



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE
MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**“ANÁLISIS TEÓRICO Y PRÁCTICO
DEL COMPORTAMIENTO
HIDRÁULICO DE SISTEMAS DE
EMULSIÓN INVERSA”**

T E S I S

**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO PETROLERO
PRESENTA:**

IVÁN ALEJANDRO ALEJANDRO

**DIRECTOR DE TESIS:
QUÍM. ROSA DE JESÚS HERNÁNDEZ ÁLVAREZ**

CIUDAD UNIVERSITARIA, MÉXICO, D. F.

2012





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.

A ti DIOS:

“A ti DIOS de mis padres, doy gracias y alabo. Tu que me has dado la vida, que desde el principio de los tiempos conoces mi destino, quien día a día guía e ilumina mi camino, a quien le debo todo lo que soy, gracias a tu infinito amor me das la alegría de terminar mis estudios académicos como Ingeniero Petrolero, solo te pido que me proveas de sabiduría y me ayudes para servir en bien de lo que hoy tu me concedes...”

**"Poderoso... Santo... SANTO DIOS PODEROSO... Reinas en MAJESTAD...
GLORIOSO REY... Majestuosamente REYNAS... HIJO DE DIOS... Eterno...
VERDAD... Santo DIOS...Digno de TODA LA ADORACIÓN... REY DE
REYES... Consejero...Príncipe de Paz...Padre Eterno..."**

*Una cosa he demandado... “Buscare CONTEMPLAR la hermosura del SEÑOR Y
RECREARME EN SU HABITACIÓN...”*

**Mi corazón arde por ti... Quiero adorarte... Tu Eres la Única Luz del Mundo...
EL GRAN YO SOY... EL ETERNO... MI DIOS"... “TE EXALTAMOS...
JESÚS...”**

A mi amada MADRE Felicitas Alejandro Antonio:

Gracias mami por el gran amor y devoción que le tienes a tus hijos, por el apoyo ilimitado e incondicional que siempre me has dado, por que siempre tienes la fortaleza de salir adelante sin importar los obstáculos, por escucharme, aconsejarme, por luchar por mí, por haberme formado como un hombre de bien, y por ser la mujer que me dio la vida y me enseñó a vivirla.

Gracias mamá por pasar noches enteras orando y velando por mí cuando yo estaba en un problema o cuando estaba enfermo, por compartir todas mis alegrías y por ayudarme en mis tristezas, porque sufriste días y noches enteras en hacer lo mejor para que yo pudiera cumplir mi mayor deseo y quizás el sueño de mi vida. Mi corazón nunca jamás dejara de quererte, porque el día que eso suceda entonces ya no latirá. Le doy gracias a DIOS porque te tengo, y porque puedo compartir cada minuto de mi vida contigo mami, gracias, sólo gracias y siempre recuerda que eternamente estaré contigo.

A mi PADRE Israel Alejandro de Jesús:

Mil gracias por ser el pilar y sustento de nuestra familia y por que siempre estuviste con nosotros a pesar de todo, por que me viste crecer y me levantaste cada que tropezaba. Porque admiro como llevas tu vida de trabajo, de exigencias y cansancio sólo para que a nosotros nunca nos falte nada. En tus ojos veo tu frustración y desesperación por querer darnos más de lo que nos ofreces, aunque eso signifique que tú no tengas nada. Siempre seré tu hijo y quiero que sepas que si hay algo en lo que te pueda ayudar, siempre contarás conmigo, pues tu así lo hiciste conmigo.

A mis HERMANAS:

Alondra: Tú que eres mi hermana, la mayor, tantos momentos felices que hemos compartido juntos desde que éramos pequeños. Gracias por ser parte de mí, por que me consolaste cuando más lo necesitaba, por que tu alegría siempre me animaba cuando estaba triste y solo, por tu comprensión y apoyo cuando lo necesite, sé que en ti encontré alguien en quien confiar. Yo siempre estaré a tu lado. Tú, que eres para mí una segunda madre... Te quiero mucho hermanita.

Cristal: La audaz y autoritaria hermana que DIOS me dio, gracias hermanita por apoyarme y seguir conmigo cuando vivimos días sombríos y de angustia. Siempre pensé que nuestra amistad sería especial, que sería capaz de sobrepasar las barreras, supe que ambos teníamos que enseñarnos que la vida nos tenía sorpresas preparadas para el futuro, cosas buenas y malas; la mayoría de las veces las cosas malas nos enseñarían a no equivocarnos de nuevo. Siempre contarás con mi apoyo y siempre te llevare en mi corazón.

Blanca Itzayana: La bebida de la familia, querida hermanita cuanto tiempo ha pasado y la verdad es que de toda la vida que te conozco, nunca te he escrito o regalado algo parecido. Gracias Blanquita, la que cuando estoy mal, siempre me apoya y me da su aliento, la que siempre espera, y me saca una sonrisa aun así yo este de malas. Sabes que yo siempre voy a estar para ti, que nunca vas a estar sola, Siempre voy a estar defendiéndote hasta de lo indefendible, dándote todo mi apoyo incondicional, preparándote para que en el futuro puedas afrontar la vida con entusiasmo y con convicción, vas a ver que nada malo te va a pasar, porque siempre ahí, junto a ti voy a estar.

Emilio: Sabes que desde lo profundo de mi corazón siempre desee tener un hermano, sobre todo cuando estaba solo y necesitaba de alguien que me escuchara, que me aconsejara, con quien platicar mi sentir en momentos de angustia. Si DIOS me concediera un deseo como me gustaría que ese ser fueras tú. Te agradezco por tu amistad, tu comprensión y apoyo en los momentos más trágicos de mi vida, nunca olvidare todo lo que has hecho por mí.

A mis sobrinas Alondrita y Emily:

Mis dos bebitas, que con su inteligencia, gracias y ocurrencias siempre me ponían de buenas y me animaban. Gracias por que siempre he pensado que México requiere de valores que se formen desde su niñez, espero en mi puedan ver un ejemplo a seguir, siempre poniendo su fe y confianza en DIOS, yo siempre y en todo momento lo hago.

A mi tío Vidal y su familia:

Gracias por ser un padre para mi, por haberme enseñado el valor de la vida y el trabajo, tus sabios consejos siempre los tomare en cuenta en cada proyecto que realice, gracias por orientarme por el camino del bien ser, por que tus palabras a pesar de ser fuertes siempre estaban fundamentadas en la razón, gracias tío por todo el apoyo que incansablemente me brindaste, siempre confiaste en mi, siempre tendrás en mi a un hijo.

A la maestra ROSA DE JESÚS HERNÁNDEZ ÁLVAREZ:

Un eterno agradecimiento a mi querida y estimada maestra Rosita, mentora y responsable directa de mi formación profesional en los últimos años, quien compartió conmigo sus bastos conocimientos, valores, forma de ser y manera de pensar, muchas gracias por todo lo recibido durante mi estancia como colaborador suyo durante tres años consecutivos, sus buenas enseñanzas y atenciones hacia mi persona marcaron mi vida para bien, para mi siempre fue un alto honor estar a su lado, nunca olvidare las exhortaciones y las enseñanzas de vida que aprendí a su lado, pido a DIOS que la cuide mucho y le de salud y felicidad, pues México se mantiene aun de pie por mexicanos como usted, muchas gracias por todo... Usted un digno ejemplo a seguir...

A mi Jurado de Examen Profesional:

Un gran agradecimiento a mis apreciables sinodales por el tiempo y dedicación brindado para la realización de mi tesis, sus consejos y observaciones fueron de gran ayuda en lo personal: Ing. Rafael Viñas Rodríguez, Ing. José Agustín Velazco Esquivel, I. Q. María Cristina Avilés Alcántara, Ing. Edgar Antonio Meza Pérez.

A mis AMIGOS:

Enrique, Buzquet, Esteban, Xanat, Yanine, Tun, Alexis, Cipriano, Edison, Edgar, Mirna, Carolina, Israel Amador y todos mis compañeros de la UNAM e IPN con quien tuve la dicha de trabajar y compartir estudios, gracias por las increíbles experiencias, anécdotas y lecciones de vida a lo largo de nuestra amistad, tantos episodios compartidos juntos que pareciese que todo era parte de una fantástica película, los gratos recuerdos los llevare siempre en mi ser, se que en un futuro no muy lejano DIOS nos dará la oportunidad de trabajar juntos en bien de nuestro querido México, tal como siempre lo hemos deseado.

A la UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO:

“Mi alma mater, mi amada Universidad, la máxima casa de estudios de América Latina”

Quien me adopto como uno de sus hijos y a quien debo mi formación profesional como Ingeniero Petrolero. El día que por primera vez forme parte de ti, fue un sueño cumplido, hoy que dejo el lugar que ocupe durante 5 años prometo siempre velar por tu bien, nuestro querido México te necesita mucho. Siempre viviré agradecido por todos los maestros, los conocimientos, las aulas, los recintos de consulta, las becas y todo aquello que pusiste a mi alcance siempre con el fin de formar a un mexicano ávido y comprometido en trabajar para y por el bien de su pueblo. Siempre estaré muy orgulloso de haber formado parte de tu prestigiada comunidad universitaria, puesto que fui hecho en CU y tal como lo dice tu toque de guerra, cuando nos llamas a pelear por el bien de todos, en todo momento pondré en practica lo que tu me enseñaste, muchas gracias...

***“Por mi raza hablara el espíritu”
... México... Ingeniería... Universidad...***

Índice.

	Página.
Agradecimientos.	ii
Índice.	v
Objetivo	viii
Alcance.	ix
Intrducción.	x
 I. Antecedentes.	
1.1 Importancia y trascendencia de la emulsión inversa en la explotación de campos petroleros.	1
 II. Fundamentos teóricos que determinan la limpieza del agujero de acuerdo al comportamiento hidráulico.	
2.1 Importancia de la hidráulica durante las operaciones de perforación en función del comportamiento reologico y tixotropico del fluido de control.....	3
2.2 Propiedades y parámetros reológicos y tixotrópicos que definen la hidráulica	4
2.2.1 Clasificación y descripción de los fluidos.	5
2.2.1.1 Newtonianos.	7
2.2.1.2 No Newtonianos.	7
2.2.1.2.1 Independientes del tiempo.	8
2.2.1.2.2 Dependientes del tiempo.	9
2.2.2 Modelos reológicos.	11
2.2.2.1 Modelo de Newton.	11
2.2.2.2 Modelo de Bingham.	11
2.2.2.3 Modelo de Ley de potencias.....	11
2.2.2.4 Modelo de Ley de potencias modificado.....	12
2.2.3 Determinación de las constantes reológicas y tixotrópicas.	12
2.2.3.1 Modelo de Newton.	14
2.2.3.2 Modelo de Bingham.	14
2.2.3.3 Modelo de Ley de potencias.....	14
2.2.3.4 Modelo de Ley de potencias modificado.....	15
2.3 Diseño de la hidráulica.	15
2.3.1 Objetivo.	16
2.3.2 Descripción de actividades.	16
2.3.3 Procedimiento de cálculo.....	17
2.3.4 Optimización.	22
2.3.4.1 Criterios.	23
2.3.4.2 Procedimiento de cálculo.	25
2.4 Sistema de control de sólidos.	28
2.4.1 Línea de flote.	30

2.4.2 Temblorinas.....	31
2.4.3 Trampa de arena.....	32
2.4.4 Desgasificadores.....	32
2.4.5 Hidrociclones.....	33
2.4.6 Limpiador de lodos.....	33
2.4.7 Centrifugas decantadoras.....	34
2.4.8 Tanques de lodo.....	34
2.4.9 Sistemas de agitación.....	35
2.5 Presiones de empuje y succión generadas por el movimiento de tuberías.....	35
2.5.1 Descripción teórica.....	36
2.5.2 Determinación y aplicación.....	37
2.6 Nomenclatura.....	39

III. Emulsión inversa.

3.1 Definición.....	41
3.2 Fundamentos del diseño.....	41
3.2.1 Aspectos geológicos, litológicos y su problemática.....	42
3.2.1.1 Formaciones con presión anormal y presencia de gases.....	42
3.3 Principios que rigen su estabilidad y comportamiento.....	49
3.3.1 Tensión interfacial.....	50
3.3.2 Presión Osmótica.....	52
3.3.3 Formación y estabilidad de suspensiones y dispersiones coloidales en medios oleosos.....	54
3.3.3.1 Tamaño de partícula.....	55
3.3.3.2 Factores que determinan su estabilidad.....	55
3.3.3.2.1 Agente emulsificante.....	56
3.3.3.2.1.1 Desemulsificación.....	56
3.3.3.2.2 Contenido de fases solidas y liquidas oleosas y acuosas.....	57
3.3.3.2.3 Electrolitos monovalentes y divalentes.....	58
3.3.3.2.4 Temperatura y presencia de ácidos.....	58
3.4 Densidad equivalente de circulación. Base que determina la densidad a emplear en formaciones con presión anormal.....	59
3.4.1 Geopresiones.....	60
3.4.1.1 Presión poro.....	61
3.4.1.2 Presión de fractura.....	62
3.4.1.3 Esfuerzo de sobrecarga.....	63
3.5 Fases que la integran.....	62
3.5.1 Condiciones de los materiales y aditivos empleados en su elaboración.....	62
3.5.2 Materiales y aditivos.....	63
3.5.2.1 Materiales.....	64
3.5.2.1.1 Líquidos.....	64
3.5.2.1.2 Sólidos.....	64
3.5.2.2 Aditivos.....	65
3.5.2.2.1 Orgánicos.....	65
3.5.2.2.2 Inorgánicos.....	66
3.6 Balance de materia para su elaboración y aplicación.....	66
3.6.1 Cálculos para su preparación, manejo y acondicionamiento.....	68
3.7 Agentes contaminantes, problemática y medios para su control.....	70
3.8 Usos, ventajas y desventajas.....	75

IV. Evaluación de parámetros reológicos y tixotrópicos en sistemas de emulsión inversa con densidad variable para definir la hidráulica que determine la limpieza del agujero.

4.1 Elaboración de sistemas con densidad variable.....	76
4.1.1 Resultados y presentación de este efecto.....	81
4.1.1.1 Tablas y graficas.....	82
4.1.2 Selección de modelos matemáticos.....	83
4.2 Simulación del comportamiento hidráulico de acuerdo a resultados experimentales.....	85

V. Manejo de la seguridad y protección ambiental en la elaboración y aplicación de la emulsión inversa.

5.1 Aspectos generales.....	89
5.2 Clasificación de agentes contaminantes.....	89
5.2.1 Tóxicos.....	90
5.2.2 Físicos.....	90
5.2.3 Medidas preventivas.....	90
5.3 Protección personal.....	91
5.3.1 Equipos de seguridad.....	92
5.3.1.1 Clasificación.....	92
5.4 Aspectos ecológicos a considerar.....	93
5.4.1 Normatividad aplicable.....	94
5.4.2 Problemas y soluciones.....	95

Conclusiones y recomendaciones.....	96
--	-----------

Bibliografía.....	98
--------------------------	-----------

Objetivo.

- Definir los parámetros reológicos y tixotrópicos que determinan el comportamiento hidráulico de la emulsión inversa para que se lleve a cabo eficientemente la limpieza del agujero durante las operaciones de perforación de pozos petroleros, con el propósito de reducir operacionales fallidas, lo que maximizará la rentabilidad de los proyectos de explotación de hidrocarburos.

Alcance.

- Minimizar tiempos no productivos durante las operaciones de perforación de pozos petroleros debido a prácticas operacionales fallidas, consecuencia de un deficiente diseño, monitoreo y acondicionamiento de las propiedades reológicas y tixotrópicas del fluido del control previo y durante la aplicación del sistema en campo.

Introducción.

Desde la revolución industrial la energía en nuestro planeta ha sido un tema de suma importancia y desde hace casi un siglo los hidrocarburos se han mantenido en el primer lugar de las fuentes convencionales de energía existentes. Sin embargo la manera de obtenerlos cada vez se dificulta más, ya que la era del petróleo fácil se ha terminado. Los retos que la industria deberá enfrentar para saciar la demanda del petróleo y gas serán cada vez mayores en los próximos años.

Debido a que los hidrocarburos son actualmente la base económica, política y social de nuestro país es necesario conocer los elementos que se requieren para llegar a los yacimientos productores para su explotación óptima, puesto que el petróleo y gas hasta el momento y por lo menos hasta que no se encuentre una fuente alterna viable que los sustituya seguirán teniendo un impacto altamente significativo en el desarrollo económico nacional.

La única forma de conocer la existencia de hidrocarburos en el subsuelo para así obtener ingresos de los mismos es perforar el área con potencial energético, es decir atravesar los estratos rocosos hasta llegar al yacimiento productor. El objetivo de la perforación incrementa su riesgo en formaciones con presiones anormales y presencia de gases, cuya litología esta compuesta principalmente por lutitas deleznable, las cuales al ir atravesando con fluidos de perforación base agua generan grandes problemas operacionales poniendo en riesgo la consecución del proyecto e incrementando así en gran medida la rentabilidad del mismo. Es así como en los años 70's un grupo de especialistas en el sector energético asumieron el reto de diseñar un fluido de control que solucionara esta problemática, dando con esto origen a lo que hoy conocemos como *Emulsión Inversa*, el "*lodo mágico*", el cual permitió perforar exitosamente estas formaciones, logrando con ello reducir en gran medida el numero de operaciones fallidas durante las operaciones de perforación de pozos petroleros.

Se sabe que las lutitas componen más del 50% de la columna geológica de cualquier cuenca sedimentaria y que para llegar a las reservas de petróleo y gas es necesario atravesar las mismas de manera óptima. Motivo por el cual se propuso realizar un análisis teórico y práctico del comportamiento de flujo de la Emulsión Inversa, fluido de control diseñado para perforar estas formaciones altamente problemáticas, estudio que permitirá definir el programa hidráulico a emplear durante la de perforación del pozo, de tal forma que si las propiedades del fluido de control se monitorean eficazmente y la hidráulica se diseñan correctamente el éxito de la perforación se asegura en gran medida. El presente trabajo de tesis ostenta dicho estudio, el cual consta de 5 capítulos descritos a continuación.

El capítulo I presenta antecedentes relacionados con la importancia y la trascendencia de la emulsión inversa en la explotación de campos petroleros, incluyendo datos históricos de su diseño y aplicación en México y el mundo.

El capítulo II trata lo concerniente a la hidráulica y metodología de cálculo de la misma, analiza los parámetros y propiedades reológicas y tixotrópicas que definen el comportamiento de la energía proporcionada por el movimiento del fluido de control a través del sistema circulatorio del pozo. También se presenta el procedimiento de cálculo ingenieril para el diseño y optimización de la hidráulica a emplear, se incluye en el mismo el estudio de las partes que conforman el sistema integral de control mecánico de sólidos, además del análisis de las presiones generadas por el movimiento de las tuberías en cada viaje de entrada y salida al fondo del pozo, lo cual permite definir la influencia de esta en la estabilidad de las paredes del agujero y limpieza del mismo.

El capítulo III comprende el estudio del sistema de emulsión inversa empleado como fluido de control en la perforación de pozos petroleros, inicialmente se presentan los fundamentos de su diseño, selección y aplicación, incluyendo el análisis de los principios físicos, químicos y fisicoquímicos que rigen su comportamiento, además de la densidad equivalente de circulación que tendrá al ser empleado como fluido de perforación, posteriormente se presentan las fases que la integran y las condiciones para su elaboración y empleo, incluyendo los agentes contaminantes, problemática y medios para su control, por último se realiza la comparación de las ventajas y desventajas del empleo de estos sistemas durante la perforación de formaciones lutíticas altamente problemáticas.

El capítulo IV describe el procedimiento experimental escala laboratorio para la elaboración de sistemas de emulsión inversa comerciales y evaluación de sus propiedades reológicas y tixotrópicas, así mismo se presentan gráficos y tablas de su comportamiento de flujo que determina el modelo matemático que rige su hidráulica. Por último se presenta la simulación del comportamiento hidráulico en base a resultados experimentales obtenidos del análisis escala laboratorio de estos sistemas de densidad variable, definiendo con esto la hidráulica óptima a emplear durante las operaciones perforación.

El capítulo V hace énfasis en la importancia y trascendencia de la seguridad y protección ambiental durante la perforación y mantenimiento de pozos petroleros, también describe los principales contaminantes que se presentan en estas operaciones, así mismo se presentan medidas preventivas en el manejo de materiales peligrosos y el uso correcto del equipo de protección personal, por último se hace mención de la normatividad aplicada a la ecología en relación con los fluidos de perforación base aceite en México.

Finalmente se presentan conclusiones y recomendaciones en función de los resultados experimentales seleccionados para la determinación de la hidráulica óptima requerida para perforar formaciones lutíticas altamente problemáticas, empleando como fluido de perforación sistemas de emulsión inversa con densidad variable, lo cual permitirá llevar a cabo eficientemente la limpieza del agujero, reduciendo así costos y riesgos técnicos y ambientales.

Capítulo 1: Antecedentes.

1.1 Trascendencia de la emulsión inversa en la explotación de campos petroleros.

Debido a que los hidrocarburos actualmente son la base económica, política y social de nuestro país, es necesario conocer los elementos que se requieren para llegar a los yacimientos productores para su explotación óptima y así obtener ingresos de la venta de los mismos. También es necesario el conocimiento de la cadena de valor de los hidrocarburos como es la exploración, explotación, producción, refinación, gas y petroquímica básica y secundaria.

La etapa de explotación es fundamental debido a que si no se tiene la comunicación del yacimiento con la superficie no se podría disponer de los hidrocarburos, las principales disciplinas relacionadas con esta área son Ingeniería de Yacimientos, Perforación y Producción de pozos.

La construcción de un pozo petrolero involucra las siguientes etapas: perforación, cementación de tuberías y terminación del pozo.

- **Perforación:** Es la acción de penetrar los estratos de las diversas capas de roca hasta llegar a un punto definido del yacimiento. Para tal fin se utiliza un sistema rotatorio que consiste en hacer girar una barrena conectada a una tubería para romper la roca y penetrar las formaciones.
- **Cementación:** Es el proceso de colocar cemento entre la tubería de revestimiento y las paredes del pozo, su principal objetivo es la construcción de un ducto que permita establecer un flujo controlado del hidrocarburo hacia la superficie.
- **Terminación:** Etapa final de la perforación de un pozo petrolero, es el conjunto de operaciones que se realizan para comunicar a la formación productora con la superficie y así preparar el pozo para obtener la producción óptima de hidrocarburos al menor costo, evitando dañar el yacimiento productor.

La única manera de comprobar la existencia de hidrocarburos en el sitio donde la investigación geológica y geofísica propone que se podría localizar un yacimiento es perforar.

El proceso para perforar con éxito el agujero y construir el pozo requiere del empleo de sistemas hidráulicos, oleosos o neumáticos denominados fluidos de perforación; además de equipos, herramientas y personal capacitado, de la selección correcta de estos dependerá el éxito de la operación.

Entre los fluidos de perforación que mejores resultados han aportado hasta nuestros días son los sistemas denominados de emulsión inversa, conocido en campo como “lodo mágico”, diseñado, patentado y licenciado en México por especialistas del Instituto Mexicano del Petróleo en los años setentas. El proyecto fue dirigido por la especialista en el diseño, selección y aplicación de fluidos de control la Química Rosa de Jesús Hernández Álvarez, desde su desarrollo en el laboratorio hasta la aplicación del sistema a escala industrial en campo.

Este sistema desde su invención ha permitido la perforación exitosa de áreas terrestres y marinas con formaciones lutíticas altamente problemáticas que presentan presiones anormales y presencia de gases, logrando atravesar estratos rocosos compuestos principalmente de arcillas hidratables, las cuales no podían ser inhibidas con fluidos de perforación base agua, teniendo así grandes problemas operacionales lo cual maximizaban la rentabilidad de los proyectos de explotación a tal grado que en la mayoría de las veces se perdía el pozo.

El éxito alcanzado con la emulsión inversa se ve reflejado hasta nuestros días, ya que permitió la explotación del área marina de Tabasco y la apertura de la sonda de Campeche, hecho histórico que posiciono a México en los años ochentas como el segundo productor de hidrocarburos a nivel internacional, su trascendencia en la sociedad es agradecida por todos aquellos involucrados de una u otra forma con la misma, pues creo miles de fuentes de trabajo en México y el mundo.

Petróleos Mexicanos consiente de la importancia y trascendencia de esta tecnología tubo a bien otorgarle en la conmemoración de su 50 aniversario de existencia el segundo lugar en aportación tecnológica para México a la creadora del sistema, la Química Rosa de Jesús Hernández Álvarez, mujer valiente, audaz, honesta y temerosa de Dios, quien a lo largo de su basta y prestigiada carrera profesional trabaja día con día para y por un México mejor, con el único objetivo de formar capital humano con una visión integral y emprendedora, recurso que tiene como misión lograr en un futuro no muy lejano la estabilidad económica, política y social de nuestro país.

Capítulo 2: Fundamentos teóricos que determinan la limpieza del agujero de acuerdo al comportamiento hidráulico.

2.1 Importancia de la hidráulica durante las operaciones de perforación en función del comportamiento reológico y tixotrópico del fluido de control.

El proceso de perforación involucra para su realización dos energías: energía mecánica y energía hidráulica.

La energía mecánica se refiere a la aplicación de la carga sobre barrena impuesta sobre el fondo del pozo, transmitida a la formación a ser perforada por esta última, y a la velocidad de rotación impuesta en la barrena mediante la sarta de perforación y la mesa rotaria. Con esto, los elementos cortadores de la barrena realizan la función de rascar, triturar o fracturar las formaciones.

La energía hidráulica proporcionada por el desplazamiento del fluido de control a través del sistema circulatorio del pozo, tiene como principal función la limpieza del fondo del pozo, dientes de la barrena y espacio anular del agujero.

Con la aplicación de estas dos energías, se cumple con el fundamento básico de la perforación: destruir la roca, suspender y remover los recortes generados hacia la superficie, para ello necesariamente se requiere conocer el *comportamiento reológico y tixotrópico del fluido de control durante el proceso de perforación*, la *hidráulica de la perforación* se encarga de dicho estudio.

Lo primero que se tiene que considerar en cualquier programa de hidráulica es la máxima presión disponible. Esto requiere conocer el tamaño de la bomba, la potencia del motor de la maquina, el tipo, tamaño y geometría de las barrenas, toberas, tuberías y accesorios a emplear.

Una vez seleccionado el fluido de perforación a emplear, establecer si se debe utilizar barrenas con toberas y definir si el equipo tiene la potencia adecuada, finalmente el problema se centra en diseñar el programa de hidráulica óptimo que asegure cumplir con los siguientes objetivos:

- Incrementar la velocidad de penetración y la vida útil de la barrena, en función de una limpieza efectiva del fondo del agujero.
- Evitar o disminuir la excesiva erosión de las paredes del agujero, y no provocar derrumbes o deslaves.
- Controlar las pérdidas de presión en el sistema integral de circulación.

2.2 Propiedades y parámetros reológicos y tixotrópicos que definen la hidráulica.

El flujo del fluido de control a través de la sarta de perforación, espacio anular, línea de succión y descarga es uno de los aspectos más importantes en la planeación de la perforación de un pozo. Por lo tanto, las características reológicas y tixotrópicas del fluido de perforación deberán de estar bien definidas, a fin de diseñar adecuadamente los requerimientos de potencia necesaria para circularlo.

El diseño de sistemas de fluidos de perforación y su comportamiento de flujo a diferentes condiciones; así como el efecto de diversos contaminantes sobre los mismos, se obtienen a partir de un estudio que involucra un análisis de sus propiedades reológicas y tixotrópicas.

Reología.

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

Deformación.

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

- Deformación espontáneamente reversible llamada **elasticidad**.
- Deformación irreversible denominada **flujo**.

Elasticidad.

Corresponde a una energía mecánicamente recuperable. Es decir, el trabajo empleado en deformar un cuerpo perfectamente elástico, es recuperado cuando el cuerpo es retornado a su forma original indeformada. Esta deformación es considerada como una función del esfuerzo.

Flujo.

Corresponde a la conversión de la energía mecánica en calor. El trabajo empleado en mantener el flujo es disipado en una forma de calor y no es mecánicamente recuperable. En el flujo, la deformación es una función del corte.

Corte.

El corte es un tipo de deformación muy importante. En donde el corte simple es un caso especial de una deformación laminar y puede ser considerado como un proceso, en el cual planos paralelos infinitamente delgados, se deslizan uno sobre otro; como en un paquete de naipes. Figura 2.1.

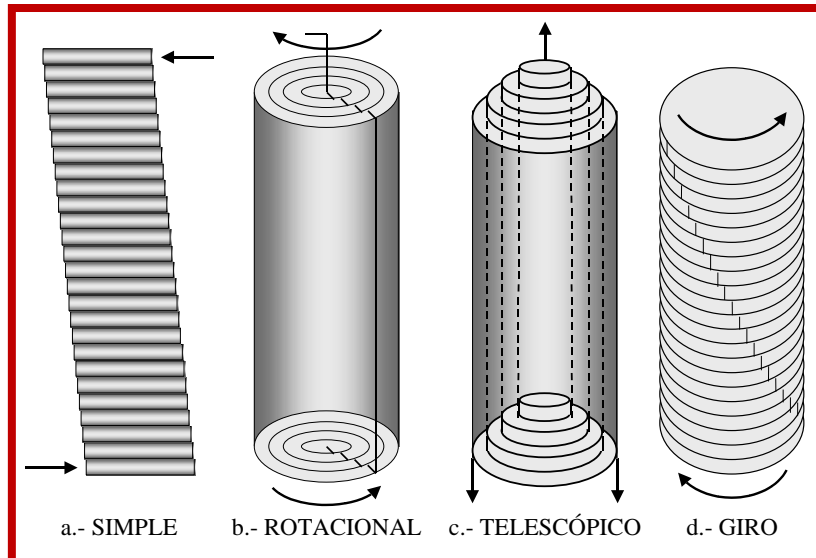


Figura 2.1. Deformación laminar.

Los tipos de corte mostrados en b y c representan el tipo de flujo encontrado en viscosímetros rotacionales y capilares respectivamente.

Fluido.

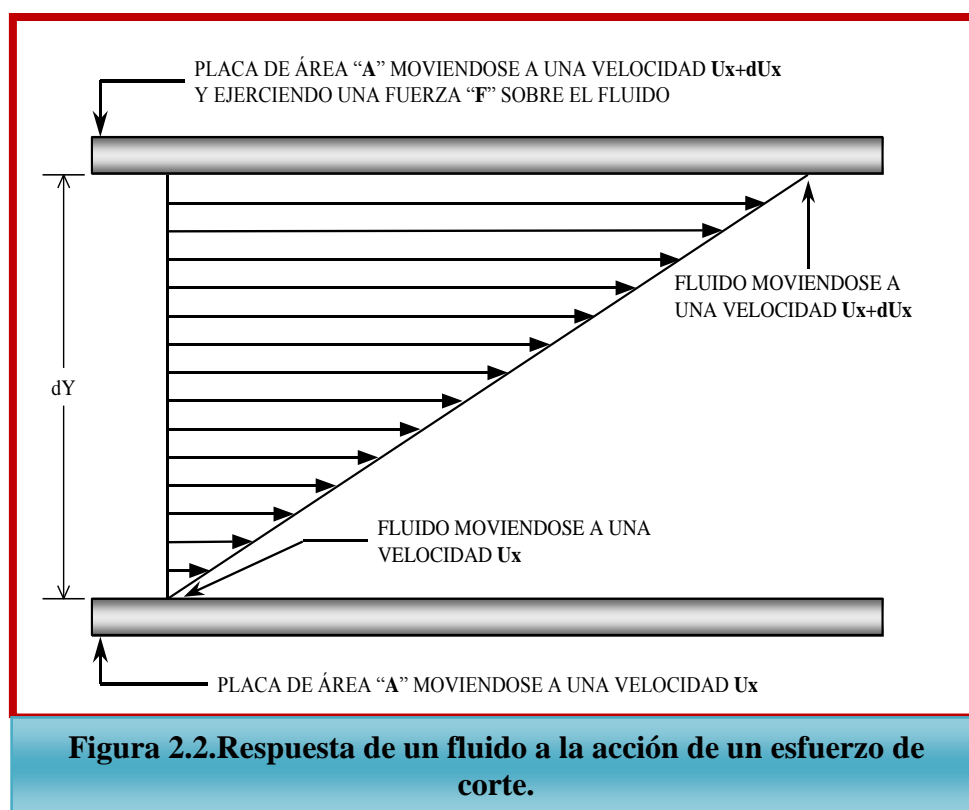
Se define como una sustancia la cual tiende al desplazamiento bajo la acción de un esfuerzo de corte, no importando la consistencia de éste. En un fluido, los esfuerzos entre las partículas adyacentes son proporcionales al ritmo de deformación y tienden a desaparecer cuando cesa el movimiento.

2.2.1. Clasificación y descripción.

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

Considere un sistema de dos placas paralelas separadas por un fluido. Las placas son infinitamente grandes con respecto a la separación entre ellas. Suponga que la placa superior se está moviendo con una velocidad $u_x + du_x$, en tanto que la placa inferior lo hace a una velocidad u_x . Así, la velocidad de flujo adyacente a las placas es la misma que la velocidad de éstas.

Por lo tanto, el fluido está sujeto a una deformación du/dy la cual es un gradiente de velocidad de corte γ . En tanto que la fuerza cortante F por área unitaria A , impuesta sobre el fluido y tendiente a causar el movimiento del mismo, es denominada esfuerzo cortante τ . Figura 2.2.



Así, para todos los fluidos existe una relación entre el esfuerzo cortante impuesto y la velocidad de corte resultante.

Por lo tanto, la relación:

$$\tau = f(\gamma)$$

Es única para cada tipo de fluido; siendo característica para un fluido bajo condiciones dadas de presión y temperatura. Esta relación funcional entre el esfuerzo y la velocidad de corte es conocida como la *ecuación reológica* o *constitutiva del fluido*. De esta manera, basados en la forma de las ecuaciones reológicas o en sus reogramas, los fluidos se clasifican en varios tipos.

Así, los fluidos se clasifican principalmente en dos grandes grupos: *fluidos puramente viscosos* 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**. Figura 2.3.

