el 2-etilhexil dodecanoato.

Un éster típico tiene un peso molecular de 396.4 y su fórmula química es $C_{26}H_{52}O_2$. Los ésteres son algo polares y más solubles en agua de lo que pudiera sospecharse por sus pesos moleculares. La longitud de la cadena y la ramificación de los ácidos grasos y el alcohol pueden modificarse para optimizar la viscosidad, el **punto de escurrimiento** y la estabilidad hidrolítica.

Los ésteres también pueden mezclarse con hidrocarburos sintéticos (LAO, IO o PAO) en un SBF, para alcanzar alguna característica particular en el rendimiento de la perforación. Los ésteres son relativamente estables bajo condiciones neutras, pero podrían someterse a hidrólisis y transformarse en ácido y alcohol bajo condiciones básicas o ácidas. Los ésteres son comúnmente utilizados en el Mar del Norte y han observado un uso generalizado en el Golfo de México.

En la molécula de éster, los dos oxígenos crean un sitio de carbono activo que es vulnerable al ataque de reactivos ácidos o básicos. El resultado sería la degradación del éster para producir un alcohol y el ácido carboxílico correspondientes.

Este proceso de descomposición es lo que le provee al fluido sintético base éster una velocidad de biodegradación rápida, tanto en las pruebas de laboratorio como en las condiciones del lecho marino.

En una situación de perforación, las preocupaciones relacionadas con el uso de ésteres estarían centradas en torno a las aplicaciones de alta temperatura, la contaminación de cemento y el influjo de gas ácido.

Los ésteres pueden diseñarse químicamente mediante el ajuste de las cadenas laterales de alquilo (por ejemplo, se optimiza n y m de la Figura III.1), para conseguir una estabilidad térmica más alta y sean más resistentes a la hidrólisis ácida o básica. Lo ideal sería equilibrar estos aspectos de un compuesto de éster con las propiedades físicas que sean adecuadas para que el fluido pueda ser utilizado como lodo de perforación.

Aunque la molécula de éster no esté asociada con ninguna estructura de tipo aromático, estos tienen un bajo **punto de anilina** y han sido implicados en la falla de las partes elastoméricas del sistema de circulación.

III.5.1.2 Éteres ^[10]

Un éter es un grupo funcional del tipo $R-O-R'$, en donde R y R' son grupos que contienen átomos de carbono, estando el átomo de oxígeno unido a estos (Figura III.1).

Las longitudes de cadena de hidrocarburos y la ramificación pueden seleccionarse para optimizar las propiedades de perforación y minimizar la toxicidad.

Los éteres son más estables tanto química y biológicamente que los ésteres y los acetales. Los SBF tipo éter tienen una alta estabilidad hidrolítica. Esta es una ventaja durante las operaciones de perforación, pero representa una desventaja en la eliminación de recortes respecto a su baja biodegradabilidad.

El oxígeno en el éter no activa suficientemente los carbonos que lo rodean para hacer que sean vulnerables al ataque de los ácidos o de las bases. Este factor, junto con su peso molecular y el grado de ramificación en su esqueleto hidrocarbonado, contribuye a la baja velocidad de degradación del SBF tipo éter.

Sin embargo, el SBF tiene una alta estabilidad hidrolítica y no sufre algunas de las limitaciones técnicas que están asociadas con los ésteres.

Las cadenas laterales de hidrocarburo sustituyentes (R y R') deben optimizarse para obtener un balance apropiado entre las propiedades físicas como fluido de perforación y la reactividad química, para cumplir los requerimientos técnicos y ambientales.

Los éteres han sido empleados para perforar en el sector británico del Mar del Norte. Sin embargo, hoy en día ya no son usados. Estos no han sido utilizados en aguas territoriales de los Estados Unidos.

III.5.1.3 Acetales ^[18]

Un acetal es un di-alquilo éter, que es relativamente cercano a los éteres. Son formados por la reacción ácida catalizada de un aldehído con un alcohol o un componente carbonilo (un mol de aldehído y dos moles de alcohol).

Un acetal típico en un SBF tiene la fórmula, $C_{20}H_{42}O_2$, y tiene un peso molecular de 314.3.

Aunque el material a base de acetal sea un diéter, su reactividad es un tanto diferente a la del éter. Este material muestra estabilidad hidrolítica a altas temperaturas bajo condiciones de alcalinidad elevada, típicas de los fluidos de perforación de emulsión inversa. Sin embargo, las condiciones ácidas hidrolizan el acetal transformándose en sus componentes base, o sea el alcohol (2 moles) y el aldehído (1 mol).

Los acetales son relativamente estables bajo condiciones neutras y básicas, pero pueden transformarse en aldehído y alcohol bajo condiciones ácidas. Los acetales fueron utilizados como fluido de control en el Mar del Norte; sin embargo, hoy en día ya no son empleados. Tampoco han sido usados costa afuera en los Estados Unidos.

III.5.1.4 Poli Alfa Olefinas (PAO) ^[9]

Las PAO son hidrocarburos sintéticos formados a partir de Alfa Olefinas Lineales (LAO). Las PAO son alquenos ramificados (no hidrogenados) o alcanos ramificados (hidrogenados). El término PAO es un término genérico que se refiere a los materiales tanto hidrogenados como no hidrogenados.

Las PAO se obtienen a partir de un proceso de 4 a 5 pasos:

1. Polimerización del etileno para formar una serie de alfa-olefinas lineales.
2. Destilación de las LAO para obtener aquellas con la longitud de cadena adecuada.
3. Oligomerización de las LAO para producir las poli alfa olefinas.
4. Hidrogenación para saturar las PAO (si es necesario).
5. Destilación para aislar las PAO con las propiedades físico-químicas deseadas.

Las PAO tienen bajo **punto de fluidez** debido a su naturaleza muy ramificada. Sin embargo, esta ramificación hace que su velocidad de degradación sea mucho más lenta que los hidrocarburos más lineales como las LAO, IO o LP. A diferencia de los ésteres, éteres y acetales, las PAO no contienen oxígeno, y por lo tanto son

más estables en condiciones de alta temperatura, alta alcalinidad y en presencia de gases ácidos y otros contaminantes químicos.

Las LAO utilizadas en la síntesis de PAO incluyen 1-octeno (C_8H_{16}) y 1-deceno ($C_{10}H_{20}$). Las PAO deben ser hidrogenadas, produciendo alcanos para algunas aplicaciones. Sin embargo, las PAO no saturadas son más biodegradables que los alcanos saturados; por lo tanto, las PAO no saturadas son preferidas a los congéneres saturados en aplicaciones donde los recortes impregnados con poli alfa olefinas van a ser descargados al océano.

Dependiendo de la longitud de la cadena de las LAO y la naturaleza de las reacciones de oligomerización, las PAO pueden ser producidas variando el grado de ramificación y la longitud de las cadenas de carbono. En un fluido sintético base PAO, más del 90% de las moléculas tienen ramificaciones.

El fluido PAO puede contener una mezcla de longitudes de cadena que van desde C_8H_{16} hasta $C_{30}H_{62}$ y algunas veces hasta $C_{40}H_{82}$. La PAO promedio es $C_{20}H_{42}$ (Eicosano) con un peso molecular de 282.6 y una solubilidad en agua menor que 1 $\mu\text{g/L}$.

III.5.2 Fluidos base de segunda generación (IO, LAO Y LP) ^[10]

La Figura III.2 muestra la estructura general de una olefina interna (IO), una alfa olefina lineal (LAO) y una parafina lineal (LP).

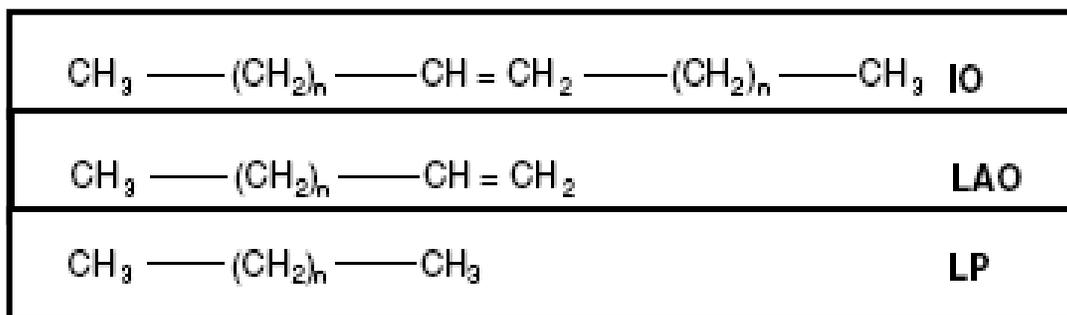


Figura III.2 Estructura De Los Fluidos Base Sintéticos De Segunda Generación ^[10]

Estos materiales, al igual que las poli alfa olefinas, sólo contienen carbono e hidrógeno. Muchas veces estas sustancias son llamadas hidrocarburos sintéticos, cuando son obtenidos mediante un proceso de síntesis, en contraposición a los que resultan de procesos de refinación de un destilado de petróleo. Las propiedades físicas típicas de las IO, LAO y LP se presentan en la tabla III.10. ^[10]

Tabla III.10 Propiedades Físicas De Los Fluidos Base Sintéticos De Segunda Generación ^[10]

Propiedades físicas	IO	LAO	LP
Densidad (SG)	0.77 - 0.79	0.77 - 0.79	0.77
Viscosidad a 40 °C (cSt)	3.1	2.1 - 3.1	1.75 - 2.5
Punto de inflamación (°C)	137	113 – 146	>90
Punto de fluidez (°C)	-24	-12 ± 3	-10
Punto de anilina (°C)	-94	-94	>93

Las poli-alfa olefinas, las olefinas internas o isomerizadas, y las alfa olefinas lineales pertenecen básicamente a la misma familia química: las olefinas. Todas son fabricadas a partir del etileno puro (ver la Figura III.3).

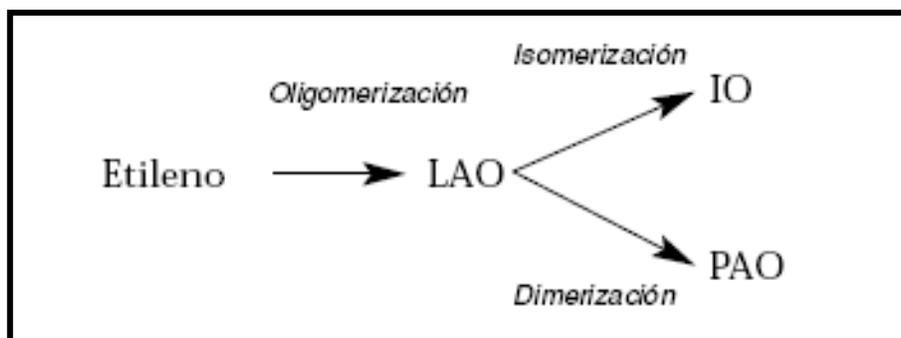


Figura III.3 Relación Entre LAO, IO Y PAO ^[10]

III.5.2.1 Olefinas internas ^[9]

Las olefinas internas son formadas por la isomerización de las LAO en la presencia de calor y un catalizador adecuado. La isomerización cambia el doble enlace desde la posición alfa hasta la posición entre dos carbonos internos (Figura III.2).

La isomerización de un LAO disminuye su punto de escurrimiento y su **punto de inflamación**. Las IO comerciales usualmente tienen una longitud de cadena de 16 ($C_{16}H_{32}$) ó 18 ($C_{18}H_{36}$) carbonos, y generalmente contienen más del 20% de ramificación interna.

Al igual que las LAO y PAO, la mezcla de IO puede hidrogenarse para producir hidrocarburos saturados; sin embargo, estos siguen siendo referidos como LAO, PAO y IO.

Usualmente las alfa olefinas lineales y las olefinas internas son preferidas sobre las poli alfa olefinas. Las LAO y IO frecuentemente son utilizadas en mezclas diseñadas para obtener un balance de las propiedades físicas necesarias para las operaciones de perforación como son: la viscosidad, punto de escurrimiento, punto de inflamación, etc.

El etileno es el monómero (componente básico) a partir del cual se obtienen las LAO mediante la oligomerización, que es la polimerización hacia un producto de bajo peso molecular.

Si se cuenta con el calor y los catalizadores apropiados, este proceso puede ir aún más lejos, enlazando los oligómeros en moléculas ramificadas (PAO). Cuando dos oligómeros idénticos reaccionan para formar una molécula, el proceso se llama dimerización. Asimismo, si tres oligómeros idénticos se enlazan, el proceso se llama trimerización.

Los IO se sintetizan mediante la isomerización de las LAO (la isomerización cambia la estructura de una molécula pero no su composición atómica). Asimismo, las PAO son obtenidas mediante la dimerización o trimerización de las LAO.

Una vez formados, estos materiales, LAO, IO o PAO se destilan para separar los diferentes intervalos de peso molecular individual, en base al número de carbonos totales. Por ejemplo, el peso molecular de las LAO varía aproximadamente entre 112 (C_8H_{16}) y 280 ($C_{20}H_{40}$).

A través de la destilación de esta mezcla se obtienen cortes bien diferenciados de una LAO en particular. Por lo tanto, el término LAO $C_{14}C_{16}$ es una mezcla de LAO

$C_{14}H_{28}$ y $C_{16}H_{32}$. Asimismo, la LAO $C_{16}C_{18}$ es una mezcla de LAO $C_{16}H_{32}$ y $C_{18}H_{36}$. El material IO se forma calentando la LAO con un catalizador.

La isomerización de un compuesto significa que lo único que cambia es la estructura del material, pero no su peso molecular. Por lo tanto, la LAO $C_{16}C_{18}$ es convertida en IO $C_{16}C_{18}$ con la misma proporción de materiales $C_{16}H_{32}$ y $C_{18}H_{36}$.

Las LAO y las olefinas isomerizadas o internas tienen composiciones químicas y estructuras muy similares.

La diferencia estructural entre los productos de IO y LAO radica en que las segundas, el enlace doble está ubicado en la posición terminal o alfa (Estructura 1), mientras que en la olefina interna (Estructura 2), el enlace doble está ubicado entre dos átomos internos de carbono (ver Figura III.4). Esta variación estructural causa diferencias en las propiedades físicas de los materiales base (LAO e IO) con pesos moleculares idénticos. ^[10]

La mayor diferencia puede observarse en lo que se refiere al punto de fluidez (ver la tabla III.11). El enlace doble interno de la IO da origen a otros isómeros estructurales (cis y trans) que no permiten la compactación uniforme de las moléculas de IO al enfriarse. Por lo tanto, el punto de fluidez de la IO es más bajo que el punto de fluidez de la LAO.

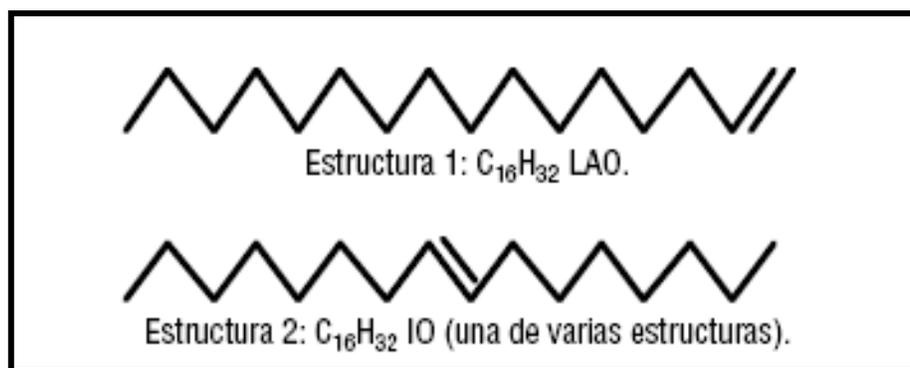


Figura III.4 Diferencia Estructural Entre IO Y LAO ^[10]

Tabla III.11 Propiedades Físicas De Los Fluidos Base A Partir De LAO E IO ^[10]

Material	Viscosidad a 40 °C (cSt)	Punto de Inflamación (°C)	Punto de Fluidez (°C)
LAO C ₁₆ C ₁₈	3.1	146	+3
IO C ₁₆ C ₁₈	3.1	137	-24
LAO C ₁₄ C ₁₆	2.1	114	-12

Las olefinas son térmicamente más estables y toleran bien la contaminación. No son afectadas por la alta alcalinidad que resulta de la perforación del cemento y las adiciones de cal para el tratamiento de los gases ácidos, tampoco son afectadas por la sal y la anhidrita. Las olefinas no hidratarán ni causarán el hinchamiento de las arcillas.

III.5.2.2 Alfa Olefinas Lineales (LAO) ^[9]

Son producidas por la polimerización del etileno, el hidrocarburo no saturado más sencillo ($\text{CH}_2 = \text{CH}_2$) que forma oligómeros mediante polimerización en presencia de un catalizador y el trietil-aluminio para producir LAO con diferentes longitudes de cadena.

Cada molécula de LAO tiene un solo enlace doble en la posición alfa (entre el primer y el segundo carbono de la cadena) (Figuras III.2 y III.4). Las LAO tienen pesos moleculares de entre los 112 (C_8H_{16}) a 260 ($\text{C}_{20}\text{H}_{40}$). ^[10]

La mezcla de LAO se destila para producir mezclas de distintos pesos moleculares. Las propiedades físico-químicas de las mezclas pueden variarse sistemáticamente con cambiar las longitudes de las cadenas y ramificando las moléculas de LAO.

Las mezclas típicas de LAO usadas en los SBF son LAO C₁₄C₁₆ (una mezcla de C₁₄H₂₈ y C₁₆H₃₂ LAO) y LAO C₁₆C₁₈. En una LAO típica, cerca del 28% de las moléculas contienen ramificaciones; la mayoría de las ramas son grupos metilo (-CH₃).

La tabla III.11 muestra en forma comparativa, la diferencia en propiedades físicas entre alfa olefinas lineales y olefinas internas.

III.5.2.3 Parafinas lineales (LP) ^[9]

Las parafinas lineales (LP) (llamadas a veces parafinas-n) usualmente se obtienen a partir del petróleo.

Las parafinas lineales sintéticas están disponibles comercialmente para su uso en SBF, pero no son de uso generalizado debido a su costo.

Las parafinas sintéticas son producidas mediante el proceso **Fischer-Tropsch**, incluyendo la hidrogenación catalítica del monóxido de carbono.

Debido a que la EPA clasifica las parafinas sintéticas como un SBF, en algunas zonas del Golfo de México se permite la descarga de los recortes de parafinas lineales. Las regulaciones mexicanas (SEMARNAT) establecen cero descargas en la zona mexicana del Golfo de México.

Los materiales de parafina lineal tienen composiciones químicas similares a los productos de LAO e IO, excepto que no contienen ningún enlace doble y su cadena principal de carbono, como la LAO, es esencialmente lineal.

Las LP están clasificadas como alcanos (sin los enlaces dobles), en contraposición con las LAO y las IO, las cuales son alquenos (con enlaces dobles). La ausencia del enlace doble y la linealidad de la molécula en una LP aumentarán el punto de fluidez y la viscosidad cinemática, en comparación con una LAO e IO con el mismo número de átomos de carbono.

Por lo tanto, para ajustar la composición del fluido base a fin de obtener propiedades de flujo adecuadas en un SBF, será necesario mezclar LP de peso molecular más bajo. Estas LP de peso molecular más bajo afectan otras propiedades como el punto de inflamación y la presión de vapor que incide sobre sus características de salud, seguridad y medio ambiente (HSE, Health, Safety and Environment).

Las parafinas lineales pueden ser fabricadas mediante un proceso puramente sintético o mediante un proceso de refinación de múltiples etapas que incluye el **hidrocraqueo** y el uso de la separación con tamices moleculares de zeolita.

Como se dijo anteriormente (página 36), el alquilo benceno lineal (LAB) fue utilizado en la perforación de pozos en el Sector Británico del Mar del Norte. Pero debido a que contenía una molécula de benceno se consideró ambientalmente inaceptable, con lo que su uso fue prohibido.

CAPÍTULO IV

SISTEMAS Y FORMULACIONES

IV.1 DESCRIPCIONES GENERALES DE LOS SISTEMAS

Los aceites sintéticos son usados como fluido base o fase continua de los lodos sintéticos de emulsión inversa. Estos lodos se comportan como lodos base aceite. Los productos usados para preparar y mantener los SBF son similares, y en algunos casos idénticos a los que se usan para preparar y mantener los lodos base aceite. Estos productos son: emulsificantes, agentes humectantes, modificadores de viscosidad a muy baja velocidad de corte (LSRV), aditivos para el control de filtrado, viscosificantes y dispersantes.

Los productos utilizados en la formulación de los lodos base sintética de emulsión inversa, pueden ser empleados en los lodos base aceite de emulsión inversa tradicionales, pero en general, los productos que se usan en estos últimos no deben ser componentes de los lodos base sintética. Muchos de los productos que integran un fluido base aceite, contienen aceites refinados que contaminarían a un fluido base aceite sintética (SBF).

Los fluidos base aceite y base sintética tienen propiedades químicas y físicas claramente distintas, y requerirán diferentes concentraciones de aditivos para lograr la misma propiedad en el fluido. La estimación de la concentración de aditivos químicos requeridos para preparar un fluido no debe basarse en las formulaciones obtenidas con diferentes fluidos base. Lo recomendable es llevar a cabo pruebas piloto para despejar cualquier duda.

El sistema más adecuado dependerá de las condiciones locales (ambientales, reglamentarias, logísticas y comerciales) así como de las necesidades técnicas de la aplicación en particular.

IV.2 SISTEMA NOVAPLUS ^[10]

El sistema NOVAPLUS es un sistema base aceite sintético que usa olefinas internas isomerizadas como fase continua. El sistema NOVAPLUS está emulsionado de manera muy estable y puede diseñarse para obtener un filtrado bajo o para tolerar temperaturas que superan los 176°C (350°F).

Las propiedades y los límites de perforación son los mismos que para los sistemas convencionales de emulsión inversa (aceite diesel o aceite mineral). En la mayoría de los casos se recomienda utilizar salmuera CaCl_2 como fase interna a efecto de controlar la estabilidad de la formulación.

La concentración (más común) de salmuera CaCl_2 es 25% en peso, la cual tiene una densidad de 1.23 g/cm^3 (10.3 lb/gal). Concentraciones más altas de CaCl_2 pueden utilizarse, pero en ningún caso la concentración de CaCl_2 debe exceder el punto de saturación, o sea el 40% en peso. Para mayor seguridad, la concentración de CaCl_2 debe ubicarse por debajo del 35% en peso, ya que a concentraciones más altas, la fase interna puede desestabilizarse, con consecuencias graves sobre el sistema.

Los componentes del sistema NOVAPLUS se presentan en la Tabla IV.1 que incluye además, su función e intervalo de concentraciones típicas.

Tabla IV.1 Componentes Del Sistema NOVAPLUS ^[10]

Componente	Función	Concentración
NOVAPLUS B (IO ₁₆₁₈)	Fase continua	60-90 % vol.
Agua dulce	Fase dispersa	5-40 % vol.
CaCl_2	Salinidad de la fase dispersa	15-30 % peso, fase dispersa
VG-69	Viscosificante	3-10 lb/bbl ($9\text{-}30 \text{ Kg/m}^3$)
NOVAMUL	Emulsificante primario	6-8 lb/bbl ($17\text{-}23 \text{ Kg/m}^3$)
NOVAWET	Agente humectante	2-4 lb/bbl ($6\text{-}11 \text{ Kg/m}^3$)
NOVAMOD	Modificador de reología	1-3 lb/bbl ($3\text{-}9 \text{ Kg/m}^3$)
Cal [Ca(OH)_2]	Control de alcalinidad	4-8 lb/bbl ($11\text{-}23 \text{ Kg/m}^3$)

A continuación se proporciona una breve descripción de cada producto:

- NOVAPLUS B constituye la fase continua del sistema, es el aceite sintético a base de olefinas internas para el sistema de fluidos base sintética NOVAPLUS, y puede ser llamado NOVAPLUS B o IO₁₆₁₈ (olefinas internas C₁₆ a C₁₈).

- NOVAMUL es el emulsificante primario de este sistema de fluidos; proporciona excelentes propiedades de estabilidad de la emulsión, favoreciendo la humectación preferente de sólidos por la fase continua, confiere un adecuado control de filtrado y buena estabilidad térmica.
- El agente tensoactivo NOVAWET es el agente humectante en la formulación. Contribuye a favorecer la humectación preferente de los sólidos perforados e incorporados al fluido en la fase aceitosa ó fase continua. Proporciona estabilidad a la emulsión, coadyuva al control de filtrado Alta Temperatura, Alta Presión (ATAP). Además, reduce la cantidad global de lodo base sintética retenida en los recortes.
- NOVAMOD es un líquido orgánico que actúa como agente gelificante del sistema. Aumenta la viscosidad a bajas velocidades de corte (LSRV) y los esfuerzos de gel, afectando muy poco la viscosidad a alta velocidad de corte. Se usa principalmente en los pozos direccionales, con alto ángulo y horizontales de gran diámetro donde se necesita mejorar la limpieza del pozo o la capacidad de transporte de recortes. Cuanto más alto sea el contenido de agua del SBF, más baja será la concentración de NOVAMOD necesaria para lograr el efecto deseado. Para ser eficaz, NOVAMOD requiere la adición de cal para el control de la alcalinidad.
- El desfloculante líquido NOVATHIN es usado como dispersante y acondicionador del sistema. Reduce la viscosidad y los esfuerzos de gel en el fluido sin que sea necesario diluir o cambiar la relación de aceite sintético/ agua.

Formulación de NOVAPLUS barita (25 % en peso de salmuera CaCl_2 ; pureza de la sal de 96 %)

La Tablas IV.2.a y IV.2.b presentan las formulaciones generales del sistema NOVAPLUS, considerando los requerimientos habituales de la perforación, los cuales estipulan que las densidades de lodo más bajas pueden tener contenidos de agua más altos, o que las densidades más altas demandan contenidos de sintético más altos. La cantidad de emulsificante, agente humectante, aditivo de control de filtrado y viscosificante es variable, de acuerdo con la densidad del lodo,

la relación de aceite sintético/ agua (S/A); las propiedades del fluido requeridas y la estabilidad térmica, entre otras propiedades.

Por ejemplo, el sistema NOVAPLUS de 1.08 g/cm³ (9 lb/gal) con una relación aceite sintético/agua de 90/10 necesitaría más viscosificante y menos agente humectante que los valores indicados en las Tablas IV.2.a y IV.2.b. Como siempre, es recomendable realizar pruebas piloto antes de tomar cualquier acción sobre el fluido de perforación.

Tabla IV.2.a Formulaciones Del Sistema NOVAPLUS ^[10]

Relación S/A (Peso del lodo)	60/40 (8.5-10 lb/gal)	70/30 (11-13 lb/gal)	80/20 (14-16 lb/gal)	90/10 (17-18 lb/gal)
NOVAMUL (lb/bbl)	6-10	5-9	4-8	3-7
NOVAWET (lb/bbl)	1-2	1-2	2-3	3-4
NOVAMOD (lb/bbl)	0.5-1	1-1.5	0.5-1	0
Cal (lb/bbl)	4-8	4-8	3-7	2-6
VG-69 (lb/bbl)	2-4	3-6	3-6	2-5

Tabla IV.2.b Formulaciones Del Sistema NOVAPLUS ^[10]

Relación Sintético/ Agua	Peso del Lodo (lb/gal)	IO ₁₆₁₈ (bbl)	Agua (bbl)	CaCl ₂ (lb/bbl)	M-I BAR (lb/bbl)
60/40	8.5	0.542	0.375	46.2	9.4
	9	0.531	0.368	45.3	36.8
	10	0.510	0.354	43.6	91.3
70/30	11	0.566	0.253	31.2	162.1
	12	0.542	0.242	29.9	216.0
	13	0.517	0.232	28.6	269.8
80/20	14	0.566	0.147	18.1	339.7
	15	0.538	0.140	17.2	392.9
	16	0.509	0.133	16.4	446.0
90/10	17	0.547	0.063	7.7	514.0
	18	0.516	0.059	7.3	566.4

1 lb/bbl = 2.85 Kg/m³

1 bbl = 159 L

IV.3 SISTEMA NOVATEC ^[10]

El sistema NOVATEC es un sistema base sintético que usa alfa olefinas lineales (LAO) como fase continua. Los sistemas NOVATEC están emulsionados de manera muy estable y pueden formularse para tener un filtrado bajo y ser estables hasta temperaturas superiores a los 176°C (350°F).

Las propiedades y los límites de perforación son idénticos a los de los sistemas convencionales de emulsión inversa.

Se prefiere el uso de una salmuera CaCl₂ como fase interna. El peso de la salmuera CaCl₂ comúnmente utilizada es de 25% en peso, a la que corresponde una densidad de 1.23 g/cm³ (10.3 lb/gal).

Se puede usar salmuera de CaCl₂ con densidades más elevadas, pero la cantidad de CaCl₂ adicionada no debe sobrepasar el punto de saturación (40% en peso). La concentración de CaCl₂ tiene que permanecer por debajo de 35% en peso, ya

que a mayor concentración, la fase interna puede desestabilizar el sistema por precipitación de sales.

Los componentes que integran el sistema NOVATEC se enlistan en la Tabla IV.3.

Tabla IV.3 Componentes Del Sistema NOVATEC ^[10]

Componentes	Función	Concentración
NOVATEC B	Fase continua	60-95 % vol.
Agua Dulce	Fase dispersa	5-40 % vol.
CaCl ₂	Control de salinidad de la fase dispersa	15-30 % peso, fase dispersa
VG-69	Viscosificante	3-10 lb/bbl (9-30 Kg/m ³)
NOVATEC P	Emulsificante primario	3-10 lb/bbl (9-30 Kg/m ³)
NOVATEC S	Emulsificante secundario /agente humectante	2-8 lb/bbl (6-22 Kg/m ³)
NOVATEC F	Control de filtrado	3-7 lb/bbl (9-20 Kg/m ³)
NOVAMOD	Modificador de reología	1-3 lb/bbl (3-9 Kg/m ³)
Cal [Ca(OH) ₂]	Control de alcalinidad	4-8 lb/bbl (11-23 Kg/m ³)

Cada producto de la tabla anterior se define de la siguiente manera:

- NOVATEC B es el aceite sintético a base de alfa olefinas lineales (LAO) para el sistema de fluidos base sintética NOVATEC, LAO₁₄₁₆ (alfa olefina lineal C₁₄ a C₁₆) o LAO₁₆₁₈ (alfa olefina lineal C₁₆ a C₁₈).
- NOVATEC P es el emulsificante primario para el sistema de fluido base sintética NOVATEC. NOVATEC P puede ser usado solo para formar emulsiones estables de agua en olefinas, pero es especialmente eficaz cuando se combina con NOVATEC S. Proporciona alto poder emulsificante y una humectación elevada, por lo que contribuye al control del filtrado ATAP del sistema. NOVATEC P es un aditivo líquido que no contiene solventes a base de hidrocarburos.

- NOVATEC S es el emulsificante secundario del sistema, el producto está diseñado para proporcionar una buena estabilidad de la emulsión y buenas propiedades de humectación por aceite. NOVATEC S se recomienda para formar emulsiones estables de agua en olefinas, pero es especialmente eficaz cuando se usa combinado con NOVATEC P. Ambos aditivos, cuando se usan juntos reaccionan para formar emulsiones muy estables y proporcionar excelentes propiedades de humectación. NOVATEC S contribuye también al control del filtrado ATAP del sistema de fluidos. Se trata de un aditivo líquido y no contiene componentes derivados de hidrocarburos.

- NOVATEC F es un componente líquido del sistema de fluidos base sintética que funciona como reductor de filtrado. NOVATEC F es utilizado para aumentar el control sobre el volumen de filtrado en el sistema; generalmente a relaciones aceite sintético/agua elevadas y a temperaturas superiores a 149°C (300°F). NOVATEC F promueve una reducción rápida de la filtración ATAP cuando se usa a niveles de concentración relativamente bajos. NOVATEC F es estable a altas temperaturas (>200°C (390°F)).

- NOVAMOD es un líquido orgánico que actúa como el agente gelante del sistema. Aumenta la viscosidad a bajas velocidades de corte (LSRV) y los esfuerzos de gel, afectando muy poco la viscosidad a alta velocidad de corte. Se usa principalmente en los pozos direccionales, alto ángulo y horizontales de gran diámetro donde se necesita mejorar la limpieza del pozo o la capacidad de transporte de recortes. Cuanto más alto sea el contenido de agua del SBF, más baja será la concentración de NOVAMOD necesaria para lograr el efecto deseado. Para ser eficaz, NOVAMOD requiere la adición de cal para el control de la alcalinidad.

Formulación de NOVATEC barita (25% en peso de salmuera CaCl₂; pureza de la sal de 96%)

Las Tablas IV.4.a y IV.4.b muestran las formulaciones generales del sistema basadas en las necesidades típicas de la perforación, las cuales establecen que las densidades de lodo menores pueden tener contenidos mayores de agua, o que las densidades más elevadas requieren contenidos mayores de sintético.

La cantidad de emulsificante, agente humectante, aditivo de control de filtrado y viscosificante es variable siendo función de la densidad del lodo; de las propiedades del fluido; de la relación S/A y de la estabilidad térmica.

Por ejemplo, un sistema NOVATEC de 1.08 g/cm³ (9 lb/gal) con una relación aceite sintético/agua de 90/10 necesitará más viscosificante y menos agente humectante que los valores mostrados en las Tablas IV.4.a y IV.4.b.

Como buena práctica, se recomienda efectuar pruebas piloto antes de efectuar cualquier acción sobre el fluido de perforación.

Tabla IV.4.a Formulaciones Del Sistema NOVATEC ^[10]

Relación S/A (Peso del lodo)	60/40 (8.5-10 lb/gal)	70/30 (11-13 lb/gal)	80/20 (14-16 lb/gal)	90/10 (17-18 lb/gal)
Emulsificante primario NOVATEC P (lb/bbl)	6-8	7-9	8-10	9-11
Emulsificante secundario NOVATEC S (lb/bbl)	2-4	3-5	4-6	5-7
Reductor de filtrado NOVATEC F (lb/bbl)	3-5	3-5	4-6	4-6
NOVAMOD (lb/bbl)	0.5-1	1-1.5	0.5-1.0	0
Cal (lb/bbl)	4-8	4-8	3-7	2-6
Viscosificante VG-69 (lb/bbl)	2-4	3-6	3-6	2-4

Tabla IV.4.b Formulaciones Del Sistema NOVATEC ^[10]

Relación Sintético/ Agua	Peso del Lodo (lb/gal)	NOVATEC B (bbl)	Agua (bbl)	CaCl ₂ (lb/bbl)	M-I BAR (lb/bbl)
60/40	8.5	0.527	0.373	46.0	12.2
	9	0.517	0.366	45.1	39.4
	10	0.490	0.352	43.4	93.8
70/30	11	0.548	0.252	31.0	165.4
	12	0.523	0.242	29.7	219.0
	13	0.498	0.231	28.5	272.6
80/20	14	0.538	0.146	18.0	341.3
	15	0.510	0.139	17.1	394.2
	16	0.482	0.132	16.3	447.1
90/10	17	0.516	0.062	7.7	515.4
	18	0.485	0.059	7.3	567.6

1 lb/bbl = 2.85 Kg/m³

1 bbl = 159 L

IV.4 SISTEMA ECOGREEN ^[10]

El sistema ECOGREEN es un sistema base sintético que emplea ésteres como fluido base. Este sistema está emulsionado de manera muy estable y puede diseñarse para obtener volumen de filtrado bajo.

La estabilidad térmica de este sistema es menor que la de los sistemas NOVAPLUS y NOVATEC. Las aplicaciones ECOGREEN no deben exceder los 149°C (300°F).

Las propiedades que se obtienen con este sistema de fluidos son semejantes a las que se observan en los sistemas convencionales de emulsión inversa, excepto en lo que se refiere a la viscosidad plástica (VP), la cual es generalmente más elevada en los sistemas ECOGREEN considerando densidades y relaciones aceite/agua equivalentes. Se prefiere usar salmuera de CaCl₂ como fase interna del sistema.

La concentración usual de la salmuera es 25% en peso, con una densidad de 1.23 g/cm³ (10.3 lb/gal). También se pueden usar concentraciones más elevadas de salmuera CaCl₂, cuidando que esta concentración no exceda el punto de saturación (40% en peso).

Es recomendable, por seguridad que la concentración de CaCl₂ permanezca por debajo del 35% en peso, debido a que concentraciones más elevadas pueden desestabilizar la fase interna del sistema generando serios problemas.

Los componentes del sistema ECOGREEN se presentan en la Tabla IV.5.

Tabla IV.5 Componentes Del Sistema ECOGREEN ^[10]

Componente	Función	Concentración
ECOGREEN B	Fase continua	70-95 % vol.
Agua Dulce	Fase dispersa	5-30 % vol.
CaCl ₂	Control de salinidad, fase dispersa	15-30 % peso, fase dispersa
ECOGREEN VIS	Viscosificante	3-10 lb/bbl (9-30 Kg/m ³)
ECOGREEN P	Emulsificante primario	3-12 lb/bbl (9-36 Kg/m ³)
ECOGREEN S	Emulsificante secundario /agente humectante	1-4 lb/bbl (3-12 Kg/m ³)
ECOGREEN FP	Control de filtrado	1-4 lb/bbl (3-12 Kg/m ³)
Cal [Ca(OH) ₂]	Control de alcalinidad	4-6 lb/bbl (11-23 Kg/m ³)

A continuación se da una descripción breve de cada producto.

- ECOGREEN B es el líquido a base de éster para el sistema ECOGREEN. El nombre y la información técnica pueden variar según su origen (ver sección III.5). Las variaciones de las propiedades físicas entre los diferentes tipos de ésteres afectan las propiedades finales del sistema.
- ECOGREEN VIS es una arcilla organofílica especialmente diseñada para aumentar la viscosidad en el sistema. ECOGREEN VIS proporciona las características de viscosidad y poder de suspensión del material densificante en la formulación.

- ECOGREEN P es el emulsificante primario del sistema, que favorece la formación de emulsiones estables de agua en éster, pero es especialmente eficaz cuando se usa junto con ECOGREEN S. Proporciona propiedades de emulsificación-humectación y contribuye al control de filtrado ATAP. ECOGREEN P es un líquido y no contiene componentes derivados de hidrocarburos.
- ECOGREEN S es una mezcla de agentes tensoactivos que se usa como emulsificante secundario y como agente humectante primario del sistema. ECOGREEN S es parte integral del sistema y dosificado en conjunto con ECOGREEN P durante la preparación de fluido de perforación nuevo. Las propiedades de ECOGREEN S contribuyen a la dispersión y suspensión de los sólidos para mejorar el comportamiento reológico. Además contribuye al control del filtrado ATAP. Se trata de un aditivo líquido que no contiene componentes derivados de hidrocarburos.
- ECOGREEN FP es el aditivo dosificado para el control de filtrado en el sistema. Está especialmente diseñado para actuar como complemento de los emulsificantes del sistema y proporcionar un control riguroso del filtrado ATAP a concentraciones bajas del producto. Cuando se usa en conjunto con otros emulsificantes ECOGREEN y con ECOGREEN VIS, ECOGREEN FP coadyuva a incrementar la reología.

Formulación de ECOGREEN barita (25% en peso de salmuera CaCl_2 ; pureza de la sal de 96%).

En las Tablas IV.6.a y IV.6.b se presentan las formulaciones generales basadas en los requerimientos típicos de perforación, mismos que dictan que las densidades bajas de lodo pueden tener contenidos de agua mayores y que las densidades más altas necesitan mayores contenidos de aceite sintético.

La cantidad de emulsificante; agente humectante; aditivo para el control de filtrado y viscosificante, varía de acuerdo con la densidad del lodo, la relación S/A, las propiedades del fluido necesarias y la estabilidad térmica.

Por ejemplo, un sistema ECOGREEN de 1.08 g/cm^3 (9 lb/gal) con una relación sintético/agua de 90/10 requerirá más viscosificante y menor cantidad de agente humectante que los valores señalados en las Tablas IV.6.a y IV.6.b.

Es recomendable efectuar pruebas piloto previas a cualquier acción sobre el fluido de perforación.

Tabla IV.6.a Formulaciones Del Sistema ECOGREEN ^[10]

Relación S/A (Peso del lodo)	70/30 (9-11 lb/gal)	80/20 (14-16 lb/gal)	90/10 (17-18 lb/gal)
ECOGREEN P (lb/bbl)	8-10	10-12	10-12
ECOGREEN S (lb/bbl)	2-4	3-5	4-6
ECOGREEN FP (lb/bbl)	1-2	2-3	2-3
Cal (lb/bbl)	3-4	3-4	3-4
ECOGREEN VIS (lb/bbl)	2-6	2-6	2-6

Tabla IV.6.b Formulaciones Del Sistema ECOGREEN ^[10]

Relación Sintético/ Agua	Peso del Lodo (lb/gal)	ECOGREEN B (bbl)	Agua (bbl)	CaCl₂ (lb/bbl)	M-I BAR (lb/bbl)
70/30	9	0.618	0.276	34.0	41.8
	11	0.593	0.266	32.8	96.3
	11	0.568	0.255	31.4	150.7
80/20	12	0.612	0.162	20.0	220.0
	13	0.583	0.155	19.1	273.4
	14	0.555	0.148	18.2	327.1
90/10	15	0.592	0.70	8.6	393.8
	16	0.560	0.66	8.2	446.9
	17	0.528	0.63	7.8	500.0

1 lb/bbl = 2.85 Kg/m³

1 bbl = 159 L

Observaciones sobre ECOGREEN

1. El sistema ECOGREEN no tolera contaminaciones con H_2S o con gas ácido (CO_2) debido a la naturaleza del éster, base del sistema. Los ácidos hidrolizan o descomponen los ésteres para formar alcoholes y ácidos grasos. ECOGREEN no debe utilizarse si se prevé la contaminación con H_2S .
2. Tener cuidado al desplazar el sistema ECOGREEN con cemento. La contaminación causada debería ser evitada para impedir los problemas con el fluido ECOGREEN o el cemento propiamente dicho. Un volumen suficiente de espaciador es indispensable.

IV.5 SISTEMA RHELIANT

La perforación de pozos en aguas profundas, para el caso de México tirantes de agua superiores a los 500 m, presenta problemas debido a las bajas temperaturas en el fondo marino y a las estrechas ventanas de operación (definidas por el gradiente de fractura y presión de poro). Entre los problemas que se presentan se pueden citar: ^[19]

- Formación de Hidratos de Gas
- Formaciones Reactivas
- Estrecha ventana operativa que limita el peso de lodo
- Bajas temperaturas en línea de flote
- Limpieza del agujero
- Logística por los altos volúmenes de fluido requeridos por el riser.

Los fluidos de perforación de emulsión inversa convencionales generan muy altas viscosidades a las condiciones de baja temperatura en el lecho marino, lo cual genera elevación en la presión de bombeo e incremento en la densidad equivalente de circulación (DEC), que puede dar lugar a problemas de pérdida de circulación en el caso de sobrepasar los límites que marca la ventana operativa.

Para responder a estas condiciones se diseñó el sistema RHELIANT; un fluido a base de aceite sintético que mantiene un comportamiento reológico plano en un amplio intervalo de temperaturas que pueden ir desde los 4 hasta los 121°C. En este caso se habla de reología plana cuando los valores medidos con el viscosímetro rotacional VG de punto cendente; lecturas a 6 y 3 rpm; y fuerza gel

desarrollada a los 10 minutos, se mantienen prácticamente constantes en el fluido a pesar de los cambios de temperatura que afectan al mismo durante su circulación a través del pozo (ver figura IV.1).^[20]

Esta característica permite el control sobre la DEC, para permanecer dentro de los límites establecidos por la ventana operativa del pozo, además de proveer de excelentes parámetros hidráulicos que facilitan el mantener una adecuada capacidad de acarreo de los recortes generados durante la perforación y condiciones operativas que ayudan a reducir substancialmente el tiempo de perforación del pozo.

La reología plana, característica del sistema RHELIANT, permite minimizar la DEC cuando se incrementa la tasa de perforación, en particular cuando se tienen bajas temperaturas a nivel del lecho marino (como en el caso de la perforación en aguas profundas).

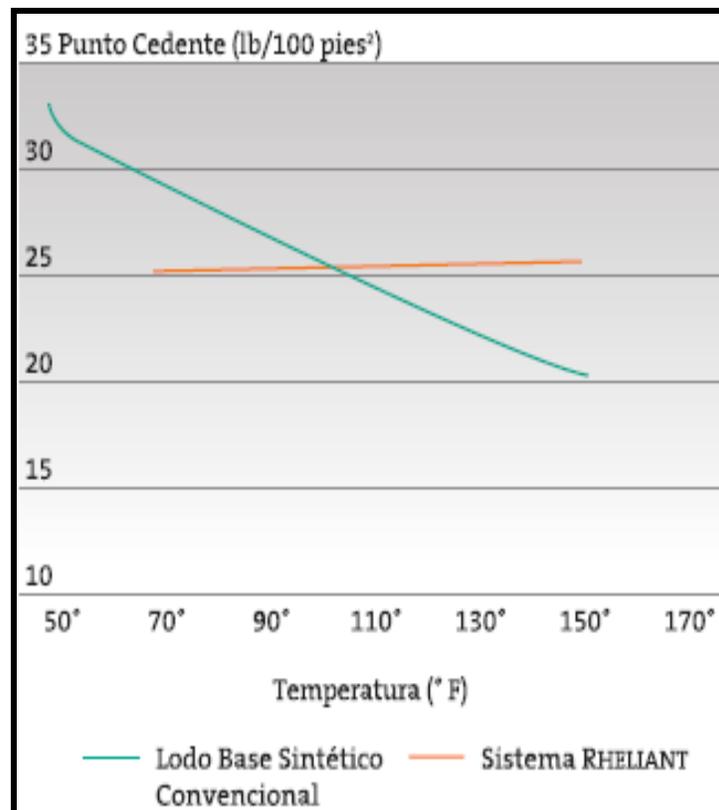


Figura IV.1 Sistema RHELIANT vs Lodo Base Sintético Convencional^[20]

Los riesgos de inducir una pérdida de circulación se reducen significativamente, si comparamos el rendimiento alcanzado con el fluido RHELIANT contra las propiedades viscosas que presentan los fluidos convencionales de emulsión inversa.

Otra de las cualidades del fluido, derivada de sus propiedades reológicas, es una reducción de la tendencia a la sedimentación o asentamiento de la barita ^[21].