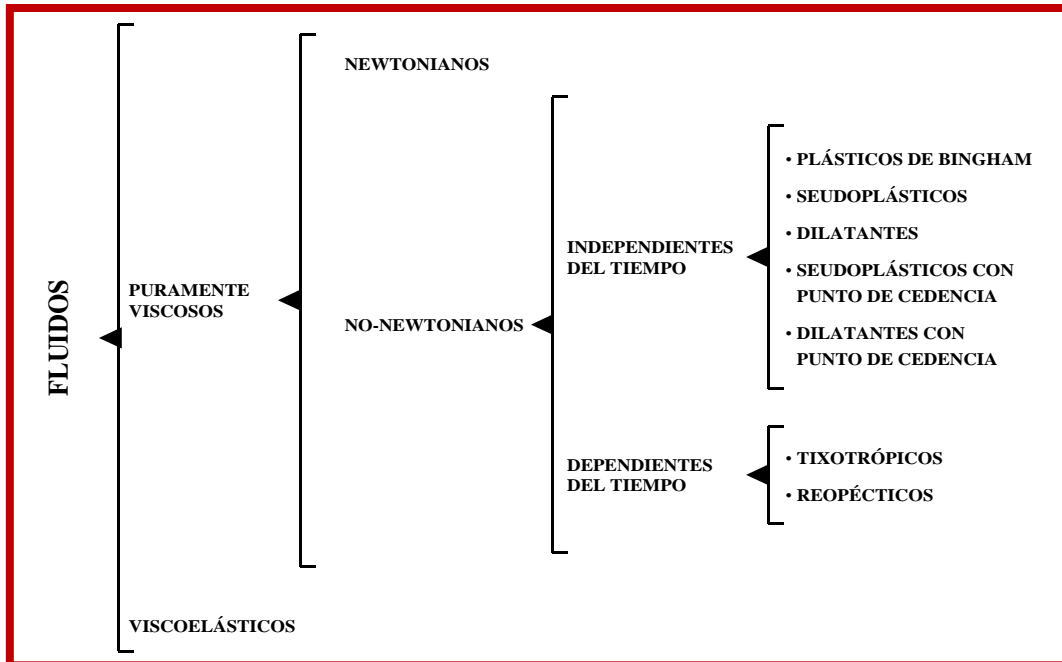


Figura 2.3. Clasificación reológica de los fluidos.

2.2.1.1 Newtonianos.

Los fluidos newtonianos o ideales son aquellos cuyo comportamiento reológico puede ser descrito de acuerdo con la *Ley de la viscosidad de Newton*. Es decir, son aquellos fluidos que exhiben una proporcionalidad directa entre el esfuerzo cortante aplicado y la velocidad de corte inducida. Figura 2.4.

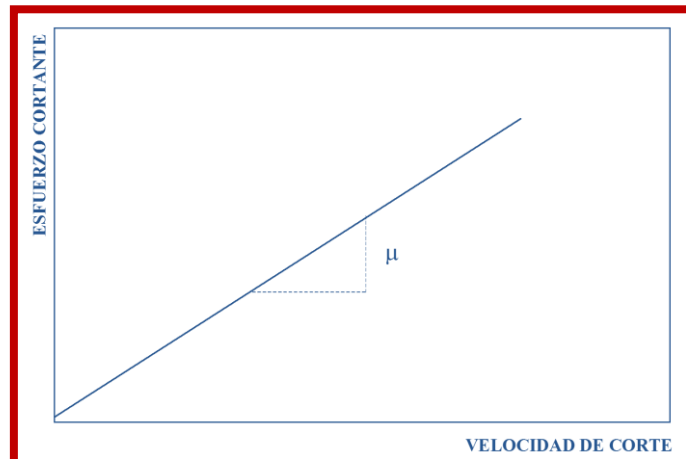


Figura 2.4. Fluido Newtoniano.

2.2.1.2 No Newtonianos.

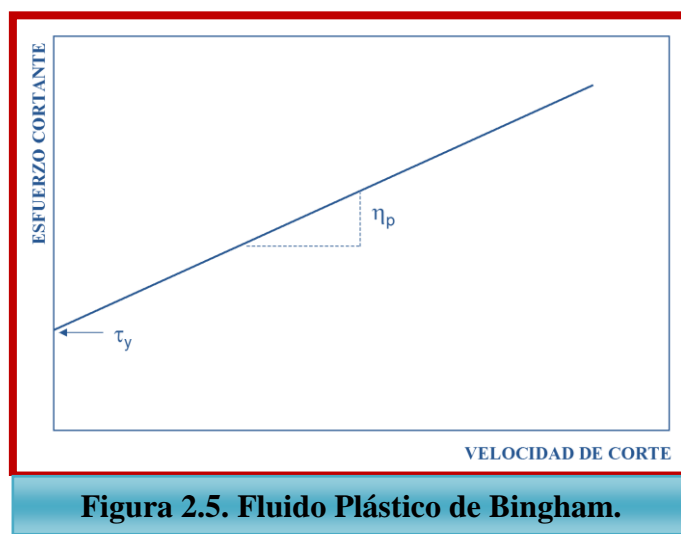
Los fluidos no-Newtonianos son aquellos fluidos que no se comportan de acuerdo con la Ley de la Viscosidad de Newton. Por exclusión, en este grupo se incluye a todos los fluidos que no exhiben una relación directa entre el esfuerzo cortante y la velocidad de corte. A su vez, éstos pueden ser subdivididos en dos grupos: Fluidos Independientes del Tiempo y Fluidos Dependientes del Tiempo.

2.2.1.2.1 Fluidos independientes de tiempo.

Son así denominados debido a que sus propiedades reológicas no cambian con la duración del corte o con su historia de corte. Entre éstos se encuentran los Fluidos Plásticos de Bingham, Seudoplásticos, Dilatantes, y Seudoplásticos y Dilatantes con Punto de Cedencia.

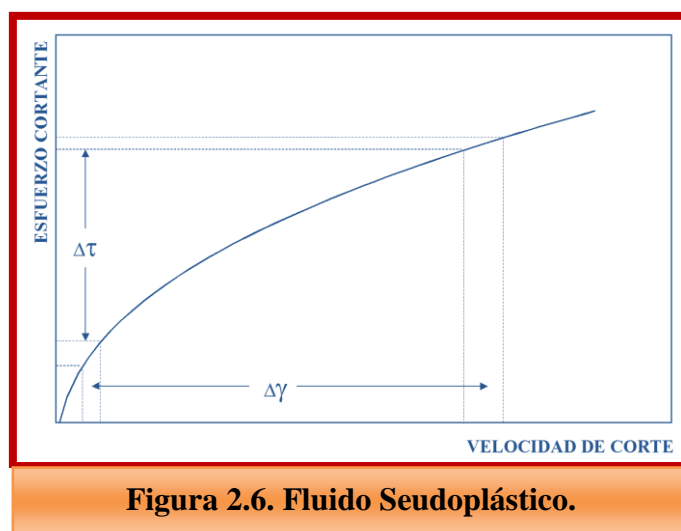
Fluidos Plásticos de Bingham.

Son un caso idealizado de los fluidos no-Newtonianos; pues a fin de iniciar su movimiento se requiere vencer un esfuerzo inicial finito, denominado punto de cedencia. Una vez que dicho esfuerzo inicial ha sido excedido, estos fluidos exhiben una relación lineal entre el esfuerzo cortante y la velocidad de corte. Figura 2.5.



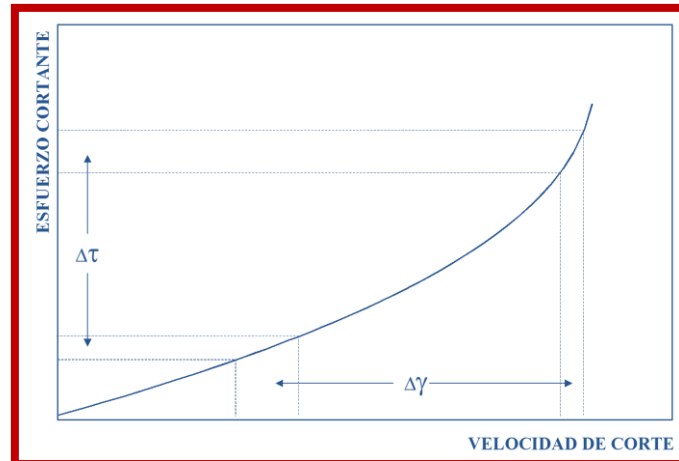
Fluidos Seudoplásticos.

Son aquellos fluidos para los cuales un esfuerzo cortante infinitesimal iniciará su movimiento y para el cual el ritmo de incremento en el esfuerzo cortante decrece conforme se incrementa la velocidad de corte. Figura 2.6.

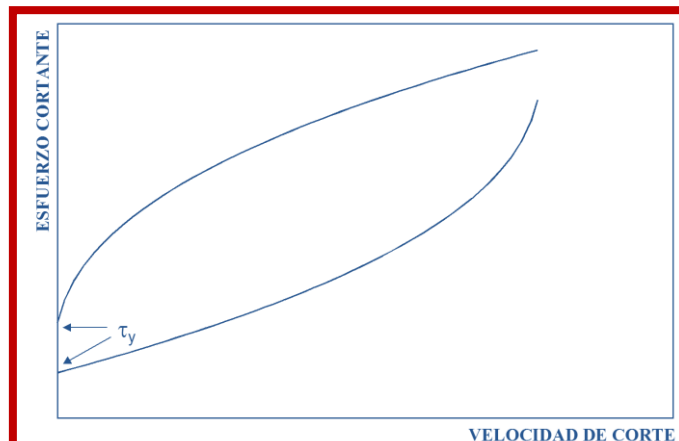


Fluidos Dilatantes.

Estos fluidos presentan un comportamiento similar a los Fluidos Seudoplásticos, con la diferencia de que en los Fluidos Dilatantes el ritmo del incremento del esfuerzo cortante con la velocidad de corte se incrementa. Figura 2.7.

**Figura 2.7. Fluido Dilatante.****Fluidos Seudoplásticos y Dilatantes con punto de cedencia.**

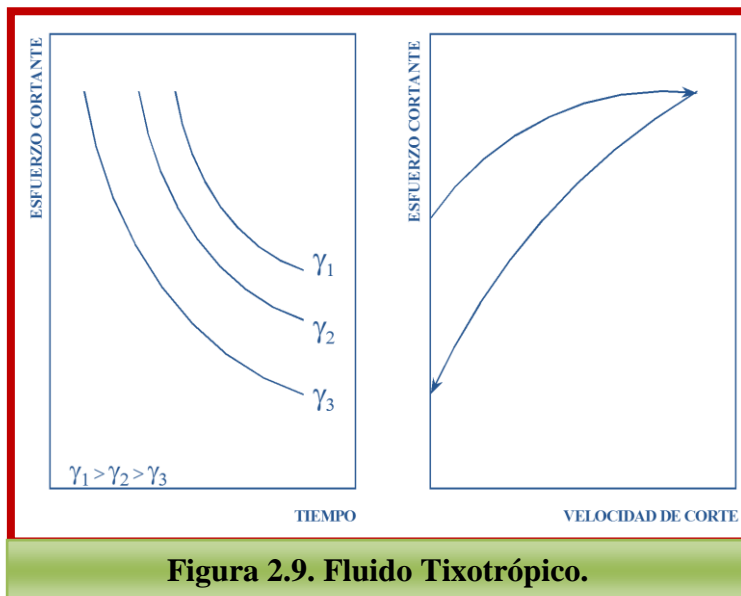
Son aquellos fluidos que exhiben un esfuerzo inicial finito o punto de cedencia, como en el caso de los Fluidos Plásticos de Bingham; una vez que el esfuerzo de cedencia ha sido excedido, su comportamiento esfuerzo-deformación se asemeja al comportamiento de los Fluidos Seudoplásticos o Dilatantes. Figura 2.8.

**Figura 2.8. Fluido Seudoplástico y Dilatante con Punto de Cedencia.****2.2.1.2.2 Fluidos dependientes de tiempo.**

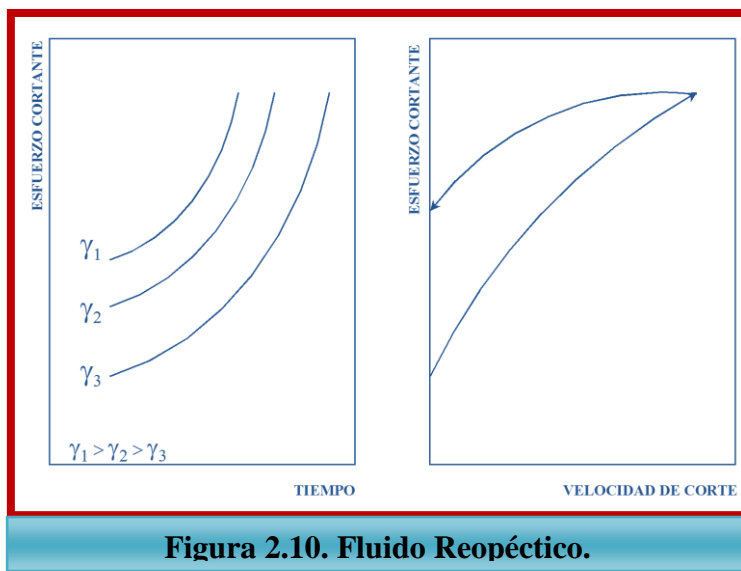
Estos fluidos se caracterizan porque sus propiedades reológicas varían con la duración del esfuerzo cortante y velocidad de corte, dentro de ciertos límites. Los Fluidos Dependientes del Tiempo se subdividen en: Fluidos Tixotrópicos y Fluidos Reopécticos.

Fluidos Tixotrópicos.

Son aquellos fluidos en los cuales el esfuerzo cortante decrece con la duración del corte. Figura 2.9.

**Figura 2.9. Fluido Tixotrópico.****Fluidos Reopéticos.**

A diferencia de los Fluidos Tixotrópicos, en los Fluidos Reopéticos el esfuerzo cortante se incrementa conforme se incrementa la duración del corte. Figura 2.10.

**Figura 2.10. Fluido Reopético.****Fluidos Viscoelásticos.**

Son así denominados debido a que presentan características intermedias entre los fluidos puramente viscosos y los sólidos puramente elásticos. Son aquellos que se deforman bajo la acción de un esfuerzo de corte y retornan a su forma original cuando cesa la acción de dicho esfuerzo.

2.2.2 Modelos reológicos.

La descripción reológica de los fluidos ha sido expresada mediante relaciones matemáticas complejas. Algunas de las relaciones empleadas para describir a estos fluidos han sido aplicadas al comportamiento reológico de los fluidos de perforación, terminación y reparación de pozos petroleros.

Por lo tanto, los fluidos de perforación pueden ser representados por varios modelos reológicos o ecuaciones constitutivas; entre las cuales, las más empleadas son el modelo de Bingham, Ostwald-de Waele y Herschel-Bulkley.

2.2.2.1 Modelo de Newton.

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

Matemáticamente, esta relación se expresa como:

$$\tau = \frac{\mu}{g_c} \gamma$$

Donde μ es la viscosidad absoluta, viscosidad Newtoniana o simplemente viscosidad. Esta viscosidad permanece constante a cualquier velocidad de corte; siempre y cuando el flujo sea laminar y las propiedades del fluido permanezcan inalterables.

2.2.2.2 Modelo de Bingham.

Este tipo de fluidos es el más simple de todos los fluidos no-Newtonianos, debido a que la relación entre el esfuerzo cortante y la velocidad de corte exhibe una proporcionalidad directa, una vez que un esfuerzo inicial finito, necesario para iniciar el movimiento, ha sido excedido. A este esfuerzo inicial se le denomina *punto de cedencia*, τ_y ; en tanto que la pendiente de la porción lineal del reograma es conocida como coeficiente de rigidez o simplemente viscosidad plástica, η_p .

Así, el modelo de Bingham esta representado como:

$$\tau = \frac{\eta_p}{g_c} \gamma + \tau_y$$

2.2.2.3 Modelo de Ley de potencias.

El modelo de Ostwald de Waele, comúnmente conocido como modelo de *Ley de Potencias*, es uno de los más usados en el campo de la ingeniería y una de las primeras relaciones propuestas entre el esfuerzo cortante y la velocidad de corte. Esta relación está caracterizada por dos constantes reológicas y expresada como:

$$\tau = K \gamma^n$$

En donde el índice de consistencia K, es un término semejante a la viscosidad e indicativo de la consistencia del fluido. Es decir, si el valor de K es alto, el fluido es más "viscoso" y viceversa. En tanto que el índice de comportamiento de flujo n, es una medida de la no-Newtonianidad del fluido. Entre más alejado de la unidad sea el valor de n, más no-Newtoniano es el comportamiento del fluido.

2.2.2.4 Modelo de Ley de potencias modificado.

El modelo de Herschel - Bulkley, también conocido como modelo de *Ley de Potencias con Punto de Cedencia*, fue propuesto con el fin de obtener una relación más estrecha entre el modelo reológico y las propiedades de flujo de los fluidos Seudoplásticos y Dilatantes con punto de cedencia. Este modelo está representado por:

$$\tau = K \gamma^n + \tau_y$$

Donde τ_y representa un esfuerzo inicial o punto de cedencia. Las constantes n y K tienen un significado similar a las constantes reológicas del modelo de Ley de Potencias.

Este modelo es más general que los anteriores. Es decir, los modelos de Newton, Bingham y Ostwald-de Waele son soluciones particulares de éste; pues si n es igual a la unidad y τ_y es cero, el modelo se reduce a la Ley de Newton; en tanto que si τ_y es diferente de cero, este modelo representa al modelo de Bingham, con $K = \eta_p/g_c$. Por otro lado, si n es diferente de la unidad y τ_y es cero, resulta el modelo de Ley de Potencias.

2.2.3 Determinación de las constantes reológicas y tixotrópicas.

Se debe tener en mente que el término "viscosidad" es apropiado solamente para fluidos newtonianos. Para los fluidos no-Newtonianos, este término no tiene sentido, al menos en sentido estricto. Sin embargo es común referirse a la relación entre el esfuerzo cortante y la velocidad de corte como un término de viscosidad, esto es:

$$\eta = g_c \frac{\tau}{\gamma}$$

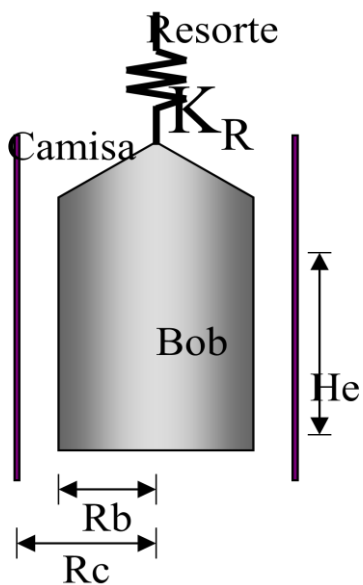
De tal manera que para fluidos no-Newtonianos, el término "viscosidad" significa exactamente la relación entre el esfuerzo cortante y la velocidad de corte, τ_y y γ , cualquiera que sea la relación existente entre ambas, $\tau = f(\gamma)$. Por este motivo, la viscosidad deberá ser especificada a una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

En este trabajo, se considerará el viscosímetro Fann 35-VG, comúnmente empleado en la industria petrolera, equipado con la combinación estándar de bob-camisa y resorte de torsión No. 1, por ser éstos los suministrados con cada aparato. Figura 2.11.



Figura 2.11. Viscosímetro Rotacional Fann 35.

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



- Rc = 1.8420 cm.
- Rb = 1.7250 cm.
- he = 4.0500 cm.
- β = 1.0678
- K_R = 387.0000 dinas-cm/grado.

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

$$\tau_b = \frac{F}{A} = \frac{K_R \theta}{2 \pi R_b^2 h_e} = \frac{387 \theta}{2 \pi (1.725)^2 (4.050)}$$

$$\tau_b = 5.1109 \theta \left[\frac{\text{dinas}}{\text{cm}^2} \right]$$

Y en unidades prácticas:

$$\tau_b = 1.067 \theta \left[\frac{\text{lb}_f}{100 \text{ pies}^2} \right]$$

Donde θ = Lectura Fann, deflexión del resorte (grados).

Por otro lado la velocidad de corte esta definida por la ecuación:

$$\gamma_w = \frac{\Pi N}{15} \left(\frac{\beta^2}{\beta^2 - 1} \right) = \frac{\Pi N}{15} \left(\frac{1.06782^2}{1.06782^2 - 1} \right)$$

$$\gamma_w = 1.703 N \quad (\text{seg}^{-1})$$

Donde N = Velocidad de rotación de la camisa (RPM).

2.2.3.1 Modelo de Newton.

- Viscosidad del fluido a cualquier velocidad de corte.

$$\eta = 300 \frac{\theta}{N} \quad (\text{cp})$$

2.2.3.1 Modelo de Bingham.

- Viscosidad plástica:

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

- Punto de cedencia:

$$\tau_y = \theta_{300} - \eta p \quad \left\{ \frac{\text{lb}_f}{100 \text{ pies}^2} \right\}$$

2.2.3.2 Modelo de Ley de potencias.

- Índice de comportamiento de flujo:

$$n = 3.32 \log \left(\frac{\theta_{600}}{\theta_{300}} \right) \quad \{ \text{adim} \}$$

- Índice de consistencia:

$$K = \frac{\theta_{600}}{1022^n} = \frac{\theta_{300}}{511^n} \quad \left\{ \frac{\text{lb}_f \cdot \text{seg}^n}{100 \text{ pies}^2} \right\}$$

2.2.3.3 Modelo de Ley de potencias modificado.

- Punto de cedencia:

$$\tau_y = \theta_0$$

- Índice de comportamiento de flujo:

$$n = 3.32 \log \left(\frac{\theta_{600} - \theta_0}{\theta_{300} - \theta_0} \right) \quad \{\text{adim}\}$$

- Índice de consistencia:

$$K = \frac{\theta_{600} - \theta_0}{1022^n} = \frac{\theta_{300} - \theta_0}{511^n} \quad \left\{ \frac{\text{lb}_f \cdot \text{seg}^n}{100 \text{pie}^2} \right\}$$

2.3 Diseño de la hidráulica.

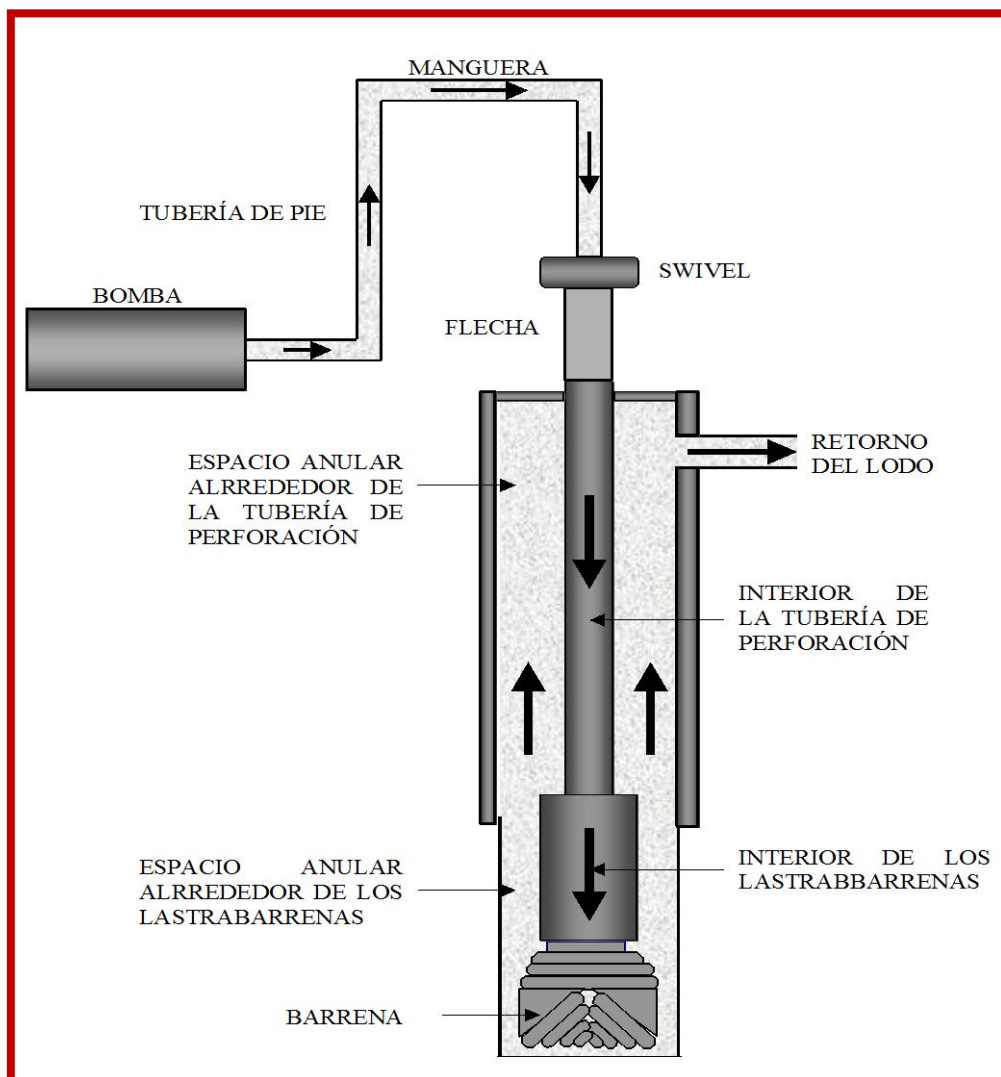


Figura 2.12. Sistema circulatorio del pozo.

La utilización apropiada de la potencia hidráulica de la bomba es uno de los factores de mayor importancia en las operaciones de perforación rotatoria. Por lo tanto, con la finalidad de emplear la energía hidráulica disponible del equipo, en una forma más eficiente, se requiere del entendimiento de los componentes del sistema circulatorio del pozo, los cuales consumen potencia; así como de la determinación analítica de la presión existente en varios puntos del sistema hidráulico del pozo. Figura 2.12.

La determinación de las caídas de presión por fricción en las diferentes secciones del pozo se basa principalmente en las leyes que rigen la mecánica de los fluidos y la aplicación de las siguientes leyes físicas de la dinámica de fluidos:

- a) Ecuación de Energía o Ley de la Conservación de Energía.
- b) Ecuación de Continuidad o Ley de la Conservación de Masa.
- c) Ecuación de Momento o la aplicación de la Segunda Ley de Newton.

Por lo tanto, las ecuaciones que describen el comportamiento de flujo del fluido de perforación son obtenidas a partir de la aplicación de las leyes anteriores, en combinación con el modelo reológico y la correspondiente ecuación de estado.

2.3.1 Objetivo.

Se fundamenta en establecer la secuencia de cálculos de diseño para determinar los parámetros hidráulicos que permiten lograr una óptima limpieza del agujero para alcanzar altos ritmos de penetración durante la perforación de pozos petroleros.

2.3.2 Descripción de actividades.

El diseño de la hidráulica de perforación tiene que ver con:

- Determinar el gasto óptimo y el tamaño de toberas adecuadas para lograr una eficiente limpieza del agujero para maximizar el ritmo de perforación.
- Conocer el modelo reológico de acuerdo al cual el fluido de perforación se comporta.

Existen dos criterios principales para aprovechar la máxima energía disponible (mecánica o hidráulica) en superficie optimizando la hidráulica con el objetivo de limpiar el fondo del agujero para alcanzar altos ritmos de penetración:

- *Máxima potencia hidráulica:* Se recomienda aplicarlo cuando se tiene la limitante de utilizar altos gastos, debido a las elevadas caídas de presión en el sistema de circulación para condiciones de pozos profundos, altas densidades y agujeros reducidos. El indicador de potencia esta dado en HSI (por sus siglas en inglés) se refiere a caballos de potencia hidráulica por pulgada cuadrada.
- *Máxima fuerza de impacto en las toberas:* Se recomienda aplicar altos gastos para alcanzar una adecuada velocidad anular, que permita la limpieza a lo largo del pozo, especialmente para el caso de las etapas superficiales e intermedias. El indicador de fuerza de impacto esta dado en $lb_{fuerza} (F_j)$.

2.3.3 Procedimiento de cálculo.

A) Datos mínimos requeridos:

- Estado mecánico del pozo.
- Potencia y Eficiencia de la bomba (HP).
- Diámetros interiores y exteriores expuestos al flujo.
- Tipo de conexiones superficiales de control y presión máxima.
- Densidad y reología del fluido.
- Diámetro de la barrena.

B) Con fines de Diseño debe aplicarse el modelo reológico de *Ley de Potencias Modificado*. Mientras que durante el desarrollo de la perforación debe corroborarse el modelo reológico que ajuste a las condiciones reales del fluido graficando en coordenadas cartesianas las lecturas obtenidas del viscosímetro Fann vs. Velocidad del rotor. Ajustar una línea de tendencia que mejor ajuste a los datos obtenidos. Figura 2.13.

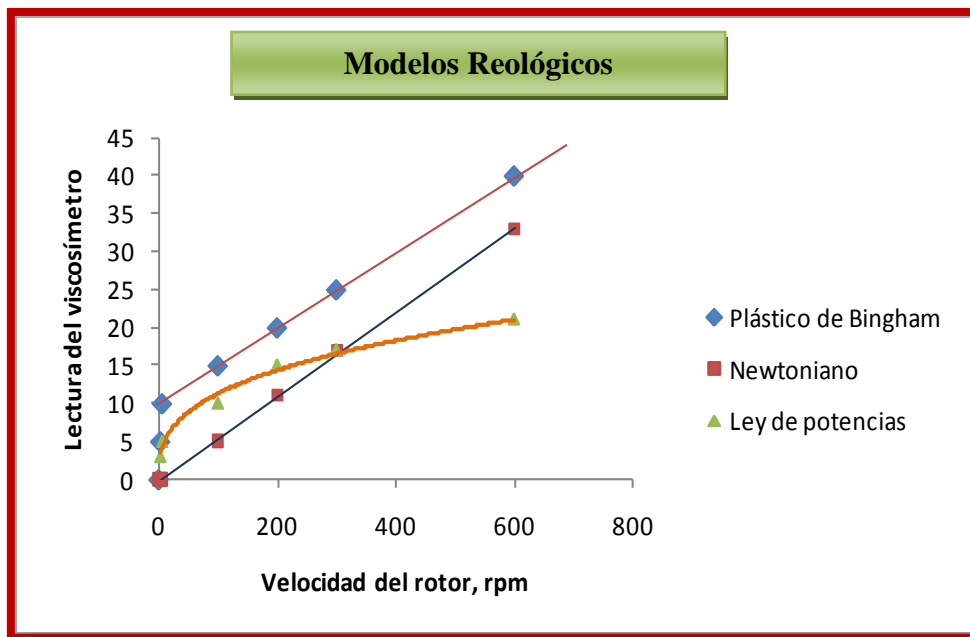


Figura 2.13. Graficas de las lecturas obtenidas con el viscosímetro Fann 35.

C) Calcular el gasto máximo y mínimo disponible por la bomba.

$$q_{max} = 1714 \frac{P_{HP} * E}{P_{max}} \dots (1)$$

El gasto mínimo puede obtenerse de dos formas. La primera con base a la velocidad de deslizamiento de una partícula en el espacio anular y la segunda con base a reglas de dedo o experiencia de campo.

C.1) Cálculo del gasto mínimo con base a la velocidad de deslizamiento (v_{sl}).

Existen 3 correlaciones para calcular la velocidad de deslizamiento (v_{sl}) de una partícula sólida inmersa en un fluido No-Newtoniano, Moore, Chien y Walker & Mayes; sin embargo se recomienda utilizar aquella planteada por Moore y que asume que la partícula se encuentra en un flujo transitorio.

C.1.1) Calcular la velocidad de deslizamiento del recorte.

$$v_{sl} = \frac{2.90d_s(\rho_s - \rho_f)^{0.667}}{\rho_f^{0.333}\mu_a^{0.333}} \dots (2)$$

C.1.2) La velocidad anular requerida para desplazar el recorte del espacio anular hacia superficie es entonces:

$$v_a = 2v_{sl} \dots (3)$$

C.1.3) El gasto mínimo para tener limpio el espacio anular será entonces:

$$q_{min} = 2.448 v_a (d_2^2 - d_1^2) \dots (4)$$

C.2) De acuerdo a una regla de dedo conocida.

Se dice que una velocidad anular de **120 ft/min (2 ft/seg)** es capaz de lograr una adecuada limpieza de recortes del espacio anular. Entonces el gasto mínimo se calcula directamente con la ecuación anterior. Es importante notar que la velocidad anular en la ecuación mencionada se encuentra en ft/seg.

Hasta ahora se tienen conocidos los límites del programa de hidráulica:

Presión máxima de la bomba	P_{max}	Dato
Máxima potencia de la bomba	P_{HP}	Dato
Gasto máximo disponible	q_{max}	Ecuación (1)
Gasto mínimo requerido	q_{min}	Ecuación (4)

D) Asumir un gasto de bombeo promedio entre el máximo y el mínimo para predecir el comportamiento de las caídas de presión parásitas.

$$q_{promedio} = \frac{q_{max} + q_{min}}{2} \dots (5)$$

E) Cálculo de las caídas de presión.

Recordando que la presión de bombeo necesaria para circular el fluido a través del sistema hidráulico del pozo, es igual a la suma de las caídas de presión por fricción en cada una de las secciones que lo componen; es decir:

$$p_p = \Delta p_s + \Delta p_{dp} + \Delta p_{dc} + \Delta p_{bna} + \Delta p_{dca} + \Delta p_{dpa} \dots (6)$$

Las caídas de presión parásitas (Δp_d) son aquellas caídas registradas en todo el sistema de circulación excepto en la barrena, es decir, la ecuación (6) se puede reducir a:

$$p_p = \Delta p_d + \Delta p_{bna} \dots (7)$$

E.1) Caída de presión en las conexiones superficiales.

Incluyen el tubo vertical, la manguera, la unión giratoria y la flecha; está en función de la clase o tipo según la IADC. En la tabla 2.1, se describen las clases y el coeficiente a utilizar.

Componente	TIPO I C= 1.00		TIPO II C= 0.36	
	Longitud, m	DI, in	Longitud, m	DI, in
Tubería vertical	12	3	12	3 ½
Manguera	13.7	2	16.7	2 ½
Unión giratoria	1.2	2	1.6	2 ½
Flecha	12	2 ¼	12	3 ¼
Componente	TIPO III C= 0.22		TIPO IV C= 0.15	
	Longitud, m	DI, in	Longitud, m	DI, in
Tubería vertical	13.7	4	13.7	4
Manguera	16.7	3	16.7	3
Unión giratoria	1.6	2 ½	1.8	3
Flecha	12	3 ¼	12	4

Tabla 2.1

La ecuación a emplear es:

$$\Delta p_s = 8.3454 C \rho_f \left(\frac{q_{promedio}}{100} \right)^{1.86} \dots (8)$$

Donde ρ_f está en g/cc.

E.2) Calcular la velocidad en el interior de la tubería de perforación y del ensamble de fondo de acuerdo al gasto utilizado.

$$\bar{v} = \frac{q}{2.448d^2} \dots (9)$$

E.3) Calcular el régimen de flujo de acuerdo al modelo Ley de Potencias Modificado, empleando las ecuaciones para calcular las caídas de presión por fricción de la tabla 2.2.

E.4) Calcular las caídas de presión de acuerdo modelo reológico y al régimen de flujo empleando la tabla 2.2.

TABLA 2.2			
	Modelo Newtoniano	Modelo Plástico de Bingham	Modelo Ley de Potencias
Parámetros de comportamiento de flujo	$\mu = L_{300}$	$\mu_p = L_{600} - L_{300}$ $\tau_y = L_{300} - \mu_p$	$n = 3.32 \log \left(\frac{L_{600}}{L_{300}} \right)$ $k = \frac{510L_{300}}{511^n}$
Criterio de Turbulencia			
<i>Interior de tubería</i>	$N_{Rec} = 2,100$	$N_{He} = \frac{37,100\rho_f\tau_y d^2}{\mu_p^2}$	N_{Rec} leerlo de la gráfica D.2, usando el valor de (n) y extrapolando hasta la línea recta inclinada
<u>F. Turbulento</u> $N_{Re} > N_{Rec}$	$N_{Re} = \frac{928\rho_f\bar{v}d}{\mu}$	N_{Rec} leerlo de la gráfica D.1	$N_{Re} = \frac{89,100\rho_f\bar{v}^{2-n}}{k}$
<u>F. Laminar</u> $N_{Re} < N_{Rec}$		$N_{Re} = \frac{928\rho_f\bar{v}d}{\mu_p}$	$\left(\frac{0.0416d}{3 + 1/n} \right)^n$
	Modelo Newtoniano	Modelo Plástico de Bingham	Modelo Ley de Potencias
<i>Espacio anular</i>	$N_{Rec} = 2,100$	$N_{He} = \frac{24,700\rho_f\tau_y(d_2 - d_1)^2}{\mu_p^2}$	N_{Rec} leerlo de la gráfica D.2
	$N_{Re} = \frac{757\rho_f\bar{v}(d_2 - d_1)}{\mu}$	N_{Rec} leerlo de la gráfica D.1	$N_{Re} = \frac{109,000\rho_f(\bar{v})^{2-n}}{k} \left[\frac{0.0208(d_2 - d_1)}{2 + 1/n} \right]^n$

		$N_{Re} = \frac{757\rho_f\bar{v}(d_2 - d_1)}{\mu_p}$	
Caídas de presión por fricción para <u>Flujo Laminar.</u>			
<i>Interior de tubería</i>	$\Delta p_f = \frac{\mu\bar{v}}{1,500d^2}\Delta L$	$\Delta p_f = \left[\frac{\mu_p\bar{v}}{1,500d^2} + \frac{\tau_y}{225d} \right] \Delta L$	$\Delta p_f = \frac{k(\bar{v})^n \left(\frac{3 + 1/n}{0.0416} \right)^n}{144,000d^{1+n}} \Delta L$
<i>Espacio anular</i>	$\Delta p_f = \frac{\mu\bar{v}\Delta L}{1,000(d_2 - d_1)^2}$	$\Delta p_f = \left[\frac{\mu_p\bar{v}}{1,000(d_2 - d_1)^2} + \frac{\tau_y}{200(d_2 - d_1)} \right] \Delta L$	$\Delta p_f = \frac{k(\bar{v})^n \left(\frac{2 + 1/n}{0.0208} \right)^n}{144,000(d_2 - d_1)^{1+n}} \Delta L$
Caídas de presión por fricción para <u>Flujo Turbulento.</u>			
<i>Interior de tubería</i>	$\Delta p_f = \frac{\rho_f^{0.75}\mu^{0.25}(\bar{v})^{1.75}}{1,800d^{1.25}}\Delta L$	$\Delta p_f = \frac{\rho_f^{0.75}\mu_p^{0.25}(\bar{v})^{1.75}}{1,800d^{1.25}}\Delta L$	$\Delta p_f = \frac{f\rho_f(\bar{v})^2}{25.8d}\Delta L$ f se obtiene de la gráfica D.2 en la intersección del valor de n y el N _{Re}
<i>Espacio anular</i>	$\Delta p_f = \frac{\rho_f^{0.75}\mu^{0.25}(\bar{v})^{1.75}}{1,396(d_2 - d_1)^{1.25}}$	$\Delta p_f = \frac{\rho_f^{0.75}\mu_p^{0.25}(\bar{v})^{1.75}}{1,396(d_2 - d_1)^{1.25}}\Delta L$	$\Delta p_f = \frac{f\rho_f(\bar{v})^2}{21.1(d_2 - d_1)}\Delta L$ f se obtiene de la gráfica D.2 en la intersección del valor de n y el N _{Re}

E.5) Calcular la caída de presión en la barrena.

$$\Delta p_{bna} = \frac{8.311 \times 10^{-5} \rho_f q^2}{C_d^2 A_t^2} \dots (10)$$

$$A_t = \frac{\pi d_t^2}{4} * (No. toberas) \dots (10.a)$$

E.6) Calcular la velocidad en el espacio anular.

$$\bar{v} = \frac{q}{2.448(d_2^2 - d_1^2)} \dots (11)$$

E.7) Calcular el régimen de flujo de acuerdo al modelo reológico determinado. Ver tabla 2.2 para consultar las ecuaciones.

E.8) Calcular las caídas de presión de acuerdo al régimen de flujo. Ver tabla 2.2 para consultar las ecuaciones de acuerdo al modelo reológico y al régimen de flujo.

Componente	Long.	Interior			Anular		
		Velocidad	Flujo	ΔP_f	Velocidad	Flujo	ΔP_f
TP				ΔP_{dp}			ΔP_{dpa}
HW				ΔP_{hw}			ΔP_{hwa}
DC				ΔP_{dc}			ΔP_{dca}

E.9) Calcular la caída de presión parásita total (Δp_d), de la ecuación (6):

$$\Delta p_d = \Delta p_s + \Delta p_{dp} + \Delta p_{dc} + \Delta p_{dca} + \Delta p_{dpa} \dots (12)$$

2.3.4 Optimización de la hidráulica.

El empleo óptimo del caballaje hidráulico o potencia hidráulica de la bomba de lodos es uno de los aspectos de mayor importancia en las operaciones de perforación, especialmente en lo que a la optimización de ésta se refiere.

Por este motivo, es necesario tener el conocimiento del equipo hidráulico superficial y sus componentes; así como de la evaluación analítica de la energía hidráulica disponible; asociándose generalmente el término potencia hidráulica con el empleo en el campo de las barrenas con toberas.

La principal función de las toberas de la barrena es la de mejorar la acción de limpieza del fluido de perforación en el fondo del pozo, incrementando de esta manera la velocidad de perforación y la vida útil de la barrena, mediante la remoción "casi inmediata" de los recortes generados, y permitir así que los dientes de la barrena incidan sobre formación virgen.

Por lo tanto, la aplicación de un nivel adecuado de la energía hidráulica disponible en el fondo del pozo, producirá un incremento sustancial en la velocidad de penetración; ya que si se logra obtener una "limpieza perfecta" en el fondo del pozo, los recortes serán removidos con la misma rapidez con que se generan.

De lo antes expuesto es posible establecer que el principal objetivo de la optimización de la hidráulica de perforación es el de maximizar una función objetivo que permita obtener una *limpieza eficiente del fondo del pozo y de la barrena*.

2.3.4.1 Criterios de optimización.

La práctica de campo ha demostrado que la velocidad de perforación se incrementa conforme la energía hidráulica disponible en el fondo del pozo se incrementa; aumentando así la efectividad del empleo de las barrenas de chorro. Sin embargo, una vez que se alcanza un nivel de limpieza "perfecta", cualquier aumento de la energía hidráulica en la barrena ya no trae consigo un aumento en la velocidad de penetración.

Con el propósito de calcular las condiciones hidráulicas apropiadas de operación se pueden aplicar dos criterios, los cuales establecen que al cumplirse cierta condición se alcanzan las condiciones óptimas de hidráulica, como se muestra a continuación.

Criterio: Máxima Potencia Hidráulica en la barrena.

Condición a cumplir:

$$\Delta p_d = \frac{\Delta p_p}{(m + 1)} \dots (13)$$

Criterio: Máxima Fuerza de Impacto en las toberas.

Condición a cumplir:

$$\Delta p_d = \frac{2\Delta p_p}{(m + 2)} \dots (14)$$

m , es la pendiente de la línea recta en una gráfica log-log de las caídas de presión parásitas (ΔP_d) vs gasto (q) de bombeo, como se muestra en la figura 2.14.

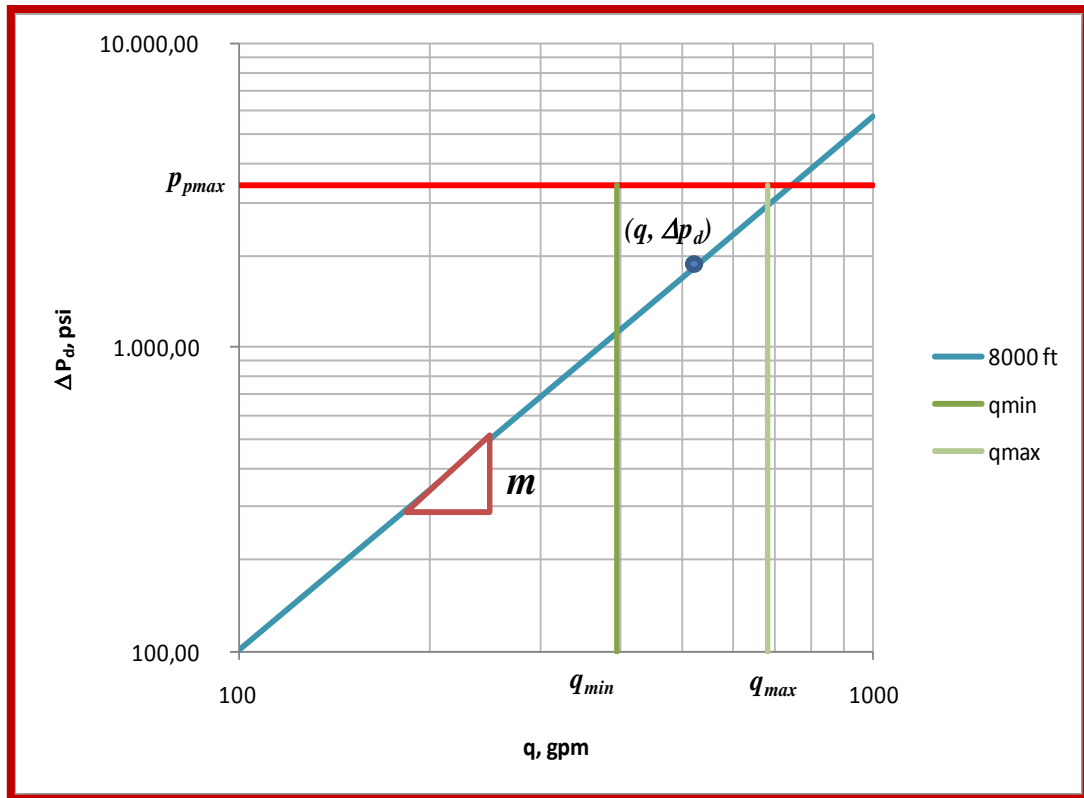


Figura 2.14. Obteniendo un par ordenado correspondiente a la profundidad de análisis ($q_{promedio}$, ΔP_d).

Existen dos formas de conocer el valor de la pendiente.

- En teoría se considera que m tiene un valor cercano a 1.75.
- Sin embargo, la forma más exacta de obtener este valor es midiendo la presión de bombeo con dos gastos distintos en el equipo, es decir se tendría que :
 - a) Medir físicamente en el equipo (q_1 , p_{p1}) y (q_2 , p_{p2}).
 - b) Calcular la caída de presión en la barrena para cada gasto aplicando la ecuación (10).
 - c) Calcular la caída de presión parásita de la ecuación (7).

$$\Delta p_d = p_p - \Delta p_{bna}$$

d) Calcular la pendiente de la recta:

$$m = \frac{\log\left(\frac{\Delta p_{d1}}{\Delta p_{d2}}\right)}{\log\left(\frac{q_1}{q_2}\right)} \dots (15)$$

2.3.4.2 Procedimiento para la optimización de la hidráulica.

A) Conocido el valor de m , realizar una gráfica de caídas de presión parásitas (ΔP_d) vs gasto (q) en escala log-log, graficar una línea con pendiente m (el valor calculado con la ecuación 15) y que pase por el par ordenado ($q_{promedio}$, ΔP_d) calculado en el punto E anterior, con la ecuación de la recta.

$$Y = 10^{[m \cdot (\log(q_{promedio}) - \log(X)) + \log(\Delta p_d)]} \dots (16)$$

Donde X es cualquier gasto mayor y menor del dato conocido ($q_{promedio}$) para el cual se calculará su correspondiente caída de presión parásita (Y) con el objeto de formar una línea recta que pasa por el par ordenado conocido ($q_{promedio}$, ΔP_d) y con pendiente m .

B) Calcular las caídas de presión parásita ocurrida a la presión de bombeo máxima de acuerdo al criterio de optimización seleccionado. Ecuaciones (13) o (14), observe que el valor de Δp_p se refiere a la presión máxima disponible por la bomba en superficie. Con lo cual se obtiene el valor de ΔP_d óptimo.

C) Regresar a la gráfica log-log del punto A, entrar con el valor ΔP_d óptimo e interceptar de forma horizontal la recta con pendiente m . El gasto donde intercepta a la recta se conoce como el gasto óptimo (q_{opt}). Figura 2.15.

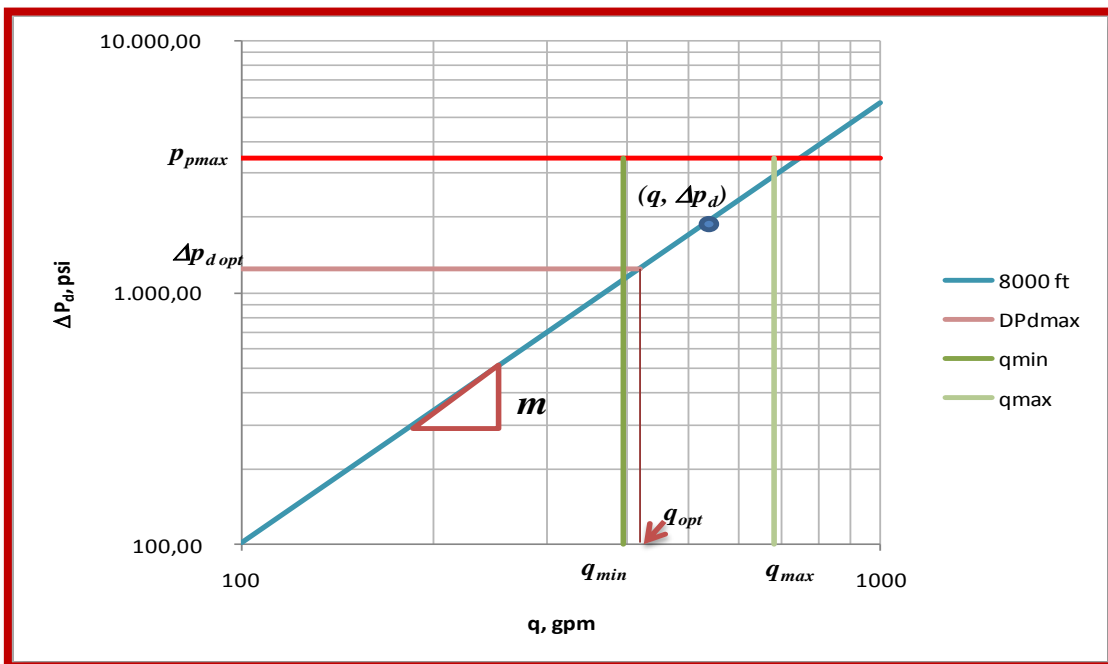


Figura 2.15. $q_{\text{óptimo}}$ vs ΔP_d óptimo. De acuerdo al criterio de optimización seleccionado.

D) Calcular la caída de presión disponible en la barrena para las condiciones óptimas, utilizando la ecuación (7):

$$\Delta p_{bna\ opt} = p_{pmax} - \Delta p_d\ opt \dots (17)$$

E) Calcular el área (TFA) y diámetro de las toberas de acuerdo a las condiciones óptimas de gasto y caídas de presión, despejando de la ecuación (10)

$$A_t = \sqrt{\frac{8.311 \times 10^{-5} \rho_f q^2}{C_d^2 \Delta p_{bna\ opt}}} \dots (19)$$

$$d_t = 32 \sqrt{\frac{4A_t}{\pi(\text{No. toberas})}} \dots (20)$$

El diámetro de las toberas obtenido a partir de la ecuación (20) está dado en 32^{vos} de pulgada.

F) Calcular el HSI (Potencia hidráulica por unidad de área).

$$P_{HP\ barrena} = \frac{\Delta p_{bna\ optima} q_{opt}}{1714} \dots (21)$$

$$A_{BNA} = \frac{\pi d_{bna}^2}{4} \dots (22)$$

$$HSI = \frac{P_{HP\ barrena}}{A_{BNA}} \dots (23)$$

G) Calcular la fuerza de impacto, F_j .

$$F_j = 0.01823 C_d \sqrt{\rho \Delta p_{bna\ opt}} \dots (24)$$

H) Calcular la relación de transporte de recortes, F_T .

a) A partir del gasto óptimo conocido, calcular la velocidad anular frente a los lastrabarrenas y frente a la tubería de perforación aplicando la ecuación (11)

$$\bar{v}_a = \frac{q_{opt}}{2.448(d_2^2 - d_1^2)} \dots (25)$$

Dado que se tiene conocida la velocidad de deslizamiento de los recortes (v_{sl}) desde la ecuación (2), entonces la relación de transporte de recortes está dada por:

$$F_T = 1 - \frac{v_{sl}}{\bar{v}_a} \dots (26)$$

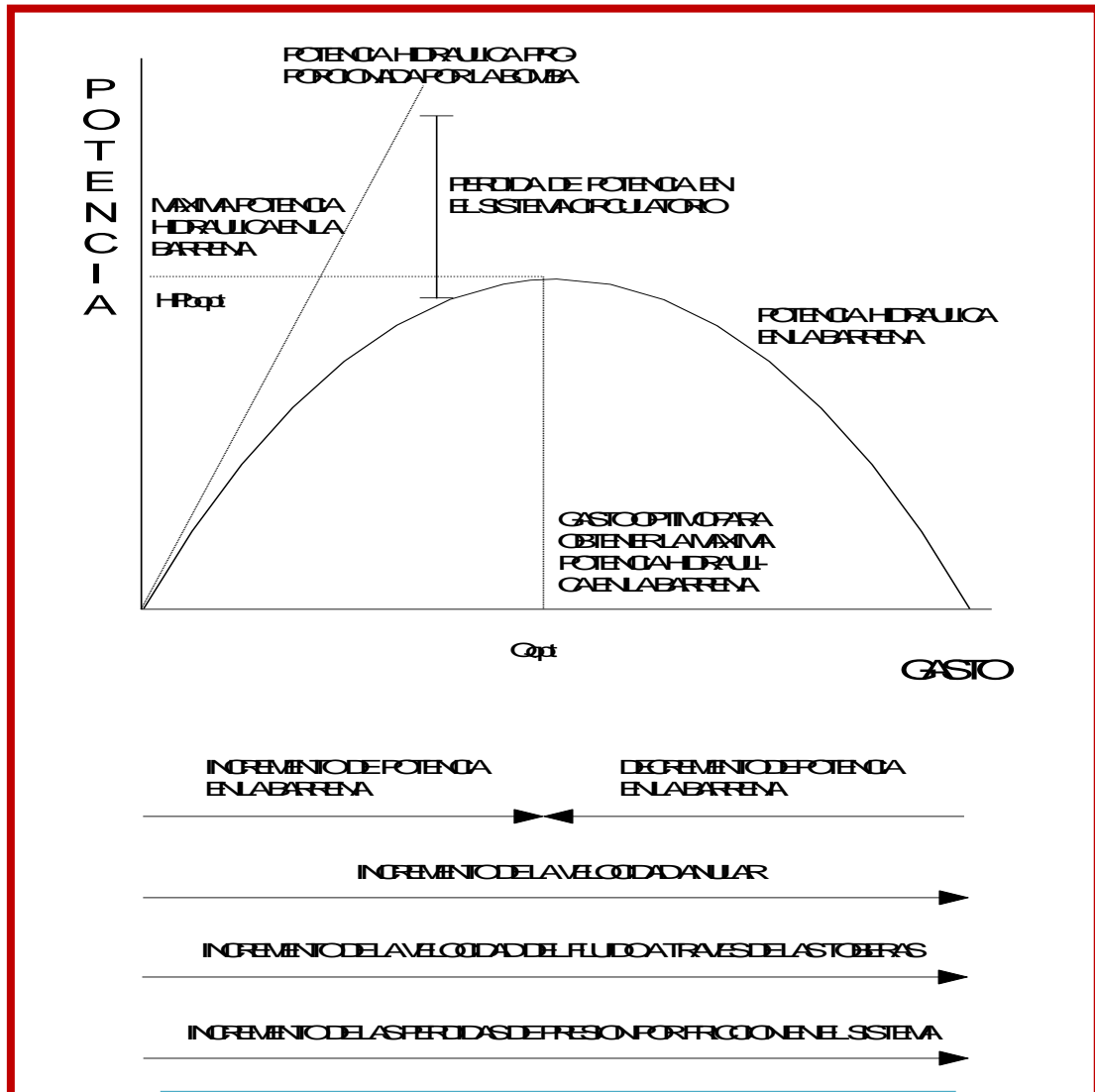
Para asegurar la limpieza del espacio anular, la relación de transporte debe ser mayor a 0.5.

I) Calcular la Densidad Equivalente de Circulación a gasto óptimo, ECD por sus siglas en inglés. Es común expresar la presión total en cualquier punto del sistema en términos de una densidad de lodo equivalente.

$$ECD = \rho_f + \frac{\sum \Delta p_a}{0.052 * TVD} \dots (27)$$

J) Las condiciones óptimas de operación calculadas serán:

Profundidad	q _{opt} , gpm	ΔP _d , psi	ΔP _{bna} , psi	A _t , in ²	ECD	d _t , in	F _T , adim
						d _{t1} , d _{t2} ,...	

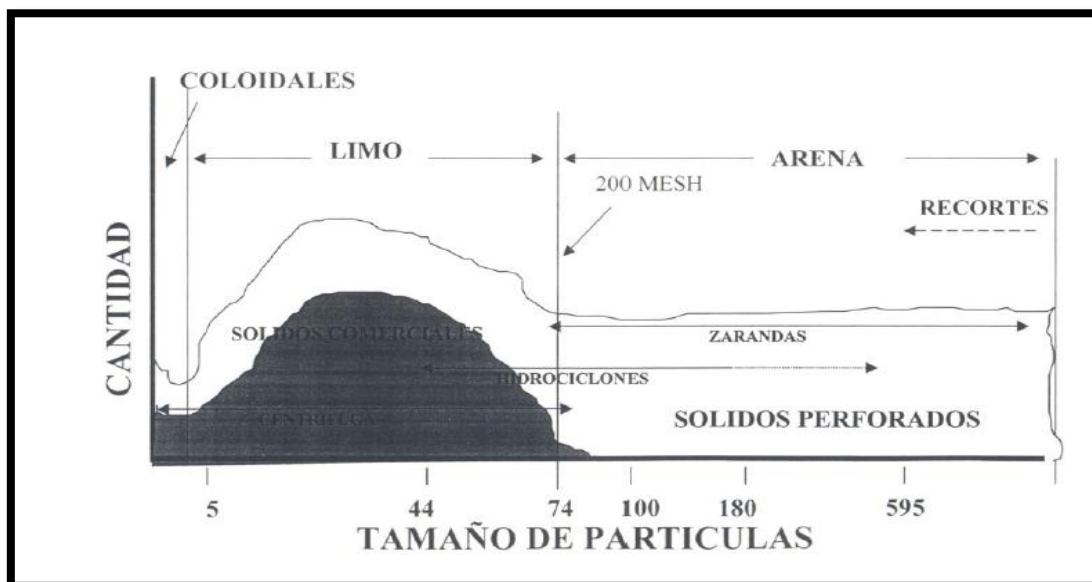
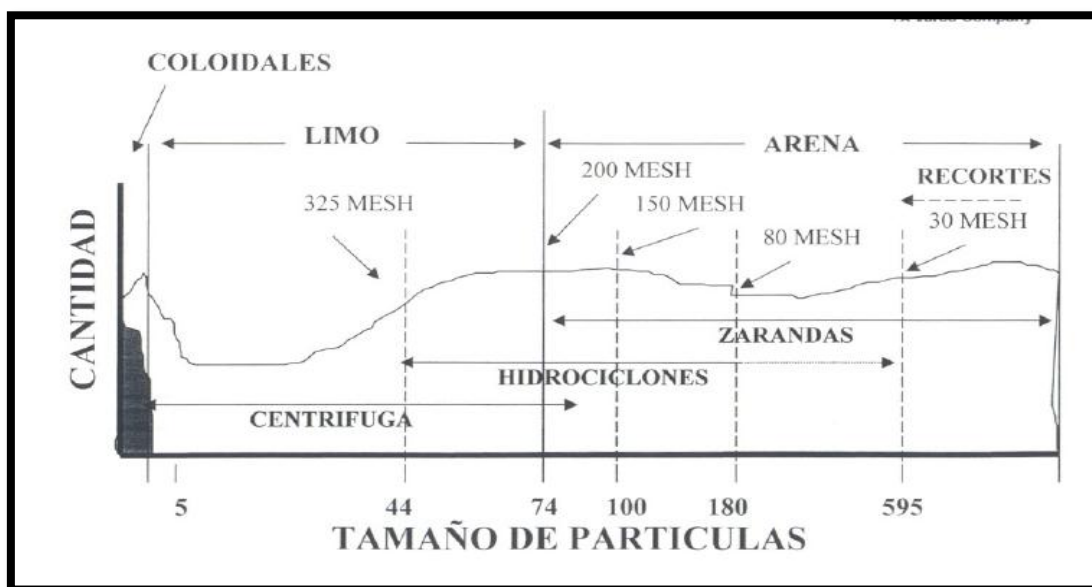


Balance entre los elementos de la Hidráulica.

2.4 Sistema de control de sólidos.

El equipo de control de sólidos tiene como propósito mantener las propiedades físicas, químicas y fisicoquímicas del fluido de control, a través de una separación progresiva y eficiente de los sólidos perforados del mismo, considerando su tamaño de partícula y permitiendo que cada equipo optimice el desempeño del siguiente.

Teoría del control de sólidos.



Objetivos del control de sólidos.

- a) Maximizar la extracción de sólidos perforados.
- b) Minimizar la pérdida de lodo.

- Disminuye la pérdida de sólidos comerciales.
- Recupera lodo limpio casi al 100%.

c) Reducir el impacto ambiental.

- Menos volumen total de desechos.
- Menos humedad de desechos, más fácil de manejar.

Efectos de sólidos perforados.

a) Disminuyen el ritmo de perforación, ROP.

- Cabeza hidrostática más alta.
- Desgaste excesivo de los dientes de la barrena.
- Menor velocidad de perforación.
- Atrapamiento de tuberías.

b) Incremento de reología y tixotropía.

- Incremento en el punto de cedencia del fluido.
- Menos eficiencia de los equipos mecánicos de separación de sólidos.
 - Uso de mallas más grueso.
 - Gastos de asentamiento más bajos. (Ley de Stokes).
- Costos de dilución y tratamiento químico más alto.
- Embolamiento de la barrena.

c) Aumento de abrasión.

- Afecta bombas y repuestos.
- Daña el equipo de control de sólidos.
- Deteriora las turbinas.
- Altera las lecturas del MWD.
- Disminuye el tiempo de vida de las barrenas.
- Desgasta las tuberías.
- Erosiona las paredes del agujero.

e) Formación de un enjarre de mala calidad.

- Enjarre muy grueso.
 - Aumenta el torque y arrastre.
 - Posible causa de pega diferencial.
- Disminuye el control de filtrado.
 - Daño a las formaciones.
 - Atrapamiento y derrumbes.
 - Altera la interpretación de los registros.
- Cementaciones deficientes.
- Pérdida de circulación.
- Daña el yacimiento productor.

Beneficios del control de sólidos.

Los principales componentes del sistema de control de sólidos, son:

- Línea de flote.
- Temblorinas.
- Trampas de arena.
- Desgasificadores.
- Hidrociclones.
- Limpiador de lodos.
- Centrifugas decantadoras.
- Tanques de lodo.
- Sistemas de agitación.

2.4.1 Línea de flote.

Se refiere a forma y geometría de las líneas de descarga del lodo antes de llegar a las temblorinas. La configuración recomendada para la línea de flote, tomando como base las altas velocidades de perforación esperadas es la mostrada en la figura 2.16.

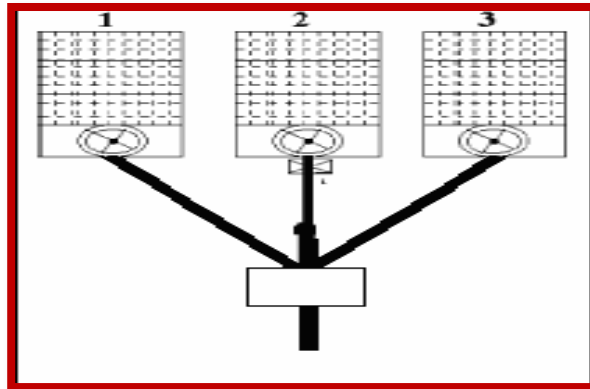


Figura 2.16. Arreglo óptimo del múltiple de la línea de flote, con divisor de línea de flujo.

2.4.2 Temblorinas.

Las Temblorinas es el único aparato removedor de sólidos que hace una separación basada en el tamaño físico de las partículas. La operación de la temblorina esta en función de:

- Norma de la vibración (tipos de movimientos).
- Dinámica de la vibración (contrapesas).
- Tamaño de la cubierta y su configuración.
- Características de las mallas (tamaño y condición de la superficie).
- Reología del lodo (especialmente densidad y viscosidad).
- Descarga de sólidos (ROP y GPM).

Las recomendaciones del API consisten en instalar suficientes temblorinas para procesar 125% del volumen de circulación de lodo máximo esperado para el pozo, utilizando a su vez las mallas más finas posibles y considerando el aspecto económico.

Temblorinas primarias.

El principal objetivo de estas temblorinas es separar los sólidos grandes provenientes del pozo. Se debe asegurar que el tiempo de retención sea mínimo y que la alimentación garantice que no se presente excesiva acumulación de recortes. Figura 2.17.

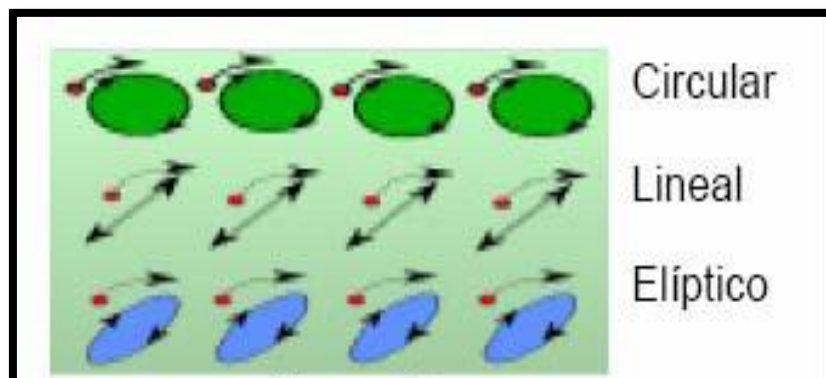


Figura 2.17. Movimientos básicos de las temblorinas primarias.

Temblorinas secundarias.

El objetivo principal es contar con suficiente capacidad de temblorinas para procesar en forma continua las velocidades de circulación completas del equipo de perforación, así como separar por lo menos el 85% de los sólidos perforados.

2.4.3 Trampa de arena.

Dispositivo colocado debajo de las temblorinas primarias, debe vaciarse los sólidos periódicamente, especialmente cuando se utilice fluido base agua. No se recomienda descargar la trampa de arena con el lodo base aceite debido a que se pierde líquido valioso.

Las trampas de arena juegan un papel importante en virtud de que protegen los equipos de control de sólidos, contra la erosión de mallas de temblorina al separar aquellas partículas grandes que pudieran obstruir a los hidrociclones o en su defecto, reducir la efectividad del equipo. El lodo proveniente de la trampa de arena debe rebosar sobre la parte superior del compartimiento de la trampa de arena hacia el siguiente compartimiento donde el desarenador succiona.

2.4.4 Desgasificadores.

La presencia de gas en el lodo puede ser dañino para los equipos de perforación, así como un problema potencial en el control de pozo, además de que es letal si es tóxico o inflamable. Por tal razón, es importante el uso de los desgasificadores. Hay dos tipos de desgasificadores:

- Desgasificadores atmosféricos: Aceptable en lodos de baja densidad y viscosidad. Figura 2.18.
- Desgasificadores de aspiración o de vacío: Son superiores a los atmosféricos y muy usados para lodos pesados y de alta viscosidad. Figura 2.19.

Las bombas centrífugas, los hidrociclones y otras bombas del equipo pierden eficiencia si el lodo tiene gas.



Figura 2.18. Desgasificador atmosférico.