Adicionalmente, el sistema RHELIANT tiene las siguientes características ^[20]:

- ✓ Menor potencial de asentamiento
- ✓ Menor necesidad de dilución y mantenimiento
- ✓ Mejor limpieza del pozo y adecuada suspensión de recortes
- ✓ Reducción de los aumentos de presión en la bomba, tubería de perforación y conexiones

Esto ayuda a conseguir beneficios como ^[20]:

- ✓ Menores costos de fluido y costos de construcción del pozo
- ✓ Mejor control de densidades equivalentes de circulación
- ✓ Menores fracturas a la formación
- ✓ Menores riesgos ambientales y mayor seguridad
- ✓ Velocidades de penetración (ROP) de 6 m/hora, más rápidas que las de sistemas base sintético típicos
- ✓ Reducción del tiempo de perforación de hasta 24 hrs por intervalo
- ✓ Mejora en la limpieza del pozo
- ✓ Optimización de la eficiencia de la perforación
- ✓ Reducción significativa de las pérdidas totales de lodo

Con este perfil de reología plana, el sistema RHELIANT resulta inigualable en cuanto a la reducción de las pérdidas de fluido en ambientes de fondo desafiantes. Una perforación con mayor eficiencia y la minimización de daño a la formación ayuda a su vez a reducir los costos totales del pozo.

El sistema RHELIANT requiere de una menor dilución, optimizando aún más sus ventajas en materia ambiental. El sistema de fluidos corresponde a una emulsión inversa de reología plana que puede formularse como sistema base sintética que cumple con las disposiciones de descarga costa afuera.

Las propiedades de transporte de recortes del sistema se traducen en perfiles de Densidad Equivalente de Circulación (DEC) más suaves, menor incidencia de asentamiento de barita y notable mejora de la limpieza del pozo.

Dado que la tasa de remoción se equipara a la de la generación de recortes, los sólidos de perforación no se acumulan en el espacio anular ni aumentan los valores DEC. La constancia del punto cedente en el sistema, asegura una eficiente limpieza del pozo y menor riesgo de empaquetamiento.

El sistema RHELIANT no solamente resulta ideal para el desafiante ambiente de aguas profundas, sino que también genera grandes beneficios en cualquier aplicación donde se requiera de un buen manejo de la DEC para reducir el riesgo de pérdida de la circulación.

Este sistema de fluidos sintéticos también ha demostrado capacidad para disminuir el aumento de presión en las conexiones. Durante un periodo estático, los esfuerzos de gel que se desarrollan en los sistemas convencionales pueden requerir de mayor presión para romper circulación lo que puede fracturar la formación durante el arranque de las bombas.

El reducido contenido de arcilla del sistema mantiene los esfuerzos de gel dentro de un grado de uniformidad que elimina de forma efectiva los aumentos de presión que se observan con otros fluidos de perforación de emulsión inversa.

Su bajo contenido de arcilla; sus viscosificantes especialmente diseñados; sus emulsificantes especiales; sus modificadores reológicos y su adaptabilidad a diferentes fluidos base, producen un sistema de alto desempeño de fácil mantenimiento y eficaz, en función de su costo.

La tabla IV.7 muestra los productos usados y sus concentraciones para formular el sistema RHELIANT. ^[20]

Tabla IV.7 Formulaciones Típicas ^[20]

Producto	Función	Concentración (lb/bbl)
SUREMUL	Emulsificante primario	7 – 8
SUREWET	Agente humectante	1 – 2
Cal [Ca (OH) ₂]	Alcalinidad	3 – 5
RHEFLAT	Modificador reológico	0.5 – 2
RHETHIK	Viscosificante y modificador reológico	0.25 – 1
VG-PLUS	Proporcionar la reología	1 – 2
VG-SUPREME	Proporcionar la reología	0.33 – 0.67
RHEBUILD	Modificador temporal de reología	Según se requiera
RHEDUCE	Reductor de la reología	Según se requiera

1 lb/bbl = 2.85 Kg/m³

El modificador reológico RHEFLAT aporta la plataforma que sirve de base al perfil de reología plana. Este aditivo reduce la reología a baja temperatura y aumenta el perfil reológico, para lidiar con temperaturas elevadas.

El viscosificante polimérico y modificador reológico RHETHIK aumenta la reología de baja velocidad de corte. También mejora el control de asentamiento de barita.

El aditivo SUREMUL, emulsificante primario de propósito único, aporta características de muy baja dispersión y contribuye con el perfil reológico plano.

El agente humectante SUREWET mejora la estabilidad de las lutitas y mantiene al mismo tiempo bajos niveles de sólidos con baja gravedad específica. También mejora la inhibición de arcillas.

El aditivo RHEBUILD es un modificador temporal de reología de bajo esfuerzo de corte.

El componente RHEDUCE actúa como adelgazante para reducir la reología del fluido.

El producto VG PLUS / VG SUPREME es una combinación de arcillas organofílicas que se utilizan para proporcionar la reología al fluido y se aplica en bajas cantidades.

En el campo, el sistema RHELIANT ha mostrado características de desempeño muy superiores a aquellas mostradas por cualquier fluido base sintético convencional y otros fluidos de perforación de emulsión inversa en aplicaciones de aguas profundas.

IV.6 SISTEMA ACCOLADE ^[22]

El fluido a base de sintéticos ACCOLADE se presentó en el Golfo de México en noviembre de 2001 como respuesta a una disposición de la Región VI que hizo más estrictas las regulaciones sobre el uso de fluidos a base de sintéticos. Sin embargo, el cumplimiento con normas ambientales es sólo un aspecto de las normas de desempeño del sistema.

El sistema ACCOLADE está diseñado para brindar el más alto rendimiento en aplicaciones de aguas profundas y temperatura moderadamente alta. Su registro sobresaliente de resultados en más de 120 pozos ha provocado un cambio decisivo en la manera como se diseñan y formulan los fluidos sintéticos de emulsión inversa.

El fluido de perforación ACCOLADE es el único sistema libre de arcilla, con un buen valor de rendimiento relacionado con la reducción de pérdidas de lodo, prevención de la precipitación de barita y mejoramiento del control de la DEC (Densidad Equivalente de Circulación).

Desde su aparición, el sistema ACCOLADE se ha utilizado en la perforación de más de 450 mil metros lineales de pozo, bajo algunas de las condiciones más severas conocidas en esta industria, que van desde pozos moderadamente calientes en la plataforma continental (177°C) hasta pozos ubicados a 2,743 metros bajo el agua, el fluido ACCOLADE mostró un rendimiento superior y permitió el ahorro de millones de dólares a los operadores, en gastos de exploración y de construcción de pozo.

La reología del sistema ACCOLADE se logra mediante la dosificación de varios emulsionantes y ácidos grasos.

Estos aditivos representan una diferencia importante respecto a las arcillas y lignitos organofílicos comúnmente usados.

La interacción de los componentes en este sistema libre de arcilla es la clave para la obtención de una estructura de geles robusta pero frágil, una de las características más notables de los fluidos de perforación ACCOLADE.

Durante el desarrollo del sistema se intentó formular un fluido que proporcionara excelente rendimiento en todos los intervalos de temperatura encontrados en la perforación en aguas profundas.

La adición de arcilla organofílica y lignito tratado, contribuía a incrementos de la viscosidad que resultaban inaceptables para las estrechas ventanas de operación entre la presión de poro/gradiente de fractura presentes generalmente en aguas profundas. Eliminando estos materiales y utilizando emulsionantes especiales se obtuvo un fluido que demostró consistentemente, reología estable en un amplio intervalo de temperatura y presión.

Además, este fluido provee de baja tendencia a la precipitación de sólidos, característica de los sistemas a base de arcilla, sin afectar adversamente la densidad equivalente de circulación (DEC).

El sistema no incluye arcillas organofílicas como agente de suspensión, sino que utiliza surfactantes y emulsionantes para controlar las interacciones entre el aceite, agua, y los sólidos que integran el fluido.

La combinación explica la capacidad que tiene ACCOLADE de eliminar la precipitación sin el uso de arcilla organofílica, y aún así, la estructura de geles se rompe fácilmente para ayudar a reducir al mínimo la DEC y las presiones resultantes al bajar y levantar la sarta ("surge" y "swab", respectivamente).

Se han perforado más de 75 pozos en aguas profundas con el fluido ACCOLADE; además de que en la plataforma continental se han hecho cerca de 50.

La figura IV.2 muestra el número de aplicaciones en aguas profundas en función del tirante de agua.



Figura IV.2 Naturaleza Única De Un Fluido A Base De Sintéticos Y Libre De Arcilla ^[22]

IV.7 SISTEMA ENCORE ^[22]

El fluido ENCORE es un sistema de olefinas internas (IO) formulado sin arcilla organofílica. Como su predecesor, el fluido ACCOLADE, el sistema ENCORE proporciona ventajas únicas de alto rendimiento, a la vez que minimiza las pérdidas de fluido en el fondo del pozo.

Las lecciones aprendidas de los sistemas ACCOLADE han sido incorporadas al diseño del sistema ENCORE, un fluido (100 %) de olefinas internas, sin arcilla, que utiliza el viscosificante RHEMOD L, para el control de la reológico y el reductor de filtrado ADAPTA, para el control de filtrado a alta temperatura, alta presión (ATAP).

El omitir los agregados de lignito y de arcilla organofílica lo hace adecuado para las aplicaciones a alta presión, alta temperatura y lo convierte en una excelente opción para las operaciones en la plataforma continental y en aguas profundas.

La reología de este sistema es suministrada a través de la aplicación de emulsionantes y ácidos grasos de nueva generación, aditivos que representan una

diferencia importante respecto a la arcilla y el lignito organofílico comúnmente utilizados.

La interacción de los componentes en el sistema sin arcilla, es la clave para proveer la robusta pero frágil estructura de gel, característica notable de la tecnología de fluidos.

Este sistema y otros fluidos formados con la tecnología de fluidos ACCOLADE sobresalen entre los sistemas de emulsión inversa, como los únicos sin arcilla y la mejor elección para incrementar el desempeño relacionado con pérdidas de lodo totales, prevención del asentamiento de barita y un control mejorado sobre las DEC.

Entre las Ventajas del sistema ENCORE de alto rendimiento se pueden mencionar:

- ✓ Estabilidad sobre una amplia gama de temperaturas (mayor a 232° C (450°F)).
- ✓ Esfuerzos de gel frágiles, que pueden minimizar las pérdidas en fondo del pozo hasta en un 80%, con una reducción promedio del 41%, que reducen los costos de operación y atenúan el impacto ambiental cuando se compara con los fluidos convencionales de emulsión inversa.
- ✓ Propiedades reológicas únicas que pueden proporcionar una DEC baja con mayores propiedades de suspensión, eliminando la necesidad de agentes densificantes de grano fino, a la vez que provee una limpieza excelente del pozo.
- ✓ Estructura de gel frágil que requiere de esfuerzos mínimos para romperlos, lo que elimina la necesidad de modificar la reología del fluido antes de colocar la tubería de revestimiento.
- ✓ Mayor tolerancia a las contaminaciones con sólidos y agua.
- ✓ Contenido de sólidos significativamente más bajo para ayudar a incrementar las velocidades de penetración.

- ✓ Menos productos que los requeridos para los sintéticos convencionales, lo que mejora la logística y el uso del espacio disponible en el equipo de perforación.
- ✓ Disminución del tiempo de respuesta a los tratamientos químicos, es decir, no hay necesidad de circular para que los modificadores de reología aumenten la viscosidad.
- ✓ Reducción de los costos de construcción del pozo, lo cual incrementa el rendimiento de la inversión.
- ✓ No hay necesidad de separación por etapas en el pozo, ni circulación, para estabilizar la densidad del lodo después de largos períodos estáticos.
- ✓ Formación de enjarre extremadamente fino y de baja invasión de fluidos para contribuir a condiciones óptimas para efectuar registros; promueve un mejor retorno a la permeabilidad y favorece la necesidad de bajas presiones en caso de pegaduras.

Entre sus componentes se incluye:

- a) RHEMOD L: Ácido graso modificado que provee características de suspensión y viscosidad en fluidos de perforación no acuosos.
 - ✓ Estable a más de 232°C (450°F).
 - ✓ Contribuye a aumentar la reología empleando concentraciones bajas.
 - ✓ Estabilizador de la emulsión como función secundaria.
 - ✓ Ayuda a mejorar los geles planos típicos en las emulsiones inversas.
 - ✓ Modificador reológico casi instantáneo, lo que elimina la necesidad de circulaciones múltiples.
- b) ADAPTA: Co-polímero para controlar la filtración ATAP en los sistemas de emulsión inversa de alto rendimiento.
 - ✓ Contribuye a reducir los índices de filtración en pozos con altas temperaturas.
 - ✓ Mezclado rápido con excelentes resultados.

- ✓ Con la ausencia de arcilla y lignito organofílicos presentes en los fluidos ACCOLADE, el reductor de filtración ADAPTA crea un enjarre bajo en sólidos, que se remueve fácilmente.
- c) SUPERMUL: Ácido graso poliaminado que se puede usar para emulsionar el agua en aceite, en fluidos de perforación a base de aceite sintético. Ayuda a mejorar las características de humectación por aceite y está diseñado para proporcionar estabilidad a los fluidos de emulsión inversa de alto rendimiento.
- ✓ Favorece la humectación por aceite.
 - ✓ Puede agregarse directamente al sistema.
 - ✓ Térmicamente estable a temperaturas mayores de 232°C (450°F).
- d) FACTANT: Derivado de tall oil, altamente concentrado, que ayuda a proveer control de filtración ATAP y una emulsión estable.
- ✓ Muy eficaz a concentraciones bajas en emulsiones inversas de alto rendimiento.
 - ✓ Ayuda a controlar los índices de filtración.
 - ✓ Puede acrecentar las propiedades del punto de fluidez en ambientes con temperaturas frías.
 - ✓ Térmicamente estable a temperaturas de más de 232°C (450°F).

IV.8 SISTEMA PETROFREE ^[22]

Este sistema base éster ha sido usado para perforar 100 pozos y cerca de 300,000 metros de agujero de diámetros que van desde 22 a 4 ¾ pulgadas. De los cuales la mayoría han sido costa afuera; incluyendo Reino Unido, Noruega, sectores de Holanda en el mar del Norte, Malasia, Australia y en el oeste del Golfo de México.

Petrofree es un sistema que ha generado ahorros importantes en el costo total de los pozos (eliminación de viajes y las demoras asociadas a la interacción con la formación, rápida velocidad de penetración, etc.) y también reduce los largos procesos de separación relacionados con los recortes generados por la perforación.

Petrofree ofrece buena lubricidad y excelente estabilidad del agujero. Además de ser un derivado vegetal, Petrofree no se clasifica como aceite, pasando la prueba de brillo estático además de ser aeróbica y anaeróbicamente biodegradable.

IV.9 SISTEMAS SYN-TEQ Y SYN-CORE ^[23]

El sistema SYN-TEQ puede formularse con ISO-TEQ (olefinas isomerizadas) o PARA-TEQ (parafina lineal).

El sistema SYN-CORE es una aplicación especial del sistema SYN-TEQ preparado sin agua. Aunque el sistema SYN-CORE es generalmente usado para propósitos de investigación, puede adaptarse para ser utilizado como fluido sintético de perforación.

El sistema SYN-TEQ ofrece flexibilidad en su formulación lo cual permite optimizar su rendimiento; se compone de los siguientes productos:

- a) ISO-TEQ- Es la base del fluido, compuesta de olefinas isomerizadas sin compuestos aromáticos contaminantes; por ello no es tóxica y es biodegradable.
- b) PARA-TEQ- Es la fase externa del fluido sintético compuesto de una mezcla de parafinas lineales. PARA-TEQ es biodegradable y no tóxico.
- c) OMNI-TEC- Emulsificante aniónico compatible con una gran variedad de sales en la fase interna del fluido. Provee gran control de filtración en aplicaciones para alta temperatura. Las concentraciones OMNI-TEC varían entre 6 y 12 L/m³. Se requieren 600 gramos de cal por litro de OMNI-TEC para activar el emulsificante.
- d) OMNI-MUL- Emulsificante no iónico y agente secundario humectante que controla el comportamiento reológico mientras se aumenta la densidad del fluido. Las concentraciones de OMNI-MUL varían entre 24 y 71 L/m³, dependiendo de la aplicación. Las concentraciones pueden variar de acuerdo con los sólidos que se incorporan al sistema y la temperatura.
- e) OMNI-MIX- Emulsificante aniónico suplementario que provee control adicional sobre el volumen de filtrado y previniendo la humectación de sólidos.

- f) CARBO-TROL HT- Aditivo para el control de filtrado cuyo nivel de tratamiento fluctúa entre 14.2 y 28.5 g/L.
- g) OMNI-TROL- Aditivo para altas temperaturas y control de filtrado en condiciones superiores a los 149°C (300°F).
- h) CARBO-GEL- Arcilla organofílica viscosificante y agente de suspensión de sólidos. Proporciona reología y control de filtrado adicional. La concentración recomendada fluctúa entre 14.2 y 28.5 g/L.
- i) MIL-LIME- Aditivo para el control de pH y activación del emulsificante OMNI-TEC.

Los componentes del sistema SYN-CORE son el OMNI-TEC, el CARBO-GEL (que ya han sido previamente descritos) y el CARBO-TROL HT.

CARBO-TROL HT es un agente para el control de filtrado en condiciones de alta temperatura con mínimo efecto sobre las propiedades reológicas. Su concentración de tratamiento varía entre 14.2 y 28.5 g/L.

IV.10 SISTEMA PUREDRILL ^[24]

PureDrill es un lodo de perforación incoloro, inodoro y no tóxico diseñado para obtener un buen rendimiento, respetando los requerimientos de salud y seguridad con un mínimo impacto al medio ambiente (ver figura IV.3).

El sistema ofrece dos formulaciones:

1. Pure Drill HT-40 es una mezcla única de isoalcanos sintéticos hidrocraqueados con aceite mineral de baja toxicidad, se usa para operaciones de perforación costafuera en el oeste de Canadá.
2. PureDrill IA-35 es un lodo de perforación sintético primordialmente diseñado para perforación costa afuera donde los reglamento requieren el uso de productos sintéticos no dañinos para el medio ambiente, también se usa en operaciones en tierra de los Estados Unidos.

Ambas formulaciones favorecen la rapidez de perforación, con buena estabilidad del agujero, reducen la corrosión y son adecuados en condiciones de alta temperatura.

PureDrill ha demostrado también ser útil en temperatura fría ó extrema como la registrada en las aguas profundas de la costa de Noruega.

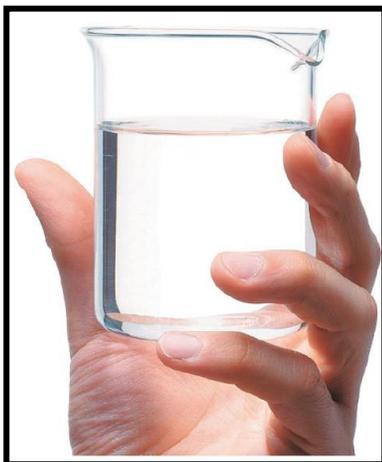


Figura IV.3 Fluido De Perforación Sintético PUREDRIILL Incoloro, Inodoro Y No Tóxico ^[24]

Nota: Los aditivos comerciales de cada Sistema de Fluidos descrito en este capítulo, se incluyen en la publicación anual de Aditivos de la revista World Oil (<http://www.worldoil.com/CurrentIssue.aspx>).

CAPÍTULO V

IMPACTO AMBIENTAL Y RIESGOS POTENCIALES DE LAS DESCARGAS DE RECORTES IMPREGNADOS CON FLUIDOS SINTÉTICOS

La perforación de pozos en aguas profundas y de agujeros desviados constituye un buen escenario para usar los fluidos de perforación sintéticos (SBF), los cuales fueron desarrollados para dar una opción ambiental favorable en comparación con los fluidos base aceite.

Sin embargo, el impacto ambiental causado por las descargas de recortes de SBF al océano no está comprendido en su totalidad. Los recortes de perforación descargados en el Golfo de México contienen un promedio del 12 % en peso del fluido base sintética.

Aunque los recortes de perforación son considerados como no tóxicos, existe el riesgo de que alguno de los componentes de los fluidos de perforación pueda serlo, en especial si los recortes son producidos durante la perforación con fluidos base aceite o base sintética.

V.1 DESCARGA DE LOS RECORTES DE SBF ^[25]

En muchas partes del mundo como EUA, el Mar del Norte y Australia se permite la descarga de recortes de fluidos de perforación sintéticos (SBF) al océano. Los SBF se procesan en las temblorinas, hidrociclones y centrifugadoras para la remoción de los recortes. La primera temblorina remueve los recortes gruesos de los SBF, la segunda quita aquellos de granos finos y la centrifugadora se encarga de remover los granos mucho más finos.

Al término de la perforación de un pozo costa afuera, los SBF son transportados a tierra donde se limpian y reformulan para hacer nuevamente fluidos sintéticos. La cantidad de SBF retenidos en los recortes depende del tamaño del grano de las partículas de dichos recortes, el tipo de SBF, la eficiencia del equipo de procesamiento de los recortes y las características geológicas de la formación perforada.

La cantidad de SBF adherida a los recortes se hace mayor a medida que decrece el tamaño de partícula de dichos recortes, lo que incrementa la viscosidad por un aumento en el contenido de sólidos.

Se han efectuado muchos estudios sobre la concentración de los SBF, fluidos de perforación base aceite (OBF) o fluidos de perforación base agua (WBF) en descargas de recortes al océano.

En uno de estos estudios se midió el porcentaje de SBF en recortes de 54 pozos perforados en el Golfo de México y se analizaron un total de 738 muestras de recortes, perforados con Poli-Alfa Olefinas (PAO) u Olefinas Internas (IO). El promedio de retención de material base sintético en los recortes fue de 7.2 a 16.8%. Se tuvo un promedio de 12.8 % de PAO retenido en los recortes y un 9.2 % de IO.

La EPA (Environmental Protection Agency of USA) considera un manejo más práctico de los recortes. Después de pasar por las dos temblorinas, los recortes mojados con SBF se trasladan a una secadora, la cual es un sistema centrífugo de dos etapas. Las partículas de recortes gruesas son separadas en la primera etapa y descargadas al océano. El fluido de la primera etapa pasa a la segunda, que es más rápida y remueve las partículas más finas.

La masa del fluido en los recortes puede ser estimada por un balance de materia:

$$SBF_{\text{recortes}} = SBF - SBF_{\text{rec}} - SBF_{\text{for}}$$

Donde:

SBF_{recortes} = Fluido sintético impregnado en los recortes

SBF = Volumen total de fluido sintético utilizado

SBF_{rec} = Volumen de sintético recuperado después del tratamiento de los recortes

SBF_{for} = Volumen de sintético perdido en la formación (estimado)

V.2 EVAPORACIÓN DE QUÍMICOS DE LOS SBF ^[11]

Debido a que el fluido de perforación se emplea en formaciones geológicas de temperatura elevada, una vez que regresa a las temblorinas y presas de lodo éste presenta temperatura por encima de la ambiental.

Durante la perforación, las temperaturas del fluido y de los recortes generalmente tienen valores de 50 a 70°C, por lo que algunos de los químicos orgánicos en los fluidos, se evaporan y dispersan sobre las presas de lodos. Estas atmósferas ricas en vapores orgánicos son peligrosas debido a su toxicidad, poniendo en riesgo la seguridad del personal.