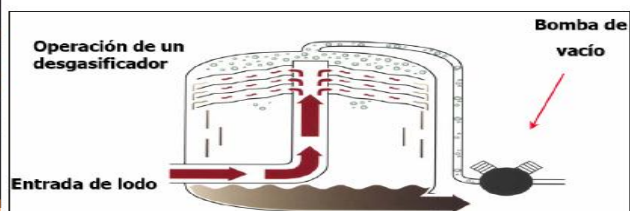
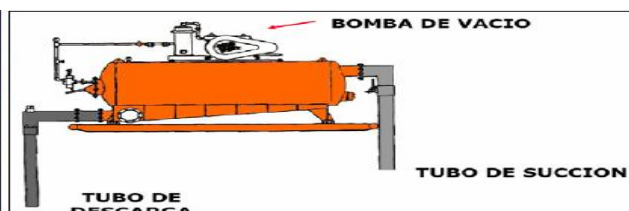


Figura 2.19. Desgasificador de vacío.

2.4.5 Hidrociclones.

Los hidrociclones son recipientes en forma cónica, en los cuales la energía de presión se transforma en fuerza centrífuga. La fuerza centrífuga creada por este movimiento del lodo en el cono, forza a las partículas más pesadas contra la pared del cono y se descargan por el fondo, las partículas más livianas son succionadas hacia la parte superior del cono por el efecto de vacío. Los hidrociclones están clasificados por su tamaño como desarenadores o desarcilladores.

- *Desarenadores.*

Su función principal es eliminar sólidos que a los equipos siguientes les puedan causar taponamientos o mal desempeño como son el desarcillador y centrifugas, es por ello que su capacidad de procesamiento debe ser 30 a 50 % más que la circulación usada.

Separa partículas de 74 micrones o mas grandes. No se recomienda usar en este equipo, lodos de alta densidad, debido a que la densidad de la barita es sustancialmente más alta que la de los sólidos perforados. Los desarenadores deben ser instalados después del desgasificador y antes del desarcillador. El lodo de alimentación se debe tomar del tanque donde descargue el desgasificador y su descarga debe ser en el tanque contiguo a succión.

- *Desarcilladores.*

El desarcillador difiere del desarenador en el tamaño de los conos y punto de corte pero su funcionamiento es igual. Son usados para separar sólidos perforados en un rango de 12 a 40 micrones.

Gran cantidad del tamaño de partícula de la barita se encuentra en el rango de “limo”, es por esta razón, que en lodos densificados no es muy recomendable el uso de los desarcilladores. Estos se utilizaran con lodos densificados cuando su descarga corriente abajo pueda ser procesada por las centrifugas o por una temblorina. El lodo debe ser succionado del tanque que descarga el desarenador y su descarga procesada en el tanque contiguo

2.4.6 Limpiador de lodos.

Es básicamente una combinación de hidrociclones colocados encima de un tamiz de malla fina y alta vibración de temblorina. Su principal función es recuperar la barita y desarenar un lodo densificado, así como tamizar la descarga corriente abajo de los hidrociclones para recuperar la fase liquida, recuperar la barita descartada y separar partículas de tamaño intermedio, permitiendo que las centrífugas decantadoras operen en forma eficiente, proporcionando un corte general más fino. Además se aplica en lodos donde la fase liquida es cara o ambientalmente no es muy recuperable.

El número y tamaño de conos requeridos para cada equipo depende de los volúmenes de circulación esperados, se recomienda instalar suficientes conos para procesar entre 110 y 120% del volumen de circulación máximo. Figura 2.20.

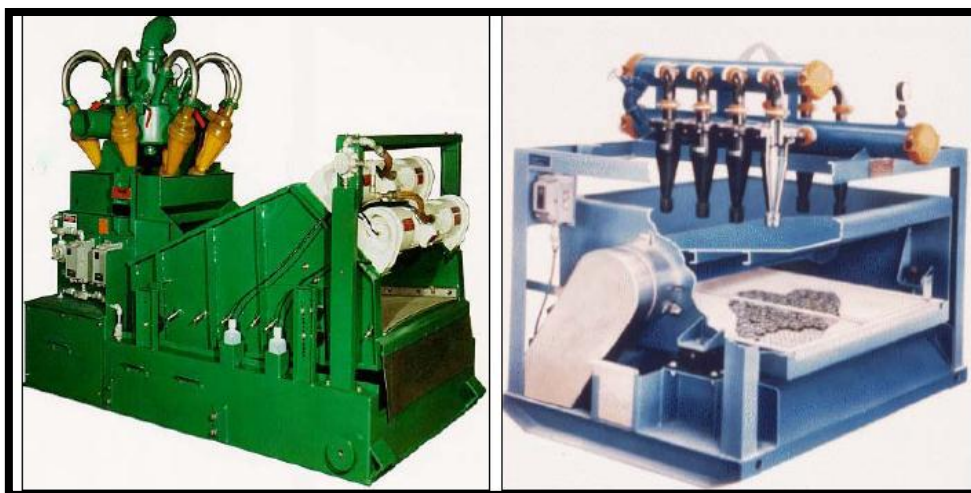


Figura 2.20. Limpiador de lodos.

2.4.7 Centrifugas decantadoras.

Las centrifugas juegan un papel importante en la eficiencia del control total de sólidos al separar sólidos de perforación en un rango muy fino, llegando hasta cerca de dos micrones en tamaño. Este equipo permite la separación de los sólidos finos que han logrado pasar a través de las temblorinas y los hidrociclones. Está compuesto por un tazón cónico horizontal de acero que gira a alta velocidad, usando un transportador tipo doble tornillo sinfín. Figura 2.21.

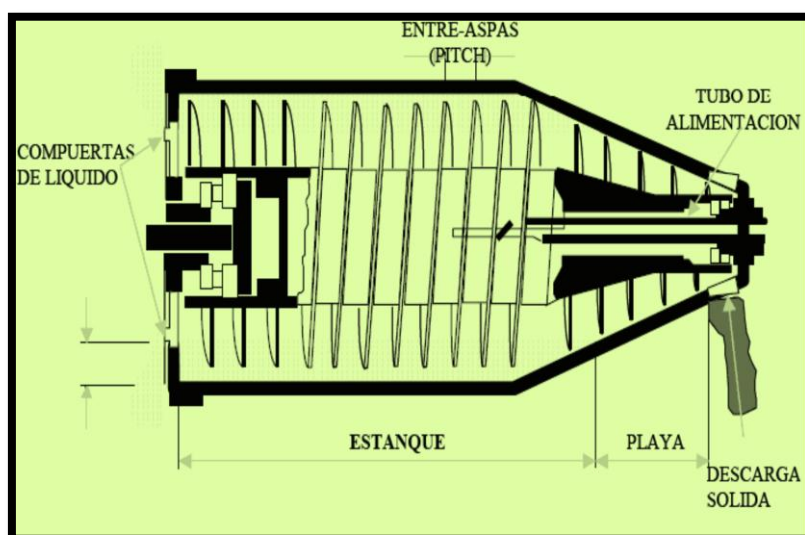


Figura 2.21. Centrifuga decantadora.

2.4.8 Tanques de lodo.

Es el recipiente donde se prepara y acondiciona el fluido de perforación durante la perforación de un pozo.

El área de tanques debe:

- Tener un tamaño adecuado de acuerdo al volumen de lodo a emplear.
- Estar a una altura de tal forma que no derrame fluido a la superficie.
- Tener una geometría adecuada para la óptima preparación y acondicionamiento del fluido.
- Tener buena agitación.

Mínima Área de Superficie (MADS). La mínima área de superficie en los tanques se obtiene mediante la siguiente ecuación:

$$MADS [ft^2] = \frac{\text{Máximo flujo a manejar [gpm]}}{40}$$

2.4.9 Sistemas de agitación.

El sistema de agitación, es muy importantes, ya que permite una uniforme incorporación de los aditivos y sólidos densificantes al medio portador del sistema, disminuye el asentamiento de éstos en las esquinas de los tanques. Son necesarios en todo el equipo mecánico separador de sólidos, a excepción de la trampa de arena. El tamaño y tipo de agitador, esta definido por el diseño de los tanques.

Parámetros para el diseño de los agitadores.

- El volumen del tanque.
- Los diámetros de las aletas.
- La densidad máxima del lodo.
- El tipo de flujo de acuerdo a las aletas.
- La distancia desde el fondo del tanque.
- La velocidad de rotación.

2.5 Presiones de empuje y succión generadas por el movimiento de tuberías.

El movimiento de tuberías en el interior del pozo, extracción, elevación e introducción al conectar una junta genera incrementos o decrementos de la presión impuesta en el pozo.

Debido a las propiedades reológicas y tixotrópicas del fluido de perforación, cuando las tuberías son movidas dentro del pozo, el fluido no puede ser desplazado a la misma velocidad con que se desplazan las tuberías; por esta razón se generan los cambios en la presión impuesta.

Desde el punto de vista de la mecánica de fluidos, no importa si el fluido se mueve a través de un conducto, o es la tubería la que se mueve en el seno de un fluido. De cualquier manera existirá una pérdida de presión por fricción.

2.5.1 Descripción teórica.

Presión de empuje.

Esta presión es también conocida como presión de pistoneo y es provocada por el flujo ascendente del fluido que está siendo desplazado hacia afuera del pozo debido a la introducción de un volumen de acero. La presión generada por la introducción de la tubería tiende a incrementar la presión en el fondo.

Presión de succión.

También denominada de Swabeo, es debida al flujo descendente del fluido que tiende a llenar el espacio dejado por la tubería, cuando esta es extraída del pozo. Esta presión es negativa, es decir tiene un efecto neto sobre la presión en el fondo, reduciéndola.

Régimen de flujo.

Dependiendo de la velocidad de introducción o extracción de las tuberías, el régimen de flujo del fluido puede ser laminar, transicional o turbulento. Figura 2.22.

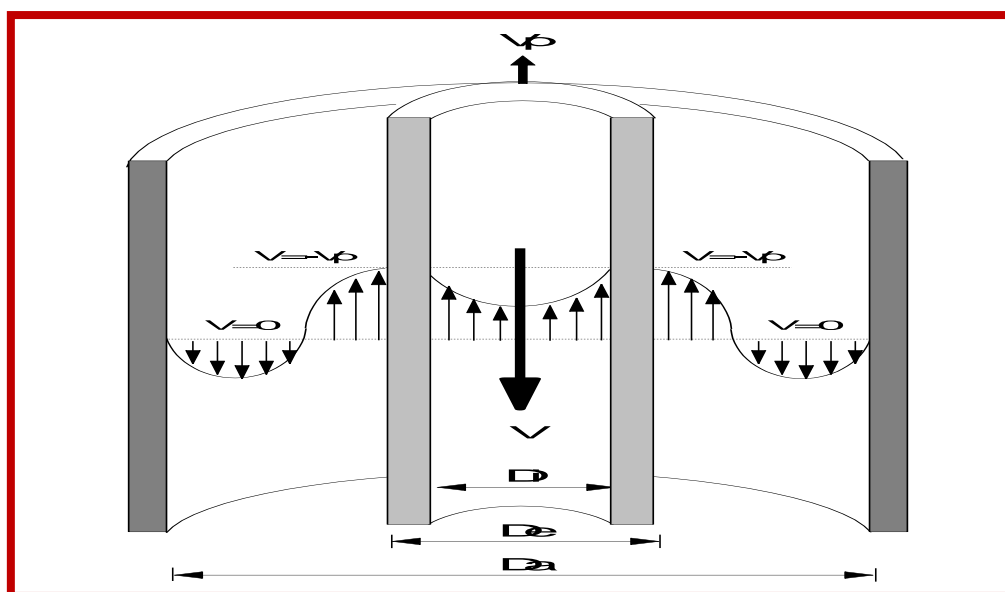


Figura 2.22. Perfiles de velocidad para flujo laminar desarrollados en el interior de la tubería y en el espacio anular cuando se extrae tubería del pozo.

2.7.1.1 Efectos de las presiones de empuje y succión.

- 25% de los brotes son resultado directo.
- Problemas de pérdidas de circulación por la introducción rápida de tuberías.
- Problemas de pozo como derrumbes, puentes y altas concentraciones de sólidos pueden resultar de movimientos alternados de tuberías y conexiones.
- La reducción de la presión por succión pueden dar como resultado contaminaciones del lodo.

Las presiones de empuje y succión en algunos casos son de igual magnitud, pero de signo contrario:

- Presión de empuje.
Positiva, incrementa la presión de fondo.
- Presión de succión.
Negativa, reduce la presión de fondo.

Presión en el fondo del pozo.

$$P_{\text{fondo}} = P_h \pm P_{\text{EMP/SUC}}$$

En términos de densidad equivalente:

$$\rho_{\text{eq}} = \rho \pm \frac{10 P_{\text{EMP/SUC}}}{D} = \rho \pm \frac{P_{\text{EMP/SUC}}}{0.052D}$$

2.5.2 Determinación y aplicación.

Casos.

Para propósitos de determinar las presiones de empuje y succión, las tuberías pueden ser clasificadas como:

- a) Tubería cerrada.
- b) Tubería abierta con bomba operando.
- c) Tubería abierta con la bomba apagada.

a) Tubería cerrada y tubería abierta con bomba operando.

La velocidad efectiva del fluido en cada sección del espacio anular esta definida por:

$$\begin{aligned} V_{\text{EMP}} &= V_a + V_d + V_v \\ V_{\text{SUC}} &= V_a - V_d - V_v \end{aligned}$$

- **Velocidad anular:**

$$V_a = \frac{24.51Q}{(D_a^2 - D_e^2)}$$

- **Velocidad por desplazamiento:**

$$V_d = 60 V_p \left(\frac{D_e^2}{D_a^2 - D_e^2} \right)$$

- **Velocidad por arrastre viscoso:**

Para régimen laminar el arrastre viscoso esta expresado por:

$$V_{VL} = -60 V_p \left[\frac{1 - \alpha^2 + 2 \alpha^2 \ln(\alpha)}{2(1 - \alpha^2) \ln(\alpha)} \right]$$

Con:

$$\alpha = \frac{D_e}{D_a}$$

Para el régimen turbulento la expresión resultante es complicada por lo que Burkhart la represento en forma gráfica en términos de una constante de colgamiento; así

$$V_{VT} = 60K V_p$$

Donde K es la constante de colgamiento, representada gráficamente como una función de α y para fines de cálculo, K puede ser considerada como 0.5.

b) Tubería abierta sin bomba.

En este caso, la velocidad efectiva del fluido en el espacio anular no es tan simple como en el caso anterior, debido a que el gasto de fluido desplazado por el movimiento de la sarta es libre de fluir a través del espacio anular y/o por el interior de la sarta. Esto depende del tamaño de la abertura; es decir, dependiendo del tamaño de las aberturas de la sarta y del espacio anular, será la fracción del gasto total de fluido desplazado que fluya por cada uno de los conductos, de tal manera que:

$$Q_T = Q_{ad} + Q_{id}$$

La determinación del gasto de flujo que fluye por el interior de la sarta (Q_{id}) y por el espacio anular (Q_{ad}) es difícil y debe ser resuelto por ensaye y error.

Aplicación de la determinación de las presiones de empuje y succión

La aplicación principal de la determinación de las presiones de empuje y succión es muy importante durante las operaciones de perforación, debido a que de ellas depende la presión impuesta en el fondo del pozo cuando se introduce o extrae de él las diversas sartsas de tubería empleadas.

Las presiones de empuje y succión son importantes para prevenir brotes y/o pérdidas de circulación. El cálculo sistematizado de estas presiones permite determinar la cédula de viaje para las operaciones. Figura 2.23.

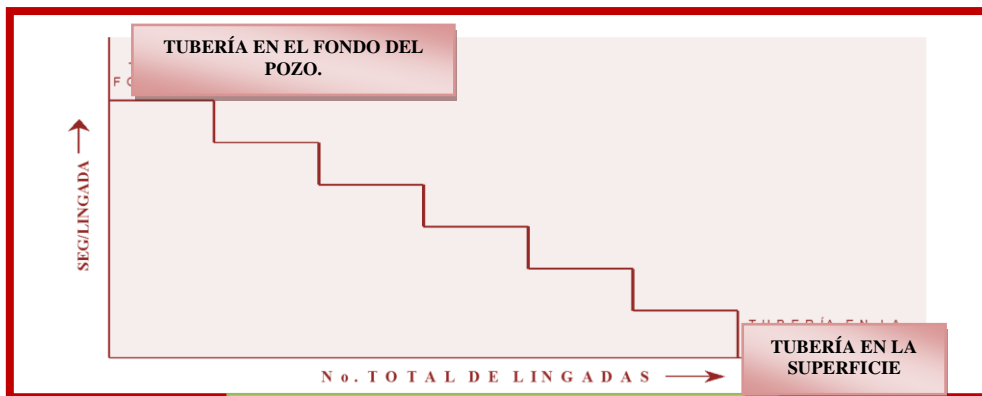


Figura 2.23. Cédula de viajes.

2.8 Nomenclatura.

q_{max}	Gasto máximo disponible por la bomba, gal/min.
P_{HP}	Potencia o caballaje de la bomba, HP.
E	Eficiencia de la bomba, decimal.
P_{max}	Máxima presión permitida por las conexiones superficiales de control, psi.
v_{sl}	Velocidad de deslizamiento, ft/seg.
d_s	Diámetro de partícula sólida de recorte, in.
ρ_s	Densidad de la partícula sólida de recorte, lbm/gal.
ρ_f	Densidad del fluido de perforación, lbm/gal.
μ_a	Viscosidad aparente, cp.
μ	Viscosidad newtoniana, cp.
μ_p	Viscosidad plástica, cp.
v_a	Velocidad anular, ft/seg.
q_{min}	Gasto mínimo de bombeo, gal/min.
d_2	Diámetro mayor en un espacio anular que contiene un tubo o herramienta, in.
d_1	Diámetro exterior del tubo o herramienta contenido en el d_2 , in.
Q	Gasto de bombeo asumido, gal/min.
d_{bna}	Diámetro de la barrena, in.
Δp_s	Caída de presión en las conexiones superficiales, psi.
Δp_{dp}	Caída de presión en el interior de la tubería de perforación, psi.
Δp_{dc}	Caída de presión en el interior de los lastrabarrenas, psi.
Δp_{bna}	Caída de presión en la barrena, psi.
Δp_{dca}	Caída de presión en el espacio anular frente a los lastrabarrenas, psi.
Δp_{dpa}	Caída de presión en el espacio anular frente a la tubería de perforación, psi.
Δp_d	Caída de presión parásitas, psi.
C	Factor que depende del tipo de equipo superficial de acuerdo a la clasificación IADC.
\bar{v}	Velocidad de flujo, ft/seg.
D	Diámetro interno, in.
L_{300}	Lectura del viscosímetro correspondiente a 300 rpm.
L_{600}	Lectura del viscosímetro correspondiente a 600 rpm.
τ_y	Punto de cedencia, lb/100 ft ² .
N	Índice de comportamiento de flujo, adimensional.
K	Índice de consistencia.
N_{Rec}	Número de Reynolds crítico, adimensional.
N_{Re}	Número de Reynolds, adimensional.
N_{He}	Número de Hedstrom, adimensional.
ΔL	Longitud, ft.

C_d	Coefficiente de descarga, el valor que se recomienda es 0.95.
A_t	Área de toberas, in ² .
d_t	Diámetro de tobera, in.
FT	Relación de transporte, adimensional.
HSI	Potencia hidráulica por pulgada cuadrada, adimensional.
ECD	Densidad equivalente de circulación, lbm/gal.
Δp_a	Caídas de presión por fricción en el espacio anular, psi.
TVD	Profundidad vertical, ft.
ρ_{eq}	Densidad equivalente, lb/gal, g/cm ³ .
P	Densidad del fluido, lb/gal, gr/cm ³ .
$P_{EMP/SUC}$	Presión de empuje o succión, psi, kg/cm ² .
D	Profundidad, pies, m.
V_a	Velocidad anular del fluido resultante del gasto de flujo proporcionado por la bomba; pies/min (para tubería cerrada: $V_a = 0$).
V_d	Velocidad anular del fluido debida al desplazamiento de la sarta; pies/min.
V_v	Componente de velocidad debida al arrastre viscoso de la sarta; pies/min.
Q	Gasto de flujo proporcionado por la bomba, gpm.
D_a	Diámetro del agujero o de la TR, pg.
D_e	Diámetro exterior de la sección de tubería, pg.
V_p	Velocidad de introducción o extracción de la tubería, pies/seg.
Q_T	Gasto total desplazado por la sección de fondo de la sarta, gpm.
Q_{ad}	Gasto del fluido desplazado por la tubería, fluyendo por el espacio anular, gpm.
Q_{id}	Gasto de fluido desplazado por la tubería, fluyendo por el interior de la tubería, gpm.

Capítulo 3: Emulsión Inversa.

3.1 Definición.

Emulsión.

Es un sistema heterogéneo que está formado por un líquido inmisible íntimamente disperso en otro en forma de gotas, cuyos diámetros en general exceden de 0.1 μm . Tal sistema posee una estabilidad mínima la cual puede ser acentuada por aditivos tales como productos tensoactivos, sólidos finamente pulverizados comúnmente llamados surfactantes, dispersantes y humectantes.

Emulsión Inversa.

Es la dispersión de un líquido inmisible en otro líquido y generalmente el que se encuentra en menor proporción es la fase dispersa o interna y el de mayor proporción es la fase continua o externa. Se compone de dos líquidos no miscibles: el aceite y el agua. El agua se descompone en pequeñas gotas y se dispersa uniformemente en la fase externa no acuosa. Las gotas permanecen suspendidas en el aceite y los agentes tensoactivos que actúan entre las dos fases impiden que las gotas se fusionen. La enorme cantidad de gotas causa un aumento de la viscosidad y actúa básicamente como los sólidos finos agregados a un lodo base agua, aumentando la viscosidad plástica.

Para dispersar correctamente el agua en aceite, se emplean agentes emulsificantes. A medida que el contenido de agua aumenta, la cantidad requerida de emulsificante aumenta.

Desde el punto de vista de la estabilidad, a medida que la gota es más pequeña y uniforme, más estable será la emulsión, ya que las gotas más grandes se fusionan más fácilmente que las gotas más pequeñas desestabilizando la emulsión; para reducir este problema se emplea energía mecánica en forma de agitación constante.

3.2 Fundamentos del diseño.

Estos sistemas se desarrollaron para perforar intervalos de presión anormal que presentan lutitas muy reactivas sensibles a la hidratación con presencia de gases ácidos divalentes, H_2S y CO_2 .

Inicialmente los fluidos de emulsión inversa empleaban en su fase dispersa baja salinidad impartida por sales monovalentes ionizadas en un medio acuoso y alcalinizante a base de Óxido de Calcio. Estos sistemas permitieron perforar minimizando problemas que presentaban los fluidos base acuosa en formaciones de lutitas hidratables de reactividad media y alta. La base de inhibición de estos fluidos radica en aplicar el fenómeno de presión osmótica definido por el uso de sales monovalentes y divalentes.

En su principio la emulsión inversa se aplicó y se sigue aplicando a áreas terrestres pero dado el grado de dificultad de perforación de lutitas en áreas marinas y al no disponerse de un fluido base agua de alta salinidad que inhibiera las lutitas hidratables se ha aplicado con éxito en la perforación de pozos costa afuera.

Para que el fluido de emulsión inversa pudiera realizar las funciones de acarreo, remoción y suspensión de recortes, se diseñó y desarrolló un material que se hinchara con aceite impartiendo viscosidad y gelatinosidad al mismo. Al producto que permitió el éxito de la emulsión se le conoce como arcilla organofílica y dio origen también a las grasas lubricantes de presión extrema.

3.2.1 Aspectos geológicos, litológicos y su problemática.

Para atravesar la corteza terrestre y llegar al yacimiento productor de hidrocarburos es necesario conocer la geología y la litología de las formaciones que la forman con el fin de seleccionar los sistemas de control óptimos. Esta información se obtiene por medio de la columna geológica de los estratos como se muestra en la tabla 3.1 y 3.2, basada en métodos de prospección sísmica, análisis geofísicos, físicos, químicos y difractométricos realizados al subsuelo y a muestras procedentes de las formaciones.

Geológicos	Litológicos
Tipos de formación	Composición
Paraje solo.	Arena, areniscas.
Filisola, depósito Concepción.	Lutita, arena.
Oligoceno, Eoceno, Paleoceno.	Arcillas compactadas lutita, illita, caolinita y clorita.
Cretácico, Jurásico, Tithoniano.	Calizas, dolomías.

Tabla 3.1

3.2.1.1 Formaciones con presión anormal y presencia de gases.

Formaciones	Problemática
Calizas.	Fracturamiento, pérdidas de circulación.
Calizas con intercalaciones de lutitas y areniscas (formaciones fracturadas, conglomerados y dolomías).	Fracturamiento, pérdidas de circulación desgaste de las barrenas y daño en los motores de fondo.

<p>Arcillas-lutitas.</p> <p>Arena no consolidada.</p>	<p>Reducción de espacio anular, embolamiento, atrapamiento de la sarta, taponamiento de las cribas del equipo mecánicos separador de sólidos.</p> <p>Perdidas de circulación, derrumbes, aumento de la densidad, desgaste de barrenas y empaques de las bombas.</p>
---	---

Tabla 3.2

Presión anormal.

Durante el proceso de sedimentación y compactación se tiene un balance entre el peso de los sedimentos y la capacidad de las formaciones para expeler los fluidos.

Cuando los fluidos dentro de los poros escapan debido a la sobrecarga, la compactación de los sedimentos es función de la profundidad, la porosidad se reduce. Es decir, se dice que se genera una tendencia normal de compactación y por lo tanto, *presiones de formación normal*. Figura 3.1.

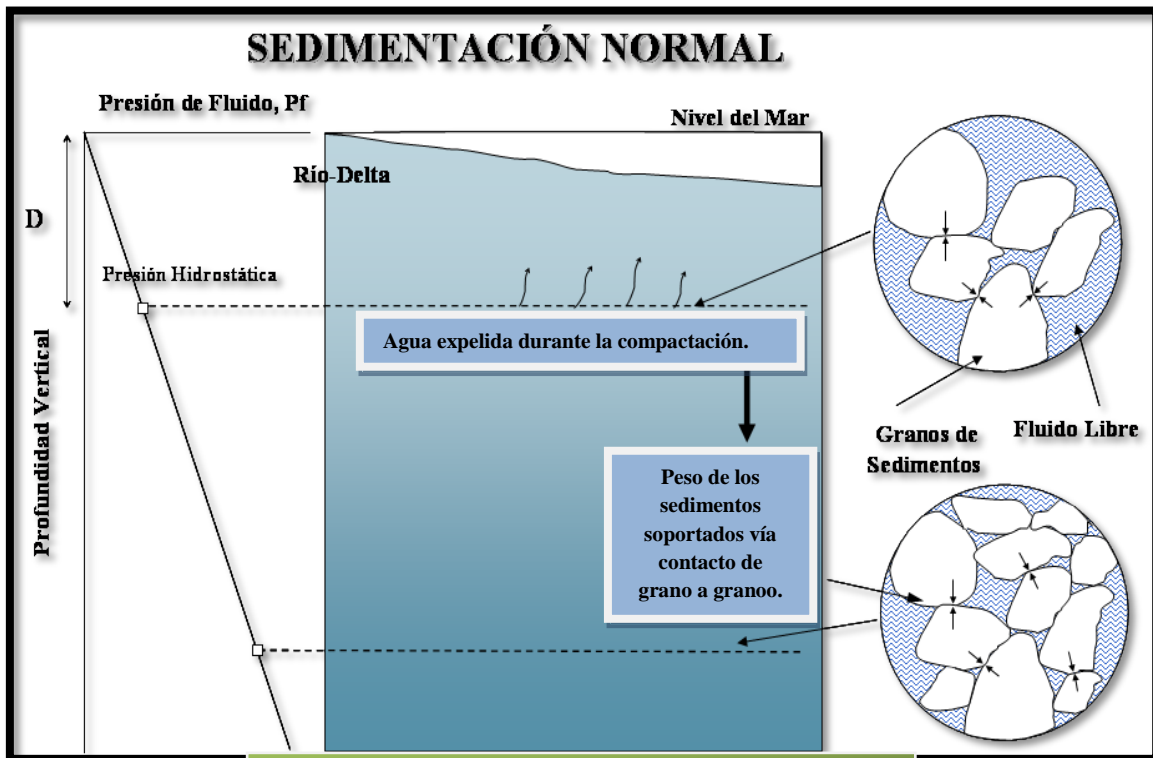


Figura 3.1. Proceso de sedimentación normal.

Por el contrario, cuando los fluidos no pueden escapar de los poros, se represionan debido a la sobrecarga, dando como resultado que la porosidad de la roca no varíe con la compactación. Si la porosidad de la formación se desvía, es decir es mayor de la tendencia normal de compactación, las formaciones poseen *presiones anormalmente altas*. Figura 3.2.

Las épocas geológicas en que se han encontrado presiones anormales pertenecen a la era Cenozoica, Mesozoica y Paleozoica. Estadísticamente, las zonas de presiones anormales se encuentran con mayor frecuencia en sedimentos del periodo terciario. Sin embargo, las presiones anormales del periodo Jurásico son en ocasiones las de mayor magnitud, las cuales requieren densidades de lodo mayores de 2.40 gr/cc.

Aunque el origen de las presiones anormales sigue siendo una incertidumbre, existen varios mecanismos que tienden a causarlas. En la mayoría de las zonas estudiadas, existe una combinación de cualquiera de los siguientes mecanismos:

- Nivel piezométrico del fluido.
- Características del sistema roca-fluido.
- Ritmo de sedimentación y ambiente de depósito.
- Actividad tectónica.
- Fenómeno de diagénesis.
- Represionamiento o recarga.
- Fenómenos osmóticos y de filtración.
- Efectos termodinámicos.

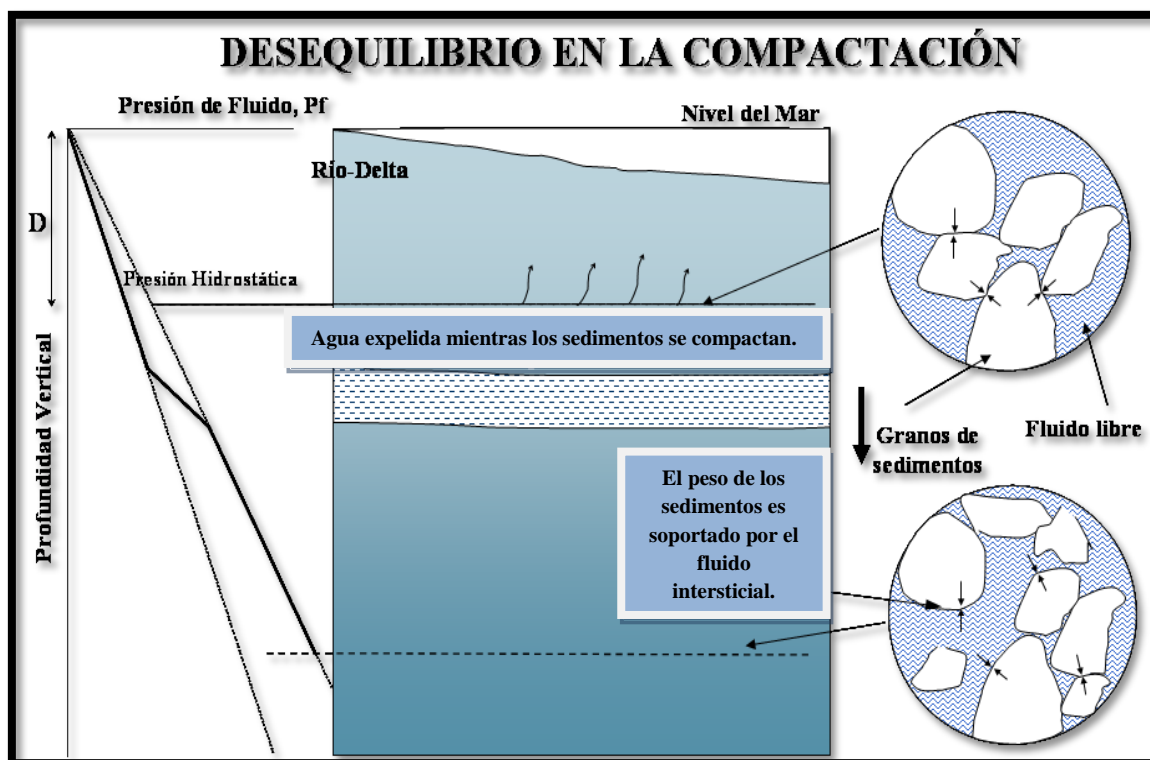


Figura 3.2. Proceso de sedimentación anormal.

Lutitas deleznable.

Son rocas sedimentarias que se componen de arcilla y de materia orgánica de tipo kerógeno o bitúmen, siendo formaciones de arcillas compactadas; dependiendo del tipo y concentración de éstas se hinchan, ablandan, dispersan y fracturan al contacto con el agua generando inestabilidad del agujero.

La illita, caolinita y clorita reducen la capacidad de hinchamiento de las lutitas propiciando su fracturamiento. El grado de hinchamiento dispersión y fracturamiento dependerá de la cantidad y tipo de sales que contienen las formaciones arcillosas. Es necesario caracterizarlas para determinar su comportamiento y poder seleccionar el fluido de perforación a emplear el cual deberá tener las condiciones y propiedades adecuadas para evitar la hidratación e inestabilidad del agujero durante la perforación de estas formaciones.

Los principales problemas debidos a la hidratación de lutitas son el hinchamiento y fracturamiento de las mismas esto debido al momento polar del agua y su interacción con las cargas eléctricas de la lutita. Figura 3.3.

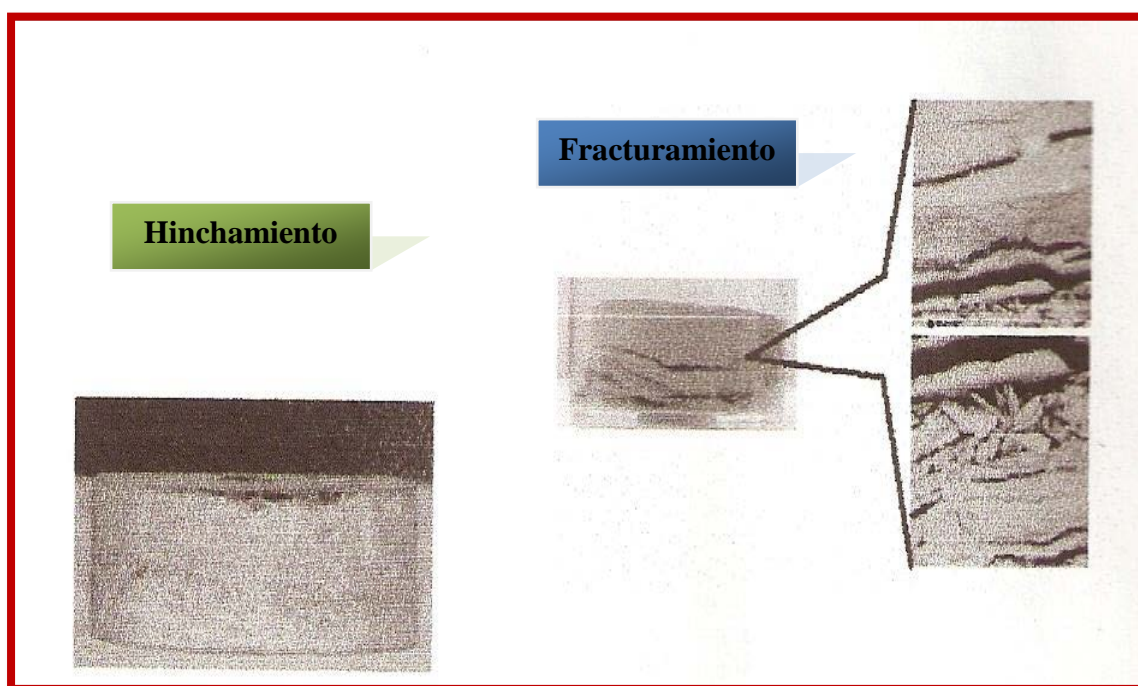


Figura 3.3. Principales problemas debidos a la hidratación de la

Métodos para su identificación y caracterización.

Las propiedades de la lutita se pueden estimar a partir de respuestas sísmicas caracterizadas o por registros geofísicos como se muestra en la figura 3.4. Los estudios petrofísicos pueden determinar el contenido de carbono orgánico de la lutita y calcular el gas absorbido. Los registros geoquímicos permiten además que se diferencien distintos tipos de arcillas y sus respectivos volúmenes, información crítica para el cálculo de su reactividad para la determinación de la salinidad en el fluido de control a utilizar durante la perforación, terminación y reparación de pozos.

La actividad intensa de los rayos gamma se considera una función del kerógeno presente en la lutita. El kerógeno generalmente crea un ambiente reductor que impulsa la precipitación del uranio, lo que incide en la curva de rayos gamma.

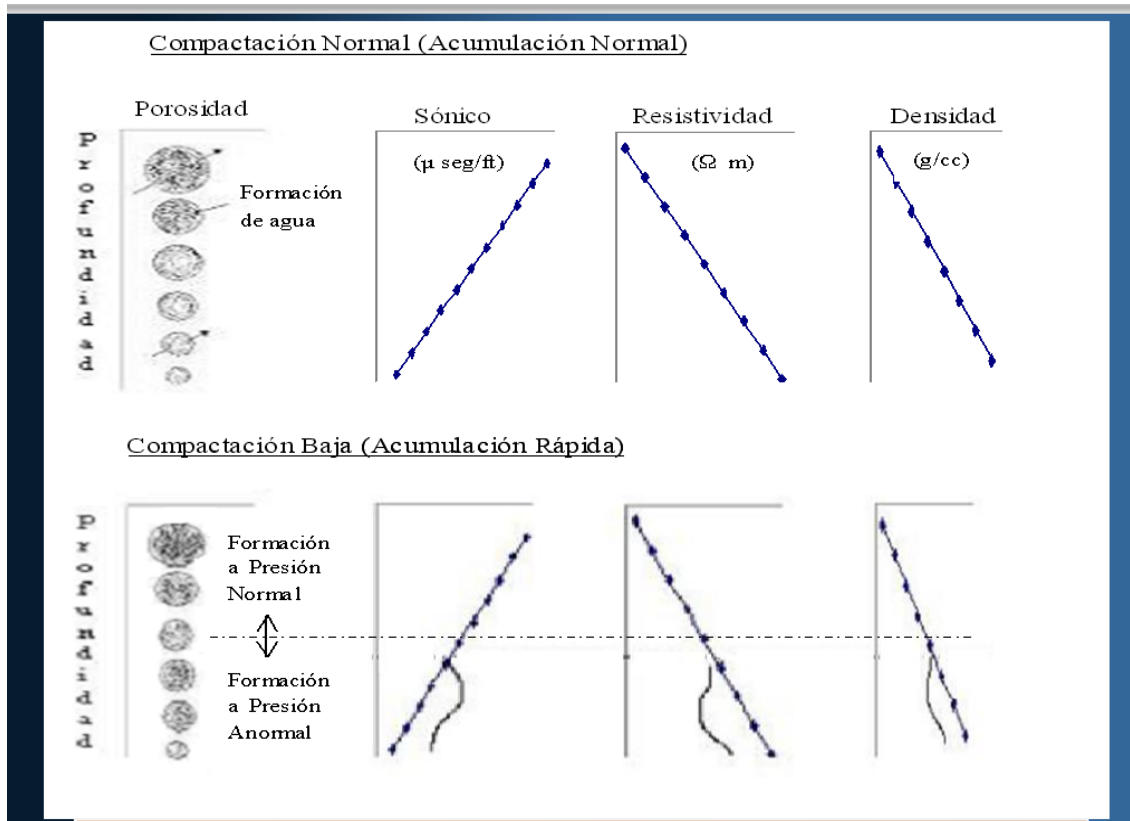


Figura 3.4. Principales registros geofísicos empleados para determinar las propiedades de la lutita a perforar. La zona de presión anormal indica presencia de formaciones lutíticas y gases divalentes, CO_2 y H_2S .

Registros geofísicos.

El objetivo de los registros geofísicos es conocer las características de las formaciones atravesadas, tanto en su naturaleza litológica, como en la reactividad de los fluidos contenidos en el espacio poroso. Del conocimiento de los diferentes parámetros que proporciona esta información, dependerá la selección de los fluidos para atravesar este tipo de formaciones y así construir el pozo, empleando para ello estudios sísmicos y correlaciones de pozos aledaños.

Los registros geofísicos se toman principalmente para:

- Evaluación de la formación.
- Identificación y caracterización de hidrocarburos.
- Seleccionar intervalos con potencial energético.
- Determinar contacto de los fluidos.
- Caracterizar ambiente geológico.
- Definir geometría y continuidad del yacimiento productor.
- Estimación de reservas.

Los especialistas relacionados directamente con ellos son el Ingeniero Geólogo, Geofísico y Petrolero.

Resistividad y Porosidad.

La resistividad eléctrica de una sustancia es la capacidad de impedir u oponer el paso de la corriente eléctrica a través de ella. Se mide en Ohm – m. La conductividad es el recíproco de la resistividad. Se mide en milimhos – m.

La resistividad de las formaciones se incrementa con la profundidad. Esto es debido a la compactación y la consecuente disminución en el contenido de fluido en las formaciones. Una zona sobrepresionada se ve reflejada por la disminución de la resistividad respecto a la tendencia normal. Esta disminución se debe al valor anormal de porosidad que presenta. Figura 3.5.

Al contrario de la resistividad, la conductividad se decrementa con la profundidad. Por lo que un incremento en la conductividad es indicativo de una zona de presión anormalmente alta.

Se sabe que la resistividad de las formaciones es función de varios factores tales como: porosidad, temperatura, contenido de sales, saturación y composición mineralógica. Sin embargo, el factor más importante es la porosidad y debido a que la porosidad es una respuesta de las formaciones a los procesos de compactación, las medidas de resistividad reflejan la presión en los poros de la roca.

La resistividad puede ser alta debido a las altas saturaciones de gas, pero varía con el contenido de fluido y el tipo de arcilla. Los registros resistivos comúnmente empleados son: inducción.

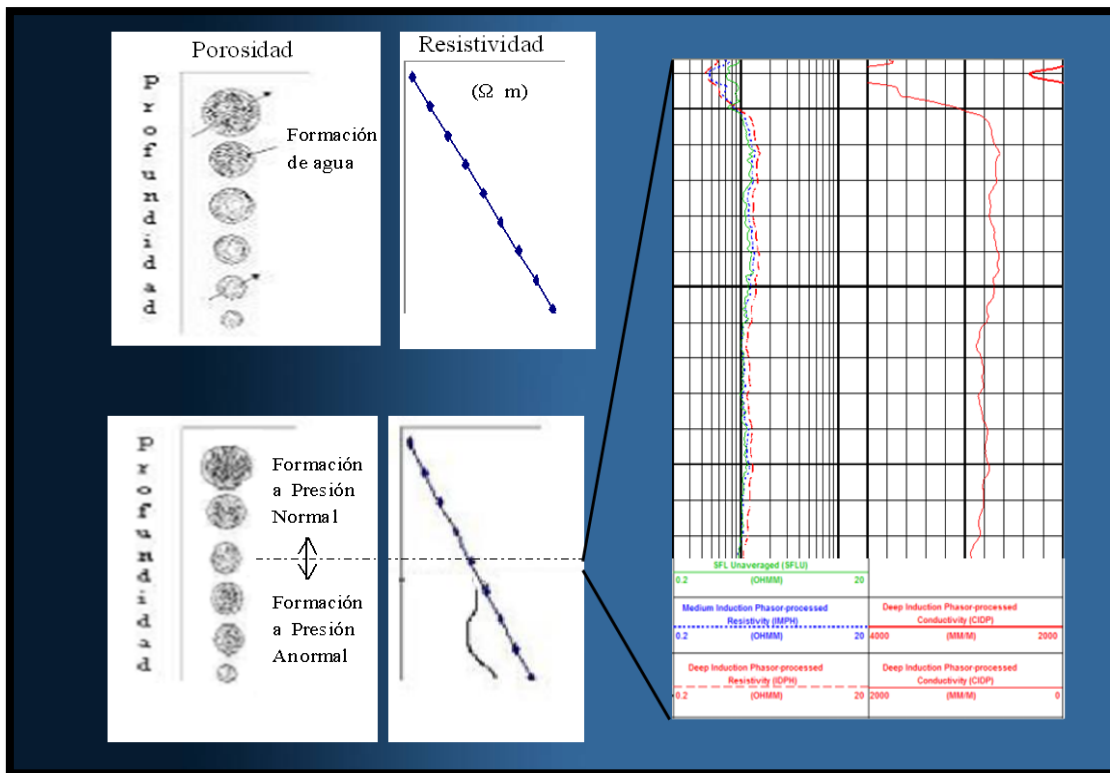


Figura 3.5. Presenta el comportamiento típico de resistividad con la profundidad.

Los registros geofísicos de pozos se utilizan además para indagar acerca de la compleja mineralogía de una lutita y cuantificar la cantidad de espacio libre presente en los poros de la roca generadora.

Una zona sobrepresionada se ve reflejada por el incremento de la porosidad respecto a la tendencia normal. Este incremento se debe a que las formaciones no se compactaron normalmente, ya que los fluidos contenidos en ellas, soportan el peso de los estratos suprayacentes.

Los registros de porosidad que más se utilizan son:

- Densidad (FDC, LDT). Es capaz de ver dentro de zonas permeables, pero la invasión puede exceder la profundidad de investigación, y la respuesta es un volumen combinado del aceite invadido y el hidrocarburo residual “in situ”. Figura 3.6.
- Neutrón (CNL): La profundidad de investigación es más profunda que los registros de densidad y el neutrón respondería menos al aceite invadido que al hidrocarburo original.
- Sónico (BHC): Es menos afectado por la presencia de lodos base aceite. La filtración de aceite puede incrementar el tiempo de tránsito en la vecindad del pozo. Si la zona es gas la velocidad del sónico será menor. Figura 3.7.

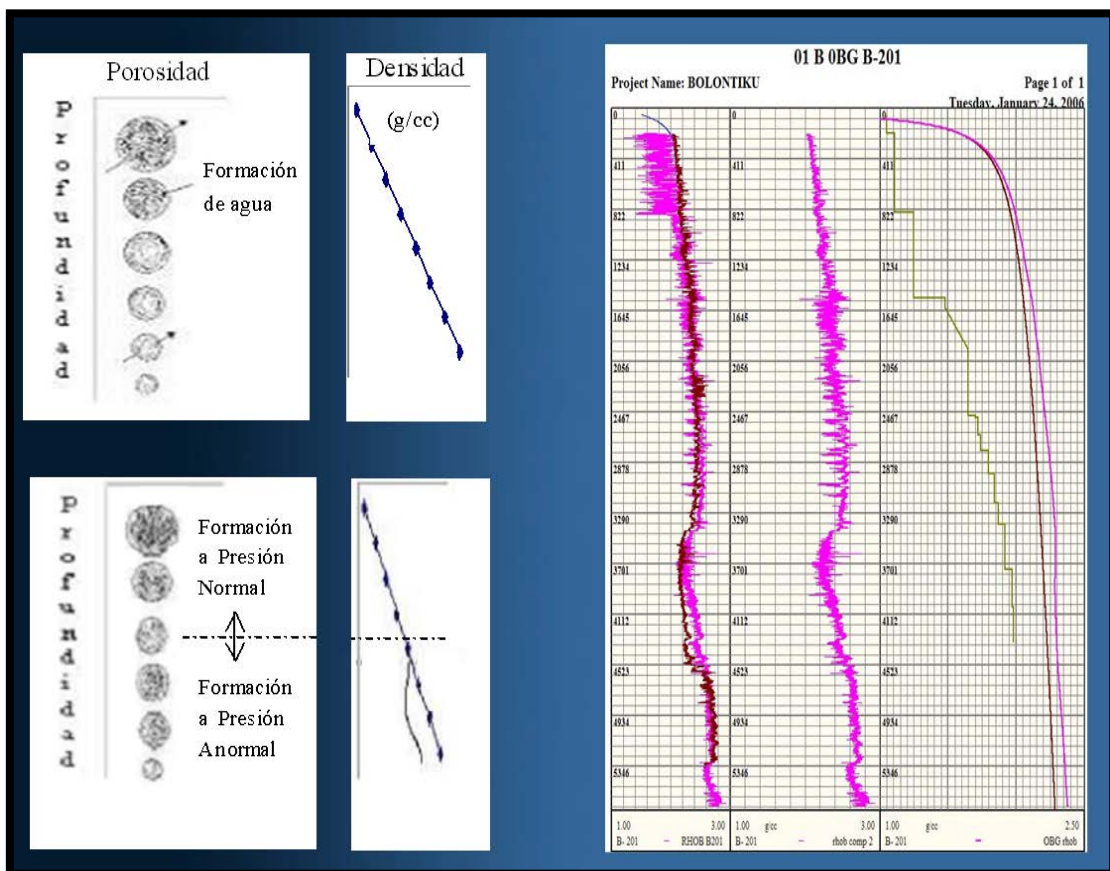


Figura 3.6. Registro de densidad y su relación con la porosidad y presencia de formaciones con presiones anormalmente altas.

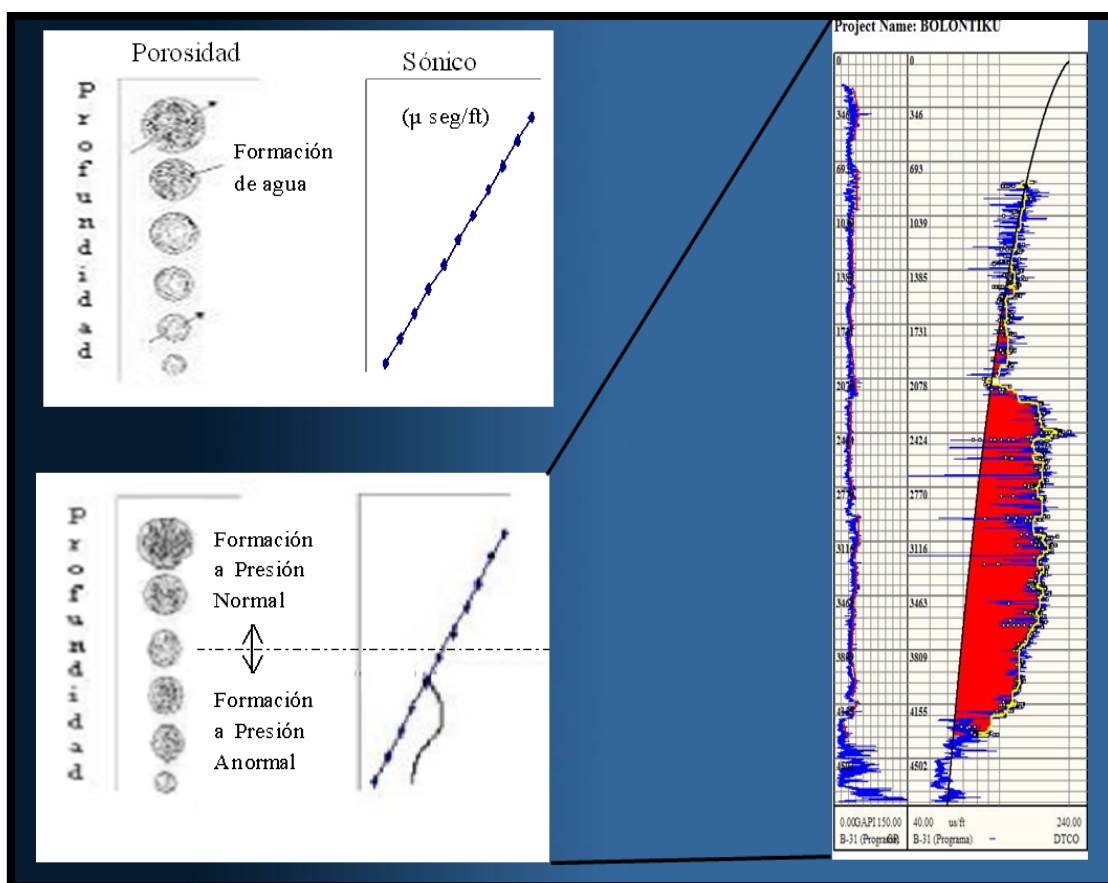


Figura 3.7. Registro sónico y su relación con la porosidad y presencia de formaciones con presiones anormalmente altas.

3.3 Principios que rigen su estabilidad y comportamiento.

Para formar una emulsión se requiere la presencia de cuatro elementos: aceite, agua, un agente tensoactivo ó emulsificante y agitación mecánica. El agente tensoactivo debe ser de naturaleza química, que en su molécula debe tener dos grupos, uno hidrofílico afín al agua y otro lipofílico afín al aceite. Estos grupos reducen la tensión interfacial de los líquidos, permitiendo así la emulsificación.

La agitación mecánica es para dispersar la fase interna en pequeñas gotas y el agente tensoactivo se adsorbe a dichas gotas y las mantiene separadas unas de otras para evitar la coalescencia al suspender la agitación mecánica.

El agente tensoactivo o agente emulsificante es el componente mas importante para formar una emulsión, ya que su molécula contiene dos grupos, uno hidrofílico y otro lipofílico, el balance de estos grupos se conoce como HLB que proviene del termino “Hidrofílic – Lypofílic Balance”, sus valores varían de 0 – 20 unidades y es adimensional

Dependiendo del valor de HLB del agente tensoactivo, este se puede utilizar en 2 tipos de emulsiones que son:

- Emulsión directa: Se refiere al sistema formado por aceite suspendido en agua: Su comportamiento es semejante al agua, el tensoactivo debe tener un HLB entre 10 – 20.
- Emulsión inversa: Es decir agua en aceite la cual tiene un comportamiento semejante al aceite, para este uso el tensoactivo debe tener un HLB entre 0 – 10.

En la emulsión inversa se tiene la ventaja de poder variar la actividad de esta, variando la composición de la fase dispersa. En los fluidos de perforación de emulsión inversa se utilizan comúnmente los electrolitos del tipo NaCl, KCl y CaCl₂ para aumentar la actividad del fluido y de esta forma lograr que dicha actividad sea mayor que la lutita a perforar para que debido al proceso de osmosis inversa permita atravesar exitosamente este tipo de formaciones. Debido a la deshidratación de la lutita, se permite perforar sin problemas dichas formaciones y también lograr una buena calibración y estabilidad de las paredes del pozo.

En este sistema las partículas de agua dispersas en el aceite actúan como viscosificantes y contribuyen a la formación del gel. Es muy importante considerar la relación aceite/agua de la fase líquida, su comportamiento esta íntimamente ligado a dicha relación.

En cada emulsión existe una relación aceite/agua optima en la cual se obtiene el mejor equilibrio entre viscosidad, poder de sustentación y estabilidad; sin embargo para obtener sistemas emulsionados mas resistentes a la temperatura y a las contaminaciones, se le añaden agentes humectantes, viscosificantes, gelantes, reductores de filtrado y densificantes.

Debido a la versatilidad que tienen las emulsiones para el ajuste en sus propiedades se ha generalizado el uso de estas como fluidos de perforación.

3.3.1 Tensión interfacial.

Las emulsiones son el resultado de la competencia entre dos procesos; el rompimiento de la interfaz entre ambos líquidos (disrupción), y la recombinación de las gotas (coalescencia). Una vez que la agitación termina, la coalescencia entre las fases es el proceso natural, debido a la poca estabilidad de la emulsión.

Para comprender lo que significa estabilidad es necesario hacer referencia a un fenómeno de las superficies libres de los fluidos, conocido como *tensión superficial o capilaridad*.

Capilaridad o tensión superficial.

Vista en términos termodinámicos, define a la superficie libre, como una zona donde la energía es comparativamente mayor que en el resto del líquido. De manera que, si el área de esta superficie aumenta, la energía de todo el sistema también aumentará. Este fenómeno ocurre de forma similar en la interfaz de dos líquidos inmiscibles, solo que en este caso, recibe el nombre de *tensión interfacial*.

La tensión superficial es un fenómeno que ocurre en la superficie de los fluidos. A nivel molecular, en todo el volumen del fluido, las fuerzas de atracción de van der Waals se equilibran continuamente. Ya que cada molécula, está completamente rodeada de otras, y por ello la resultante de las fuerzas de atracción es cero. Mientras que en la superficie, las moléculas no pueden ejercer fuerza de atracción sobre las de la capa superior, por que no las hay. Entonces las moléculas de la capa inferior atraen con mayor fuerza a las de la superficie. Y así, en conjunto, forman una fuerza hacia el interior del fluido. Esta fuerza es la responsable de que la superficie de todos los líquidos se tensen, dando paso a este fenómeno. Figura 3.8.

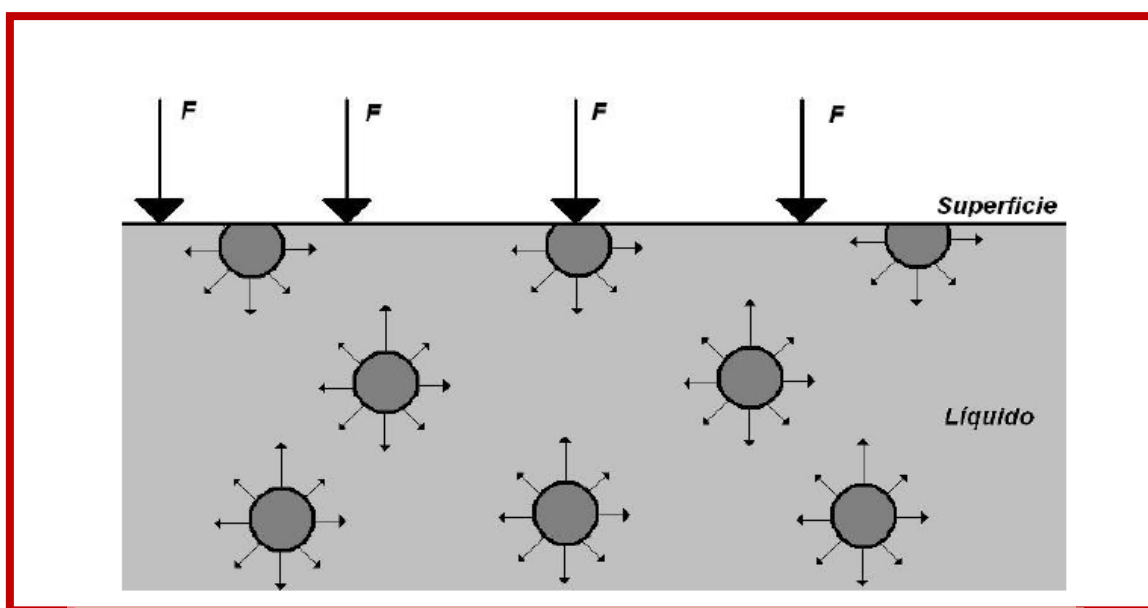


Figura 3.8. Tensión superficial. La suma de los campos de atracción en la superficie tiene una resultante hacia e interior del líquido, fenómeno que no se repite en el resto del volumen.

Tensión superficial es el nombre usado cuando se habla de un solo líquido, pero cuando ocurre entre 2 líquidos inmiscibles en contacto, el fenómeno recibe el nombre de *tensión interfacial*.

Tensión interfacial.

En este caso las fuerzas de atracción que actúan sobre una molécula, serán algo diferentes a aquellas en las que sólo hay superficie libre, ya que aquí habrá interacción de van der Waals con las moléculas de la superficie del segundo líquido. Aunque esta atracción es de un orden de magnitud diferente, también existirá un desequilibrio de fuerzas, con todos los efectos físicos consiguientes. Por ello la tensión interfacial entre dos líquidos, debe estar en un punto intermedio entre los valores de tensión superficial de ambos.

Se refiere a la energía libre existente en la zona de contacto de dos líquidos inmiscibles, esta energía es consecuencia de las tensiones superficiales de los líquidos y evita que se emulsionen espontáneamente. Es una medida de la inmiscibilidad del aceite.

Cuando dos líquidos inmiscibles están en contacto, las moléculas en el interior del líquido se atraen una de otras en todas direcciones, sin embargo, en la zona de contacto de los líquidos las moléculas de cada líquido están en contacto con las del otro y experimentan fuerzas distintas, unas debida a las moléculas de su fase y otras debida a las moléculas de la otra fase.

Al formarse la emulsión, el área de contacto entre los líquidos se incrementa notablemente, incrementándose la energía interfacial. En consecuencia, la tensión interfacial tendera a unir gotas y reducir el área de contacto. Cuanto mas alta sea la tensión interfacial del aceite, más difícil será romper la interface y formar la emulsión, y, una vez conseguido, lograr que la emulsión sea estable será igualmente difícil.

Al ser la tensión interfacial consecuencia directa de la tensión superficial, esta se ve afectada por los mismos factores que la tensión superficial. La tensión interfacial puede reducirse con el uso de aditivos emulsificantes. Estas sustancias se acumulan en la zona de contacto de las dos fases de la emulsión, reduciéndose la tensión interfacial.

Los factores que favorecen la estabilidad de una emulsión dependen de la naturaleza del agente emulsionante y de la elección apropiada de las condiciones de formulación y manufactura.

La adsorción de un emulsionante en una interface aceite-agua produce una disminución de energía interfacial, con lo cual se facilita el desarrollo y favorece la estabilidad de las grandes áreas asociadas con las emulsiones; este abatimiento de la tensión interfacial disminuye el requerimiento de energía superficial, con lo que facilita la dispersión de un líquido en otro

3.3.2 Presión Osmótica.

La presión osmótica se genera cuando dos soluciones de diferente concentración, o un solvente puro y una solución, están separados por una membrana semi-permeable. El flujo osmótico se desarrolla hasta que el potencial químico es el mismo en ambos sentidos de la membrana. Para una solución dada a condiciones isotérmicas, la presión osmótica es directamente proporcional a la diferencia de concentraciones y al aumento de la temperatura. Figura 3.9.

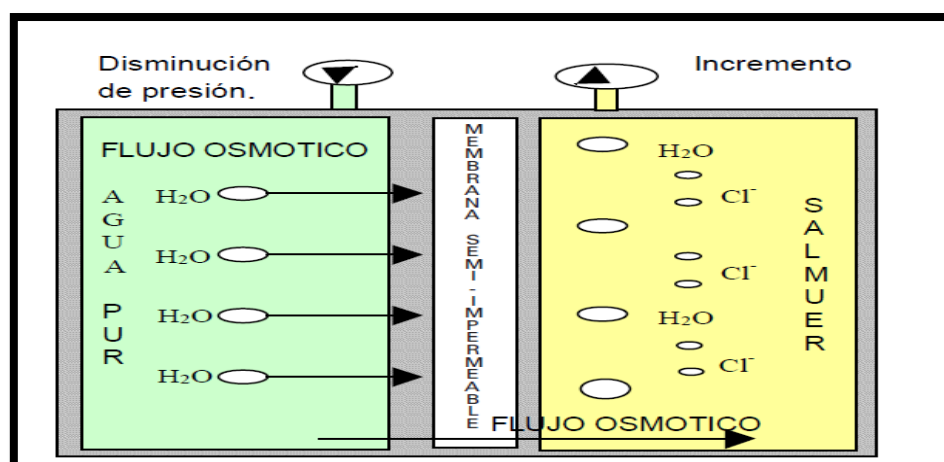
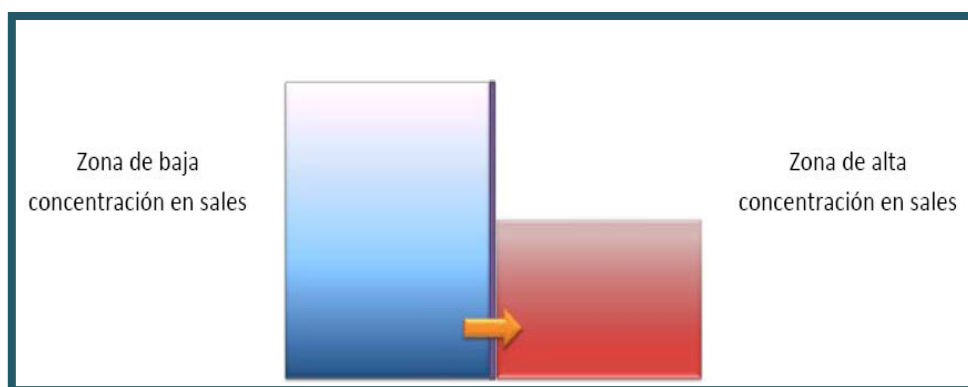


Figura 3.9: Flujo osmótico a través de una membrana semipermeable.

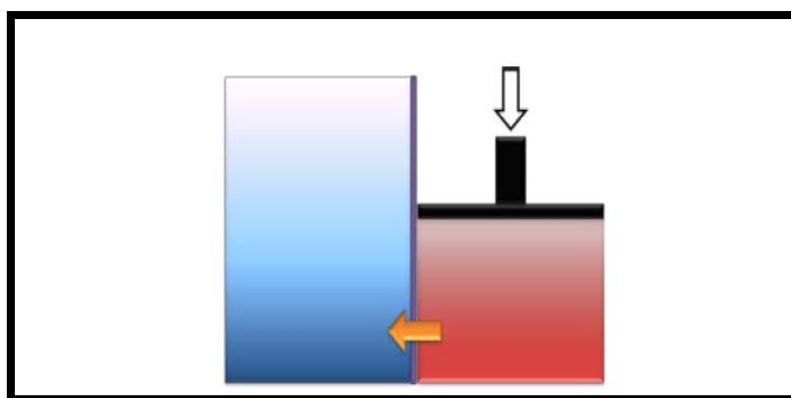
Proceso de ósmosis.

La osmosis es un procesos natural, en el cual un fluido pasa a través de una membrana semipermeable, de una zona de baja concentración a una de alta concentración hasta alcanzar el equilibrio, este fenómeno es debido al potencial químico de cada una de las sustancias, el cual esta en función de la temperatura, presión y concentración de sólidos disueltos, siendo menor para una solución con alto contenido en sales y mayor para una solución con poco contenido en sales, es esta diferencia en el potencial químico el que permite que el agua con baja concentración en sales fluya hacia la zona con alta concentración en sales, hasta que se alcance el equilibrio en el potencial químico o hasta que la presión hidráulica lo permita.

La fuerza que provoca ese movimiento se conoce como *presión osmótica* y esta relacionada con la concentración de sales en el interior de ambas soluciones, de la presión y la temperatura. Figura 3.10.

**Figura 3.10. Proceso de ósmosis.****Ósmosis Inversa.**

Aplicar una presión externa del lado de la solución salada, la cual es igual a la presión osmótica, ocasiona el equilibrio en ambas soluciones. Un incremento en la presión aplicada ocasionará que se eleve el potencial químico del agua salada, con lo cual se genera un flujo hacia el agua pura a través de la membrana semipermeable debido a que este tiene un menor potencial químico, fenómeno conocido como *ósmosis inversa*. Figura 3.11.

**Figura 3.11. Proceso de ósmosis inversa.**

La presión osmótica de una solución puede ser determinada indirectamente midiendo la concentración de las sales disueltas en la solución:

$$P_s = C \cdot R \cdot (T + 273.15) \text{ [bar]}$$

Donde:

P_s = Presión Osmótica [bar].

C = Concentración total de los iones disueltos.

R = Constante universal de los gases (0.082 [lt*bar/mol*K]).

T = Temperatura °C.

Una aproximación de la presión osmótica puede ser que por cada 1000 ppm de concentración de TDS (Total de sólidos disueltos) es igual 0.77 [bar] de presión osmótica. La presión osmótica es un valor estático, es decir que su valor cambiara al momento que pase un poco de agua a través de la membrana, en el sentido del agua salada de mayor concentración a la de menor, lo que ocasiona se incremente la misma.

3.3.3 Formación y estabilidad de suspensiones y dispersiones coloidales en medios oleosos.

Los factores que favorecen la estabilidad de una emulsión inversa dependen de la naturaleza del agente emulsionante y de la elección apropiada de las condiciones de formulación y manufactura.

La adsorción de un emulsionante en una interface aceite-agua produce una disminución de energía interfacial, con lo cual se facilita el desarrollo y favorece la estabilidad de las grandes áreas asociadas con las emulsiones; este abatimiento de la tensión interfacial disminuye el requerimiento de energía superficial, con lo que facilita la dispersión de un líquido en otro.

Las emulsiones son sistemas termodinámicamente inestables, esto es, requieren energía para su formación y para garantizar la estabilidad de éstas es necesario agregarles un agente emulsificante, este agente tiene propiedades que permiten que las gotas formadas como fase dispersa no regresen a su estado original, pues este fenómeno tiende a la reversibilidad, además de que se le pueden agregar otros aditivos para asegurar y mantener la estabilidad.