En estudios de laboratorio sobre este efecto, se encontró que las PAO produjeron las más bajas concentraciones de vapores y las LAO las más altas. Los estudios de laboratorio (Tabla V.1) muestran que los SBF liberaron menores cantidades de vapores que los fluidos de perforación formulados con diesel o aceite mineral.

Tabla V.1 Concentraciones De Vapores Orgánicos En Diferentes Tipos De Fluidos Base, Sometidos A 60 - 70°C ^[11]

Base de Fluido	Temperatura de la Muestra (°C)	Concentración de Vapor (ppm) Laboratorio
LAO (C ₁₄ C ₁₆)	60 – 70	15 – 37
LAO (C ₁₆ C ₁₈)	70	6.9
IO (C ₁₆ C ₁₈)	60	7.3
PAO (C ₂₀ C ₃₀)	60	0.62 – 0.78
Ester F	70	23.0
Ester H	70	2.9
Ester PJ	70	1.2
Ester PU	70	0.5
Diesel	-	310
Aceite Mineral	-	166
Glicol Soluble en Agua	-	8

V.3 DISPERSIÓN DE LOS SBF

Cuando se descargan recortes de fluidos de perforación de base no acuosa (ver sección III.1.1) al océano estos tienden a agruparse en discretas masas y se asientan rápidamente en el fondo. ^[26]

El agua no puede penetrar fácilmente la masa oleofílica de recortes, por lo que no se dispersan eficientemente.

Se estimó la dispersibilidad de varios SBF por medio del mezclado de una muestra de recortes impregnados con SBF en agua de mar, permitiendo que los sólidos se agiten por 10 minutos antes de medir la materia orgánica (representada por el fluido base sintética en la fase acuosa).

La dispersibilidad relativa de diferentes sistemas de fluidos de perforación se ha reportado de la siguiente manera: ^[27]

Éster > Di-Éter >> Alquilo Benceno Lineal > PAO > Aceite Mineral de Baja Toxicidad

Las IO y LAO, los sintéticos más comunes, tienen un valor de dispersibilidad entre los ésteres y las PAO.

En un estudio se reportó que los SBF de baja viscosidad (como las LAO) permiten una mejor separación del fluido de perforación de los recortes en las temblorinas. Los recortes con menores concentraciones de SBF adheridos tienen una menor tendencia a agruparse que los recortes con altas concentraciones de SBF. Por ejemplo, cuando los recortes que contenían 5 % de LAO se descargaron, estos se dispersaron en el tirante de agua y no se acumularon en el fondo.

De esta manera, los SBF, particularmente los ésteres, LAO y IO de bajas viscosidades, se dispersan mejor que los OBF en aguas marinas.

Una efectiva dispersión de recortes de SBF en el tirante de agua da muy poca probabilidad de tener efectos biológicos adversos en los organismos marinos.

V.4 ACUMULACIÓN DE RECORTES DE SBF EN EL FONDO MARINO

A causa de que los recortes con concentraciones altas de SBF y OBF no se dispersan eficientemente en el tirante de agua después de una descarga, éstos se agrupan y se acumulan en el fondo.

Varios programas de monitoreo se han realizado con el fin de registrar la distribución de los recortes de SBF en los sedimentos cercanos a las plataformas. En algunos casos se han realizado para evaluar los efectos de las acumulaciones de recortes en las comunidades **bentónicas**.

En el sector Británico del Mar del Norte se realizaron estudios del lecho marino para registrar la presencia de los montículos de recortes en el fondo oceánico. Se mostró que no hay una relación evidente entre la altura y el área ocupada por los montículos de recortes, con el tipo de SBF. Es más probable que la profundidad, la velocidad y la masa total de descarga, así como las corrientes de tormenta y marea sean los factores determinantes de las dimensiones de los montículos de recortes. ^[28]

En otro estudio, las dimensiones de los montículos de recortes fueron mapeados con un sistema de imagen sonar 3D, después de la perforación de un pozo con tirante de agua de 88 metros, usando un SBF tipo éter en el Sector Británico del Mar del Norte. Los recortes se distribuyeron en sedimentos de superficie, formando un anillo alrededor del pozo. La altura máxima del montículo de recortes fue menor a un metro. Sin embargo, fueron detectadas altas concentraciones de fluido base sintética tipo éter en el montículo, indicando que estas acumulaciones se derivan de las descargas de recortes desde la plataforma. ^[29]

Generalmente, las concentraciones de SBF son mayores en la capa superficial de sedimentos (hasta 2 cm) que en las capas más profundas (2-5 cm y 5-8 cm).

Existe una tendencia de disminución de las concentraciones de recortes de SBF en sedimentos cercanos a plataformas de descarga a medida que se incrementa la profundidad del agua (Figura V.1). ^[30]

La contaminación ocasionada por los recortes de SBF en el fondo oceánico cercano a la plataforma varía ampliamente de un sitio a otro. Los recortes se distribuyen irregularmente alrededor del sitio de perforación, la mayoría de ellos se asientan en la dirección del flujo de la corriente (Figura V.2). ^[30]

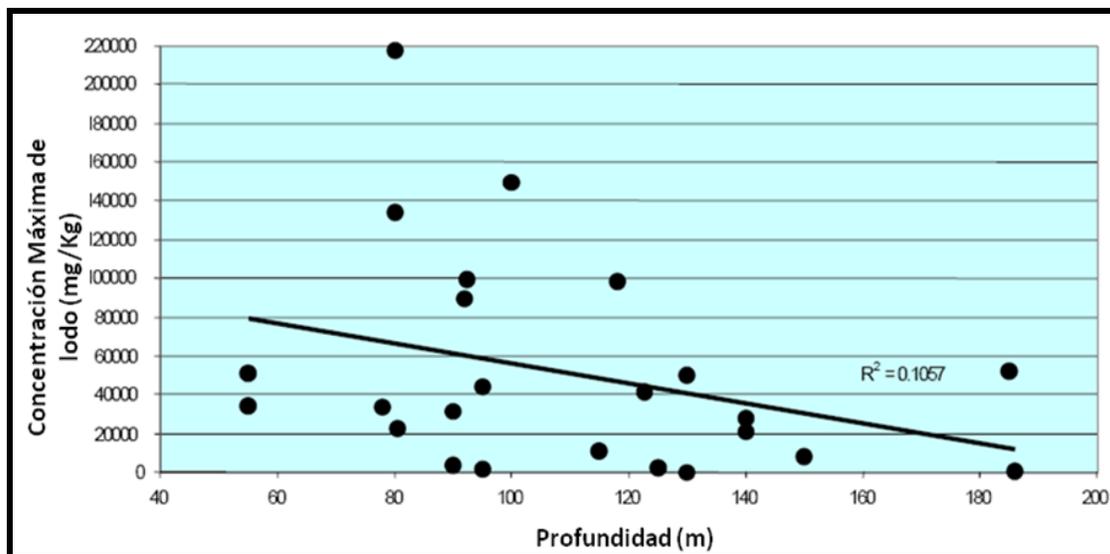


Figura V.1 Relación Entre El Tirante De Agua Y Las Concentraciones Máximas De Fluido Base Sintética En Sedimentos Superficiales Cercanos A Las Plataformas De Perforación Del Sector Británico ^[30]

Los estudios de las descargas de recortes de SBF en el Sector Británico revelan una compleja distribución de recortes alrededor de las plataformas de perforación. Poco después del término de la perforación, las concentraciones más elevadas de SBF en los sedimentos fueron localizadas hasta 224 metros del sitio perforado. Aproximadamente un año después de la perforación, las concentraciones más altas de SBF en sedimentos se localizaron de entre 5 a 153 metros del sitio perforado.

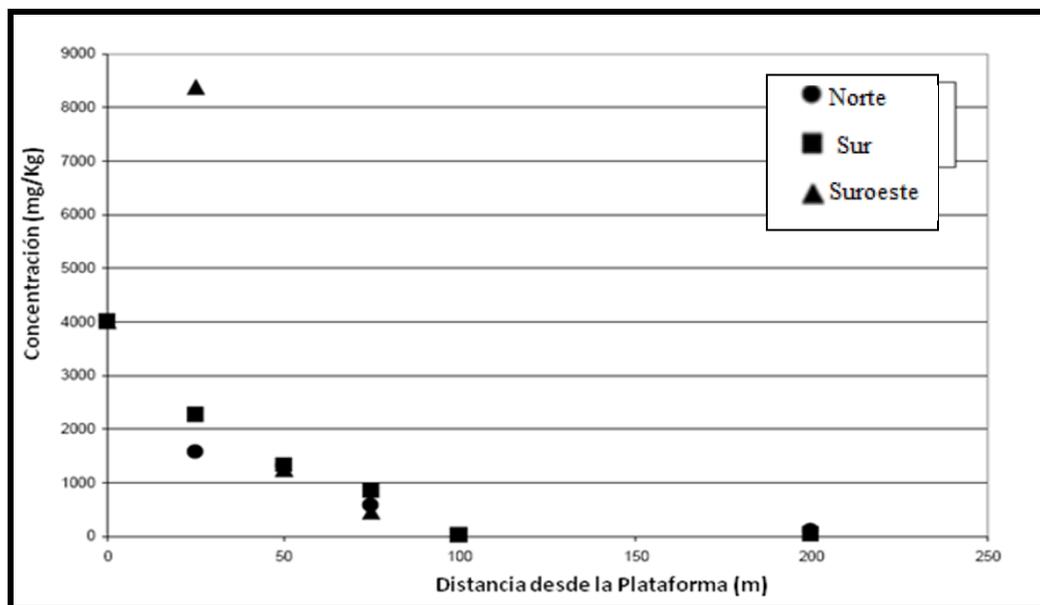


Figura V.2 Concentración Promedio De SBF (Éster) En Sedimentos Superficiales A Diferentes Distancias Desde Una Plataforma Con 150 Metros De Tirante De Agua (Poco Después Del Término De La Perforación) ^[30]

Muchas muestras de sedimento superficial cercanas a los sitios perforados contenían menos de 1,000 mg de SBF/kg de sedimento.

La distribución irregular de las concentraciones promedio de SBF alrededor de un sitio perforado puede ser vista en la Figura V.3. En este ejemplo, 1,055 toneladas métricas de recortes y 88 toneladas de SBF base LAO se descargaron; la mayor concentración promedio de SBF en los sedimentos superficiales se localizó a 90 metros de la plataforma, poco después de la perforación y a 110 metros un año después. Se detectaron concentraciones menores de LAO en sedimentos a 200 y 150 metros del sitio perforado.

En otros dos ejemplos (Figuras V.2 y V.4), las concentraciones de éster y PAO en sedimentos fueron las más altas a 20 y 25 metros al suroeste y sureste, respectivamente, del sitio perforado y las concentraciones de SBF en sedimentos declinaron bruscamente con la distancia desde los sitios perforados. Las concentraciones de SBF en sedimentos estuvieron por debajo de 1,000 mg de fluido/kg de sedimento en todas las direcciones al sitio perforado. [30]

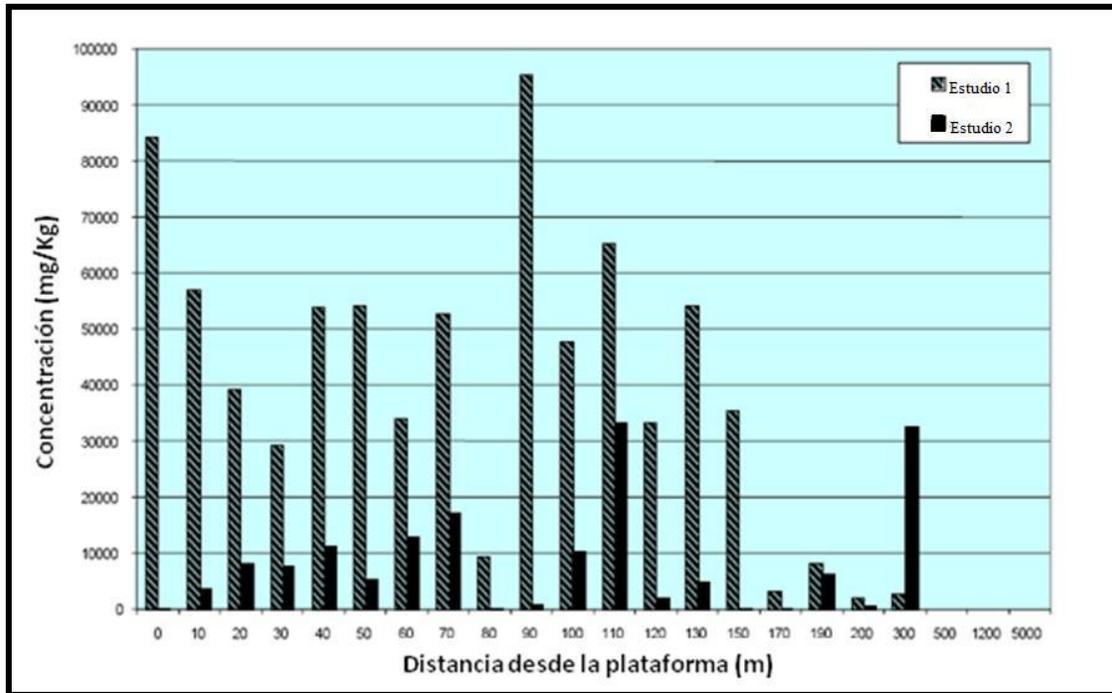


Figura V.3 Concentraciones Promedio De LAO En Sedimentos Superficiales A Diferentes Distancias De Una Plataforma Con 92 Metros De Tirante De Agua. El Estudio 1 Se Hizo Inmediatamente Después De La Perforación; El Estudio 2 Se Realizó Un Año Después [30]

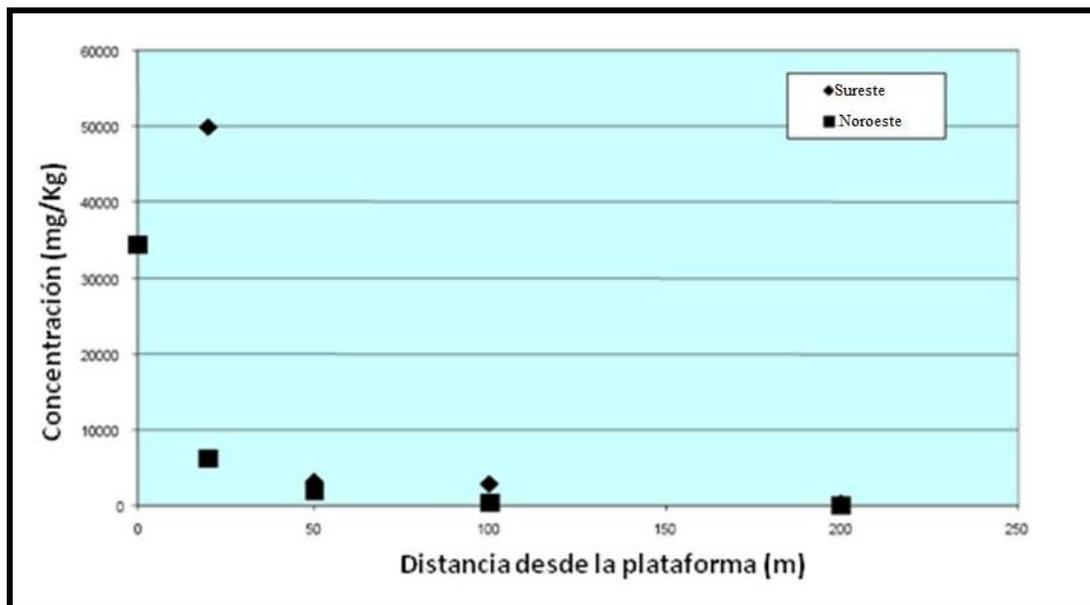


Figura V.4 Concentración Promedio De Fluido Sintético (PAO) En Sedimentos Superficiales A Diferentes Distancias De Una Plataforma Con 55 Metros De Tirante De Agua (Poco Después Del Término De La Perforación)^[30]

Estudios en el Mar del Norte y en el Golfo de México, muestran que los recortes impregnados con SBF se acumulan de manera muy irregular en sedimentos alrededor de la plataforma de perforación. El máximo espesor y la concentración de SBF en el montículo de recortes alrededor de la plataforma indica, en la mayoría de los casos, que puede ser menor que aquellas obtenidas con recortes mojados con OBF.^[31]

Las concentraciones de SBF medidas en los sedimentos, frecuentemente son menores que la concentración de SBF en los recortes, al tiempo de la descarga, por lo que se piensa que algunos SBF se remueven de los recortes durante su caída a través del tirante de agua.

V.5 BIODEGRADACIÓN DE LOS SBF

El principal mecanismo de degradación de los fluidos base sintética se da a través de un metabolismo microbiano, originando subproductos inofensivos.

Las bacterias que viven en los sedimentos, hongos y **protistas** tienen la capacidad de biodegradar algunos hidrocarburos y sustancias o materiales

orgánicos con contenido de oxígeno (éster, éter, acetal), usando el carbono como una fuente de nutrición.^[32]

Todos los hidrocarburos difieren en la susceptibilidad a la biodegradación. La solubilidad de las parafinas y olefinas disminuye con el incremento de la longitud de la cadena de carbonos y el peso molecular, por lo que los fluidos base sintética insolubles y de alto peso molecular (como las PAO) son menos biodegradables que los fluidos base de menor peso molecular y ligeramente solubles (como las IO).^[9]

Como regla general, los hidrocarburos lineales son más fácilmente biodegradables que los hidrocarburos ramificados o aromáticos. La velocidad de biodegradación de parafinas lineales disminuye a medida que la longitud de cadena aumenta. Si se tienen ramificación de cadenas de hidrocarburos se da una lenta biodegradación.^[33]

Los hidrocarburos son biodegradados principalmente mediante oxidación; por lo que, la biodegradación de fluidos base sintética y otros hidrocarburos es mucho más rápida en la presencia de oxígeno (ambiente aeróbico) que en su ausencia (ambiente anaeróbico).

Un alcano normal (como una parafina lineal) o un alqueno (LAO, IO y PAO) se oxida por acción microbiana, transformándose en un alcohol; el alcohol se oxida nuevamente a un ácido graso; estos ácidos son nutrientes estructurales y de almacenamiento para todas las plantas y animales (Figura V.5)^[34]. De esta manera, los fluidos base sintética son completamente biodegradados bajo condiciones aeróbicas.^[34]

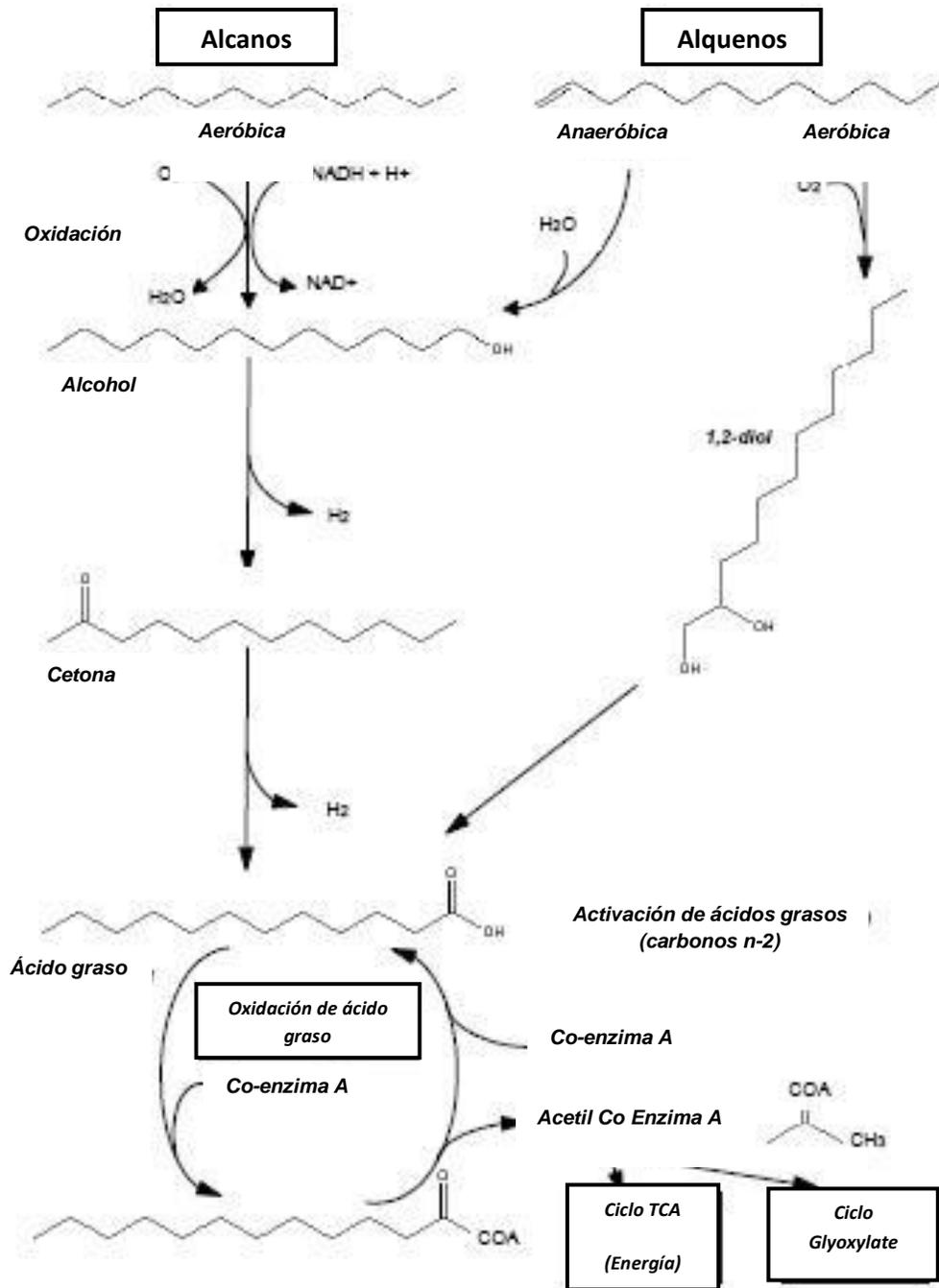


Figura V.5 Ruta De Biodegradación de SBF ^[34]

La biodegradación aeróbica de SBF puede agotar el oxígeno en los sedimentos, si es que la carga de sedimentos con materia orgánica biodegradable de los recortes de SBF es alta y la aireación es lenta, con lo cual los sedimentos se convierten en anaeróbicos.

En la ausencia de oxígeno, los fluidos base sintética son deshidrogenados en alcoholes que a su vez se descomponen a ácidos grasos con la ayuda de una cetona o un aldehído intermedio. Estas reacciones iniciales de degradación son muy ineficientes bajo condiciones anaeróbicas y su velocidad probablemente limita la tasa neta de biodegradación de los SBF en sedimentos marinos.

Los enlaces dobles de carbono-carbono y los ésteres son oxidados más fácilmente por las bacterias anaeróbicas marinas que los enlaces sencillos. Así, los ésteres y los SBF no saturados se biodegradan más rápidamente que las parafinas, los alquilo benceno lineales, éteres y acetales en sedimentos anóxicos.