Probablemente la propiedad física más importante de una emulsión es la estabilidad. Las propiedades de una emulsión frecuentemente dependen, en gran parte, de su composición y de su modo de preparación. Puesto que las partículas de una emulsión están suspendidas libremente en un líquido dado, obedecen a la ley de Stokes si no están cargadas eléctricamente. La incorporación de aire puede tener como consecuencia la reducción notable de la estabilidad.

El tamaño y la distribución de las partículas son gobernados por el emulsificante, el medio de agitación y la distribución del tamaño de las gotas, si el tamaño de la partícula es reducido esto se nota en el color que toma la emulsión y su aspecto. Si se quiere aumentar la estabilidad de la emulsión hay que tomar en cuenta lo siguiente:

- Aumentar el contenido de emulsificante.
- Mejorar el equilibrio hidrófilo – lipófilo del emulsificante.
- Mejorar agitación.
- Cambio en la forma del recipiente.

3.3.3.1 Tamaño de partícula.

En la definición dada con anterioridad se estableció que la fase dispersa se encuentra en gotas de un diámetro mayor a 0.1 μm . En realidad muy pocas emulsiones tienen diámetros menores de 0.25 μm , y la mayoría son aproximadamente 100 veces mayores.

El hecho de que se suceden variaciones en el tamaño de las partículas, implica que aun en una emulsión sencilla los diámetros de las gotas pueden estar lejos de ser uniformes. La distribución de tamaño de las gotas, en su mayoría de diámetros pequeños, aparentemente representan una situación de estabilidad, sin embargo esta situación puede ser temporal en la mayoría de los casos, pues conforme va pasando el tiempo la distribución tiende a tamaños de partículas mayores y esto provoca una inestabilidad en la emulsión.

Las colisiones entre gotas pueden producir floculación, que a su vez pueden conducir a la coalescencia con formación de gotas o glóbulos mayores. Finalmente la fase dispersa se convierte en una fase continua separada del medio de dispersión por una sola interface. El tiempo necesario para que tenga lugar esta separación puede ser desde unos segundos a varios años, según la formulación de la emulsión y las condiciones de preparación.

3.3.3.2 Factores que determinan su estabilidad.

Como se menciona, las propiedades físicas, químicas y fisicoquímicas de los sistemas de emulsión inversa tienden a romperse o estabilizarse en presencia de esfuerzos cortantes o factores externos. En este caso, los esfuerzos cortantes son la forma de energía empleada para incrementar la superficie. Esta predisposición hacia un comportamiento poco estable en dichas fronteras, ha sido ampliamente estudiada en forma teórica, la metodología con la que se estudian estos fenómenos es el análisis de la estabilidad. Los parámetros que rigen la estabilidad de una emulsión son:

- Tamaño de la partícula (fase dispersa, gota).
- Diferencia de densidad entre ambas fases.
- Viscosidad de la fase continua.
- Carga de las partículas suspendidas.
- Naturaleza del medio portador.
- Eficacia y cantidad del emulsificante.
- La temperatura y presión.
- La agitación y vibración.
- La dilución o evaporación durante su preparación y circulación.
- pH.

3.3.3.2.1 Agente emulsificante

Los agentes emulsificantes son materiales que favorecen la estabilidad de una emulsión, la mayoría de ellos son absorbidos en la interface líquido-líquido, formando una película que impide la separación de fases.

En general los emulsificantes están constituidos de una parte soluble en agua (hidrofilica) y una parte soluble en un material oleoso (lipofilo), estos compuestos tienden a reducir la tensión superficial y la interfacial.

La función de un agente emulsificante es facilitar la formación de emulsiones y promover la estabilidad de las mismas. Estos agentes forman una película adsorbida alrededor de las gotas dispersas que contribuyen a evitar la floculación y la coalescencia.

El mecanismo de estabilización es complejo y puede variar de un sistema a otro. Sin embargo, en general, los factores que controlan la floculación y la coalescencia de las gotas dependen de las propiedades mecánicas de la película interfacial que forma el emulsificante alrededor de esta.

3.3.3.2.1.1 Desemulsificación.

Es el fenómeno físico en el cual hay una ruptura de la emulsión, la cual no es deseable; este fenómeno comienza con la floculación que es el proceso por el cual dos gotas se unen o adhieren después de haber chocado, no hay cambio del área superficial, continúan con su identidad, pero pierden su independencia cinética, ya que estos agregados se mueven como si fueran una unidad simple, este proceso es reversible y puede ser contrarrestado con la agitación mecánica.

El fenómeno de la coalescencia en las emulsiones y sistemas dispersos ha sido objeto de estudio por varios años, llevándose a cabo en la interface del líquido en donde contribuyen varias propiedades físicas. Esta unión ocurre debido a la colisión de gotas como resultado del movimiento Browniano, convectivo o de flotación. Cuando chocan en una par de gotas, las etapas que conducen a la fusión se resumen en 3 pasos:

- 1) La película de la interface se deforma por la aplicación de fuerzas y la tensión interfacial, esta deformación depende de la tensión interfacial entre los líquidos, la presión capilar dentro de las gotas y la fuerza aplicada a ellas.
- 2) La fuerzas que actúan sobre las gotas provocan su deformación haciendo que la película de la interface se adelgace y provoque un rompimiento haciendo que drene el liquido del interior esto sucede a valores críticos en donde actúan fuerzas de van der Waals provocando una ruptura dentro de otra gota.
- 3) La inestabilidad de la capilaridad provoca el adelgazamiento de la película interfacial llevando a la gota a la coalescencia.

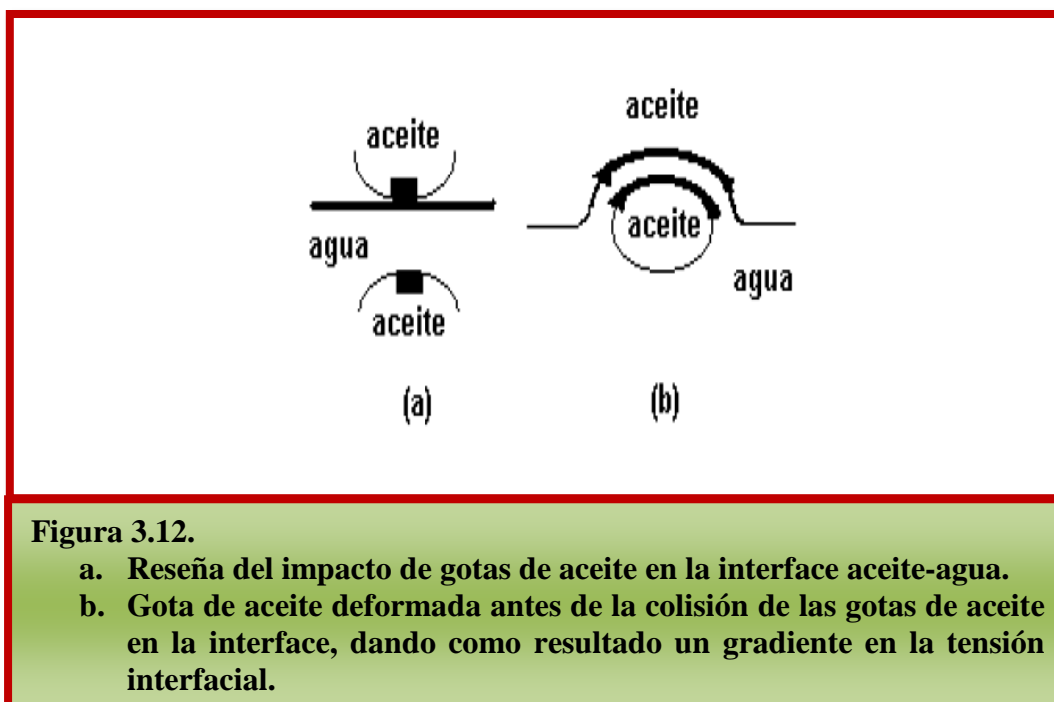


Figura 3.12.

- a. Reseña del impacto de gotas de aceite en la interfase aceite-agua.**
- b. Gota de aceite deformada antes de la colisión de las gotas de aceite en la interfase, dando como resultado un gradiente en la tensión interfacial.**

En la figura 3.12 en (a) podemos observar el impacto que tiene las interfaces aceite-agua y en la (b) el aumento del área interfacial antes de la colisión de las interfaces y este incremento en el área da lugar a un gradiente de tensión interfacial, y por lo tanto a la deformación de la gota.

La fuerza debida a la doble capa eléctrica es importante solamente cuando la película es acuosa y la concentración iónica dentro de la película es baja. En ciertas situaciones físicas, cuando la concentración de sales en el seno de la emulsión es alta, el gradiente de tensión interfacial será desplazado por la fuerza de flotación que presiona a la gota a la interfase, esto quiere decir que la gota será llevada en dirección contraria de la fuerza de flotación, lo que en realidad esto significa es que la interfase se inmoviliza evitando el deslizamiento entre las fases.

3.3.3.2 Contenido de fases solidas y liquidas oleosas y acuosas.

El contenido de sólidos afecta la mayor parte de los fluidos de perforación, incluyendo la densidad, la viscosidad, la resistencia de gel, la pérdida de filtrado y la estabilidad a la temperatura. El contenido de sólidos tiene también una influencia considerable sobre el tratamiento del lodo y sobre el equipo necesario para una operación eficiente.

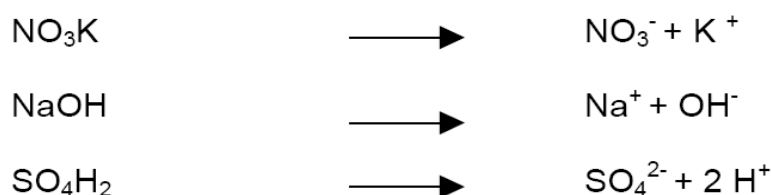
La retorta proporciona un medio para separar y medir los volúmenes de agua, aceite y sólidos, contenidos en una muestra de fluidos. En la retorta, un volumen conocido de una muestra de lodo se coloca en una cámara de acero y se calienta para vaporizar los componentes líquidos. Los vapores pasan a través de una unidad de condensación y el líquido es recolectado en una probeta graduada y calibrada en porcentaje. Los volúmenes líquidos se determinan directamente de la lectura en la probeta de las fases agua y aceite. El volumen total de sólidos, ya sean suspendidos o disueltos, se obtienen por diferencia.

Los cálculos son necesarios para determinar el volumen de sólidos suspendidos ya que cualquier sólido será retenido en la retorta. También se pueden calcular los volúmenes relativos de sólidos de baja gravedad y material densificante. Se considera básico el conocimiento de la concentración y composición de los sólidos para el control de la filtración, reología y tixotropía en los fluidos, así como también si se requiere dilución o eliminación de sólidos.

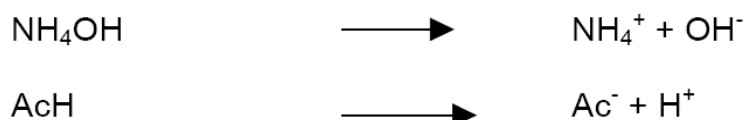
3.3.3.2.3 Electrolitos monovalentes y divalentes.

Un electrolito es una sustancia que al disolverse en agua, da lugar a la formación de iones. Los electrolitos pueden ser débiles o fuertes, según estén parcial o totalmente ionizados o disociados en medio acuoso.

Un electrolito fuerte es toda sustancia que al disolverse en agua, provoca exclusivamente la formación de iones con una reacción de disolución prácticamente irreversible. Por ejemplo:



Un electrolito débil es una sustancia que al disolverse en agua, produce iones parciales, con reacciones de tipo reversible. Por ejemplo:



3.3.3.2.4 Temperatura y presencia de ácidos.

La estabilidad de una emulsión depende en gran medida de la temperatura interna o externa de la misma. Cuando la emulsión se ve sometida a cambios de temperatura esta tiende a romperse o desestabilizarse causando con ello que sus propiedades reológicas y tixotrópicas varíen en gran medida originando problemas operacionales como es atrapamiento de tuberías, aumento de torque y arrastre y desestabilización en las paredes del pozo; por lo cual se debe analizar minuciosamente el gradiente geotérmico de las formaciones a atravesar de tal forma que el fluido de emulsión inversa a emplear sea capaz de resistir las temperaturas y presiones a las que será sometido.

Para ello en laboratorio se analiza el fluido sometiéndolo a una prueba de rolado durante 18 horas a una temperatura similar a la de las formaciones a penetrar, esta prueba representa el comportamiento del fluido en estado dinámico a una temperatura dada.

Si se requiere conocer la estabilidad de la emulsión y la variación de sus propiedades reológicas y tixotrópicas a condiciones de presión y temperatura específica se emplea para ello el viscosímetro rotacional Fann 70.

La presencia de gases ácidos divalentes como son el CO₂ y H₂S trae consigo la disminución de la densidad del sistema y la posible manifestación de estos en superficie, causando con ello la presencia de un posible brote durante las operaciones. Para neutralizar el efecto de estos se agrega al sistema cal de tal forma que la emulsión resista la presencia de esta y así evite el rompimiento del fluido estabilizado.

3.4 Densidad equivalente de circulación. Base que determina la densidad a emplear en formaciones con presión anormal.

La búsqueda de hidrocarburos ha obligado a perforar cada vez a mayor profundidad, esto exige a la industria Petrolera retos cada vez mayores y difíciles. Entre estos retos, se encuentra la determinación adecuada de la densidad del lodo para atravesar las diferentes capas de roca y el óptimo diseño del asentamiento de tuberías de revestimiento.

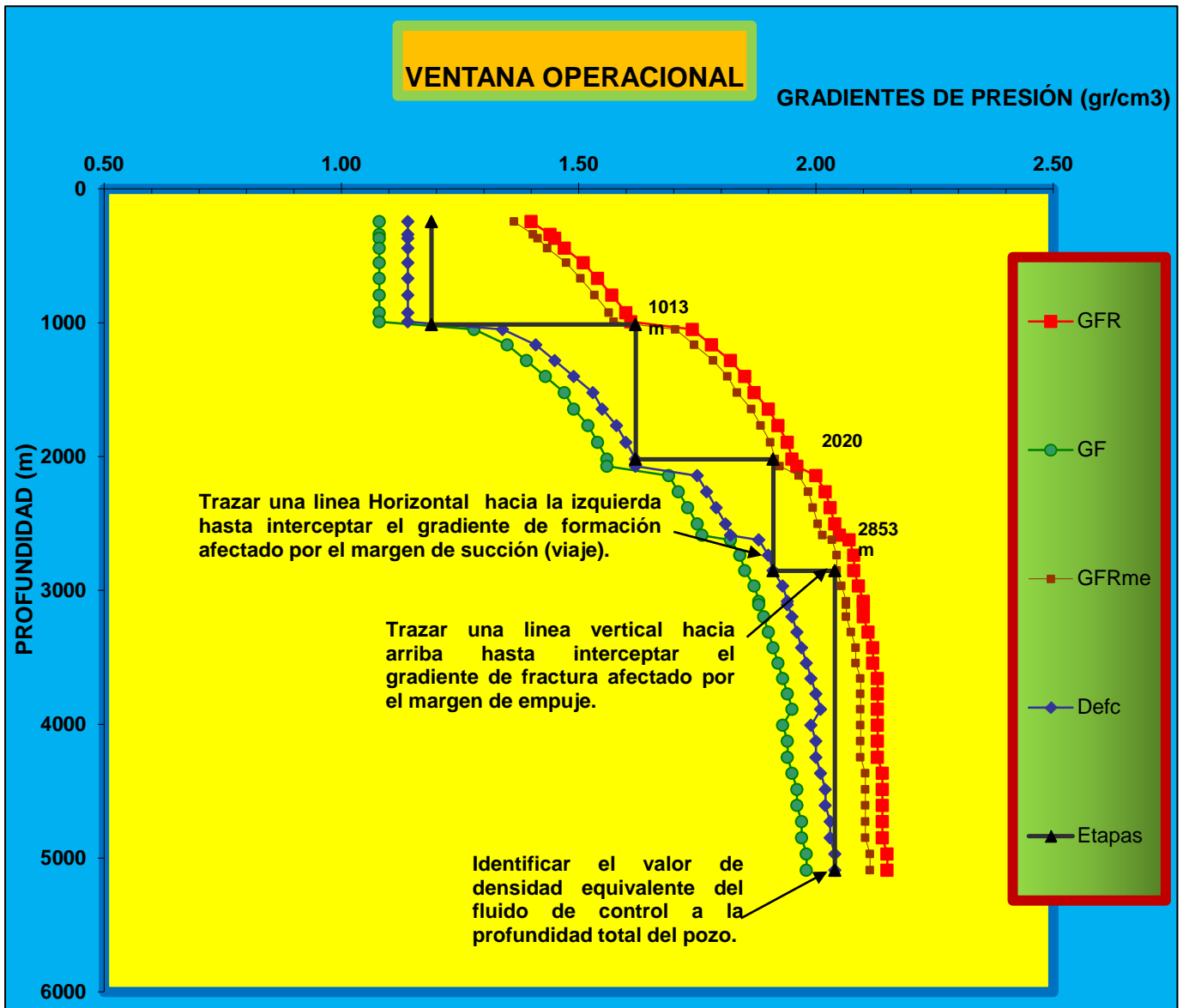


Figura 3.13. Ventana operacional de perforación de un pozo.

La densidad equivalente de circulación definida como la densidad del fluido de perforación cuando este es desplazado a través de las formaciones, se aplica cuando el fluido se encuentra en estado dinámico, esta deberá estar comprendida dentro de la ventana operacional del diseño del pozo. La ventana operacional esta definida por las Geopresiones de las formaciones y fluidos contenidos en las mismas como se muestra en la Figura 3.13.

3.4.1 Geopresiones.

El conocimiento de las presiones de sobrecarga, poro y de fractura de las formaciones a perforar es fundamental para un optimo diseño y planeación en la perforación del pozo. El método mas efectivo para planear la perforación de un pozo y determinar como llevar su control y monitoreo mientras se perfora, es construir un perfil de presiones.

Por lo tanto, es indispensable entender primero los principios físicos que originan estas presiones y después predecirlas con la mayor exactitud posible. Analizar el comportamiento de las geopresiones se utiliza para:

- Definir con mayor certidumbre el asentamiento de TR's y el peso del fluido de control.
- Reducir la frecuencia y severidad de brotes.
- Minimizar la tendencia de pegaduras por presión diferencial.
- Maximizar el ritmo de penetración, usando el mínimo peso equivalente.
- Reducir el daño a las formaciones productoras, resultante por el uso de densidades de lodo excesivas.

El desconocimiento o mala predicción de estas presiones es causa de los siguientes problemas:

- Asentamientos inadecuados de las tuberías de revestimiento.
- Pegaduras de tuberías por presión diferencial.
- Perdidas de circulación.
- Perdida de objetivo.
- Brotes.

Las propiedades de las formaciones lutíticas se utilizan para predecir y estimar la magnitud de las presiones anormales en las formaciones debido a sus características, además constituyen un gran porcentaje de los sedimentos depositados en las zonas petroleras.

Debido a que los estratos lutíticos son notablemente sensibles a los procesos de compactación, estos han constituido una valiosa ayuda en la detección y construcción de perfiles de presión.

Así mismo es indispensable el conocimiento de las propiedades petrofísicas de las formaciones como son porosidad, permeabilidad y saturación de fluidos para el diseño de la ventana operacional y densidad del lodo.

- Porosidad: Se define como la fracción del volumen total de roca que se encuentra saturado de fluido, que puede ser gas, aceite, agua o una combinación de estos. Se expresa en por ciento.

$$\Phi = 1 - V_r / V_t \quad (\%)$$

- Permeabilidad (k): La permeabilidad es la capacidad que tiene la roca para permitir el flujo de fluidos en el medio poroso. Se mide en miliDarcys.
- Saturación de agua (S_w): La fracción del espacio vacío que es llenado por el agua se le conoce como saturación de agua. Existe una fracción de agua que no se mueve de la roca y es conocida como “Agua congénita ó intersticial”.

La saturación de hidrocarburos se define como:

$$S_h = 1 - S_w \quad (\%)$$

3.4.1.1 Presión poro.

Se define como la presión natural, originada por los procesos geológicos de depositación y compactación, a la que se encuentran sometidos los fluidos contenidos en los espacios porosos. Esta presión es conocida también como *Presión de formación*.

Los métodos de estimación de la presión de poro están basados en la propuesta de que la presión de poro esta influenciada por propiedades que dependen de la compactación de la lutita tales como porosidad, densidad, velocidad sónica y resistividad. Cualquier registro de línea de acero o geofísico que sea sensible a la presión de poro será referido como un indicador de la Presión de Poro.

3.4.1.2 Presión de fractura.

Es la fuerza por unidad de área necesaria para vencer la presión de formación y la resistencia de la roca.

La resistencia que opone una formación a ser fracturada, depende de la solidez o cohesión de la roca y de los esfuerzos de comprensión a los que se someta. Las formaciones superiores solo presentan la resistencia originada por la cohesión de la roca. A medida que aumenta la profundidad, se añaden los esfuerzos de comprensión de la sobrecarga de las formaciones. Debido a esto, se puede confirmar que las fracturas creadas en las formaciones someras son horizontales y la mayoría de las fracturas creadas en formaciones profundas son verticales

3.4.1.3 Esfuerzo de sobrecarga.

Se define como el peso de la columna de roca compuesta por la densidad del grano más los fluidos contenidos en el espacio poroso que soporta la formación a una profundidad determinada.

- Esfuerzo efectivo o de matriz (σ): Es el esfuerzo generado por el contacto grano a grano de la matriz de la roca, el cual esta en función de la sobrecarga a una profundidad determinada.

La estimación del esfuerzo sobrecarga es fundamental tanto para la estimación de la presión de poro como para la estimación del gradiente de fractura. La precisión de estas estimaciones, es crítica para el diseño del pozo, será afectada por la exactitud en la estimación de la sobrecarga.

El esfuerzo de sobrecarga dado a cualquier profundidad es una función de la densidad de los sedimentos superiores. Desafortunadamente, la densidad de los sedimentos no puede ser una determinación confiable hasta que estos han sido penetrados por el agujero y registrados en tiempo real.

3.5 Fases que la integran.

El fluido de emulsión inversa se compone de un medio continuo y/o portador a base de aceite y un medio disperso formado por pequeñas gotas de un medio acuoso salinizado, el cual se planea de acuerdo a la reactividad de las lutitas a perforar. Actualmente se emplean emulsiones a base de diesel y salmuera de cloruro de calcio debido a la alta reactividad de las lutitas.

Para formar una emulsión se requiere la presencia de dos fases:

- La continua que es el medio portador, formada por aceite diesel, mineral o sintético.
- La dispersa que está formada por partículas coloidales, agua salada y/o compuestos orgánicos e inorgánicos, los cuales le imparten las propiedades requeridas para perforar un pozo.

Los coloides son sustancias líquidas que contienen en solución partículas sólidas o líquidas de pequeño diámetro que les permiten mantenerse en suspensión en forma homogénea. Característico de las partículas coloidales es el hecho de que no se deposite la parte suspendida debido que sea alterada su carga eléctrica.

3.5.1 Condiciones de los materiales y aditivos empleados en su elaboración.

- Los aceites como medios portadores no deben ser tóxicos ni inflamables, deben poseer altos puntos de ignición y ebullición para evitar siniestros.

Es importante que este medio portador sea sometido a un previo análisis antes de su empleo, para que los materiales y aditivos químicos que se integren al mismo cumplan sus funciones requeridas de acuerdo a las necesidades operativas.

La selección del aceite diesel, mineral o sintético que se debe usar para una aplicación específica consiste en escoger una formulación que proporcione un equilibrio razonable entre la aceptabilidad ambiental, el costo de eliminación de desechos, el costo del lodo, el rendimiento y la disponibilidad.

- Los materiales sólidos empleados en su elaboración deben estar pulverizados o fragmentados en partículas pequeñas para su mejor integración en el medio portador.
- El agua para su empleo puede proceder de ríos de agua dulce, acuíferos y mar. No debe tener agentes contaminantes que impidan el que los materiales y aditivos químicos desarrollen las propiedades requeridas para su aplicación, además no debe tener agentes de carácter tóxico.
- La preparación de la salmuera de CaCl_2 dependerá de la salinidad requerida en la fase acuosa del fluido de emulsión inversa. Las cantidades de CaCl_2 y agua se mezclan para dar una salinidad de 330000 ppm. En la preparación de campo debe medirse la densidad de la salmuera antes de añadirla al resto de los componentes del sistema, para así poder asegurar la salinidad que se quiere al prepararla.
- La integración de los materiales se debe realizar bajo agitación continua.

Recomendación.

Para que los materiales y aditivos químicos sólidos y líquidos se incorporen en forma homogénea en las presas de lodos con el fin de desarrollar eficientemente las propiedades que imparten al medio continuo, es necesario que el recipiente en el que se prepare tengan una forma cilíndrica y/o elíptica; debido a que la geometría rectangular que se ha venido empleando es deficiente ya que propicia el depósito de los materiales sólidos en los vértices, originando el empleo de una mayor cantidad de materiales y aditivos para resolver problemas o peligros que se presenten durante la operación.

Esta problemática por informaciones prácticas de campo y estudios teóricos y de laboratorio se ha venido comprobando. Para reducir este problema en base a resultados teóricos y experimentales, se ha sugerido modificar el diseño de las presas de lodos actuales por medio de la integración de filones en los vértices de las mismas; adquiriendo así una forma elíptica y evitando con esto la necesidad de hacer nuevas presas.*

* M.I. Buerhend Orozco Rodrigo. “Estudio de velocidades y arrastre de sólidos en presas de mezclado de lodos de perforación”. F.I. UNAM. 2010.

3.5.2 Materiales y aditivos.

Los materiales químicos se presentan en tres estados físicos fundamentales: sólidos, líquidos y gaseosos. Un material químico es sólido cuando tiene una forma y un volumen constante, por otro lado, se considera que es líquido cuando su forma se ve definida por el recipiente o envase que lo contiene, presentando un volumen constante, mientras tanto, los materiales gaseosos no tienen forma ni volumen propio, la forma de estos dependen del recipiente que los contiene y su volumen de la presión que reciben.

3.5.2.1 Materiales.

Es cualquiera de las sustancias sólidas, líquidas o gaseosas requeridas para formular un sistema específico. Los materiales líquidos y sólidos comúnmente empleados en la elaboración y acondicionamiento de los sistemas de emulsión inversa se muestran en la tabla 3.3 y 3.4 respectivamente.

3.5.2.1.1 Líquidos.

Material	Funciones
• Diesel.	Medio portador.
• Aceite mineral.	Medio portador.
• Aceite sintético.	Medio portador.
• Crudo desprovisto de gases.	Medio portador.
• Salmuera.	Fase dispersa. Proporciona salinidad al fluido de perforación.

Tabla 3.3

3.5.2.1.2 Sólidos.

Material	Funciones
• Barita, carbonatos.	Densificante.
• Arcilla organofílica.	Viscosidad y gelatinosidad.
• Polímeros encapsulados.	Dependiendo de su grado de polimerización tienen las funciones siguientes: viscosificantes, dispersantes, reducen la filtración y lubrican.
• Asfaltos sulfonados, gilsonita modificada.	Reductores de filtración. Dispersantes.
• Sales solubles (NaCl, KCl, CaCl ₂ .)	Inhiben la hidratación de formaciones problemáticas. Imparten densidad a medios acuosos.
• Alcalinizantes insolubles, Aminas, Hidroximetilamina.	Control del grado de acidez y basicidad.
• Inhibidores, glicoles y aminas.	Inhiben formaciones arcillosas.

Tabla 3.4.

3.5.2.2 Aditivos.

Sustancia que en pequeñas cantidades se añade a un producto y/o sistema para mejorar sus propiedades. Los aditivos orgánicos e inorgánicos que comúnmente se emplean en la elaboración y acondicionamiento de los sistemas de emulsión inversa se muestran en la tabla 3.5 y 3.6 respectivamente.

3.5.2.2.1 Orgánicos.

Aditivo	Funciones
<ul style="list-style-type: none"> • Emulsificantes aniónicos, iónicos, cationicos. 	<p>Coadyuvan a la formación de una suspensión coloidal entre 2 líquidos inmiscibles.</p>
<ul style="list-style-type: none"> • Espumantes y antiespumantes. 	<p>Productos diseñados para aumentar o reducir la formación de espuma.</p>
<ul style="list-style-type: none"> • Inhibidores de gases (Trietanolamina, silicatos).Hidroxidos. glicoles, 	<p>Neutralizan la presencia de gases acidos no hidrocarburos provenientes de las formaciones atravesadas.</p>
<ul style="list-style-type: none"> • Surfactantes. 	<p>Modifican la tensión interfacial.</p>
<ul style="list-style-type: none"> • Reductores de filtrado. 	<p>Disminuyen la invasión de filtrado hacia la formación.</p>
<ul style="list-style-type: none"> • Biocidas o bactericidas. 	<p>Previenen la degradación bacteriana de aditivos orgánicos naturales.</p>
<ul style="list-style-type: none"> • Viscosificantes, reductores de gelantes, viscosidad y gelatinosidad. 	<p>Optimizan las propiedades reológicas y tixotrópicas del fluido.</p>
<ul style="list-style-type: none"> • Obturantes. 	<p>Sellan la zona de perdida de circulación.</p>
<ul style="list-style-type: none"> • Dispersantes. 	<p>Proporcionan homogeneidad al sistema y sus propiedades.</p>
<ul style="list-style-type: none"> • Lubricantes. 	<p>Reducen el coeficiente de fricción del fluido de perforación.</p>
<ul style="list-style-type: none"> • Estabilizadores de temperatura. 	<p>Mantiene las propiedades del fluido estables cuando este se ve sometido a altas o bajas temperaturas.</p>

Tabla 3.5.

3.5.2.2.2 Inorgánicos.

Aditivo	Funciones
<ul style="list-style-type: none"> • Control de alcalinidad. 	Controlan el grado de acidez y alcalinidad de un fluido.
<ul style="list-style-type: none"> • Estabilizadores de temperatura. 	Mantiene las propiedades del fluido estables cuando este se ve sometido a altas o bajas temperaturas.
<ul style="list-style-type: none"> • Inhibidores de corrosión. 	Reducen la corrosión y formación de incrustaciones en el equipo y tuberías de revestimiento.
<ul style="list-style-type: none"> • Floculantes. 	Incrementan la viscosidad y mejoran la limpieza del agujero.

Tabla 3.6.

3.6 Balance de materia para su elaboración y aplicación.

El balance de materia es la metodología y cálculos que determinan la cantidad de materiales y aditivos a emplear para el desarrollo y control de propiedades físicas, químicas y fisicoquímicas de un fluido de control.

Su objetivo es conocer el procedimiento que permita determinar las concentraciones de materiales y aditivos sólidos, líquidos y gaseosos que requieren en su elaboración los fluidos de perforación.

Debido a que se manejan los tres estados físicos de la materia en los materiales y aditivos que integran los fluidos de perforación, se requiere del conocimiento de propiedades que asegure perforar con éxito el agujero evitando problemas operacionales y por ende riesgos técnicos y ambientales.

La densidad es la propiedad más importante relacionada con la elaboración, evaluación y aplicación de los fluidos de control empleados para perforar, terminar y reparar pozos petroleros, geotérmicos e hidráulicos. Propiedad intrínseca de la materia que comprende sus tres estados físicos, que se requiere para determinar las concentraciones de materiales y aditivos sólidos, líquidos y/o gases empleados en la elaboración de sistemas hidráulicos, oleosos y neumáticos llamados fluidos de control.

Expresión matemática:

$$\rho = \frac{M}{V}$$

Donde:

$\rho = \text{densidad (M}^1\text{L}^{-3}\text{)}$.

$M = \text{Masa.} \quad V = \text{Volumen.}$

Deducción de expresiones matemáticas de acuerdo a las masas y/o volúmenes de los componentes empleados en su elaboración:

- Masas y volúmenes.

Masa final de la mezcla = Masa del medio portador + Masa del material agregado.

$$M_f = M_{\text{medioportador}} + M_{\text{agregado}} \quad \dots(\text{ec.1})$$

Volumen final de la mezcla = volumen del medio portador + volumen del material agregado.

$$V_f = V_{\text{medioportador}} + V_{\text{agregado}} \quad \dots(\text{ec.2})$$

Densidad final de la mezcla = masa final de la mezcla / volumen final de la mezcla.

$$\rho_f = \frac{M_f}{V_f} = \frac{M_{\text{medioportador}} + M_{\text{agregada}}}{V_{\text{medioportador}} + V_{\text{agregado}}} = \frac{\text{Masa total de la mezcla}}{\text{Volumen total de la mezcla}} \quad \dots(\text{ec.3})$$

De manera general desglosando por componente la masa y los volúmenes de material agregado, la ec.3 también puede escribirse como:

$$\rho_f = \frac{M_1 + M_2 + \dots + M_n}{V_1 + V_2 + \dots + V_n} \quad \dots(\text{ec.4})$$

Considerando el aceite como medio portador y la salmuera y barita como fase dispersa, la ec.4 quedaría:

$$\rho_f = \frac{M_{\text{diesel}} + M_{\text{aditivos}} + M_{\text{salmuera}} + M_{\text{bar}}}{V_{\text{diesel}} + V_{\text{aditivos}} + V_{\text{salmuera}} + V_{\text{bar}}} \quad \dots(\text{ec.5})$$

La ec.5 es importante, pues a partir de ella se puede obtener la cantidad de materiales a emplear para el desarrollo y control de propiedades físicas, químicas y fisicoquímicas. Los datos o valores indispensables para realizar los cálculos necesarios para elaborar sistemas de emulsión inversa con densidad variable son los siguientes:

- ρ_f : densidad final de lodo.
- Relación aceite/agua.
- ρ_{bar} : densidad de la barita.
- ρ_{agua} : densidad de la salmuera.
- V_{diesel} : volumen de diesel.
- M_{bar} = masa de la barita.

3.6.1 Cálculos para su preparación, manejo y acondicionamiento.

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

Cálculo de la cantidad de barita:

$$W_{BAR} = \frac{VEI + (D_2 - D_1)}{1 + \frac{D_2}{D_{bar}}}$$

En donde:

VEI = Volumen de fluido, Lto.

D_2 = Densidad de fluido deseada o final, kg/lto.

D_1 = Densidad inicial del fluido, kg/lto.

D_{bar} = Densidad promedio de la barita empleada = 4.25 kg/Lto.

W_{bar} = Cantidad de barita requerida, kg.

Cálculo del incremento de volumen y volumen final.

$$\frac{W_{BAR} = V_{BAR}}{D_{bar}}$$

$$V_F = V_{EI} + V_{BAR}$$

En donde:

V_{BAR} = Volumen de barita, Lto.

V_F = Volumen final, Lto.

B: Determinación de la relación aceite/agua.

$$\text{Relacion aceite/agua} = \frac{\% \text{ de diesel en la fase líquida}}{\% \text{ de agua en la fase líquida}}$$

$$\% \text{ Diesel} = \frac{\% \text{ volumen de diesel}}{\% \text{ volumen de la fase líquida}} * 100$$

$$\% \text{ Agua} = \frac{\% \text{ volumende agua}}{\% \text{ volumen de la fase líquida}} * 100$$

C: Cálculo de la densidad de mezclas con aceite y salmuera.

$$D_m = \frac{(R_d)(D_d)}{100} + \frac{(R_s)(D_s)}{100}$$

Donde:

D_m = Densidad de la mezcla.

R_d = Fracción de volumen de aceite.

R_s = Fracción volumen de salmuera.

D_s = Densidad de la salmuera.

D_d = Densidad del aceite.

D: Cálculo de la cantidad de diesel para disminuir la densidad del fluido.

$$V_d = \frac{D_1 - D_2}{D_2 - D_1} * V_1$$

Donde.

V_d = Volumen de diesel a agregar, ml, lts. ó m^3 .

D_1 = Densidad inicial del lodo, gr/cc.

D_2 = Densidad deseada, gr/cc.

D_d = Densidad del diesel o aceite empleado, gr/cc.

V_1 = Volumen inicial del lodo, ml, lto. ó m^3 .

E: Determinación de diesel requerido para incrementar la relación aceite / agua.

$$X = \frac{\% \text{ volumen de agua inicial}}{\% \text{ de agua en la fase líquida final}} - \frac{\% \text{ volumen líquido inicial}}{100}$$

Donde:

X = Litros de diesel requerido por litro de fluido inicial.

F: Determinación de la cantidad de agua para reducir la relación aceite / agua.

$$Y = \frac{\% \text{ volumen de diesel inicial}}{\% \text{ diesel en la fase líquida final}} - \frac{\% \text{ volumen líquido inicial}}{100}$$

Donde:

Y = Litros de agua requerido por litro de fluido inicial.

G: Determinación de la salinidad.

Reactivos:

- Alcohol Isopropilico.
- Solución Nitrato de Plata 1:1000 (AgNO_3).
- Solución Cromato de Potasio (KCrO_4).

Procedimiento:

1. Tomar 1.0 ml. del fluido de emulsión inversa y transferirlo a una capsula de plástico.
2. Añadir 10 ml. de alcohol Isopropilico y agitar vigorosamente hasta romper la emulsión, y dejar reposar la mezcla hasta que los sólidos se sedimenten.
3. Tomar 1 ml. de la fase sobrenadante y transferirlo a un matraz Erlenmeyer.
4. Añadir 10 ml. de agua destilada y 5 a 8 gotas de Cromato de Potasio. Agitar bien cuidando que la mezcla no salpique.
5. Titular gota a gota con la solución estándar (1 – 1000) de Nitrato de Plata, hasta que el color cambie a un rojo ladrillo y éste permanezca por 30 segundos.
6. Registrar los mililitros de solución de Nitrato de Plata requeridos para alcanzar el punto final.

Cálculos:

$$\text{Salinidad, ppm de Cl} = \frac{(\text{ml. AgNO}_3)(1000)(10 + f)(1.55)}{fD_s}$$

Donde:

ml. AgNO_3 = Mililitros consumidos de la solución de Nitrato de Plata durante la titulación.

f = Fracción de agua obtenida en análisis de retorta (% agua de retorta/100).

D_s = Densidad de la salmuera de CaCl_2 utilizada en la preparación del fluido.

3.7 Agentes contaminantes, problemática y medios para su control.

El éxito de la perforación se alcanza cuando todas las variables de operación se tienen bajo control y estas son óptimas. Una variable muy importante es el fluido de perforación, ya que disminuirá la velocidad de perforación si no se tiene buen control en las propiedades del mismo.

Durante la perforación el fluido de control esta sujeto a contaminación con sólidos, gas y agua salada, lo cual repercute en no tener las propiedades óptimas requeridas, por lo que es necesario efectuar tratamientos sofisticados para minimizar problemas de operación que se presenten debido a un mal manejo y acondicionamiento del fluido durante la perforación.

Las cantidades requeridas de aditivos para los tratamientos deberán de ser determinadas por medio de pruebas piloto en el laboratorio, y hay que recordar que es más práctico y barato perder un litro de Emulsión Inversa que 100 m³ del mismo.

Problemas de campo, diagnostico y solución.

Problema	Síntomas	Tratamiento
Contaminación con agua.	<ul style="list-style-type: none"> - Incrementan las propiedades reológicas y tixotrópicas. - Reducción en la relación aceite/agua. - Aumento en el Filtrado APAT. - Disminuye la salinidad. - Disminución en la densidad. - Aumento en el volumen de fluido en las presas. 	<ul style="list-style-type: none"> - Anadir dispersante. - Ajustar la relación aceite/agua y añadir el resto de aditivos. - Ajustar salinidad.
Alta concentración de sólidos	<ul style="list-style-type: none"> - Aumento constante de las propiedades reológicas y tixotrópicas. - Disminución del avance de perforación. - Incremento de sólidos de la formación en el fluido. 	<ul style="list-style-type: none"> - Disminuir el tamaño de mallas en las Temblorinas. - Checar que el equipo superficial eliminador de sólidos este funcionando. - Aumentar la relación aceite/agua.
Exceso de Viscosificante	<ul style="list-style-type: none"> - Incremento en las propiedades reológicas. - Incremento de viscosidad posterior a un tratamiento con emulsificante secundario. - La viscosidad se incrementa después de dar 2 o 3 ciclos el fluido dentro del pozo. 	<ul style="list-style-type: none"> - Suspender adiciones de viscosificante. - Aumentar la relación aceite/agua. - Añadir dispersante.

<p>Inestabilidad de la emulsión.</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Apariencia grumosa del fluido. - Difícil de emulsificar más agua. - Baja estabilidad eléctrica. - Hay presencia de agua en el filtrado APAT. 	<ul style="list-style-type: none"> - Si hay huellas de agua y alto filtrado en el filtro prensa APAT añadir dispersante y reductor de filtrado.
<p>Asentamiento de barita.</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Ligera disminución en la densidad. - Poco retorno de recortes a la superficie. - Bajos valores de punto de cedencia y gelatinosidad. - Presencia de barita en el fondo de las presas y en los canales de conducción del fluido en la superficie. 	<ul style="list-style-type: none"> - Añadir gelante. - Bajar la relación aceite agua si esta es alta. - Añadir agente humectante.
<p>Derrumbes, fricción y empaquetamiento en la sarta de perforación.</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Baja salinidad. - Se incrementa la concentración de sólidos. - Los recortes se obtienen blandos y pastosos. - Aumenta el torque y arrastre. 	<ul style="list-style-type: none"> - Aumentar salinidad. - Añadir dispersante. - Revisar que las tomas de agua en las presas estén cerradas.
<p>Contaminación con gas.</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Si el gas es CO₂ aumenta el filtrado APAT y cuando la contaminación es alta aparece agua en el filtrado. - Disminuye la densidad. - Aumenta la viscosidad. - Hay inestabilidad en la emulsión y toma un aspecto grumoso. 	<ul style="list-style-type: none"> - Utilizar el desgasificador. - Añadir cal viva para el control de CO₂ y H₂S. - Aumentar densidad sin sobrepasar el gradiente de fractura de la roca. - Aumentar agitación.
<p>Perforación de mantos salinos.</p>	<ul style="list-style-type: none"> - En la temblorina se obtiene recortes de sal. - Se incrementa la torsión en la sarta de perforación. 	<ul style="list-style-type: none"> - Trabajar con eliminadores de sólidos. - Aumentar la relación aceite/agua.

Problemas relacionados con las propiedades de la emulsión inversa.

Propiedad	Cambio de tendencia	Posibles causas
Peso del lodo	Incremento	<ul style="list-style-type: none"> - Incremento de sólidos de perforación. - Área con alto contenido de barita. - Sobre tratamiento durante la adición de peso.
	Disminución	<ul style="list-style-type: none"> - Influjos de fluido de formación. - Área que requiere bajo contenido de barita. - Adiciones excesivas del aceite base.
Viscosidad Plástica	Incremento	<ul style="list-style-type: none"> - Adición de agua. - Adición de CaCO_3. - Adición de emulsificante primario. - Incremento de los sólidos de baja gravedad.
	Disminución	<ul style="list-style-type: none"> - Disminuye la adición del aceite base. - Disminución de sólidos de baja gravedad.
Punto de cedencia	Incremento	<ul style="list-style-type: none"> - Incremento de arcillas con afinidad orgánica. - Adición de agua emulsionada.
	Disminución	<ul style="list-style-type: none"> - Adición de aceite base o de gelatinizante. - Disminución de arcillas.
Fuerza gel	Incremento	<ul style="list-style-type: none"> - Adición de arcillas.
	Disminución	<ul style="list-style-type: none"> - Grandes adiciones del aceite base. - Incremento en la temperatura del agua.

Relación aceite/agua	Cambio	<ul style="list-style-type: none"> - Gran adición de agua o influjos de agua. - Grandes adiciones de aceite base. - Alta temperatura de fondo.
Estabilidad eléctrica	Incremento	<ul style="list-style-type: none"> - Incremento en concentración de emulsionantes. - Adición de aceite base.
	Disminución	<ul style="list-style-type: none"> - Disminución en la concentración de emulsionantes. - El OBM recién preparado tiene una estabilidad eléctrica baja pero se incrementa con el tiempo.
Salinidad de la fase agua	Incremento	<ul style="list-style-type: none"> - Incrementar el porcentaje de agua de la relación aceite/agua que esta disminuyendo.
	Disminución	<ul style="list-style-type: none"> - Aumento del porcentaje de agua de la relación aceite/agua que se incrementa mediante la adición de agua o debido a influjo de agua de formación.
Perdida de fluido HP - HT	Incremento	<ul style="list-style-type: none"> - Adición de aceite base. - Disminución en concentración de emulsionantes. - Presencia de agua en el filtrado.
	Disminución	<ul style="list-style-type: none"> - Incremento en concentración de emulsiónate primario.

3.8 Usos, ventajas y desventajas.

Los sistemas de emulsión inversa se emplean principalmente para perforar pozos:

- Profundos.
- Altamente desviados.
- Horizontales.
- Con altas temperaturas.
- Con presencia de domos salinos.

Entre las ventajas y desventajas que implica el empleo de los sistemas de emulsión inversa durante las operaciones de perforación se encuentran las siguientes:

Ventajas:

- Estable a temperaturas máximas de 200 °C.
- Permite el empleo de altas y bajas densidades.
- Buena capacidad de acarreo y suspensión de recortes.
- Mejoras en el avance de perforación.
- Seguridad en su manejo, siempre y cuando el diesel no esté contaminado con productos inflamables.
- Se puede limpiar de sólidos y almacenar para volver a emplearse.
- Provee un hoyo calibrado o cerca de calibrado y generalmente producen poca invasión.
- Inhibición de arcillas.
- Mejoran la estabilidad del agujero
- Menores problemas al perforar formaciones salinas, anhidritas y arcillosas.
- Obtención de mejores geometrías de agujero, pozo más homogéneo.
- Formulaciones mas resistentes a contaminaciones con: CO₂, H₂S, Sal / Evaporitas – Agua.
- Mejoran la lubricidad.
- Las formulaciones son reutilizables.

Desventajas:

- Requiere de un buen control de la separación de sólidos.
- Hay que remover o limpiar las mallas de los equipos eliminadores de sólidos constantemente.
- En comparación con los fluidos base agua tradicionales su costo es mayor.
- No son conductivos de tal manera que los registros convencionales de resistividad no detectan señales.
- Las reglas empíricas usadas en lodos base agua no funcionan con lodos base aceite.
- Las medidas de resistividad usando registros de inducción no son exactos.
- El registro Laterolog, SFL, Normal Corta, MSFL no trabajan en lodo base aceite.
- No se emplea en formaciones de baja presión o naturalmente fracturadas.
- Dipmeter con raspadores es afectado en lodos base aceite.

Capítulo 4: Evaluación de parámetros reológicos y tixotrópicos en sistemas de emulsión inversa con densidad variable para definir la hidráulica que determine la limpieza del agujero

4.1 Elaboración de sistemas de Emulsión Inversa con densidad variable.

A) Descripción de los componentes.

- **Diesel.**

Es la fase continua o medio portador del fluido, esta compuesto principalmente por compuestos parafínicos, naftalénicos y aromáticos, el numero de carbonos se encuentra entre el C₁₀ y C₂₂. Su punto de ebullición oscila entre 180 y 360 °C. Su punto de anilina e ignición es mayor a 60 y 52 °C respectivamente.

- **Emulsificante primario.**

Es un agente tensoactivo el cual hace posible se forme la emulsión, sirviendo como agente dispersante al adicionarse en la mezcla de dos fases no miscibles entre sí, es el emulsificante principal de sistema, también actúa como humectante de los sólidos perforados y del material densificante.

- **Emulsificante secundario.**

Proporciona viscosidad al sistema. Es también termoestabilizador y reductor de filtrado.

- **Cal viva.**

La cal viva Ca₂OH se utiliza como inhibidor de gases contaminantes como CO₂ y H₂S presentes en formaciones con presión anormal. Es un polvo blanco con pH básico que neutraliza los fluidos ácidos de las formaciones evitando así la manifestación de estos en superficie durante la perforación de pozos.

- **Reductor de filtrado.**

Aditivo que reduce el paso de fluido hacia las formaciones perforadas, minimizando así la pérdida de la fase líquida de la emulsión inversa debido a la porosidad y permeabilidad de las formaciones a intervenir. Dispersa las fases de la emulsión de tal manera que esta tenga una apariencia homogénea en estado estático.

- **Salmuera de CaCl₂.**

Es la fase Interna ó dispersa del sistema y se prepara a partir de CaCl₂ sólido y agua ó por dilución de la salmuera concentrada. En el sistema Emulsión Inversa se utilizan salmueras no saturadas, en concentraciones de 250000 ppm. mínimo y se puede ajustar a la salinidad requerida, dependiendo de las formaciones a intervenir.

Esta característica tan especial hace que el sistema sea de “actividad balanceada”, esto es, que la actividad de la fase interna del fluido, sea igual ó poco mayor a la de la roca, para así obtener durante la perforación de formaciones lutíticas un agujero bien calibrado y estable.

Nota:

La salinidad requerida en el fluido podrá obtenerse dependiendo de la actividad de la lutita a perforar, la cual necesariamente debe ser igual a la presente en la roca. Si la salinidad es menor a la presente en las formaciones lutíticas estas se hidrataran causando hinchamiento, derrumbe o fracturamiento de las mismas y por consecuencia inestabilidad en las paredes del agujero y atrapamiento de la sarta de perforación. Por el contrario si la salinidad de la emulsión es mayor a la de las formaciones lutíticas la roca tiende a aumentar su dureza y resistencia al fracturamiento, incrementando con esto los tiempos de perforación y reduciendo la vida útil de la barrena empleada.

La salinidad de la lutita a intervenir puede ser obtenida directamente por métodos químicos mediante el empleo de recortes, muestras de canal o núcleos provenientes de formaciones lutíticas o indirectamente a través del uso de registros geofísicos de pozos perforados. Las propiedades de salmuera de Cloruro de Calcio con diferente densidad y salinidad se presentan en la **tabla 1**.

- **Gelante.**

Es una arcilla organofílica dispersable en diesel que proporciona reología y genera tixotropía en el sistema, permite que los sólidos densificantes y recortes queden en suspensión cuando se interrumpe la circulación del fluido durante la perforación, esta crea una red en el sistema que jala y remueve los recortes hacia la superficie cuando el fluido es desplazado desde el fondo del agujero hacia la superficie.

- **Barita.**

Es un sólido pulverizado con una densidad promedio de 4.40 [gr/cc]. Se emplea principalmente para dar peso a la columna hidrostática del fluido de perforación y así mantener la estabilidad de las paredes del agujero durante la construcción de un pozo petrolero.

Recomendación:

Los materiales y aditivos empleados deben tener buena calidad, por lo que antes de su empleo es necesario que estos sean sometidos a pruebas de calidad en laboratorios e instituciones reconocidas por el sector energético, para que así los sistemas cumplan las funciones básicas y secundarias al ser empleados como fluidos de perforación,

Composición y propiedades de la salmuera de Cloruro de Calcio.

Densidad de la salmuera. [gr/cc]	Salinidad en ppm de Cl.	Gr. de CaCl ₂	Litros de agua.	Litros de agua/Litros de salmuera	Volumen de salmuera [lts.]
1.080	92,222	101,940	1	0.977	1.023
1.090	104,587	117,160	1	0.973	1.027
1.100	120,454	136,740	1	0.969	1.031
1.115	133,453	154,190	1	0.965	1.036
1.127	146,406	171,690	1	0.961	1.040
1.139	171,203	203,970	1	0.956	1.046
1.150	173,304	209,350	1	0.952	1.050
1.163	185,555	227,880	1	0.947	1.055
1.175	197,872	246,550	1	0.943	1.060
1.187	210,446	266,590	1	0.937	1.067
1.200	222,666	286,690	1	0.932	1.062
1.210	235,041	306,790	1	0.927	1.078
1.220	246,885	326,110	1	0.923	1.083
1.235	258,461	348,090	1	0.917	1.090
1.247	270,248	369,520	1	0.912	1.096
1.260	280,973	390,510	1	0.906	1.103
1.270	291,575	410,980	1	0.901	1.109
1.283	300,477	430,250	1	0.896	1.116
1.295	309,111	448,770	1	0.892	1.121
1.307	322,647	475,960	1	0.886	1.128
1.318	336,267	503,640	1	0.880	1.136
1.330	346,090	527,260	1	0.883	1.145
1.342	355,514	550,920	1	0.866	1.154
1.365	363,370	577,420	1	0.859	1.164
1.366	376,866	603,520	1	0.853	1.172
1.378	386,066	628,090	1	0.847	1.180
1.390	394,964	652,020	1	0.842	1.187
1.410	412,482	701,570	1	0.829	1.196

Tabla 1

Nota: Para los cálculos se supone una pureza de CaCl₂ de 94%, para campo se puede utilizar, densidad de la salmuera vs salinidad (Cl).

B) Formulación del sistema de emulsión inversa.

Durante la perforación de un pozo perolero las propiedades reológicas y tixotrópicas del fluido de perforación deben ser optimas, ya que al aumentar o disminuir estas la velocidad de perforación disminuye y la hidráulica cambia drásticamente, causando disminución en la vida útil de la barrena e incremento en los tiempos de perforación.

Estas propiedades están en función de la relación aceite/agua y densidad del fluido a emplear.

En la **tabla 2** se presentan las cantidades requeridas para la preparación de 1 litro de Emulsión Inversa a diferentes relaciones aceite/agua densificado.

Fluidos base aceite comerciales.			
Densidad [gr/cc]	Características.		
	1.18	1.47	1.80
Relación aceite/agua	80/20	75/25	71/29
Nombre.	Cantidad.		
Aceite diesel.	585 ml.	585 ml.	585 ml.
Emulsificante primario.	7 g.	7 g.	7 g.
Emulsificante secundario.	2 g.	2 g.	2 g.
Cal Hidratada.	17.5 g.	17.5 g.	17.5 g.
Reductor de Filtrado.	3 g.	3 g.	3 g.
Salmuera de Cloruro de Calcio.	100 ml	100 ml	100 ml
Gelante.	4 g.	4 g.	4 g.
Barita.	330.52 g.	697.36 g.	1312.94 g.

Tabla 2

Nota:

- La cantidad de aditivos que se añaden a 1 lt. de fluido, son las mismas cantidades a cualquier relación aceite/agua.

C) Preparación del sistema en el laboratorio.

C.1 Equipo requerido.

- Agitador y dispersor.
- Balanza digital.
- Medidor de intervalo de tiempos con alarma.
- Viscosímetro Rotacional Fann 35 de 6 velocidades.
- Termocopa.
- Termómetro metálico.
- Horno rolador y celdas.

C.2 Procedimiento.

En un recipiente cilíndrico de 2000 mls.; se prepara 1 litro de emulsión de acuerdo con la concentración de materiales de la tabla 2, el orden de adición de los materiales y el tiempo de agitación se describe a continuación.

C.2.1 De acuerdo con la información geológica y geofísica de las formaciones a perforar definir la relación aceite/agua y la densidad que el sistema de Emulsión Inversa deberá tener para la óptima perforación de los estratos.

C.2.2 Para el volumen de diesel dado en la tabla 2, agregar la cantidad de emulsificante primario y agitar durante 45 minutos.

C.2.3 Con agitación continua, agregar la cantidad de emulsificante secundario y agitar durante 10 minutos.

C.2.4 Con agitación continua agregar la cantidad de cal hidratada especificada y agitar durante 20 minutos.

C.2.5 Continuar agitando y agregar la cantidad de reductor de filtrado especificado en la tabla 2 y agitar durante 20 minutos.

C.2.6 Añadir el volumen de salmuera requerido y agitar durante 20 minutos.

Nota: Para la preparación de salmuera, se determina la cantidad de CaCl_2 y volumen de agua requeridos de acuerdo a la tabla 1, y se agita durante 15 minutos.

C.2.7 Añadir la cantidad de Gelante y agitar durante 15 minutos.

C.2.8 Finalmente agregar la cantidad de barita necesaria para obtener la densidad requerida y continuar agitación durante 30 minutos.

D) Determinación de las propiedades del fluido.

Tanto en la preparación del sistema y durante su empleo como fluido de control en la perforación de pozos, el fluido de perforación debe tener propiedades óptimas y mantenerlas durante las operaciones requeridas, por lo que se necesita determinarlas y monitorear las mismas continuamente, esto permite detectar mediante variaciones en estas, posibles contaminaciones o anomalías que se puedan presentar durante su aplicación y acondicionamiento.

Las propiedades que se deben determinar continuamente para mantener las propiedades del sistema de Emulsión Inversa en condiciones operacionales son:

- Densidad.
 - ✓ Balanza de lodos.
- Contenido de aceite, agua y sólidos.
 - ✓ Retorta API.

- Estabilidad eléctrica.
 - ✓ Medidor de estabilidad eléctrica.
- Filtrado APAT.
 - ✓ Filtro prensa APAT.
- Viscosidad Marsh.
 - ✓ Embudo Marsh.
- Propiedades reológicas y tixotrópicas.
 - ✓ Viscosímetro Rotacional FANN 35.
- Salinidad de la fase acuosa.
 - ✓ Titulación.
- Grado de acidez y basicidad.
 - ✓ Método volumétrico.

Las *propiedades óptimas* del sistema se pueden ajustar en un amplio rango dependiendo de la hidráulica requerida en el pozo pero manteniendo siempre una estabilidad eléctrica mayor a 200 Volts y un filtrado APAT máximo de 8 ml.

4.1.1 Resultados y presentación de este efecto.

Empleando el viscosímetro rotacional Fann 35 a una temperatura de 65 °C se analiza el comportamiento reológico y tixotrópico de los sistemas de emulsión inversa elaborados en el laboratorio antes y después de rolar.

Posteriormente se grafica en coordenadas cartesianas la velocidad de corte vs esfuerzo de corte y se ajusta su comportamiento para definir el tipo de fluido de acuerdo a la clasificación reológica y tixotrópica, posteriormente se selecciona el modelo reológico que será utilizado para el diseño de la hidráulica. Finalmente se determina la hidráulica óptima a emplear durante las operaciones de perforación de pozos. Los resultados de dicho análisis se muestran en la **tabla 3**.

Prueba de interacción roca – fluido.

Para el análisis del poder de inhibición de la emulsión inversa, fueron sometidos a rolar junto con los sistemas de emulsión inversa elaborados en el laboratorio tres núcleos de la formación X del activo Integral Cantarell a una temperatura de 120 °C durante 18 horas consecutivas, dicha formación esta compuesta principalmente de lutitas deleznable consideradas las mas activas de la zona marina.

Antes de iniciar la prueba se determino la masa inicial de cada recorte, al finalizar la prueba se observo que estos no perdieron masa durante su estancia en el horno rolator y fluido; así mismo no presentaron fracturas, desmoronamiento o hinchamiento en su estructura. La estabilidad eléctrica de los sistemas no varió drásticamente al término de la prueba como se muestra en la **tabla 3**.

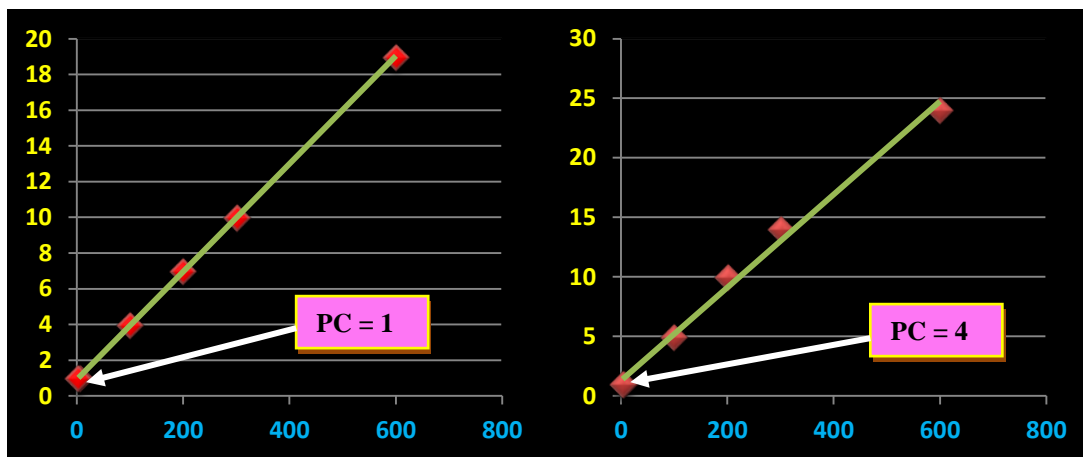
TABLA 3						
ANÁLISIS REOLÓGICO Y TIXOTRÓPICO DE SISTEMAS DE EMULSIÓN INVERSA COMERCIALES.						
	SIN ROLAR			ROLADO T = 120 °C.		
DENSIDAD [g/cc]	1.18	1.47	1.80	1.18	1.47	1.80
RELACIÓN ACEITE/AGUA	80/20	75/25	71/29	80/20	75/25	71/29
L600[RPM]	19	44	120	24	39	114
L300[RPM]	10	26	74	14	21	68
L200[RPM]	7	19	57	10	15	53
L100[RPM]	4	13	39	5	10	35
L6[RPM]	1	4	14	1	3	9
L3[RPM]	1	3	12	1	2	8
L3 _{10SEG} [RPM]	1	3	12	1	2	8
L3 _{10MIN} [RPM]	1	4	12	2	2	9
VP[CEN TIPOISE]	9	18	46	10	18	46
VA[CEN TIPOISE]	5	13	37	7	11.5	34
PC[Lb _F /100FT ²]	1	8	8	4	3	22
G[Lb _F /100FT ²]	1/1	¾	12/12	½	2/2	8/9
ESTABILIDAD ELÉCTRICA [VOLTS]	340	480	880	480	880	880
MASA DE RECORTE [g]	3.34	3.13	4.43	3.34	3.13	4.43

4.1.1.1 Graficas del comportamiento reológico y tixotrópico de sistemas de EI a 65 °C.

- Densidad 1.18 [g/cc].

Sin rolar.

Rolado T=120 °C.

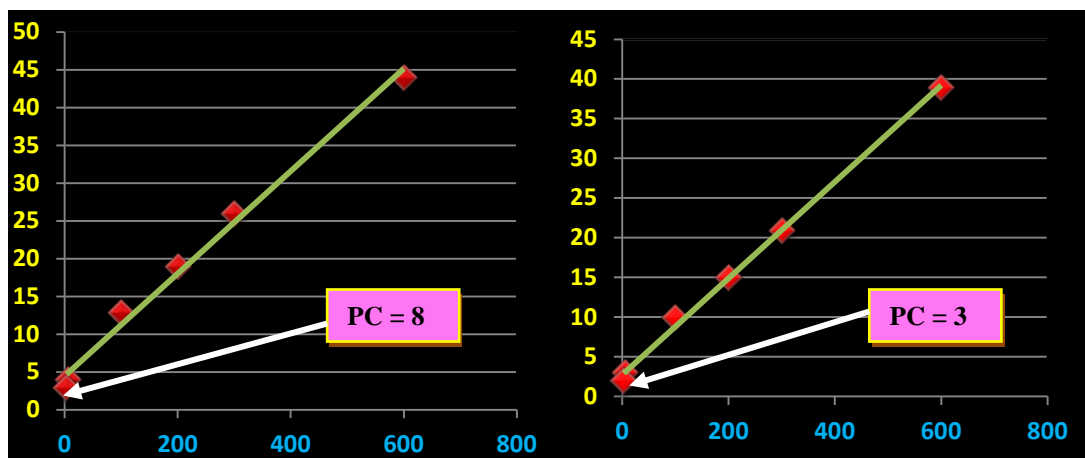


Velocidad de corte [RPM] VS Esfuerzo de corte [Lb_F/100ft²]

- Densidad 1.47 [g/cc].

Sin rolar.

Rolado T=120 °C.

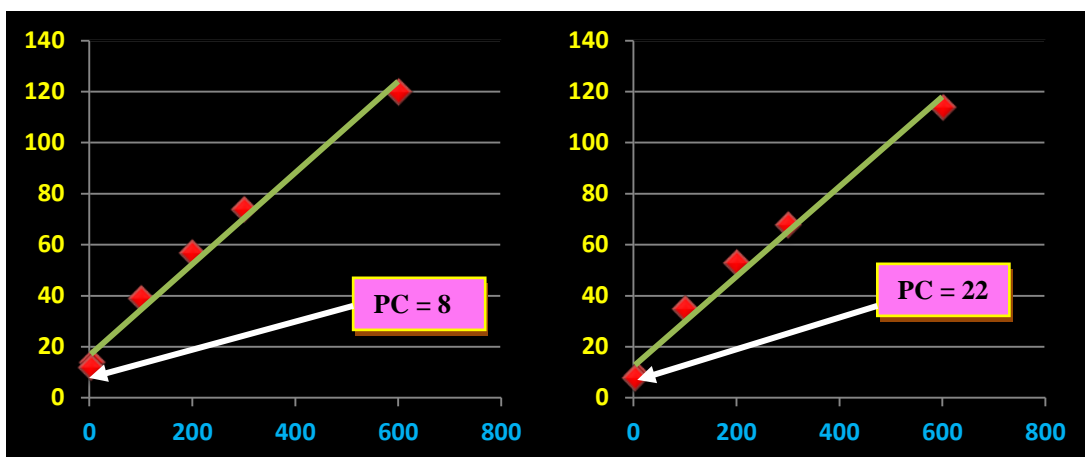


Velocidad de corte [RPM] VS Esfuerzo de corte [Lb_F/100ft²]

- Densidad 1.80 [g/cc].

Sin rolar.

Rolado T=120 °C.



Velocidad de corte [RPM] VS Esfuerzo de corte [Lb_F/100ft²]

4.1.2 Selección de modelos matemáticos.

La descripción reológica y tixotrópica de los fluidos de control ha sido expresada mediante relaciones matemáticas complejas. Dicha expresión definirá el comportamiento del flujo del fluido de perforación y la variación de sus propiedades en estado dinámico y estático en el sistema integral de circulación, durante las operaciones de perforación de pozos.

Los parámetros reológicos y tixotrópicos de los sistemas de emulsión inversa que se consideran para el diseño y optimización de la hidráulica de la perforación son los siguientes.

Parámetros reológicos:

- Viscosidad Plástica [VP].
- Viscosidad Aparente [VA].
- Índice de consistencia [k].
- Índice de comportamiento de flujo [n].

Parámetros tixotrópicos:

- Punto de cedencia [PC].
- Esfuerzo gel [G].

El análisis y evaluación que se tenga de dichos parámetros en tiempo real definirá el éxito de la hidráulica de la perforación y por lo tanto la eficiente limpieza del agujero, por lo que se recomienda que esta se lleve a cabo por especialistas que tengan la experiencia y los conocimientos necesarios en el área. La descripción a detalle de los mismos se presenta en el capítulo 2 de la presente tesis.

Resultados.

De acuerdo con los resultados obtenidos en el laboratorio durante la elaboración y evaluación de sistemas de emulsión inversa con densidad variable se concluye que el modelo reológico al que mejor se ajusta antes y después de hacer la prueba de rolado es el **Modelo Plástico de Bingham**.

Por lo tanto la Emulsión Inversa se considera como un **fluido plástico de Bingham**. Como se sabe el fluido plástico de Bingham es el más simple de todos los fluidos no-Newtonianos, debido a que la relación entre la velocidad de corte y el esfuerzo de corte exhiben una proporcionalidad directa, una vez que un esfuerzo inicial finito conocido como punto de cedencia ha sido excedido iniciará su movimiento, dicho comportamiento es el que presentan los sistemas base aceite.

Una vez definido el modelo reológico a utilizar es necesario calcular los parámetros reológicos y tixotrópicos del sistema y así definir la hidráulica óptima a emplear para eficientar la limpieza del agujero durante las operaciones de perforación de pozos petroleros. Los cálculos de dichos parámetros se presentan en la **tabla 4**.

La ecuación del modelo Plástico de Bingham queda expresada como:

$$\tau = \frac{\eta_p}{478.69} \gamma + 1.067 \tau_y$$

η_p = Viscosidad Plástica [cp].

τ_y = Punto de cedencia [lb_f / 100 ft²].