Bajo condiciones anaeróbicas, la oxidación de ácidos grasos también es ineficiente. Las alternativas al oxígeno (por ejemplo, NO_3^{-1} , SO_4^{-2} y CO_2) son usadas por los microbios para oxidar ácidos grasos, produciendo sulfuro de hidrógeno, amoníaco y metano, estos son tóxicos a algunos organismos marinos vivientes en sedimentos. ^[35]

La medición de las tasas de biodegradación de SBF es difícil a causa del gran número de variables ambientales y químicas que la afectan. Los factores ambientales más importantes que afectan la tasa de biodegradación de SBF en sedimentos son la temperatura, la concentración de oxígeno, la energía del fondo marino, pH y biodisponibilidad del sustrato. ^[32]

Se han desarrollado varias pruebas para evaluar la biodegradación de SBF, estas son:

- Pruebas estándar de laboratorio
- Pruebas de Fase Sólida
- Pruebas de Lecho Marino Simuladas

A continuación, se explicarán los aspectos más relevantes de estas pruebas.

V.5.1 Pruebas estándar de laboratorio

Actualmente no existe un acuerdo de una tasa de biodegradación ambientalmente aceptable, ni de como medirla y extrapolar los resultados para predecir el impacto de la acumulación de recortes de SBF en sedimentos en el fondo oceánico.^[32]

Los protocolos de pruebas de biodegradación varían en tres aspectos clave:

1. *Aeróbicos/anaeróbicos.* Los procedimientos de pruebas estándar se diseñan usualmente para ser aeróbicos o anaeróbicos. Las condiciones anaeróbicas son propensas a ocurrir en la parte central de los montículos de recortes o en las capas de los sedimentos subsuperficiales; las condiciones aeróbicas tienden a aparecer en las capas superficiales donde las concentraciones de SBF son bajas.
2. *Soluble/no soluble en agua.* La mayoría de los procedimientos de prueba se diseñan para materiales solubles en agua. No hay un protocolo estándar para los SBF, los cuáles son esencialmente insolubles.
3. *Agua dulce/agua de mar.* Varias pruebas de biodegradación son realizadas en agua dulce; la salinidad del agua puede afectar los resultados de las pruebas debido al efecto que tienen las sales disueltas en la estabilidad de la emulsión. Las pruebas de agua dulce usan un inóculo de bacterias, mientras que las pruebas con agua de mar cuentan con poblaciones naturales de bacterias. La diferencia en el número y tipo de bacterias en las pruebas, son las razones principales de que los resultados son diferentes.

Se han propuesto varias pruebas de laboratorio para estimar la tasa de biodegradación de SBF en sedimentos marinos. También se han efectuado modificaciones en las pruebas para obtener una mejor medición de la biodegradación en materiales sólidos e insolubles, presentes en los SBF.

Los métodos de prueba de biodegradación en laboratorio son los siguientes^[18]:

- **OECD 301 B.** Propuesta por la Organization for Economic Cooperation and Development (OECD). La sustancia de prueba es incubada en nutrientes de agua dulce con un inóculo de bacterias presentes en lodos con aguas residuales. La biodegradación es medida como la producción de CO₂.

- **OECD 301 D.** La sustancia de prueba es incubada en una botella completamente cerrada con agua dulce y un inculo de bacterias. La biodegradación es medida como el consumo de oxígeno.
- **OECD 306.** Esta es una modificación de la prueba OECD 301 D usando agua de mar y una botella cerrada. El agua de mar contiene una comunidad natural de bacterias marinas, por lo que no se necesitó la adición de bacterias de aguas residuales. A causa de que no se usa un inculo de bacterias, los resultados de la prueba OECD 306 no pueden ser comparados con los de la OECD 301 D.
- **BODIS.** Esta prueba mide la demanda bioquímica de oxígeno (BOD, Biochemical Oxygen Demand) de sustancias insolubles. Esta es similar a la prueba OECD 301 D, excepto que se deja un $\frac{1}{3}$ de volumen de aire en la botella cerrada. La suspensión de SBF en agua dulce es enriquecida con nutrientes y bacterias de lodo, y la botella es sellada y agitada para mantener la saturación de oxígeno en la fase acuosa. La biodegradación es medida como el consumo de oxígeno en el sistema de botella cerrada.
- **BODIS Marina.** Esta prueba es una modificación de las pruebas BODIS con agua dulce y la OECD 306. Se incuba un fluido base sintética en una botella cerrada con $\frac{2}{3}$ de bacterias nativas del agua de mar y nutrientes. La biodegradación es medida como el consumo de oxígeno.
- **ISO/DIS 11734.** Esta es una prueba de biodegradación anaeróbica que es efectuada en una botella cerrada con oxígeno en el cuello. Se agrega lodo de aguas residuales para contar con bacterias anaeróbicas. Los nutrientes son disueltos en el agua dulce. La velocidad de biodegradación es medida como un incremento en la presión de gas en el cuello, debido a la producción de CO₂ y CH₄. La variación de esta prueba con agua de mar esta siendo desarrollada, en la cual la biodegradación es causada por bacterias reductoras de sulfato y es medida como el incremento en la concentración de sulfuro de hidrógeno en la botella.

Estos métodos dan diferentes estimaciones del potencial de biodegradación de los fluidos base sintética.

Se efectuaron varias pruebas de biodegradación para SBF tipo acetal. La biodegradación aeróbica medida (en 28 días) varió con el método de prueba, salinidad del agua y concentración del acetal utilizado. La biodegradación

estimada tuvo valores desde 5 % hasta 86 %, de acuerdo con lo que se muestra en la tabla V.2. ^[18]

Las pruebas de laboratorio en agua dulce dieron estimaciones mayores de biodegradación que las pruebas en agua de mar. La abundancia de bacterias y hongos que degradan los hidrocarburos es mucho mayor en los sedimentos marinos, por lo que las pruebas en agua de mar probablemente subestimaron la biodegradación potencial de los SBF en ambientes marinos.

La tasa de biodegradación disminuyó a medida que se incrementaba la concentración de acetal.

Tabla V.2 Biodegradación Aeróbica (Porcentaje De Demanda Teórica De Oxígeno) Del SBF Base Acetal En Varias Pruebas De Biodegradación A Diferentes Concentraciones Iniciales ^[18]

Método de Prueba	Concentración de Acetal (mg/L)	Porcentaje de Biodegradación
BODIS agua dulce	10	86
BODIS agua dulce	40	50
BODIS agua de mar	10	19.5
BODIS agua de mar	40	8
OECD 301 B agua dulce	10	78.6
OECD 301 B agua dulce	20	62.8
OECD 301 D agua dulce	0.5	73
OECD 301 D agua dulce	2.5	21
OECD 306 agua de mar	0.5	35
OECD 306 agua de mar	2-2.5	5
OECD 306 agua de mar	10	9.4

Los resultados de múltiples pruebas indican que las tasas de biodegradación de fluidos sintéticos en condiciones aeróbicas o anaeróbicas ocurren en el siguiente orden:

Éster > LAO ≈ IO > PAO > acetal > éter > aceite mineral > diesel

Los SBF son más biodegradables bajo condiciones aeróbicas que a anaeróbicas. Las tasas de biodegradación aeróbica y anaeróbica son más grandes para los ésteres, seguido de las olefinas internas (IO). Los aceites minerales son menos biodegradables que los SBF, particularmente bajo condiciones anaeróbicas.^[36]

Considerando las altas concentraciones de SBF medidas en los sedimentos superficiales de algunas plataformas que descargan recortes al mar, es probable que la mayoría de la biodegradación del SBF pueda ocurrir bajo condiciones anaeróbicas, ya que la concentración de oxígeno en el sedimento es reducida por la biodegradación inicial aeróbica de los recortes.

En ambientes de baja energía donde la dispersión de recortes en el fondo oceánico es menor, la biodegradación anaeróbica de los recortes mojados con SBF probablemente es la limitante en la recuperación de fauna bentónica contaminada por recortes de perforación.

Mediante la prueba anaeróbica ISO/DIS 11734 descrita anteriormente se midió la tasa de biodegradación anaeróbica de SBF y los productos de degradación de poco potencial de SBF, se obtuvieron valores desde esencialmente cero (alquilo bencenos lineales, LAB) hasta 83 % (éster). Por lo que el uso de LAB fue eliminado (ver sección III.5).

La velocidad de biodegradación anaeróbica en los ésteres es mayor y la más alta (ver Tabla V.3). En general, los químicos base en los SBF diferentes al éster no se biodegradan anaeróbicamente a tan alta velocidad. Los LAB no son biodegradables bajo condiciones anaeróbicas. De los probables productos de degradación, los alcoholes son altamente biodegradables y los éteres resisten la biodegradación anaeróbica.^[37]

La tasa de biodegradación parece estar inversamente relacionada al peso molecular y directamente relacionada a la solubilidad en agua de LAO y PAO.

Por lo que una LAO C₁₄ es más biodegradable que una LAO C_{16/18}. La biodegradabilidad aeróbica de PAO disminuye con el aumento del peso molecular.

La biodegradabilidad aeróbica y anaeróbica de los fluidos de perforación, desde el más hasta al menos biodegradable es:^[38]

Ester >> LAO > IO >> PAO > aceite mineral

Tabla V.3 Biodegradación Anaeróbica De Varios Fluidos Base Sintética Y Aceite Y Posibles Productos de Degradación De Sintéticos, Medida Con La Prueba ISO/DIS 11734. La Biodegradación Es Medida Como La Producción Neta De Gas (CH₄ + CO₂)^[37]

Químico de Prueba	Duración de la Prueba (días)	Degradación Promedio (% de Carbono Orgánico)
Ácido graso Éster I	35	82.5 ± 13.9
Ácido graso Éster II	35	83.7 ± 13.1
LAO (C16/18)	84	22.4 ± 19.5
LAO (C14)	98	48.3 ± 15.5
PAO I	70	14.4 ± 20.3
PAO II	50	0.6 ± 16.2
Acetal	70	12.6 ± 19.2
LAB	50	-1.5 ± 12.2
Aceite Mineral A	35	3.9 ± 11
Aceite Mineral B	28	5.4 ± 8.2
Aceite Mineral C	28	5.8 ± 6.7
Alcohol Oleílico	84	88.6 ± 14.8
2-Etil Hexanol	84	78.8 ± 21.4
Dioctil Éter	42	12.3 ± 10.8
Dihexadecil Éter	42	1.4 ± 12.5

Los valores son promedio de cinco réplicas de prueba para cada químico.

V.5.2 Pruebas de biodegradación de fase sólida

Estas pruebas fueron diseñadas con el fin de simular las condiciones aeróbicas y anaeróbicas que están presentes en un montículo de recortes en el fondo marino.

Una de estas pruebas desarrollada en Escocia y conocida como SOAEFD (Scottish Office Agriculture, Environment & Fisheries Department) utiliza un fluido sintético como base que se mezcla con sedimento marino tamizado para reproducir varias concentraciones de fluido base en mg/kg de sedimentos, 100, 500 y 5,000 ppm; estas concentraciones intentan reproducir las concentraciones medidas de OBF, base aceite mineral en muestras de sedimentos tomados a 1,000 – 3,000 m; 200 – 1,000 m y 200 m respectivamente, medidos desde la plataforma de descarga.^[39]

Las cámaras de prueba se mantienen en un flujo de agua de mar durante 120 días. Lapso en el que se muestrea para el análisis químico después de 0, 28, 56 y 120 días.

La concentración de químicos en el sedimento se mide por cromatografía de gases y se estiman las velocidades de degradación así como los tiempos medios de degradación.

Hay una gran diferencia en las tasas de degradación entre varios SBF (figura V.6). El éster tuvo la más alta tasa de degradación seguido de las LAO. Las IO y parafinas fueron comparables al aceite mineral a 5,000 ppm, pero degradadas más rápido que el aceite mineral a más baja concentración.

Las tasas de degradación de las PAO y acetales fueron similares a la del aceite mineral.

Los sedimentos de granos finos contienen una gran y diversa comunidad bacteriana en comparación con los sedimentos de arena. En el sistema de biodegradación de fase sólida, los sedimentos de arena fina se vuelven anaeróbicos más rápidamente que los sedimentos de lodo y lodo/arena.

Las pruebas de SOAEFD fase sólida sobreestiman la biodegradación, pero por otro lado, esta prueba probablemente subestima la tasa de degradación que podría ocurrir en el campo, ya que factores importantes, como las altas corrientes submarinas, el transporte en el fondo y la **bioturbación** no son considerados. ^[39]

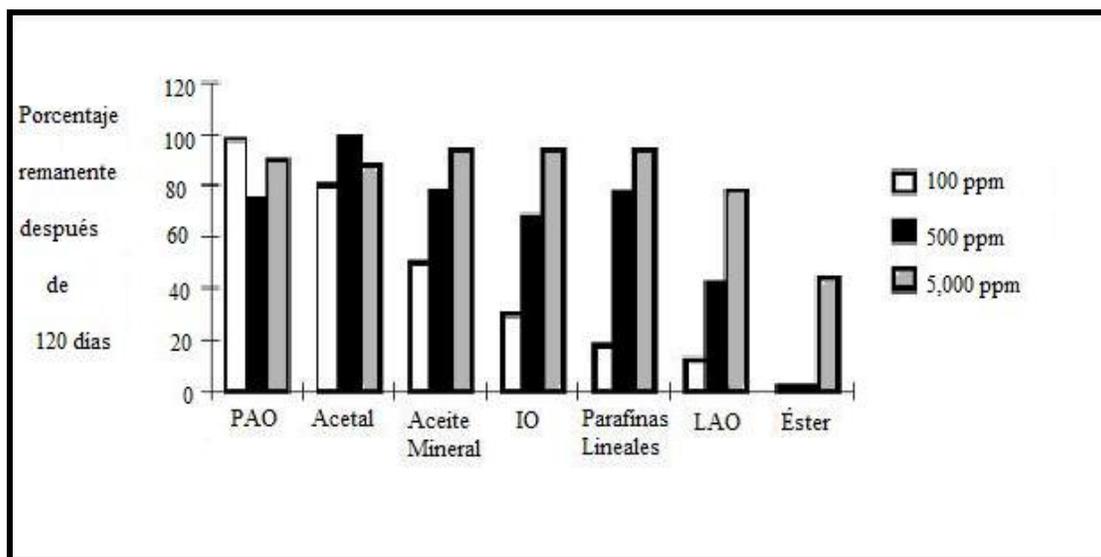


Figura V.6 Biodegradación de SBF en pruebas SOAEFD después de 120 días^[39]

V.5.3 Pruebas de lecho marino simuladas ^[32]

Estas han sido realizadas por el NIVA (Norwegian Institute of Water Research). Las cámaras de las pruebas del lecho marino del NIVA simulan con más exactitud las condiciones costa afuera que las pruebas estándar de laboratorio y de fase sólida, con lo que se puede medir mejor la biodegradación.

Las cámaras de exposición se llenan con 25 cm de sedimento marino proveniente de Oslofjord. Se conservó la fauna y flora bentónica. Los sedimentos son cubiertos con 15 cm de agua de mar de Oslofjord.

Las concentraciones son medidas como mg de SBF/ cm² de sedimento en la cámara. Las pruebas son efectuadas durante más de 160 días. A diferentes tiempos durante el transcurso de la prueba, se muestrean las cámaras para medir SBF, barita y fauna bentónica.

La barita es usada como trazador de los recortes de SBF. La cantidad de SBF lavada de las cámaras puede ser estimada normalizando las concentraciones de SBF y barita.

Estos estudios demostraron que los recortes con éster se degradaron más rápido, seguido de los que contenían LAO e IO. Se tuvieron pérdidas menores en los recortes con aceite mineral y PAO.

Las pruebas mostraron que la temperatura tiene un pequeño efecto en la velocidad de degradación y efectos biológicos de los recortes de éster y LAO en los sedimentos. La biodegradación ocurre incluso a -0.5°C .

La temperatura del fondo marino en aguas profundas del norte del Golfo de México permanece a 5°C . Por lo que los resultados de las pruebas NIVA son relevantes para las condiciones de aguas profundas del Golfo de México.

V.6 TOXICIDAD DE LOS RECORTES DE SBF

El impacto ambiental que puede resultar de la descarga de fluidos de perforación y recortes al océano es de dos tipos: efectos en los ecosistemas del tirante de agua (pelágicos) y efectos en los ecosistemas del fondo marino (bentónicos).^[17]

Los SBF no se mezclan eficientemente con las aguas oceánicas. Estos se agrupan y se asientan rápidamente en el fondo. La tendencia de los recortes a agruparse aumenta a medida que la concentración de SBF en los recortes se incrementa.^[26]

La concentración promedio de SBF en recortes descargados en el Golfo de México es cerca del 10 %. Los recortes con esta concentración de SBF adherido se agruparán y se acumularán rápidamente en el fondo.

Los recortes que contienen 5 % de LAO se dispersan fácilmente en el tirante de agua y no forman montículos de recortes en el fondo marino.

Los efectos de los recortes impregnados con SBF sobre organismos pelágicos son similares o menores que aquellos ocasionados con los WBF debido a la baja toxicidad de los SBF y el poco tiempo de exposición por el rápido asentamiento de los recortes.

Los efectos biológicos de los recortes de SBF en los bentos son similares o mayores que aquellos producidos por los WBF. La masa descargada de SBF al océano por pozo, es mucho menor que la masa descargada de WBF por pozo, ya que los recortes generados con SBF se tratan.

La toxicidad de los WBF y SBF es baja, por lo que estos representan una pequeña amenaza tóxica para los organismos marinos vivientes sobre o en los sedimentos cercanos a la plataforma. Sin embargo, los recortes de SBF pueden

dañar las comunidades bentónicas debido al agotamiento de oxígeno en sedimentos por la biodegradación microbiana, si existen altas concentraciones de recortes de SBF en los sedimentos.

V.6.1 Pruebas de toxicidad

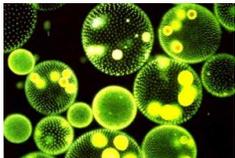
En muchos países, para tener el permiso de descarga de fluidos de perforación y sus componentes se requieren realizar pruebas de toxicidad. Se pueden realizar dos tipos de pruebas de toxicidad: pruebas de tirante de agua y pruebas de fase sólida (sedimento). Son destinadas a evaluar los riesgos potenciales de las descargas de fluido de perforación sobre los organismos pelágicos y bentónicos, respectivamente. ^[40]

La EPA ha determinado que la toxicidad de los recortes de SBF en el tirante de agua es probable que sea baja, y ha propuesto una prueba de fase sólida para evaluar el impacto ambiental potencial de las descargas de recortes.

En esta prueba, la supervivencia de los anfípodos bénticos *Leptocheirus plumulosus* es medida durante 10 días, los cuales son expuestos a sedimentos que contienen un fluido base sintética o sus recortes. La concentración letal media (LC₅₀) de un fluido base IO C_{16/18} es mayor de 2,600 mg/kg peso seco, para esta especie. ^[41]

Los organismos de prueba recomendados incluyen: un alga microscópica, un copépodo, un molusco bivalvo y un anfípodo béntico (Tabla V.4). Las pruebas de toxicidad con los primeros dos organismos marinos son pruebas de tirante de agua; los últimos dos son para pruebas de fase sólida. Las pruebas se realizan empleando los protocolos de pruebas de toxicidad estándar ^[5].

Tabla V.4 Requerimientos De Pruebas De Toxicidad Para SBF En Países Del Mar Del Norte ^[5]

Organismo	Especie	Mínimo aceptable EC ₅₀ /LC ₅₀
 Alga microscópica	<i>Skeletonema costatum</i>	EC ₅₀ > 1000 mg/L
 Copépodo	<i>Acartia tonsa</i>	LC ₅₀ > 2000 mg/L
 Molusco Bivalvo	<i>Abra alba</i>	EC ₅₀ > 20 mg/kg
 Anfípodo	<i>Corophium volutator</i>	LC ₅₀ > 1000 mg/kg

EC₅₀ La concentración que produce un efecto subletal definido en 50 por ciento de la población expuesta.

LC₅₀ La concentración que produce 50 por ciento de mortandad en la población expuesta.

V.6.1.1 Pruebas de tirante de agua

En la prueba de toxicidad de tirante de agua utilizada en los Estados Unidos, los *mysids* son expuestos a varias diluciones de la fase de partículas suspendidas (SPP, suspended particulate phase,) de un WBF. [42]

Los *mysids* (*Americamysis (Mysidopsis) bahía*) son los animales que corresponden a la especie marina más sensible a la presencia de contaminantes químicos.

La concentración letal media a 96 horas (LC₅₀, 96h) de la SPP de diferentes SBF para los *mysids* tuvo valores de 200,000 mg/L hasta 1,000,000 mg/L SPP (Tabla V.5). [42]

Tabla V.5 Concentración Letal Media De 96 Horas (LC₅₀) De La Fase De Partículas Suspendidas (SPP) De Varios SBF Para Los *Mysids* (*Americamysis (Mysidopsis) Bahía*) [42]

Fluido Base SBF	LC ₅₀ (ppm, SPP)
Éster	1,000,000
Alfa-Olefina Lineal	794,450
Olefina Interna	56,000 – 1,000,000
Poli-Alfa Olefina	209,316 – 1,000,000
Fluido base Aceite de baja toxicidad	13,200

El criterio de aceptación es LC₅₀ > 30,000 mg/L SPP. Todos los SBF evaluados pasaron la prueba de toxicidad del *mysids*. El fluido base aceite de baja toxicidad no pasó la prueba.

En la mayoría de los casos, la toxicidad de los SBF disminuye (LC₅₀ aumenta) a medida que el peso molecular del químico aumenta. Esto es debido a que si el peso molecular aumenta, la solubilidad acuosa de la mayoría de los componentes orgánicos disminuye. Casi la totalidad de los fluidos base sintética pasan el criterio de toxicidad SPP de 30,000 mg/L.

Las olefinas de bajo peso molecular (como la IO C₁₄ – C₁₆) no pasan el criterio. Sin embargo, cuando este fluido base se combina con otros componentes dentro de un SBF, si acredita la prueba (Tabla V.5).

De los precursores de los SBF, los alcoholes de bajo peso molecular, son los más tóxicos a los *mysids*. Durante la perforación, una pequeña cantidad de ésteres en un SBF se puede hidrolizar, liberando alcoholes libres y ácidos grasos. Si en la descarga de recortes están presentes alcoholes de bajo peso molecular en los SBF asociados, estos pueden actuar a medida que los recortes se asientan a través del tirante de agua. Sin embargo, el tiempo de exposición de los organismos del tirante de agua a concentraciones potencialmente tóxicas de alcohol es muy corto como para ser peligroso.

La exposición crónica a las suspensiones de recortes mojados por sintéticos o por aceite no daña las especies marinas.

V.6.1.2 Pruebas de toxicidad fase sólida

Estas miden la toxicidad de químicos o mezclas sólidas en especies marinas vivientes en los sedimentos.

A causa de que los recortes de SBF no se dispersan en el tirante de agua después de una descarga, las pruebas fase sólida son más precisas que las pruebas de tirante de agua para predecir los impactos biológicos de las descargas al océano.