Donde η_p es expresada como:

$$\eta_p = \theta_{600} - \theta_{300} \quad [\text{cp}].$$

$$\tau_y = \theta_{300} - \eta_p \quad [\text{lb}_f / 100 \text{ ft}^2].$$

TABLA 4							
PARAMETROS REOLÓGICOS Y TIXOTRÓPICO DE SISTEMAS DE EMULSIÓN INVERSA COMERCIALES.							
		SIN ROLAR			ROLADO T = 120 °C.		
DENSIDAD [g/cc]		1.18	1.47	1.80	1.18	1.47	1.80
RELACIÓN ACEITE/AGUA		80/20	75/25	71/29	80/20	75/25	71/29
REOLÓGICOS	VP [CP]	9	18	46	10	18	46
	VA [CP]	5	13	37	7	11.5	34
TIXOTRÓPICOS	PC [Lb _F /100FT ²]	1	8	8	4	3	22
	G [Lb _F /100FT ²]	1/1	¾	12/12	½	2/2	8/9

4.2 Simulación del comportamiento hidráulico de acuerdo a resultados experimentales.

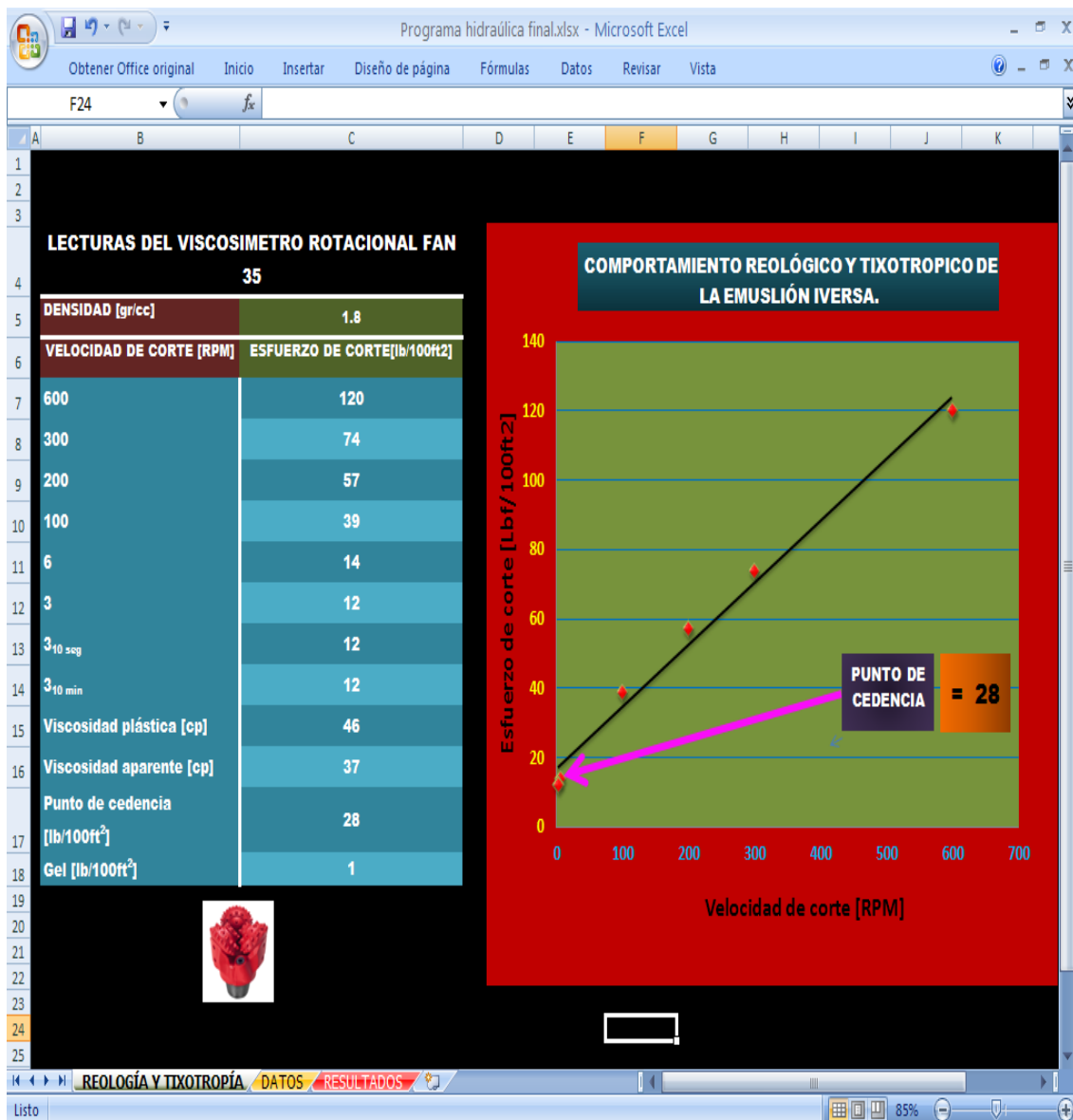
La importancia y trascendencia del fluido de perforación, es tal que se ha definido como el alma de la perforación, al grado de compararla con la sangre del cuerpo humano. Uno de los sistemas que desde su invención y hasta nuestros días a dado excelentes resultados al ser empleado como fluido de perforación es la emulsión inversa, el “*lodo mágico*”, diseñado, patentado y licenciado por especialistas del Instituto Mexicano del Petróleo en los años 70’s, el cual permitió perforar formaciones con presiones anormales y presencia de gases, hecho que logro explotar el potencial energético del Litoral de Tabasco y la Sonda de Campeche en México.

Así también la hidráulica de la perforación como se vio en el capítulo 2 es vital para alcanzar el éxito en la perforación de un pozo petrolero, puesto que define la eficiente limpieza del agujero cuando el fluido de control es circulado a través de este.

La simulación de la hidráulica de la perforación es una representación ideal del empleo óptimo de la energía del sistema, el cual permiten tomar decisiones en tiempo real durante las operaciones a realizar, logrando con ello reducir el número de operaciones fallidas a causa de un mal diseño en el mismo.

En el presente trabajo la simulación se llevo a cabo utilizando la paquetería de Excel, la metodología empleada para la determinación de la hidráulica de la perforación y los resultados obtenidos se presentan a continuación.

A. Empleo del viscosímetro rotacional Fann 35 para determinar los parámetros reológicos y tixotrópicos del fluido necesarios para diseñar la hidráulica.



B. Captura de información del pozo y fluido de perforación a emplear.

" DATOS PARA EL CALCULO DE LA HIDRAULICA "

POZO: MUSPAC52
 DISTRITO: REFORMA

PROPORCIONAR LOS SIGUIENTES DATOS (UNICAMENTE CELDAS ENMARCADAS EN ROJO):

DIAMETRO (pg):	5.625
PROFUNDIDAD (m):	1820
PROFUNDIDAD ZAPATA DE LA ULTIMA TR (m):	1081
DIAM. INT. DE LA ULTIMA TR (pg):	5.299
GASTO (gpm):	225
DIAMETRO DE TOBERAS (32avo de pg):	16
AREA DE TOBERAS (pg ²):	0.785
DENSIDAD DE LODO (gr/cc):	1.80
VISCOSIDAD PLASTICA, VP (cp):	46.00
PUNTO DE CEDENCIA, YP (lb/100 pies ²):	28.00
DIAMETRO EXTERIOR DE HTA 1 (pg):	4.125
DIAMETRO INTERIOR DE HTA 1 (pg):	2.250
LONGITUD DE HTA 1 (m):	118.00
SI LLEVA TP O HTA COMBINADA; DIAMETRO EXTERIOR (pg), SUPR. SI NO LLEVA:	
SI LLEVA TP O HTA COMBINADA; DIAMETRO INTERIOR (pg), SUPR. SI NO LLEVA:	
SI LLEVA TP O HTA COMBINADA; LONGITUD (m), SUPR. SI NO LLEVA:	
DIAMETRO EXTERIOR DE HW (pg):	3.500
DIAMETRO INTERIOR DE HW (pg):	2.063
LONGITUD DE HW (m):	110.00
DIAMETRO EXTERIOR DE TP (pg):	3.500
DIAMETRO INTERIOR DE TP (pg):	2.992
CAIDA DE PRESION EN EL MOTOR DE FONDO, MWD, LWD, ETC. (PSI), 0 SI NO LLEVA:	0
MODELO REOLOGICO A USAR (ESCRIBA EL NUMERO DEL MODELO SELECCIONADO):	3

SUGERENCIA PARA SELECCIONAR EL MODELO REOLOGICO:
 BASE AGUA: LEY DE POTENCIAS 1
 POLIMERICO: LEY DE POTENCIAS CON PUNTO DE CEDENCIA 2
 ACEITE: PLASTICOS DE BINGHAM 3

C. Correr el programa y presentar resultados.

The screenshot shows an Excel spreadsheet titled 'Programa hidráulica final.xlsx'. The main content is divided into two sections: 'RESULTADOS' and 'OPTIMIZACIÓN'.

RESULTADOS (Modelo Reológico: PLÁSTICOS DE BINGHAM)

PRESION DE BOMBEO (psi):	2386.34	=	167.86	KG/CM2
CAIDA DE PRESION EN EL INTERIOR DE LA SARTA (psi):	1455.79	=	102.38	KG/CM2
CAIDA DE PRESION EN EL ESPACIO ANULAR (psi):	723.04	=	50.85	KG/CM2
CAIDA DE PRESION EN LA BARRENA (psi):	113.37	=	7.97	KG/CM2
CAIDA DE PRESION EN LAS CONEXIONES SUPERFICIALES (psi):	34.74	=	6.66	KG/CM2
PRESION HIDROSTATICA (psi):	4655.34	=	327.42	KG/CM2
DENSIDAD EQUIVALENTE DE CIRCULACION (gr/cc):	2.08			
INDICE DE LIMPIEZA (Hp/pg2):	0.68			
FUERZA DE IMPACTO (lbs):	169.17			
POTENCIA REQUERIDA POR LA BOMBA (HP):	313.34			
GALONES POR PULGADA DE LA BARRENA (gal/pg):	40.00			
VELOCIDAD ANULAR PROMEDIO (pies/min):	289.00			

OPTIMIZACIÓN

CUAL ES LA PRESION MAXIMA DE BOMBEO? 3000.00

MAXIMA POTENCIA HIDRAULICA EN LA BARRENA

AREA DE TOBERAS (PG2):	0.143
PRESION DE BOMBEO (psi):	3000.00
INDICE DE LIMPIEZA (hp/pg):	7.64
FUERZA DE IMPACTO (lbs):	523.29
GASTO OPTIMO (gpm):	168.75

MAXIMO IMPACTO HIDRAULICO EN LA BARRENA

AREA DE TOBERAS (PG2):	0.176
PRESION DE BOMBEO (psi):	3000.00
INDICE DE LIMPIEZA (hp/pg):	5.37
FUERZA DE IMPACTO (lbs):	476.06
GASTO OPTIMO (gpm):	178.94

D. Análisis de resultados y toma de decisiones finales.

Capítulo 5: Manejo de la seguridad y protección ambiental en la elaboración y aplicación de la emulsión inversa.

5.1 Aspectos Generales.

A través de la historia de la industria petrolera, las distintas formas de trabajo han venido desarrollando riesgos propios de esta actividad, a raíz de estos sucesos se ha aprendido a trabajar con riesgos, y se ha logrado clasificarlos y prevenirlos de acuerdo a las condiciones de trabajo.

El objetivo de la Perforación esta totalmente comprometido con la protección del personal técnico y científico, sus equipos, instalaciones y el medio ambiente; ya que los empleados son el capital más valioso y no serán expuestos al peligro.

Siendo que la sangre de la perforación es el fluido de control, el personal que interactúe con el mismo durante la construcción de un pozo necesariamente tendrá la cultura de la seguridad y deberá estar totalmente consciente que todos los accidentes pueden ser prevenidos a través de entrenamiento, motivación, ingeniería y practicas seguras de trabajo.

5.2 Clasificación de agentes contaminantes.

Los agentes contaminantes son aquellos que causan una perturbación al ambiente y al ser humano. Por lo anterior los contaminantes que se generan durante la perforación de pozos petroleros pueden clasificarse de la siguiente forma:

Contaminantes tóxicos.

- Fluido de perforación base agua y aceite.
- Recortes de perforación.
- Grasas, lubricantes y combustibles.
- Salmueras.
- Cementos.
- Aguas residuales.
- Ácidos.

Contaminantes físicos.

- Radiación y ruido.
- Humo y polvos químicos.

5.2.1 Tóxicos.

Dentro de este contexto se encuentran los fluidos de perforación base agua con concentraciones de aditivos altamente tóxicos y aquellos fluidos de perforación que su base continua es diesel.

Fluido de perforación.

En cualquiera de los casos, ya sea base agua o aceite, al tener contacto con el ambiente contamina en tal grado que se pueden dañar los ecosistemas donde se aplican. El problema radica en el uso que se le da a los mismos, en su manejo y almacenamiento. Estos pueden derramarse en distintos medios y modificar la constitución de origen de los ecosistemas existentes. También pueden provocar intoxicaciones al personal que tenga contacto con ellos o que labore en el área donde han sido derramados.

Recortes de perforación.

Son obtenidos durante las operaciones de perforación, estos se contaminan por impregnación con los fluidos de control utilizados durante la remoción, transporte, suspensión y eliminación de los mismos por los medios mecánicos en superficie. Estos sólidos son el mayor contaminante que se tiene en la perforación por generarse una gran cantidad de residuos peligrosos.

5.2.2 Físicos.

Dentro de este contexto se encuentran las radiaciones que son producidas por las máquinas de combustión internas empleadas en equipos de perforación. Resultan peligrosas cuando se encuentran cerca de la comunidad o un área de flora y fauna.

Por lo que se refiere al ruido que producen los motores, al no ser controlados puede afectar al personal que labora y al que habita cerca de la localización del pozo petrolero. Esto también propicia la emigración de las especies animales que predominan en el área.

Con relación a las emisiones de gases, producto de los motores de combustión interna, su exceso puede provocar intoxicación al personal que labora en el equipo de perforación. También puede afectar a las personas y seres vivientes que se encuentran cerca de las áreas aledañas.

5.2.3 Medidas preventivas.

Durante las operaciones de perforación se deben llevar a cabo minuciosamente los procedimientos operativos que se requieren de forma ordenada en tiempo y forma con el fin de prevenir y evitar accidentes o siniestros que ocasionen pérdidas humanas o daños ambientales. Si se perfora con lodo de emulsión inversa las acciones a seguir son las siguientes:

- Mantenga todo fuego lejos de las presas de lodos.
- Los pisos deben de estar limpios.
- Mantenga el contrapozo vacío.
- No use ropa que esté mojada con lodo de emulsión ni un sólo instante.
- No fume y no permita que se haga.
- Lave las herramientas y maquinaria con petróleo, agua limpia y jabón biodegradable.
- Cuando meta o saque tubería, lave el interior de la tubería.
- Lávese inmediatamente los ojos si le cae lodo dentro de ellos.
- Lave los preventores después de cada viaje.
- Mantenga el lodo en agitación especialmente cuando se haga un viaje redondo.
- La maquinaria deberá de mantenerse bien lubricada para prevenir sobre calentamiento o alguna chispa.
- Tenga siempre motores a prueba de explosión en los vibradores de lodo.
- Las lámparas cercanas a la presa deberán ser del tipo a prueba de niebla y explosión.
- Siempre mantenga las hojas de seguridad de los materiales disponibles en el sitio, para todos los materiales que se estén manejando. Leer y seguir todas las instrucciones contenida en los mismos.
- Evitar cualquier contacto innecesario con el lodo.
- Limpiar el lodo de la piel lo antes posible, y lavar con jabón y abundante agua. No se debe lavar la piel con aceite diesel o producto de lavado del equipo de perforación.
- 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 aceite mineral o sintético es muy resbaladizo por lo tanto se deben mantener despejadas las cubiertas y escaleras.
- Para evitar tener la piel irritada y agrietada aplicar una crema regeneradora que restablezca la humedad y los aceites naturales eliminados por frecuentes lavados. Usar una crema a base de silicona o una crema que este especialmente diseñada para proteger de los productos a base de aceite.

5.3 Protección personal.

El equipo de protección personal constituye una barrera entre el riesgo y el hombre, que permite preservar la integridad del trabajador durante el desarrollo de sus actividades, en las diferentes áreas de trabajo durante la perforación y mantenimiento de pozos petroleros.

Para determinar el equipo de protección de los trabajadores se debe tener en cuenta el tipo de riesgo y la exposición, considerando las características necesarias para el trabajo y así seleccionar la ropa apropiada, la cual deberá considerar la resistencia química, infiltración, penetración, flexibilidad, abrasión, resistencia de temperatura, vida de servicio y los tamaños.

5.3.1 Equipos de seguridad.

Comprenden todos aquellos dispositivos, accesorios y vestimentas de diversos diseños que emplea el trabajador para protegerse contra posibles daños y lesiones. Estos constituyen uno de los conceptos más básicos en cuanto a la seguridad en el lugar de trabajo y son necesarios cuando los peligros no han podido ser eliminados por completo o controlados por otros medios.

Se diseña el equipo de protección para proteger la piel, ojos, manos, cabeza, pies y cada una de las partes que conforman el cuerpo humano y que puede estar expuesta a sufrir algún daño o alteración física por algún factor externo. Se recomienda usar el equipo de protección personal siguiendo siempre los procedimientos e instrucciones de cada fabricante. Los requisitos que necesariamente debe cumplir son los siguientes:

- Proporcionar máximo confort, este no debe restringir los movimientos del trabajador y su peso debe ser el mínimo posible.
- Debe ser durable y de ser posible el mantenimiento debe hacerse en la empresa.
- Debe ser construido de acuerdo con las normas de calidad.
- Debe tener una apariencia atractiva a la vista.

5.3.1.1 Clasificación.

1) Protección a la Cabeza.

Básicamente se reducen a los cascos de seguridad, los cuales proveen protección contra casos de impactos y penetración de objetos que caen sobre la cabeza, además protegen contra choques eléctricos y quemaduras.

2) Protección de los ojos y la cara.

Todos los trabajadores que ejecuten cualquier operación que pueda poner en peligro sus ojos y cara, dispondrán de protección apropiada para estos órganos como son anteojos con lentes de seguridad quimiorresistente, gafas químicas, gafas impermeable a vapores, careta, capucha resistente a ácidos usados con gafas y casco. Los trabajadores que por necesidad tengan que usar lentes deben llevar un protector de mica por encima de los estos.

3) Protección de los Oídos.

Cuando el nivel del ruido exceda los 85 decibeles, punto que es considerado como límite superior para la audición normal, es necesario dotar de protección auditiva al trabajador. Los protectores auditivos, pueden ser: tapones de caucho u orejeras

4) Protección Respiratoria.

Ayudan a proteger contra determinados contaminantes presentes en el aire, reduciendo las concentraciones en la zona de respiración por debajo del TLV (valor de límite umbral) u otros niveles de exposición recomendados. Se recomienda usar una semimascara desechable o reutilizable para los vapores.

5) Protección de Manos y Brazos.

Los guantes que se doten a los trabajadores, serán seleccionados de acuerdo a los riesgos a los cuales el usuario este expuesto y a la necesidad de movimiento libre de los dedos, deben ser de la talla apropiada y mantenerse en buenas condiciones.

6) Protección de Pies y Piernas.

El calzado de seguridad debe proteger el pie de los trabajadores contra humedad, sustancias calientes y químicos líquidos o sólidos, así como al contacto con superficies ásperas, pisadas sobre objetos filosos y agudos y contra caída de objetos, también debe proteger contra el riesgo eléctrico. Estos deberán ser tipo costa fuera, de piel repelente al agua, con casquillo de acero troquelado en frío y templado.

7) Cinturones de seguridad para trabajo en altura.

Son elementos de protección que se utilizan en trabajos efectuados en altura, para evitar caídas del trabajador. Para efectuar trabajos a más de 1.8 metros de altura del nivel del piso, se debe dotar al trabajador de cinturón o arnés de seguridad enganchados a una línea de vida.

8) Ropa de Trabajo.

La ropa de trabajo será camisa y pantalón hechos 100% de algodón ajustable al cuerpo, que brinde protección para climas cálidos y sea retardante a la flama. En caso de temporal se deberá usar traje para lluvia, fabricados en poliuretano con interior de nylon, flexible a los movimientos del trabajador. Si se requiere protección para todo el cuerpo deberá usar chaleco y pantalones u overoles con o sin capucha, con diseño para prevenir contacto directo con químicos líquidos o sólidos.

5.4 Aspectos ecológicos a considerar.

Las actividades petroleras en México, al igual que en el resto del mundo, además de los beneficios económicos y sociales, han traído consigo importantes perturbaciones ambientales.

Aún cuando en sus inicios los efectos negativos provocados por esta actividad, se justificaron por el desconocimiento en materia de protección ambiental, a la falta de regulación en la materia y la improvisación en su acelerado crecimiento, debe reconocerse que no son justificables por causar graves daños a los ecosistemas.

En los últimos años ha aumentado la preocupación por los efectos de la actividad industrial sobre el ambiente, a tal grado que se considera que la protección ambiental resulta imprescindible si se desea un desarrollo sustentable, por lo que es necesario cumplir con las normas vigentes y con sus políticas internas, en materia de protección ambiental.

La industria petrolera debe para ello siempre buscar las formas que le permitan ir más allá del simple cumplimiento, así como aplicar medidas correctivas en los casos en que sus actividades no se desempeñen en acuerdo con lo aceptable, y brindar apoyo a las autoridades para establecer un marco normativo en materia de protección ambiental adecuado, con el fin de asegurar en forma efectiva, el bienestar de sus empleados, clientes, proveedores y demás partes interesadas.

5.4.1 Normatividad aplicable.

Las normas oficiales mexicanas en materia ambiental, además de permitir a la autoridad el establecer límites máximos permisibles de emisión de contaminantes a diferentes medios, y condiciones para su verificación, desempeñan un papel fundamental en la generación de una atmósfera de certidumbre jurídica y una no menos importante función de promover el cambio tecnológico.

En general, puede decirse que la elaboración de un número considerable de normas aplicables a la industria ha constituido, sin duda, uno de los avances más importantes de la política regulatoria ambiental del país. Se han enfrentado los problemas específicos prioritarios impulsando la adaptación a las circunstancias mexicanas de la mejor tecnología de control postproductivo disponible. Asimismo, la difusión de las NOM entre los agentes normados y la vigilancia de su cumplimiento han tenido un impacto significativo en la conducta de muchas empresas industriales.

Entre las leyes mas importantes para la protección y preservación ambiental en México se encuentran:

- Ley General del Equilibrio Ecológico y Protección al Ambiente (LGEEPA).
- Reglamento de la LGEEPA en materia de Impacto Ambiental
- Reglamento de la LGEEPA en materia de Prevención y Control de la Contaminación de la Atmósfera.
- Reglamento de la LGEEPA en materia de Residuos peligrosos
- Reglamento para prevenir y controlar la contaminación del mar por vertimiento de desechos y otras materias.
- Ley de Aguas Nacionales (LAN).
- Reglamento de la Ley de Aguas Nacionales
- Norma Oficial Mexicana NOM-001-ECOL-96 que establece los límites máximos permisibles de contaminantes en las descargas de aguas residuales en aguas y bienes nacionales.
- Norma Oficial Mexicana NOM-031-ECOL-96 que establece los límites máximos permisibles de contaminantes en las descargas de aguas residuales los sistemas de drenaje.
- Norma Oficial Mexicana NOM-043-ECOL-1993 Establece los niveles máximos permisibles de emisión a la atmósfera de partículas sólidas provenientes de fuentes fijas
- Norma Oficial Mexicana NOM-052-ECOL-1993 que establece las características de los residuos peligrosos, el listado de los mismos y los límites que hacen a un residuo peligroso por su toxicidad al ambiente.

- Norma Oficial Mexicana NOM-085-ECOL-1994, Contaminación atmosférica, para fuentes fijas que utilizan combustibles fósiles sólidos, gaseosos o cualquiera de sus combinaciones, que establece los niveles máximos permisibles de emisión a la atmósfera de humos, partículas suspendidas totales, bióxido de azufre y óxidos, incluye los requisitos y condiciones para la operación de los equipos de calentamiento indirecto por combustión, así como los niveles máximos permisibles de emisión de bióxido de azufre en los equipos de calentamiento directo por combustión.
- Norma Oficial Mexicana NOM-081-ECOL-94 que establece los límites máximos permisibles de emisión de ruido de las fuentes fijas y su método de medición.
- Proyecto de Norma Oficial Mexicana NOM-115-ECOL-96 que establece las especificaciones de protección ambiental que debe observarse en las actividades de perforación de pozos petroleros que realicen las empresas en las acciones de exploración y producción en zonas agrícolas, ganaderas y eriales.

5.4.2 Problemas y soluciones.

Fluido de perforación.

El grado de contaminación al ambiente depende de su manejo y control. Por ello, se deben de implantar en cada sitio de generación de contaminantes, dispositivos de control para minimizarlo en caso de base agua o aceite. De existir la contaminación en un área sensible se debe de evaluar la misma para que en base a resultados de laboratorio acreditados, se aplique el proceso de tratamiento y restauración del medio afectado.

Los desperdicios de aditivos químicos usados en los fluidos de perforación dependiendo de su estado físico y calidad podrán reciclarse nuevamente. Los no recuperados serán confinados en sitios controlados.

Recortes.

Debido a la magnitud del volumen que se genera de recortes contaminantes de fluidos de perforación en un pozo petrolero, se necesita de equipos y dispositivos de control para evitar derrames que ocasionen contaminación a las áreas aledañas al depósito para su almacenamiento temporal. Estos dependerán de la concentración y el volumen de recortes generados. Se usaran técnicas de tratamiento de recortes, a fin de reducir a los límites permitidos por las normas la totalidad de los contaminantes para su reciclamiento, rehúso o reincorporación como materia saneada al ambiente.

Nota:

Es importante mencionar que antes que se construya el pozo debe contemplarse si el área terrestre, lacustre o marina no está contaminada, para lo cual debe efectuarse previos análisis del suelo donde se va a perforar por laboratorios especializados y reconocidos a nivel nacional e internacional.

Conclusiones.

Como se ha hecho hincapié en el presente trabajo, el fluido de perforación es de gran importancia y trascendencia por considerarse como el alma de la perforación, al grado de compararse con la sangre del cuerpo humano.

Del rastreo bibliográfico llevado a cabo se concluye que los fluidos de perforación pueden ser estudiados como fluidos no-Newtonianos e independientes del tiempo, esto dependiendo de su composición y de las condiciones de flujo tales como presión, temperatura y velocidades de corte.

El estudio experimental a escala laboratorio realizado a sistemas de emulsión inversa de densidad variable, se concluye que estos se comportan como fluidos Plásticos de Bingham.

La viscosidad plástica y el punto de cedencia de los sistemas de emulsión inversa analizados en el laboratorio incrementan proporcionalmente con su densidad, debido al aumento de los sólidos densificantes.

Al finalizar las pruebas de rolado se observó que el incremento de temperatura tiende a estabilizar y mejorar las propiedades tixotrópicas de los sistemas, como se observa en la tabla número 4 del capítulo IV del presente trabajo, en lo referente a la reología esta disminuye.

El incremento de las propiedades reológicas y tixotrópicas del fluido de perforación genera mayores caídas de presión en el sistema, información obtenida del simulador hidráulico.

La presión de bombeo, gasto y área de toberas son algunos de los factores viables que pueden ser modificados para lograr la mayor optimización de la hidráulica.

El incremento en las caídas de presión del sistema genera una deficiente limpieza del agujero, ocasionando con esto el incremento del costo por metro perforado del pozo.

Recomendaciones.

Cabe resaltar que el éxito de la perforación esta definido por todos aquellos elementos involucrados con la misma, como son especialistas, equipos, herramientas y fluidos de control. Siendo que el fluido de perforación es una parte fundamental para alcanzar el objetivo planteado, es necesario que las propiedades del mismo sean evaluadas previamente en laboratorio y durante su aplicación en campo para su acondicionamiento en tiempo real, logrando así prevenir problemas operacionales, dicho monitoreo debe ser llevado acabo por expertos en el área.

La optima selección y aplicación del fluido de control y el correcto diseño del programa hidráulico es fundamental para alcanzar el éxito durante la perforación de pozos petroleros, logrando asi reducir tiempos no productivos debido a prácticas operacionales fallidas.

Un aspecto importante y de trascendencia nacional e internacional es la relación de las operaciones de perforación y mantenimiento de pozos petroleros con los ecosistemas, y debido al fuerte impacto ambiental que tiene el empleo de fluidos de perforación base diesel, las regulaciones ambientales costa afuera deben obligar a las empresas relacionadas con estos a crear tecnología con materiales y aditivos que reduzcan el impacto ambiental de los mismos, en caso contrario sancionarlas.

Finalmente es necesario recomendar a los futuros profesionales involucrados con el sector energético a tener presente la importancia y trascendencia de la experimentación, pues es la base del desarrollo científico y tecnológico de un país, siempre recordando que generar tecnología implica generar riqueza nacional. Si bien la era del petróleo fácil llego a su fin, por lo que la industria petrolera nacional tiene desafíos cada vez mayores, entre los más importantes se encuentran la generación de tecnología en materia de fluidos de control y solo aquellos profesionales que asuman el reto, definirán en gran medida el destino de México en los próximos años.

El presente trabajo puede ser empleado como apoyo en la impartición de la asignatura Elementos de Perforación de Pozos y Fluidos de Perforación del actual plan de estudios de la Licenciatura en Ingeniería Petrolera que se imparte en la Universidad Nacional Autónoma de México e Instituto Politécnico Nacional, buscando tener la información mínima necesaria al respecto.

Bibliografía.

Capítulo I.

- 1 “La Transformación de la Industria del petróleo en México”.50 aniversario. Subdirección de Transformación Industrial PEMEX.1988.
- 2 Lajous Vargas, Adrian; Artículo “La industria Petrolera Mexicana en el umbral del siglo XXI”; Marzo 1999 (AIPM, Vol. XXXIX Núm. 3).
- 3 Tesis “Evaluación económica para el desarrollo de campos petroleros en aguas Profundas” UNAM. 2001.
- 4 Bernard Tissot. “El petróleo en México y en el mundo”.

Capítulo II.

- 1 Mc Cray and Cole. “Tecnología de la perforación de pozos petroleros”. México. 1963.
- 2 Scott, K.F.: "A New Approach to Drilling Hydraulics"; Petroleum Engineer; 1972, pag. 50-61.
- 3 Randall, B.V. y Anderson, D.B.: "Flow of Mud During Drilling Operations"; J. Pet. Tech.; Julio, 1982.
- 4 Enrique de la Garza A. “Importancia de la reología en los fluidos de perforación de pozos petroleros”. Instituto Mexicano del Petróleo. Procariotidos IX Intl Congress on Reology. México 1984.
- 5 API boletín. "The reology of oil-well drilling mud"; American Petroleum Institute; API BUL 13D; Second Edition, mayo 15 de 1985.
- 6 León Loya, J.G., Martínez, L.R. y Cortés, A.M.: Reología de Fluidos No-Newtonianos a Través de Conductos Circulares; IMP, Subd. Tec. Explotación - Div. Perforación; febrero de 1986.
- 7 Cortez, A.M., Martínez, L.R. y León Loya, J.G.; Características de Diseño de un Viscosímetro Capilar de Laboratorio; IMP, Subd. Tec. Explotación - Div. Perforación; agosto de 1986.
- 8 Ing. Ángel Solano, Miguel J.”Tecnología de la perforación”. Mexico.1989.
- 9 Curso de control de sólidos. MiSWACO.2004.
- 10 Azar, J.J.: Drilling optimization; The University of Tulsa; Tulsa, OK.
- 11 León Loya, J.G.; notas personales, “Cursos sobre Optimización de la Perforación y Cursos sobre Reología de Fluidos e Hidráulica”, ESIA-IPN, DEPMI-UNAM.
- 12 Curso “Perforación de pozos”. Subdirección de Perforación y Mantenimiento de Pozos. PEMEX. ESIA-IPN, 2010.

Capítulo III.

- 1 Castillo T. Carlos. Notas de geología de yacimientos petroleros. Facultad de Ingeniería. UNAM. México. 1980.
- 2 Instituto Mexicano del Petróleo. “Manual de tecnología de lodos”. Editado por La Subdirección de capacitación. México D.F.1981.
- 3 Benítez Hernández Miguel Ángel, Francisco Garaicoechea Petrirena - Ciro Reyes Álvarez. Apuntes de Fluidos de Perforación. Facultad de Ingeniería. UNAM. México D.F. Diciembre 1986.
- 4 Tesis “Selección de un fluido de perforación aplicable a lutitas delezables del campo agua fría: Distrito de Poza Rica, Veracruz.” Carreón Jiménez, Eligio Onésimo. 1989.
- 5 Emulsion science.
- 6 Domínguez, J.M., y Schifter, I., “Las arcillas, el barro noble”. Fondo de cultura económica S.A. de C.V. 1a edición. México 1992.
- 7 Cases J.M. and Berend I. Mechanism of adsorption and desorption of water vapor by homoionic montmorillonite: 3. The Mg²⁺, Ca²⁺ and Sr²⁺ exchange forms clays and clay minerals. Vol. 45, pp 8-22, 1997.
- 8 Israel López Valdez. Apuntes de elementos de perforación de pozos”. Facultad de Ingeniería UNAM. Febrero 2006.
- 9 Curso “Perforación de pozos”. Subdirección de Perforación y Mantenimiento de Pozos. PEMEX. ESIA-IPN, 2010.
- 10 WEC MEXICO 2010. 75 aniversario de Schlumberger en México.
- 11 Seminario de titulación.”Ingeniería de Fluidos de control”. ESIA-IPN, 2011.

Capítulo IV.

- 1 Manual de fluidos. Baroid. Houston.
- 2 Manual de fluidos de perforación. Instituto Americano del Petróleo. Dallas, Texas.
- 3 Fluidos. Manual de Ingeniería. Baker Hugues. INTEQ.
- 4 Manual de fluidos de perforación. PDVSA.
- 5 Engineering Drilling Fluid Manual. MI Swaco.
- 6 Manual de prácticas. Fluidos de perforación. UNAM.
- 7 H. C. H. Darley and George R. Gray. “Composition and properties of drilling and completion fluids”. fifth edition. Houston, Texas.
- 8 Drilling fluids processing handbook. ASME.
- 9 Becher. “Emulsiones teoría y práctica”. Editorial Blume. Madrid, España.
- 10 Moore, P.L. “Drilling practice Manual” Pennwell books Tulsa, Oklahoma.
- 11 Tesis “Desarrollo y análisis técnico de un nuevo fluido de perforación base agua de mar” Maestría UNAM. México D.F. 2009.

Capítulo V.

- 1 Un siglo de la perforación en México. Tomo 14.
- 2 Reglamento de seguridad y protección ambiental. PEMEX.
- 3 Documentos diversos. Seguridad Industrial. México.