La mayoría de las pruebas de fase sólida usan crustáceos anfípodos o moluscos bivalvos que comen y viven en los sedimentos. La prueba estándar de toxicidad fase sólida de anfípodos marinos ha sido modificada para evaluar la toxicidad de SBF en anfípodos bénticos y para comparar la toxicidad de los OBF y SBF. Se realizó una prueba de 10 días con sedimentos y los anfípodos *Ampelisca abdida* y *Corophium volutator* (Tabla V.6). Los dos fluidos base sintética evaluados, IO y PAO, fueron menos tóxicos que el aceite mineral mejorado y el diesel. ^[43]

Tabla V.6 LC₅₀ Pruebas de Toxicidad De Aceites Y Fluidos Base Sintética En Sedimentos Para Anfípodos Marinos *Ampelisca Abdida* Y *Corophium Volutator* ^[43]

Químico Base del Fluido de Perforación	LC ₅₀ (mg/kg)	
	<i>Ampelisca abdida</i>	<i>Corophium volutator</i>
Aceite Mineral Mejorado	557 (493 – 630)	7,146 (5,708 – 8,945)
Combustible Diesel	879 (695 – 1112)	840 (690 – 1,008)
Olefina Interna	3,121 (2,503 – 3,893)	>30,000 (ND)
Poli-Alfa Olefina	10,680 (7,665 – 18,599)	>30,000 (ND)

ND No determinada

Los SBF y sus componentes tienen una baja toxicidad en el tirante de agua y en las pruebas fase sólida, con una gran variedad de especies marinas.

El LC₅₀ casi siempre tiene valores altos (menos tóxicos) que los criterios de aceptabilidad. Los resultados de las pruebas de toxicidad en recortes de fluidos parecen inciertos si las mediciones se hacen en las vecindades del pozo ya que éstas proporcionan resultados que afectan a las especies marinas por estar cercanos a las descargas, sin embargo estos mismos recortes a mayor distancia de la zona de descarga arrojan respuestas de baja toxicidad.

Como parte de un estudio reciente de los recortes de SBF en aguas costa afuera del Golfo de México, los anfípodos bénticos (*Leptocheirus plumulosus* y *Ampelisca abdida*) fueron expuestos a sedimentos recogidos cerca de las descargas. La supervivencia entre los anfípodos tuvo valores desde 62 hasta 98 %.^[30]

Los estudios de campo parecen indicar que muchos de los efectos nocivos de las altas concentraciones de recortes de SBF en sedimentos son causados por el agotamiento del oxígeno en los sedimentos contaminados y no por la toxicidad directa de los SBF.

V.7 IMPACTOS BIOLÓGICOS DE LAS DESCARGAS DE RECORTES

El conocimiento de las propiedades físico-químicas de los SBF, las tasas de biodegradación y toxicidades proporciona información valiosa para predecir sus efectos en los organismos marinos y ecosistemas, después de las descargas de recortes al océano. Sin embargo, se necesitan de estudios de campo para validar las predicciones de los estudios de laboratorio.^[36]

Estudios de campo son requeridos para monitorear los efectos ambientales de las descargas de recortes. La mayoría de estos estudios se diseñan con el fin de proporcionar información necesaria para dar seguimiento a la acumulación y persistencia de los recortes en el lecho marino.

Pocos estudios registran los efectos de las acumulaciones de recortes, así como la recuperación de las comunidades bénticas que viven en los sedimentos.

Lo usual en aguas someras es efectuar tres estudios de campo en el sitio después de 9 días, 8 meses y 24 meses del cese de las descargas de recortes y tomar

muestras para el análisis de la comunidad bentónica en los mismos lapsos de tiempo. La tendencia observada respecto a las concentraciones de los componentes de los SBF en sedimentos, fue la de disminuir con el tiempo después de la perforación. Los patrones temporales de las concentraciones de componentes sintéticos en sedimentos, sugieren que la recuperación ecológica es probable. ^[44]

El único estudio a la fecha que incluye algunas observaciones de la fauna cercana al sitio de descarga en aguas profundas, fue el realizado en la plataforma Pompano II con 565 metros de tirante de agua. Las descargas fueron de 7,700 barriles de recortes de WBF, 5,150 barriles de recortes de SBF y aproximadamente 7,695 barriles de una mezcla de 90% de SBF base LAO y 10% SBF base éster. Las concentraciones de SBF tuvieron un máximo en sedimentos superficiales (0 – 2 cm) de 198,000 mg/kg. Casi todos los recortes de perforación se acumularon como una delgada capa en los sedimentos del fondo. ^[45]

Los impactos de las descargas de recortes de SBF en ecosistemas bentónicos de aguas profundas son desconocidos. Para determinar los impactos de estas descargas se requiere de mayores estudios.

CAPÍTULO VI

FLUIDOS DE PERFORACIÓN SINTÉTICOS EN MÉXICO

Los yacimientos en "Aguas Profundas" se refieren a regiones ubicadas en tirantes de agua mayores a 500 metros (distancia entre la superficie y el lecho marino).

Los diez principales productores en aguas profundas son: Brasil, Nigeria, Estados Unidos, Angola, Egipto, Gran Bretaña, Noruega, India, Filipinas y Guinea Ecuatorial.

Las aguas profundas en México se localizan en una importante región de las aguas territoriales mexicanas en el Golfo de México, conformada por una extensión de alrededor de 575 mil km², en las que se estima existen numerosos campos y enormes recursos potenciales de hidrocarburos (Ver figura VI.1). ^[46]



Figura VI.1 Aguas Profundas En El Golfo De México ^[46]

PEMEX ha estimado que de un total de 54 mil millones de barriles de petróleo crudo equivalente de recursos prospectivos (potenciales) que tiene el país, el 55

por ciento, es decir cerca de 30 mil millones de barriles de crudo equivalente, se localizan en aguas profundas.

En los últimos años, Petróleos Mexicanos ha perforado ocho pozos en el Golfo de México con profundidades de entre 500 y 1,000 metros. En la Tabla VI.1 se muestran las características de estos pozos.

Tabla VI.1 Pozos Perforados En Aguas Profundas De México ^[47]

Nombre	Año de perforación	Tirante de agua (m)	Profundidad (m)	Hidrocarburos	Prueba de Producción
Chuktah-201	2004	513	4,901	Seco	–
Nab-1	2004	680	4,050	Aceite extra pesado	1,178 BPD
Noxal-1	2006	935.9	3,640	Gas no asociado	9.5 MMPCD
Lakach-1	2006	988	3,813	Gas no asociado	25-30 MMPCD
Lalail-1	2007	805	3,815	Gas no asociado	18 MMPCD
Chelem-1	2007-2008	810	–	Seco	–
Tamil-1	2008	778	–	Aceite Pesado	–
Tamha-1	2008	1121.5	–	Hidrocarburo no maduro	–

En la Cuenca del Golfo de México Profundo, con el éxito del pozo exploratorio Lalail-1, se incorporaron 708.8 miles de millones de pies cúbicos de gas no asociado de reserva 3P, que equivalen a 138.9 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

Con base en la información hasta ahora adquirida, se han identificado nueve provincias geológicas distribuidas en tres proyectos exploratorios: Golfo de México B, Golfo de México Sur y Área Perdido.

Los estudios geoquímicos realizados, así como las manifestaciones superficiales de hidrocarburos y el muestreo del fondo marino, indican que el tipo de hidrocarburo esperado es aceite y gas no asociado.

La perforación de pozos en el proyecto Golfo de México B inició en 2004, a la fecha se han perforado con éxito los pozos exploratorios Nab-1, Tamil-1 que resultaron productores de aceite pesado; Noxal-1, Lakach-1 y Lalail-1, productores de gas no asociado (Figura VI.2). [48]

El pozo Lalail-1 continúa con el descubrimiento de una serie de yacimientos de gas no asociado en aguas profundas del Golfo de México. Con la perforación de este pozo se descubrieron dos yacimientos. [48]



Figura VI.2 Ubicación De Los Pozos Noxal – 1, Lakach – 1 y Lalail – 1 [48]

En las páginas siguientes se describen las operaciones en los pozos Noxal – 1, Lakach – 1 y Lalail – 1; únicos casos de los que se pudo obtenerse información.

Los pozos exploratorios Noxal – 1, Lakach – 1 y Lalail – 1 fueron perforados utilizando el sistema de fluido sintético RHELIANT; las localizaciones presentaron las siguientes características: ^[49]

- Tirantes de agua entre 800 y 1,000 m, lo que implica bajas temperaturas en la línea de flote, originando altas viscosidades en los fluidos de perforación convencionales.
- Formaciones lutíticas muy reactivas que pueden generar bajas tasas de perforación.
- Estrechas ventanas operativas, donde el gradiente de fractura es muy cercano a la presión de poro, por lo que pueden presentarse pérdidas de circulación e inestabilidad del agujero. Estas condiciones limitan la limpieza del pozo.
- Presencia de formaciones microfracturadas y muy permeables.

Con estas premisas se procedió al diseño de la formulación del sistema RHELIANT que facilitó la perforación eficaz y segura en estos pozos.

Como primer parámetro se seleccionó el uso de aceite sintético base olefina interna (IO) como fase continua del fluido debido a los bajos valores de viscosidad aparente y la poca variación reológica a cambios de temperatura (ver Figura VI.3) ^[50,51]

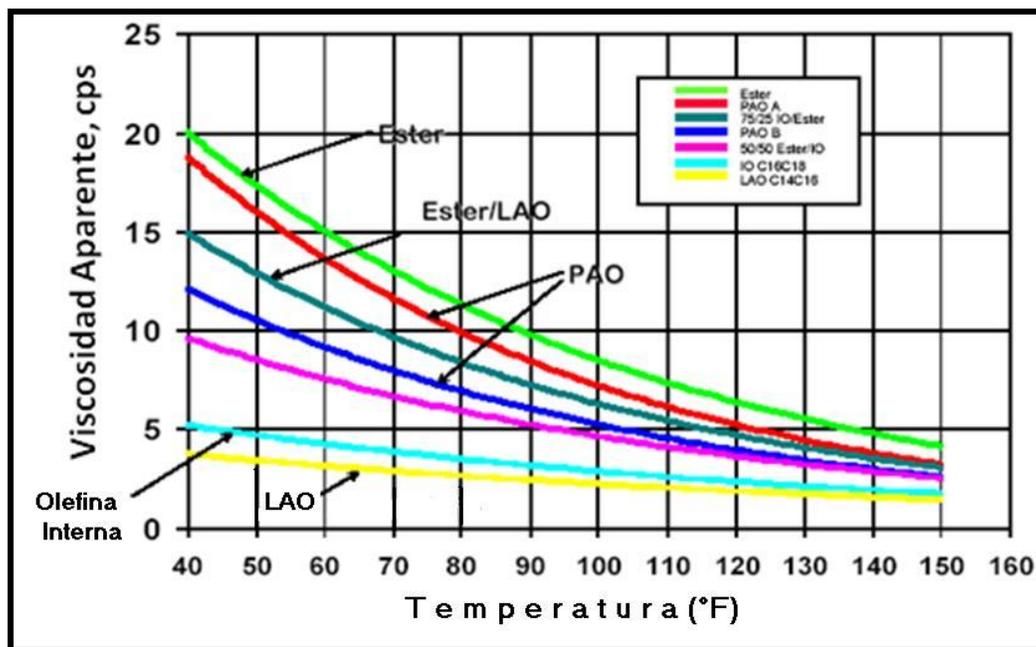


Figura VI.3 Viscosidad Aparente De Diferentes Fluidos Sintéticos ^[51]

Se utilizaron en el diseño del fluido todos los componentes propios del sistema, garantizando las concentraciones de los mismos para mantener la reología característica del fluido en las densidades de trabajo (1.30 a 1.65 g/cm³). (Ver sección IV.5).

VI.1 POZO NOXAL 1 ^[49]

En este pozo se realizó la primera aplicación del sistema RHELIANT en el área. Se perforó con un tirante de agua de 935.9 m, y se siguió perforando hasta la profundidad de 1,865 m con un fluido base agua de alto rendimiento (ULTRADRIL) asentándose a esa profundidad la tubería de revestimiento de 13 ³/₈".

Las etapas de 12 ¹/₄", 8 ¹/₂" y 6 ¹/₂" se perforaron con el sistema RHELIANT, manteniendo las características de reología en todas las etapas (Tabla VI.2).

El intervalo de 12 ¹/₄" presentó pérdida de circulación a 2,775 metros, al fracturarse la formación en el reinicio de la perforación, luego de realizar una prueba de preventores. Para controlar la pérdida, se bajó la densidad del fluido de 1.29 g/cm³ hasta 1.26 g/cm³ y se bombearon baches de material obturante, utilizando carbonato de calcio y grafito micronizado.

Luego se continuó perforando sin mayores problemas, ampliando el agujero a 12 ¹/₄". Se cortaron núcleos desde 2,756 m hasta la profundidad de 2,773 m sin presentarse pérdidas hacia la formación. Se siguió perforando con barrena de 12 ¹/₄" hasta alcanzar la profundidad de 2,910 m donde se asentó la tubería de revestimiento (TR) de 9 ⁵/₈".

Tabla VI.2 Intervalos Perforados Con El Sistema RHELIANT En El Pozo NOXAL 1 ^[49]

Diámetro del Agujero (pulgadas)	Diámetro de TR (pulgadas)	Tirante de agua (metros)	Intervalo Perforado (metros)	Metros Perforados
12 ¹ / ₄	9 ⁵ / ₈	935.9	1865 – 2910	1045
8 ¹ / ₂	7 ⁵ / ₈	935.9	2910 – 3352	442
6 ¹ / ₂	Agujero descubierto	935.9	3352 – 3640	288

Durante la perforación de la sección de 2,773 a 2,910 m se presentaron pérdidas parciales por lo que se circulaban continuamente baches de 6 m³ de una

combinación de carbonato de calcio y grafito micronizado. La pérdida de fluido durante la perforación del intervalo fue de 34 m³. A excepción de esta pérdida de circulación el intervalo se perforó sin dificultades, realizándose los viajes sin problemas y recuperando al 100% los núcleos cortados.

El agujero se mantuvo estable por 6 días, se corrieron registros y recolectaron muestras de fluidos de formación, sin necesidad de realizar viajes de limpieza ni reconocimiento. Durante la bajada de la TR de 9 5/8" se registró una pérdida total de fluido de 78 m³ y durante el trabajo de cementación la pérdida fue de 156. 29 m³. En la perforación del intervalo las propiedades físico-químicas del fluido se mantuvieron estables y dentro de los valores programados.

El intervalo de 8 1/2" se perforó desde 2,900 hasta 3,432 m manteniendo las características reológicas, sin observar incrementos de presión por efecto de cambios de temperatura en el riser.

Luego se presentó un influjo de 272 m³ de agua y gas durante un viaje a superficie para armar la herramienta de corte de núcleo. Posteriormente, tratando de controlar el pozo se presentaron problemas de pérdida de circulación donde la formación tomó 789 m³ de fluido que obligaron a realizar el abandono de una sección del agujero y construir una desviación del pozo.

El sistema RHELIANT mostró resistencia a la contaminación de agua y gas, alcanzando en el momento más crítico una relación aceite/agua de 50/50 manteniéndose la emulsión y la reología en condiciones de trabajo. La desviación se realizó a 2,748 m, perforándose hasta la profundidad de 3,352 m en tres días sin problemas operacionales, utilizando una densidad de 1.28 gr/cm³.

Durante la perforación del agujero no se observaron picos en los valores reológicos, comunes en sistemas convencionales y que son causantes de las amplia variación de la presión.

En el periodo de descontrol del pozo con el influjo de agua y pérdida de circulación, las condiciones reológicas se comportaron de manera diferente a los sistemas de fluido convencionales. Las condiciones fisicoquímicas del fluido soportaron la intrusión de agua salada al sistema.

El intervalo de 6 ½" se perforó desde 3,352 hasta 3,640 m con 4m³ de fluido perdido a la formación y un tiempo efectivo de perforación de 16 horas. En este intervalo también se presentó influjo de agua (55 m³), pero se mantuvieron las características reológicas del sistema.

En este intervalo el fluido se manejó con densidades entre 1.30 a 1.56 g/cm³. Los viajes de tubería se realizaron sin presentarse problemas de arrastre o fricción. Se cortaron exitosamente dos núcleos y se realizó el plan de registros programado para el intervalo sin problemas.

Las densidades y el registro de volúmenes perdidos de fluido a la formación, durante la perforación del pozo NOXAL 1 se presentan en las Tablas VI.3 y VI.4.

Tabla VI.3 Densidades Utilizadas En Pozo NOXAL 1 ^[49]

Intervalo	Densidad (gr/cm ³)
12 ¼"	1.22 – 1.29
8 ½" (Primer agujero)	1.20 – 1.31
8 ½" (Segundo agujero)	1.28
6 ½"	1.30 – 1.56

Tabla VI.4 Fluido Perdido A Formación En Pozo NOXAL 1 ^[49]

Pozo NOXAL 1 – RHELIANT		Fluido Perdido (m ³)		
Diámetro agujero (pulgadas)	Diámetro TR (pulgadas)	Perforando	Metiendo TR	Cementando
12 ¼	9 ⅝	34	78	156.29
8 ½	7 ⅝	732.1*	47	9.4
6 ½	Agujero descubierto	0	N/A	N/A

*Volumen perdido en control de pozo

VI.2 POZO LAKACH 1

^[49]

Este pozo exploratorio se perforó con un tirante de agua de 988 m para obtener información litológica, sedimentológica y petrofísica de la columna geológica del área, así como para evaluar el potencial almacenador de hidrocarburos de la cuenca del mioceno inferior y oligoceno.

Se perforó hasta la profundidad de 1,915 m con el fluido base agua de alto rendimiento (ULTRADRIL).

En este pozo también se utilizó el sistema RHELIANT en la perforación de 4 intervalos (14 ¾", 12 ¼", 8 ½" y 6 ½") como se muestra en la tabla VI.5.

Tabla VI.5 Intervalos Del Pozo LAKACH 1, Donde Se Utilizó El Sistema RHELIANT ^[49]

Diámetro del Agujero (pulgadas)	Diámetro de TR (pulgadas)	Tirante de agua (metros)	Intervalo Perforado (metros)	Metros Perforados
14 ¾	11 ¾	988	1915 – 2650	735
12 ¼	9 ⅝	988	2650 – 3500	850
8 ½	7 ⅝	988	3500 – 3800	300
6 ½	Agujero descubierto	988	3800 – 3813	13

El intervalo de 14 ¾" se perforó sin problemas, empleando 43 horas de tiempo efectivo en 735 m de sección, con un promedio de 3.56 metros/minuto.

La perforación se realizó abriendo primero un agujero piloto de 8 ½", que fue ampliado a 14 ¾", resultando por registros un diámetro promedio del agujero de 13 ¾". Se tomaron registros durante 4 días.

Posteriormente se realizó un viaje antes de bajar TR de 11 ¾" sin encontrar problemas. Durante la perforación se mantuvieron las propiedades reológicas del fluido.

El agujero de 12 ¼" se perforó sin problemas, se cortaron núcleos y tomaron registros con 100% de éxito. Durante la perforación de este intervalo se efectuó un monitoreo continuo para verificar la reología y la DEC (densidad equivalente de circulación) mediante la utilización del software VIRTUAL HYDRAULIC, que ajusta los parámetros de perforación para minimizar la posibilidad de pérdidas de circulación.

La tasa de perforación se mantuvo entre 10 y 20 m/hora. Durante la perforación del intervalo se fue aumentando la densidad del fluido de 1.30 a 1.39 gr/cm³, ya que se observaron incrementos en las lecturas de gas en el fluido, hasta 45,000 ppm en el intervalo de 2,650 a 3,500 m. Durante las operaciones de bajada de la TR y cementación se presentaron pérdidas de circulación.

El intervalo de 8 ½” se perforó con densidad de 1.48 g/cm³, y luego se fue incrementando la densidad según requerimientos del pozo, con el fin de reducir los altos torques por reducción del agujero.

Se corto un núcleo con corona de 8 3/8”, en el intervalo de 3,610 a 3,619 m sin problemas, demostrando el sistema la estabilidad en este tipo de aplicaciones en aguas profundas.

Durante la ampliación de la sección de 8 3/8” a 8 ½”, hubo tiempo de atraso debido a una intrusión de agua en el fluido RHELIANT, que hizo bajar la relación aceite sintético/agua de 73/27 a 64/36.

Se ajustó la relación aceite sintético/agua del sistema y se incrementó la densidad a 1.54 gr/cm³, continuando con la perforación hasta 3,725 m donde se observó una intrusión de gas (142,000 ppm), pero no afectó las propiedades del sistema RHELIANT.

La densidad del fluido se llevó a 1.60 g/cm³ al observarse nuevamente influjo por gas a 3,800 m. Debido a la densidad alcanzada se siguió perforando con un monitoreo estricto de la DEC e incorporando carbonato de calcio al fluido, como material de sello, para prevenir que se indujera una pérdida de circulación o se pegara la sarta de perforación por diferencial de presión. Durante la bajada y cementación de la TR 7 5/8” se tuvo una pérdida parcial de fluido de 33.5 m³.

El volumen perdido y las densidades utilizadas en el pozo LAKACH1 se presentan en las tablas VI.6 y VI.7.

Tabla VI.6 Densidades Utilizadas En Pozo LAKACH 1 ^[49]

Sección	Densidad (gr/cm ³)
Agujero 14 ¾”	1.17 – 1.30
Agujero 12 ¼”	1.30 – 1.43
Agujero 8 ½”	1.41 – 1.60
Intervalo de 6 ½”	1.60 – 1.65

Tabla VI.7 Fluido Perdido A Formación En Pozo LAKACH 1 ^[49]

Pozo LAKACH 1 - RHELIANT		Fluido Perdido (m ³)		
Diámetro agujero (pulgadas)	Diámetro TR (pulgadas)	Perforando	Metiendo TR	Cementando
14 ¾	11 ¾	0	164.9	60
12 ¼	9 ⅝	47.3	115.5	83.9
8 ½	7 ⅝	0	13	20.5
6 ½	Agujero descubierto	0	N/A	N/A

V.3 POZO LALAIL 1 ^[49]

Se perforó con un tirante da agua de 805 m, y se siguió perforando hasta la profundidad de 1,510 m con el fluido base agua de alto rendimiento (ULTRADRIL).

En este pozo se perforaron las etapas de 17 ½", 14 ¾", 12 ¼" y 8 ½" con el sistema RHELIANT. El tirante de agua fue de 805 m, con una temperatura a nivel del lecho marino de 8°C (Tabla VI.8).

Tabla VI.8 Intervalos Del Pozo LALAIL 1, Donde Se Utilizó El Sistema RHELIANT ^[49]

Diámetro del Agujero (pulgadas)	Diámetro de TR (pulgadas)	Tirante de agua (metros)	Intervalo Perforado (metros)	Longitud Perforada (metros)
17 ½	13 ⅜	805	1510 – 1942	432
8 ½ x 14 ¾	11 ¾	805	1942 – 2297	355
10 ⅝ x 12 ¼	9 ⅝	805	2297 – 3020	723
8 ½	Agujero descubierto	805	3020 – 3815	795

El intervalo de 17 ½" se perforó abriendo un agujero piloto de 12 ¼" utilizando una densidad de 1.10 g/cm³. Se presentó un influjo de agua de 8 m³ a 1,942 m, lo que bajo la relación aceite sintético/agua a 68/32.

Se incrementó la densidad del fluido a 1.30 g/cm^3 pero luego tuvo que reducirse hasta a 1.23 g/cm^3 por presentarse una pérdida de circulación de 69 m^3 . Con una barrena de $17 \frac{1}{2}''$ se amplió el agujero. A 1803 m se observó pérdida de circulación parcial de 20 m^3 .

Bajando la TR de $13 \frac{3}{8}''$ se tuvo nuevamente una pérdida parcial de 9.2 m^3 . Es importante mencionar que durante la cementación no se presentó pérdida de circulación. Las propiedades del fluido de perforación RHELIANT, estuvieron en los valores programados, manteniendo la reología durante la perforación del intervalo. También se utilizó el software VIRTUAL HYDRAULIC para monitorear la DEC.

El intervalo de $14 \frac{3}{4}''$ se perforó con barrena de $8 \frac{1}{2}''$ y ampliador de $14 \frac{3}{4}''$, realizándose un monitoreo continuo de la DEC con el mismo software. La perforación se inició con una densidad de 1.28 g/cm^3 terminando el intervalo con 1.37 g/cm^3 . Durante la perforación del intervalo se tomaron núcleos y registros, los viajes se realizaron sin problemas de arrastre.

La bajada de la TR de $11 \frac{3}{4}''$ se efectuó sin registrarse pérdida de fluido, pero se perdieron 67 m^3 del mismo durante la cementación.

El intervalo de $12 \frac{1}{4}''$ se inició con una densidad de 1.37 gr/cm^3 . A la profundidad de 2,496 m se incrementó la densidad a 1.38 gr/cm^3 por observar torque alto; a los 2,822 m se incrementó la densidad de 1.38 a 1.40 gr/cm^3 por observar resistencia en el agujero. Se tuvo un influjo de agua de formación de 8 m^3 a la profundidad de 2,882 m, que hizo bajar la relación de aceite sintético/agua de 72/28 a 70/30.

En el intervalo se cumplió con la programación de tomas de núcleo y registros.

Durante la perforación del agujero $8 \frac{1}{2}''$ no se detectó pérdida de fluido a la formación. La máxima densidad de trabajo fue de 1.50 gr/cm^3 , y el fluido RHELIANT mostró un comportamiento reológico estable a diferentes temperaturas durante la perforación.

VI.4 COMPARACIÓN ENTRE POZOS ^[49]

Los tres pozos exploratorios perforados con el sistema REHLIANT se realizaron en menor tiempo al programado.

En la figura VI.4 se presenta el tiempo construcción del pozo LAKACH - 1, comparando su ejecución con el tiempo programado.

En las gráficas se puede observar que utilizando el sistema RHELIANT se lograron tasas de penetración más altas que las que se tenían programadas para el pozo.

Al comparar estos pozos con otros perforados en el área utilizando sistemas convencionales de emulsión inversa se obtuvo que los tiempos promedio de perforación se redujeran significativamente, al disminuir los problemas de pérdida de circulación, pegaduras y atrapamiento de tubería, así como la pérdida de herramientas en el fondo.

En la figura VI.5 se presenta la gráfica de avance de un pozo, también exploratorio, perforado con un fluido convencional de emulsión inversa y con una geometría parecida a la del LAKACH 1.

Comparando ambos pozos se observa que los tiempos de perforación logrados con el sistema RHELIANT fueron menores, mejorando significativamente el avance del pozo. En el pozo de la figura VI.5, se presentaron problemas de pérdida de circulación e inestabilidad del agujero en el intervalo de 8 ½”.

En los fluidos convencionales de emulsión inversa, el perfil reológico es afectado significativamente por la temperatura y la presión. Estos fluidos tienen buenas propiedades viscosas a una temperatura de 65.6°C (150°F) pero incrementan la viscosidad cuando las temperaturas son bajas, y esto se refleja en la presión de bomba y como consecuencia en la DEC, con lo cual se suele exceder fácilmente el gradiente de fractura del pozo.

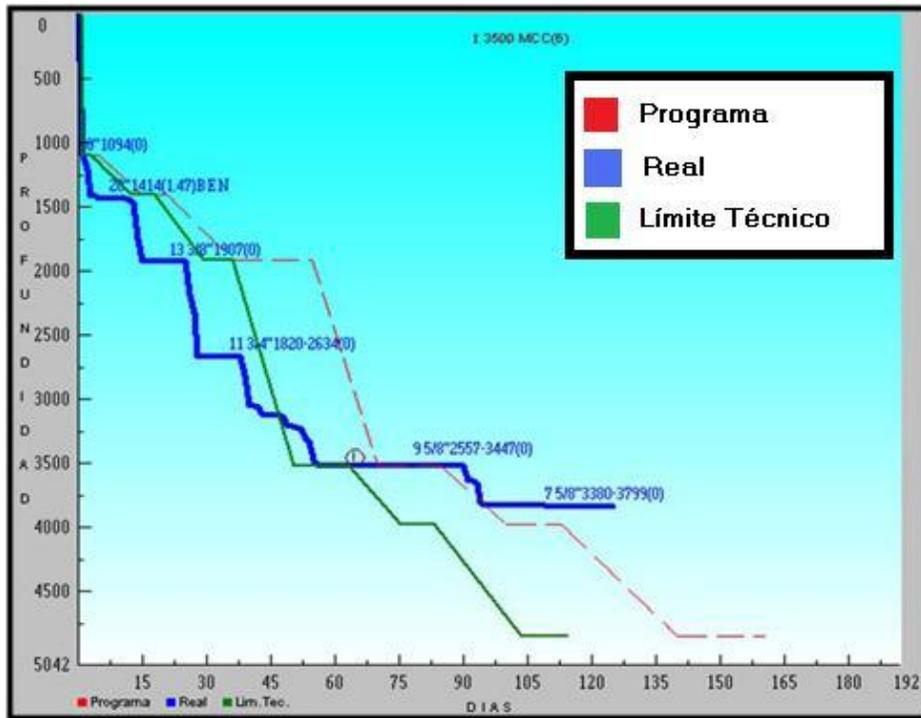


Figura VI.4 Curva De Avance Del Pozo LAKACH-1 [49]

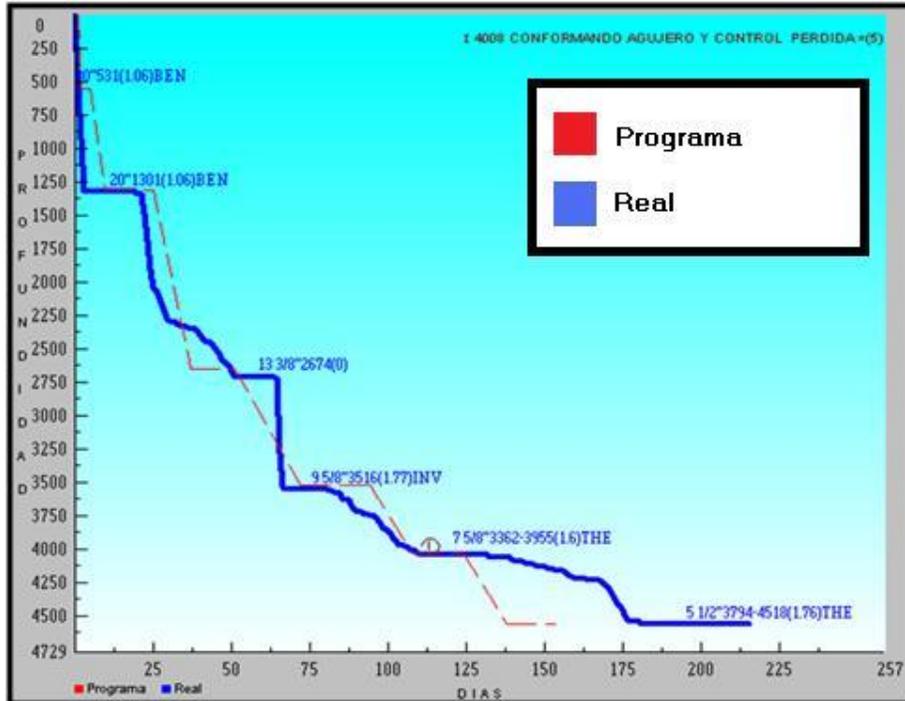


Figura VI.5 Curva De Avance De Pozo Perforado Con Fluido Convencional De Emulsión Inversa [49]

Otro problema que suele ocurrir es que se reduce la capacidad de acarreo y limpieza dentro del agujero, ya que se debe reducir el gasto debido a las altas presiones de bomba que se alcanzan y a la reducción de la viscosidad del fluido en condiciones de fondo. Esto ocasiona acumulación de recortes en el agujero que pueden provocar el atrampamiento de la tubería, ya que hay un incremento de presión al reducirse el área de flujo en el espacio anular.

La reología característica del sistema RHELIANT permite mantener una adecuada capacidad de limpieza a lo largo del espacio anular, evitando que se generen picos de presión por acumulación de recortes.

En la tabla VI.9 se muestran los valores promedios de penetración alcanzados en las secciones perforadas por el sistema RHELIANT.

En la tabla VI.10 se pueden ver los valores promedio de penetración de secciones perforadas en el área utilizando los sistemas convencionales de emulsión inversa; se comparan con los promedios alcanzados en los mismos intervalos con el sistema RHELIANT.

Al hacer la comparación entre las tasas de penetración promedio de las secciones perforadas con el sistema RHELIANT y el convencional de emulsión inversa, se concluye que el sistema RHELIANT logra tasas mayores en cada uno de los intervalos.

Lo anterior se logra debido a que se puede trabajar con mayores gastos y mejores condiciones de limpieza, lo que mejora significativamente los parámetros hidráulicos y se reduce las incidencias de pérdida de circulación y atrapamiento de la tubería.

Por último, se reducen los costos operativos en la construcción de los pozos, en especial en operaciones costa afuera, donde además existen limitaciones en cuanto a la logística, debido al traslado desde tierra de materiales y fluidos cuando se presentan pérdidas de circulación o al realizar una desviación del pozo.

Tabla VI.9 Valores De Tasa De Perforación Promedio De Los Pozos Perforados Con RHELIANT ^[49]

Pozo		Noxal- 1			Lakach- 1			Lalail- 1				
Intervalo		12 ¼	8 ½	6½	14 ¾	12 ¼	8 ½	6 ½	17 ½	14 ¾	12 ¼	8 ½
Longitud Intervalo	(m)	1045	1011	288	735	850	300	13	432	355	723	795
Días Totales	Días	22	61	13	14	42.5	26	7	20	8	46	13
Tiempo Perforado	Días	5.67	5.21	1.8	2	5.56	2.1	0.7	2.35	2	5.8	4.1
Tiempo Viajes	Días	1.9	10.2	4.6	0.3	6.77	4.5	1.0	6.5	1	18	2.9
Tiempo Control	Días	1.65	17.5	2.3	1.9	5.98	3.7	0	3.2	2	3.0	2.1
Tasa Perforación	(m/hr)	10.0	10.8	9.2	16	11.2	46	15	26.3	14	12	12
Tiempo/ longitud perforada	(min/m)	5.96	5.55	6.5	3.7	5.35	1.3	3.9	2.28	4.1	4.9	4.9
Tiempo	Hrs	102	87.5	29	50	75.8	6.3	2.4	16.4	24	53	72
Longitud	(m)	1030	945	270	797	850	291	37	432	346	653	880

Tabla VI.10 Valores Promedio De Tasa De Perforación Por Intervalo ^[49]

Pozo		Promedio de secciones con Rheliant					Promedio con emulsión inversa convencional				
Intervalo	(pg)	17 ½	14 ¾	12 ¼	8 ½	6 ½	17 ½	14 ¾	12 ¼	8 ½	6 ½
Tasa Perforación	(m/hr)	26	15.5	10.9	12.7	9.7	5.01	4.016	0.94	2.12	1.2
Tiempo/ Long. Perforada	(min/m)	2.3	3.86	5.48	4.72	6.2	11.9	14.94	64.1	28.3	48
Tiempo	(hr)	16.4	73.6	231	166	31	546	64.98	1058	604	370
Longitud	(m)	432	1143	2533	2116	307	2740	261	991	1279	458

CAPÍTULO VII

SALUD, SEGURIDAD Y APLICACIONES ESPECIALES PARA LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN SINTÉTICOS

VII.1 PELIGROS RELACIONADOS CON EL USO DE SBF ^[10]

Como todos los productos químicos, los fluidos de perforación sintéticos pueden ser peligrosos para la salud si no son manejados correctamente.

Los líquidos sintéticos usados para preparar estos fluidos de perforación son menos tóxicos y menos irritantes que los aceites usados en los lodos base aceite. Sin embargo, es difícil eliminar los SBF de la piel ya que contienen algunos productos químicos irritantes como el cloruro de calcio y la cal. Esto significa que los SBF pueden ser irritantes para la piel y los ojos si no se toman ciertas precauciones.

Asimismo, los vapores de los fluidos de perforación sintéticos, especialmente en el área de presas y temblorinas, pueden irritar el sistema respiratorio.

VII.2 PROTECCIÓN PERSONAL AL USAR LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN SINTÉTICOS ^[10]

- ✓ Siempre mantener las Hojas de Seguridad de los Materiales (MSDS) disponibles en el sitio, para todos los materiales que se estén manejando. Leer y seguir todas las instrucciones contenidas en las MSDS.
- ✓ Evitar cualquier contacto innecesario con el lodo.
- ✓ Limpiar el lodo de la piel lo antes posible, y lavar con jabón con abundante agua.
- ✓ Si el lodo se absorbe a través de la ropa, cambiar de ropa y lavarse lo antes posible.

- ✓ Usar una buena higiene personal, lavándose minuciosamente después de cada turno de trabajo.
- ✓ El SBF es muy resbaladizo por lo tanto se deben mantener despejadas las cubiertas y las escaleras.

VII.3 RECOMENDACIONES DE EQUIPOS DE PROTECCIÓN PERSONAL (EPP)

[10]

Para las operaciones que requieren mucho contacto con el lodo, usar los siguientes procedimientos y EPP. Seguir siempre las instrucciones del fabricante al usar los EPP.

- ✓ Piel. El problema de salud que se señala más comúnmente en relación con el manejo de los SBF es la dermatitis o la irritación de la piel. El siguiente proceso de cuatro etapas tiene por objeto evitar la dermatitis cuando se manejan SBF y aliviar las irritaciones menores. Una irritación menor de la piel si no es tratada puede empeorar y resultar en un prurito fuerte y ampollas que pueden infectarse. Los casos de dermatitis grave, especialmente si se sospecha que hay una infección, deberían ser remitidos inmediatamente a un médico.
- ✓ Protección. Además de la ropa y de los equipos protectores mencionados a continuación, antes de cualquier contacto potencial con la piel expuesta, aplicar una crema “barrera” en las partes de la piel que no estén protegidas por cualquier otra forma de EPP. Usar una crema a base de silicona o una crema que esté especialmente diseñada para proteger contra los productos a base de aceite.
- ✓ Limpieza. Usar un jabón destinado a eliminar el aceite y la grasa de la piel. No se debe lavar la piel con aceite diesel o producto de lavado del equipo de perforación.
- ✓ Regeneración. Para evitar tener la piel irritada y agrietada aplicar una crema regeneradora que restablezca la humedad y los aceites naturales eliminados por frecuentes lavados.
- ✓ Alivio. Si es necesario, usar una crema de hidrocortisona que se vende sin receta para aliviar las irritaciones menores. Seguir las instrucciones y precauciones proporcionadas por el fabricante.

- ✓ Ojos. Usar anteojos quimiorresistentes.
- ✓ Cuerpo. Usar ropa impermeable, tal como los trajes de trabajo desechables para climas calurosos, o los trajes encerados para climas fríos.
- ✓ Manos. Usar guantes impermeables de nitrilo, neopreno o un material equivalente.
- ✓ Pies. Llevar botas impermeables de nitrilo, uretano/vinilo o un material equivalente.
- ✓ Sistema respiratorio. Usar una semimáscara desechable o reutilizable para los vapores.

VII.4 APLICACIONES ESPECIALES DE LOS LODOS BASE SINTÉTICO ^[10]

Debido al alto costo de los Fluidos Base Sintético (SBF) y a las consecuencias graves que pueden producirse cuando un SBF está contaminado, hay una serie de precauciones y aspectos especiales con los cuales el ingeniero de lodo debe estar familiarizado al usar un SBF.

Estos aspectos están relacionados con el equipo de perforación, el equipo de control de sólidos, las prácticas de perforación y los problemas encontrados durante la misma.

VII.4.1 Modificaciones del equipo de perforación

Los equipos de perforación que usan lodos base sintético deberán estar provistos de los mismos equipos que los que usan en la perforación con lodos base aceite. El equipo de perforación deberá modificarse de la siguiente manera:

- ✓ Las bombas centrífugas deben tener una empaadura mecánica para impedir la contaminación del sistema con el fluido de la empaadura.
- ✓ Controlar los sellos del equipo mecánico y reemplazar cualquier sello que pudiera causar una fuga de aceite dentro del sistema.

- ✓ Obturar las tuberías de aceite diesel y agua hacia los tanques de lodo.
- ✓ Controlar los elastómeros de los preventores (BOP) para determinar si son compatibles con el fluido base.
- ✓ Realizar pruebas de presión de las mangueras que serán usadas para descargar el lodo de los barcos de abastecimiento.
- ✓ Controlar los tanques, las presas y las compuertas para detectar cualquier fuga.
- ✓ Los liners y los émbolos de la bomba de lodo deberán estar continuamente inundados con agua salada.
- ✓ Los tanques de almacenamiento de fluido base sintético deberán limpiarse y secarse antes de ser usados.

VII.4.2 Equipo de control de sólidos

El equipo de control de sólidos debe tener capacidad suficiente para manejar los caudales y las velocidades de perforación más altas.

Se requiere por lo menos 3 temblorinas primarias sobre 3 secundarias para realizar la perforación rápida en los pozos de 12 ¼" o mayores.

➤ Temblorinas

- Las mallas deberán lavarse con fluido base sintética en vez de agua o aceite.
- Temblorina primaria: movimiento elíptico.
 - Descarga más seca que las temblorinas de movimiento lineal.
 - El ángulo de la cubierta facilita el manejo de cargas pesadas de recortes.
 - Reducen la carga para las temblorinas secundarias de mallas finas.

- Temblorina secundaria: movimiento lineal
 - Procesa el flujo que sale por abajo de las temblorinas primarias para eliminar los sólidos finos.
 - Usa las mallas más finas posibles.

- Temblorina secadora
 - Usada para procesar y secar los recortes de las temblorinas secundarias.
 - El fluido recuperado tiene una alta concentración de sólidos finos.
 - La centrífuga recupera el fluido antes de devolverlo al sistema activo.

- Centrifugas
 - En general se usa una unidad de dos centrifugas (en serie) de recuperación de barita y de alta velocidad.
 - La unidad de alta velocidad procesa el flujo que sale por arriba de la unidad de recuperación de barita.
 - Eliminación de todos los sólidos, incluyendo la barita.

VII.4.3 Problemas y aplicaciones de SBF

Problemas

- Calibrar el pozo.
 - Reducir los conjuntos de fondo (BHA) al mínimo requerido para controlar la desviación.
 - Limitar el número y el tamaño de los centradores.

- Pérdida de circulación.
 - Usar un margen más alto en las pruebas de la zapata de cementación y los pesos del lodo.
 - Cuando se pierde fluido en el retorno, añadir lodo continuamente durante la perforación.

- Usar aditivos químicos (Ca_2CO_2) en el lodo para evitar la pérdida de circulación.
- Presiones de surgencia imprevistas.
 - La solubilidad del gas hace que la detección de la presión de surgencia imprevista sea más difícil y más crítica que en un lodo base agua.
 - Agua salada.
 - Las cantidades de líquido base sintético agregadas para ajustar la relación sintético/agua son costosas.
- Prácticas de cementación.
 - Selección crítica del bache espaciador tanto en su viscosidad como en su química.
 - Usar lodo base agua o lodo de desperdicio para recuperar el lodo detrás de la tubería de revestimiento.

Aplicaciones

- Se recomienda la aplicación de SBF en:
 - Pozos de desarrollo.
 - Perforación en agua profunda de alto costo.
 - Pozos desviados.
 - Alcance extendido.
 - Horizontales.
 - Cambios extremos de azimut.
 - Aplicaciones en los equipos de perforación con torque limitado.
 - Pozos costa afuera que usan típicamente lodo base aceite.
 - Pozos exploratorios con buena información de pozos vecinos.
- Los SBF no se recomiendan para:
 - Alto riesgo de pérdida de circulación.
 - Pozos donde se requiere “cero descarga”.
 - Pozos exploratorios rutinarios sin buena información de pozos vecinos.

CAPÍTULO VIII

CONCLUSIONES

Un fluido de perforación base sintética (SBF) es aquel en donde la fase continua consiste de materiales orgánicos insolubles en agua y en el que ninguno de los componentes es de origen petrolero.

La necesidad de perforar pozos desviados y en aguas profundas unida a la conveniencia de descargar los recortes al océano para facilitar las operaciones y disminuir costos, condujeron al desarrollo de los fluidos de perforación sintéticos.

Los fluidos de perforación base sintética son efectivos para inhibir la formación de hidratos de gas, producto de las altas presiones y bajas temperaturas en aguas profundas. También son menos volátiles que los fluidos base aceite además de que sus vapores están libres de componentes aromáticos; en su diseño se respetan las normas y reglamentos ambientales existentes para descargar los recortes al océano. En el caso de las regulaciones mexicanas, la SEMARNAT prohíbe todas las descargas en aguas territoriales del país, aún cuando los SBF están formulados para ser menos tóxicos y para degradarse más rápidamente que los fluidos base aceite diesel y aceite mineral.

Como producto de los avances registrados en la tecnología de los fluidos de perforación, los fluidos base sintética de primera generación (Poli Alfa Olefinas, Ésteres, Éteres y Acetales) se han optimizado, para dar paso a formulaciones menos viscosas, más eficientes y menos costosas, identificadas como la segunda generación de fluidos: Olefinas Internas, Alfa Olefinas Lineales y Parafinas Lineales, que han contribuido a resolver la problemática asociada al tirante de agua cada vez más profundo.

Las propiedades reológicas de los fluidos base aceite sintético, proporcionan buena capacidad de acarreo de recortes, mejorando las propiedades de transporte en risers largos y fríos, característicos de las operaciones en aguas profundas.

Por las razones anteriores, los Fluidos Base Sintética (SBF) son muy útiles en aguas profundas, ya que disminuyen los costos de perforación al hacerla más eficiente, coadyuvando a alcanzar el objetivo en menor tiempo.

CONCLUSIONES

La selección del sistema de fluido sintético más adecuado a una situación en particular, dependerá de las condiciones locales (ambientales, logísticas, reglamentarias y comerciales) así como de las necesidades técnicas y de operación de la aplicación.

En términos generales, las olefinas son menos costosas que los ésteres, más estables a temperaturas elevadas, menos viscosas a bajas temperaturas y se prefieren, si solo se toman en cuenta sus propiedades durante la perforación. Por otro lado, los ésteres son más biodegradables que las olefinas y por ello, más compatibles con el medio ambiente.

Los impactos generados por las descargas de recortes de SBF aún no se comprenden en su totalidad, por lo que es necesario continuar con estudios de laboratorio y de campo para evaluar localmente, su biodegradación, toxicidad y efectos biológicos sobre la fauna marina.

Estos estudios son de vital importancia, ya que en esta década México ha estado perforando pozos en aguas profundas y seguirá invirtiendo para explotar los yacimientos en estas desafiantes zonas.

La profundidad del lecho marino, el tamaño de los recortes y la masa total de descarga, así como las corrientes marinas, son los factores que se ha visto, determinan las dimensiones de los montículos de recortes depositados sobre el lecho marino en las vecindades del pozo. Estos últimos se distribuyen irregularmente alrededor del sitio de perforación, la mayoría de ellos se asientan en la dirección del flujo de la corriente.

Las pruebas de toxicidad y biodegradación realizadas en Estados Unidos, Reino Unido y Noruega muestran que los SBF son biodegradables y tienen poca respuesta tóxica a los organismos marinos representativos. Sin embargo, los estudios de campo indican que muchos de los efectos nocivos de las altas concentraciones de recortes de SBF son causados por el agotamiento del oxígeno en los sedimentos, producto de la biodegradación microbiana.

Un ambiente marino de alta energía dispersará de manera eficiente los recortes de SBF, haciendo que las concentraciones sean menores en los sedimentos, con lo cual se hace menos probable el daño ecológico.

Adicionalmente, los pozos perforados utilizando alguno de los sistemas de fluidos base sintética registran menores tiempos de perforación, ya que disminuyen los problemas asociados con pegaduras y atrapamiento de tubería. Con estos

CONCLUSIONES

sistemas se logran tasas mayores de penetración en los intervalos por perforar, permitiendo trabajar con mayores gastos y mejores condiciones de limpieza de fondo de pozo, con lo que se mejoran los parámetros hidráulicos que reducen los riesgos de pérdida de circulación. Todas estas ventajas, junto con la reducción de costos operativos de construcción de pozos en aguas profundas, hacen ventajoso y recomendable el uso de los SBF.

No hay que perder de vista que la descarga de recortes al mar, producto de la perforación costa afuera, sea cual fuere el tipo de fluido que se utilice, no está permitida por la actual legislación mexicana; por lo que el uso de los SBF, constituye un factor de prevención, en el caso de un eventual derrame accidental, además de la ventaja que representa, en cuanto a la salud y seguridad del personal.

Con la cooperación entre SEMARNAT, PEMEX y gobiernos locales se podría crear una Agencia de Protección Ambiental Mexicana que tuviera entre alguna de sus múltiples funciones:

- Ordenar la ejecución de estudios de toxicidad, biodegradación e impacto ambiental de las descargas de recortes, producto de la perforación en aguas profundas.
- Procurar la elaboración y aprobación de normas oficiales, las cuales establezcan los límites de concentración permisible en recortes, de acuerdo con los resultados de los estudios efectuados con especies marinas representativas.
- Vigilar el cumplimiento de las disposiciones ambientales y supervisar el tratamiento y disposición final de los desechos producto de las operaciones de Exploración y Producción en Aguas territoriales mexicanas.
- Sancionar a los responsables de daño ecológico, obligándolos a emprender acciones que restauren la zona afectada.

GLOSARIO

Acetal

Es una molécula con dos grupos alcoxi, unidos a un mismo átomo de carbono.

Acetil Co-Enzima A

Es un compuesto intermediario clave en el metabolismo, que consta de un grupo acetilo, de dos carbonos, unido de manera covalente a la coenzima A.

Antraceno

Es un hidrocarburo aromático policíclico. A temperatura ambiente se trata de un sólido incoloro que sublima fácilmente.

Bentónico

Se llama bentos a la comunidad formada por los organismos que habitan el fondo de los ecosistemas acuáticos. El bentos se distingue del plancton y del necton, formados por organismos que habitan en la columna de agua. El adjetivo que se hace derivar de bentos es bentónico.

Bioturbación

Reexposición de sedimentos enterrados (y de contaminantes asociados) en la interfase agua-sedimento como resultado de la excavación de los fondos de los cuerpos de agua por los macroinvertebrados acuáticos (gusanos oligoquetos).

Bromuros

Compuestos donde el bromo actúa con estado de oxidación -1. También son las sales del ácido bromhídrico (HBr). Pueden ser iónicos, como el bromuro de cesio (CsBr), o pueden ser covalentes, como el dibromuro de azufre (SBr₂).

Co Enzima A

Es una coenzima, notable para su papel en la síntesis y la oxidación de ácidos grasos, así como en la descarboxilación oxidativa del ácido pirúvico antes del ciclo de Krebs (Ciclo de los Ácidos Tricarboxílicos TCA).

Ciclo TCA (Acidos Tricarboxílicos)

Es una ruta metabólica, es decir, una sucesión de reacciones químicas, que forman parte de la respiración celular en todas las células aerobias. En

organismos aeróbicos, el ciclo TCA es parte de la vía catabólica que realiza la oxidación de hidratos de carbono, ácidos grasos y aminoácidos hasta producir CO₂, liberando energía en forma utilizable (poder reductor y GTP).

Ciclo Glyoxylate

Es una vía metabólica que permite a plantas, vertebrados y microorganismos como levaduras a usar grasas para la síntesis de carbohidratos.

Densidad

La densidad (ρ) de un fluido se define como su masa por unidad de volumen. Para definir la densidad de un punto, la masa Δm de un fluido en un pequeño volumen Δv rodeado el punto se divide entre Δv se toma el límite cuando Δv tiende a infinito. La densidad relativa se representa como (ρ_r) y es la densidad del fluido dividida entre la densidad el agua a alguna temperatura específica.

Esfuerzo de gel

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

Fenantreno

Es un hidrocarburo policíclico aromático compuesto de tres anillos fusionados bencenos. En su forma pura, es encontrado en humo del cigarrillo, y es un conocido irritante, fotosensibilizando la piel a la luz.

Floculante

Es lo que se añade al lodo para hacer que los recortes de perforación se agrupen para poderlos separar en el equipo de separación superficial.

Hidrocracking

La reacción de hidrocracking es usada para obtener hidrocarburos gaseosos como material de alimentación para las industrias petroquímicas, para gasolinas y combustible diesel, etc.

Oligómero

Consiste en un número finito de monómeros (del griego oligos que significa “algunos”) en contraste con un polímero que consta de un número ilimitado de monómeros. Oligómero por lo tanto es un polímero (precursor) de muy bajo peso molecular.

Peso específico

Se representa como (γ) y se define como su peso por unidad de volumen. Así, el peso específico está relacionado con la densidad (ρ) por medio de la ecuación:

$$\gamma = \rho g$$

Donde g es la aceleración local debida a la gravedad. Así como la densidad se usa para caracterizar la masa de un sistema fluido, el peso específico se usa para caracterizar el peso del sistema.

Proceso Fischer-Tropsch

Es un proceso químico para la producción de hidrocarburos líquidos (gasolina, keroseno, gasoil y lubricantes) a partir de gas de síntesis (CO y H_2). Fue inventado por los alemanes Franz Fischer y Hans Tropsch en los años 1920.

Protista

El reino Protista, también llamado Protoctista, es aquel que contiene a todos aquellos organismos eucariontes que no pueden clasificarse dentro de alguno de los otros tres reinos eucarióticos: *Fungi* (hongos), *Animalia* (animales en sentido estricto) o *Plantae* (plantas). Se les designa con nombres que han perdido valor en la ciencia biológica, pero cuyo uso sería imposible desterrar, como «algas», «protozoos» o «mohos mucosos».

Punto de anilina

También llamado "temperatura crítica de disolución", es la temperatura en °C a la que dos volúmenes iguales de aceite y anilina se mezclan totalmente.

Punto de escurrimiento

Es la máxima temperatura (usualmente bajo cero °C) para la cual el aceite no puede moverse o deformarse con su propio peso.

Punto De Fluidez

Es la mínima temperatura a la cual un aceite fluye sin ser perturbado bajo la condición específica de la prueba.

Punto de inflamación

Es la temperatura mínima necesaria para que un material inflamable desprenda vapores que, mezclados con el aire, se inflamen en presencia de una fuente ígnea, para volverse a extinguir rápidamente o no por sí sola.

Rapidez de gel

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

Riser

Tubería larga de gran diámetro que conecta el equipo del fondo marino BOP con el equipo flotante de perforación para hacer el retorno del lodo a superficie. Se considera una extensión de la pared del agujero.

Salmuera

Es agua con una alta concentración de sal disuelta (NaCl). Existen ríos y lagos salados de los que se extrae, principalmente para obtener su sal evaporando el agua en salinas. La salmuera puede ser venenosa para algunos animales.

Tall oil

Es un subproducto de las plantas de celulosa Kraft de pino y constituye una importante fuente de materias primas, tales como los ácidos resínicos y los ácidos grasos de tall oil, que son empleadas en la elaboración de productos químicos de especialidad. Los ácidos grasos de tall oil se emplean en la fabricación de productos tan variados como resinas alquídicas, jabones, agentes de limpieza, detergentes, surfactantes, lubricantes y reactivos de flotación para el sector minero.

Taxón

Es un grupo de organismos emparentados, que en una clasificación dada han sido agrupados, asignándole al grupo un nombre en latín, una descripción, y un "tipo", que si el taxón es una especie es un espécimen o ejemplar concreto.

Tensión superficial

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

Viscosidad

Es aquella propiedad de un fluido por virtud de la cual ofrece resistencia al corte. La ley de viscosidad de Newton, afirma que dada una rapidez de deformación angular en el fluido, el esfuerzo cortante es directamente proporcional a la viscosidad. La mezcla y la brea son ejemplos de líquidos altamente viscosos; el agua y el aire tienen viscosidades muy pequeñas.

La viscosidad de un gas aumenta con la temperatura, pero la viscosidad de un líquido disminuye con la temperatura. La resistencia de un fluido al corte depende de su cohesión y de su rapidez de transferencia de la cantidad de movimiento

molecular. Un líquido, cuyas moléculas dejan espacios entre ellas mucho más cerrados que las de un gas, tiene fuerzas cohesivas mucho mayores que un gas.

Viscosidad aparente

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

Viscosidad cinemática o comercial

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

Viscosidad cinemática = n / ρ

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

Viscosidad dinámica o absoluta

Es la resistencia de un líquido a fluir. Matemáticamente se expresa como la relación entre el esfuerzo aplicado para mover una capa de aceite (tensión de corte) y el grado de desplazamiento conseguido.

Volumen específico

Se representa como (v) y es el volumen por unidad de masa y, en consecuencia, es el recíproco de la densidad, es decir: $V = 1/\rho$

BIBLIOGRAFÍA

1. **Miguel Ángel Benítez Hernández, Francisco Garaicochea Petrirena y Ciro Reyes Álvarez.** Apuntes de Fluidos de Perforación. Facultad de Ingeniería. UNAM.. México D.F. Diciembre 1986.
2. **Baroid Fluids, Halliburton.** Reología e Hidráulica, Manual de Fluidos. Capitulo 5., EUA. Febrero 2002.
3. **Ignacio Hernández Nava y Josafat Meneses Camargo.** Tesis “Conceptos Básicos Para la Selección de Fluidos de Control”. Capitulo 1, México D.F. 2003.
4. **Israel López Valdez.** Apuntes de Elementos de Perforación de Pozos. Tema 5. Facultad de Ingeniería UNAM. Febrero 2006.
5. **Norwegian Oil Industry Association Working Group.** Criteria for selection and approval of drilling fluids: with respect to effects on human workers and marine ecological systems. Stavanger, Norway. 1996. 70 pp.
6. **Jacques, D.F., H.E. Newman, Jr. and W.B. Turnbull.** A comparison of field drilling experience with low viscosity mineral oil and diesel muds. IADC/SPE 23881. Pages 341-354 In: 1992 IADC/SPE Drilling Conference. New Orleans, Louisiana, February 18-21, 1992. IADC/SPE Drilling Conference. Richardson, TX.
7. **EPA (Environmental Protection Agency).** 1996. Oil and gas extraction point source category; final effluent limitations guidelines and standards for the coastal subcategory; final rule. Part III. 40 CFR Part 435. Federal Register. 61(242):66086,66120-66122.
8. **Norway.** 1997. Synthetic drilling fluids. Proposal for a definition of synthetic drilling fluids and experiences on the Norwegian Continental Shelf. SEBA 97/5/5-E. Presented by Norway at the Oslo and Paris Conventions for the Prevention of Marine Pollution Working Group on Sea-Based Activities (SEBA). Biarritz, France, 17-21 February 1997. 6 pp.
9. **Friedheim, J.E. and H.L. Conn.** Second generation synthetic fluids in the North Sea: are they better? IADC/SPE 35061. Pages 215-228 In: IADC/SPE Drilling Conference. New Orleans, 12-15 March 1996. Society of Petroleum Engineers, Inc. Richardson, TX.
10. **M-I Swaco.** Engineering Drilling Fluid Manual. Cap. 13, Synthetic Systems. March 1998.

11. **Candler, J., M. Churan and L. Conn.** Laboratory and field measurements of vapors generated by organic materials in drilling fluids. SPE 35866. Pages 831-843 In: The Third International Conference on Health, Safety and Environment in Oil and Gas Exploration and Production. New Orleans, Louisiana, 9-12 June 1996. Society of Petroleum Engineers, Inc. Richardson, TX.
12. **Burke, C.J. and J.A. Veil.** 1995. Synthetic-based drilling fluids have many environmental pluses. Oil Gas J. 93:59-64.
13. **J.M. Neff, S. McKelvie, R.C. Ayers, Jr.** Environmental Impacts of Synthetic Based Drilling Fluids U.S. Department of the Interior. Minerals Management Service. Gulf of Mexico OCS Region. New Orleans. August 2000.
14. **Rushing, J.H., M.A. Churan and F.V. Jones.** Bioaccumulation from mineral oil-wet and synthetic liquid-wet cuttings in an estuarine fish, *Fundulus grandis*. SPE 23350. Pages 311-320 In: The First International Conference on Health, Safety and Environment. The Hague, The Netherlands, 10-14 November 1991. Society of Petroleum Engineers, Inc. Richardson, TX.
15. **Rye, H., T. Nordtug, A. Tobiesen and A. Østeorøt.** 1997. Drilling and well chemicals and their environmental impacts. A survey of amounts, ecotoxicological properties, dispersion and impacts in the marine environment. Paper in .Chemistry in the Oil Industry,. 6th International Symposium. Ambleside, the Lake District, UK, 14-17 April, 1997. The Royal Society of Chemistry, UK. London. 21 pp.
16. **Meinhold, A.F.** 1999. Framework for a comparative environmental assessment of drilling fluids used offshore. SPE 52746. Pages 515-524 In: 1999 SPE/EPA Exploration and Production Environmental Conference. Society of Petroleum Engineers, Inc. Richardson, TX.
17. **Neff, J.M.** Biological effects of drilling fluids, drill cuttings and produced waters. Pages 469-538 In: D.F. Boesch and N.N. Rabalais, eds., Long-term Effects of Offshore Oil and Gas Development. Elsevier Applied Science Publishers, London 1987.
18. **Slater, M., M.H. Hille, and A. Molversmyr.** Commonly used biodegradation techniques for drilling fluid chemicals, are they appropriate? SPE/IADC 29376. Pages 387-397 In: 1995 SPE/IADC Drilling Conference. Amsterdam, 28 February-2 March 1995. SPE/IADC Drilling Conference. Richardson, TX.

19. **E. van Oort, SPE, Shell EP Americas; J. Lee, SPE, M-I SWACO; J. Friedheim, SPE, M-I SWACO and B. Toups, SPE, M-I SWACO.** New Flat-Rheology Synthetic-Based Mud for Improved Deepwater Drilling (SPE 90987). : SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Houston, Texas, U.S.A., 26–29 September 2004.
20. http://www.miswaco.com/Products_and_Services/Drilling_Solutions/Drilling_Fluid_Systems/Drilling_Fluid_SystemsDocuments/RHELIANT.cfm
21. **Lee, J., Friedheim, J., Toups, B. and van Oort, E.** A New Approach to Deepwater Drilling Using SBM with Flat Rheology “paper AADE-04-DF-HO-37.
22. **Baroid Fluid Services, Halliburton.** Fluidos de Alto Rendimiento a Base de Sintéticos., EUA 2006.
23. **Baker Hughes INTEQ.** The SYN-TEQ Systems, Fluids Facts, Engineering Handbook. Houston, Texas, EUA, December 1999.
24. **Petrocanadá.** Synthetic Drilling Mud Base Fluids Provide Options. Canadá, May-June 2001.
25. **Annis, M.R.** Retention of synthetic-based drilling material on cuttings discharged to the Gulf of Mexico. Report for the American Petroleum Institute (API) *ad hoc* Retention on Cuttings Work Group under the API Production Effluent Guidelines Task Force. American Petroleum Institute. Washington, DC. 29 de agosto de 1997. Varias páginas.
26. **Delvigne, G.A.L.** 1996. Laboratory investigations on the fate and physicochemical properties of drill cuttings after discharge into the sea. Pages 16-24 In: The Physical and Biological Effects of Processed Oily Drill Cuttings (Summary Report). E&P Forum, London.
27. **Growcock, F.B., S.L. Andrews and T.P. Frederick.** 1994. Physicochemical properties of synthetic drilling fluids. IADC/SPE 27450. Pages 181-190 In: 1994 IADC/SPE Drilling Conference. Dallas, TX, 15-18 February 1994. International Association of Drilling Contractors/Society of Petroleum Engineers, Inc. (IADC/SPE). Richardson, TX.
28. **United Kingdom Offshore Operators Association and United Kingdom Department of Trade and Industry.** 1997. Synopsis of review of drill cuttings piles on the United Kingdom Continental Shelf. Agenda Item 5.

- SEBA 97/5/3-E. Presented by the United Kingdom at the Oslo and Paris Conventions for the Prevention of Marine Pollution Working Group on Sea-Based Activities (SEBA). Biarritz, France, 17-21 February 1997. 3 pp.
29. **Hartley, J.P.** 1996. Environmental monitoring of offshore oil and gas drilling discharges . A caution on the use of barium as a tracer. *Mar. Pollut. Bull.* 32:727-733.
30. **Continental Shelf Associates, Inc.** Joint EPA/Industry screening survey to assess the deposition of drill cuttings and associated synthetic based mud on the seabed of the Louisiana Continental Shelf, Gulf of Mexico. Prepared for: API Health & Environmental Sciences Dept., Washington, DC 1998. Data Report. Continental Shelf Associates, Inc., Jupiter, FL. 58 Pages plus appendices.
31. **Brandsma, M.G.** 1996. Computer simulations of oil-based mud cuttings discharges in the North Sea. Pages 25-40 In: *The Physical and Biological Effects of Processed Oily Drill Cuttings (Summary Report)*. E&P Forum, London.
32. **Vik, E.A., S. Dempsey and B.S. Nesgard.** 1996a. Evaluation of available test results from environmental studies of synthetic based drilling muds. Version 4. Aquateam Report Number: 96-010. OLF Project. Acceptance Criteria for Drilling Fluids. Aquateam-Norwegian Water Technology Centre A/S. Oslo, Norway. 127 pp.
33. **Atlas, R.M.** 1995. Petroleum biodegradation and oil spill bioremediation. *Mar. Pollut. Bull.* 31:178-182.
34. **Scherrer, P. and G. Mille.** 1989. Biodegradation of crude oil in an experimentally polluted peaty mangrove soil. *Mar. Pollut. Bull.* 20:430-432.
35. **Getliff, J., A. Roach, J. Toyo and J. Carpenter.** 1997. An overview of the environmental benefits of LAO based drilling fluids for offshore drilling. Report from Schlumberger Dowell. 10 pp.
36. **Norman, M.** 1997. Esters - the only synthetic option for the next millennium? Presented at the 5th International [IBC] Conference of Minimizing the Environmental Effects of Drilling Operations. Aberdeen, Scotland. 13 pp.
37. **Steber, J, C.P. Herold and J.M. Limia.** Comparative evaluation of anaerobic biodegradability of hydrocarbons and fatty derivatives currently used as drilling fluids. *Chemosphere.* 31(4):3105-3118. 1995.

38. **Candler, J.E., S.P. Rabke and J.J. Leuterman.** 1999. Predicting the potential impact of synthetic-based muds with the use of biodegradation studies. SPE 52742. In: 1999 SPE/EPA Exploration and Production Environmental Conference. Austin, TX, 28 February-3 March 1999. SPE,, Inc. Richardson, TX. 17 pp.
39. **Munro, P.D., C.F. Moffat, L. Couper, N.A. Brown, B. Croce, and R.M. Stagg.** 1997a. Degradation of synthetic mud base fluids in a solid-phase test system. Fisheries Research Services Report No 1/97. Scottish Office Agriculture, Environment and Fisheries Department, Marine Laboratory. Aberdeen, Scotland. 9 pp.
40. **Jones, F.V., C. Hood, and G. Moiseychenko.** 1996. International methods of evaluating the discharge of drilling fluids in marine environments. SPE 46825. In: 1998 SPE International Conference on Health, Safety and Environment in Oil and Gas Exploration and Production. Caracas, Venezuela, 7-10 June 1998. Society of Petroleum Engineers, Inc. Richardson, TX. 18 pp.
41. **ASTM (American Society for Testing and Materials).** 1992. Standard guide for conducting 10-day static sediment toxicity tests with marine and estuarine amphipods. ASTM E1367-92. American Society for Testing and Materials, Philadelphia, PA.
42. **EPA (Environmental Protection Agency).** 1999a. Environmental Assessment of Proposed Effluent Limitations Guidelines and Standards of Synthetic-Based Drilling Fluids and Other Non-Aqueous Drilling Fluids in the Oil and Gas Extraction Point Source Category. EPA-821-B-98-019. U.S. Environmental Protection Agency, Office of Water, Washington, DC. February 1999.
43. **Candler, J., R. Hebert and A.J.J. Leuterman.** 1997. Effectiveness of a 10-day ASTM amphipod sediment test to screen drilling mud base fluids for benthic toxicity. SPE 37890. In: 1997 SPE/EPA Exploration and Production Environmental Conference. Dallas, TX, 3-5 March 1997. Society of Petroleum Engineers, Inc. Richardson, TX. 19 pp.
44. **Bakke, T., J.S. Gray, R.G. Lichtentaler and K.H. Palmork.** 1996. Environmental surveys in the vicinity of petroleum installations on the Norwegian shelf. Report for 1994. Rapport 96:15. Statens Forurensningstilsyn (SFT), Oslo, Norway.

45. **Fechhelm, R.G., B.J. Galaxy and J.M. Farmer.** 1999. Deepwater sampling at a synthetic drilling mud discharge site on the Outer Continental Shelf, Northern Gulf of Mexico. SPE 52744. Pages 509-513 In: 1999 SPE/EPA Exploration and Production Environmental Conference. Austin, TX, 28 February-3 March 1999. Society of Petroleum Engineers. Richardson, TX.
46. <http://www.pemex.com/index.cfm?action=news§ionid=8&catid=11300&contentid=17758>
47. http://biblioteca.iiec.unam.mx/index.php?option=com_content&task=view&id=1643&Itemid=146
48. www.pemex.com/files/dcf/rh2008/Capítulo52008.pdf
49. **A .Martínez, M. A. Ruíz, G. Toledo, E. N. Larez M-I Swaco México; J. M. Clímaco PEMEX.** Análisis comparativo entre la perforación con el fluido Rheliant en aguas profundas del Golfo de México y pozos realizados con fluidos convencionales de emulsión inversa.
50. **Fuh, G-F, Morita, N., Boyd, P.A. and McGoffin, S.J.** A new approach to preventing lost circulation while drilling, (SPE 24599). Presented at the 67th Annual Technical Conference.
51. **Wood, T. and Billon, B.** Synthetics Reduce Trouble Time in Ultra-Deepwater Borehole Offshore. March 1998, p.85.