

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE  
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI  
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS  
DEPARTAMENTO DE PETRÓLEO**



**EVALUACIÓN DE UN DISEÑO DE FLUIDO DE PERFORACIÓN  
CON LAS CONDICIONES DE LAS FORMACIONES  
PERFORADAS EN EL CAMPO SAN DIEGO DE CABRUTICA.**

**REALIZADO POR:  
FRANCI DEL VALLE BALZA RODRÌGUEZ**

**Trabajo de Grado Presentado ante la Universidad de Oriente como Requisito  
Parcial para Optar al Título de:  
INGENIERO DE PETRÓLEO**

**BARCELONA, OCTUBRE DEL 2009**

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE  
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI  
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS  
DEPARTAMENTO DE PETRÓLEO**



**EVALUACIÓN DE UN DISEÑO DE FLUIDO DE PERFORACIÓN  
CON LAS CONDICIONES DE LAS FORMACIONES  
PERFORADAS EN EL CAMPO SAN DIEGO DE CABRUTICA.**

---

**Ing. RAYDA PATIÑO**  
**Asesor Académico**

**BARCELONA, OCTUBRE DEL 2009**

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE**  
**NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI**  
**ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS**  
**DEPARTAMENTO DE PETRÓLEO**



**EVALUACIÓN DE UN DISEÑO DE FLUIDO DE PERFORACIÓN**  
**CON LAS CONDICIONES DE LAS FORMACIONES**  
**PERFORADAS EN EL CAMPO SAN DIEGO DE CABRUTICA.**

**APROBADO**



---

**Ing. ROBERTO SALAS**

**Jurado Principal**

---

**Ing. MARIA GALINDO**

**Jurado Principal**

---

**Ing. RAYDA PATIÑO**

**Asesor Académico**

**BARCELONA, OCTUBRE DEL 2009**

***RESOLUCIÓN***

**De acuerdo al Artículo 44 del Reglamento de Trabajos de Grado:**

**“Los Trabajos de Grado son de exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente y solo podrán ser utilizadas a otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien lo participará al Consejo Universitario”**

## **DEDICATORIA**

*A dios, por escucharme en los momentos en que estuve más desesperada. Gracias por siempre llenarme de fe, esperanza y darme el coraje suficiente para enfrentar todas las pruebas por las que tuve que pasar.*

*Al profesor Lino Valles por escucharme y darme paz interna las veces que le pedí que me diera fuerzas para seguir adelante gracias por ayudarme a alcanzar está meta que no fue del todo fácil.*

*A la virgencita Del Valle por cuidarme y guiarme todo este tiempo.*

*A santa Bárbara que me dio fuerzas para sacar este proyecto adelante*

*A mis padres Franklin Balza y Nelly Rodríguez, gracias por apoyarme y creer en mí. Esa confianza me motivo a vencer todos los obstáculos que me imponían. Serán siempre mi inspiración para alcanzar mis metas, por enseñarme que todo se aprende y que todo esfuerzo es al final recompensa. Los quiero mucho este logro es de ustedes más que mío.*

*A mis hermanos Franknell, Rafael, Leonardo los quiero mucho.*

*A Héctor quien ha sido mi apoyo incondicional durante este largo recorrido. Gracias por hacerme ver que detrás de cada línea de llegada, hay una de partida. Detrás de cada logro, hay otro desafío y que debo Seguir aunque todos esperen que abandone. Te quiero mucho gracias por estar las veces que me caía, y gracias por darme fuerza para levantarme.*

*A mi amiga: **Arelys Camaripano** porque gracias a ella sé lo que es la amistad verdadera, valor importante en mi vida, gracias por estar conmigo en todos estos años, por aconsejarme, regañarme, **regaños** con los que a tu modo me dices que me quieres , gracias por compartir días de alegrías y también de tristezas , te quiero mucho mi negra. Y este logro es tuyo también negrita.*

*Este triunfo también va dedicado a todas aquellas personas que siempre confiaron en mi y por supuesto también a las personas que dudaron de mi capacidad que pensaron que no iba a culminar gracias a ustedes me llenaba de mucho valor y decía yo si puedo .*

*Franci Balza*

## **AGRADECIMIENTOS**

*A mi mamá Nelly Rodríguez y papá Franklin Balza por apoyarme siempre, por darme mucho cariño y amor. Los amo.*

*A la ingeniera Rayda Patiño, muchas gracias por ayudarme a sacar este proyecto adelante, gracias por su orientación sus palabras de motivación fueron claves para yo continuar, muchas veces desmayaba y tan solo hablar con usted me daba una tranquilidad. Estoy muy agradecida con usted que dios y la virgencita del valle la llene de muchas bendiciones. Le deseo lo mejor del mundo y gracias por tenderme su mano.*

*Al ingeniero Roberto Salas ante todo amigo, quien siempre me apoyó cuando andaba como un barco a la deriva, me guio por el rumbo que debía seguir y se convirtió en uno de los mayores pilares, eternamente agradecida por los conocimientos que me apporto para el desarrollo de está tesis lo admiro como profesional y sobre todo como persona. Que dios lo bendiga y le de mucha salud para que pueda seguir brindándole apoyo a cualquiera que se lo pida. Para usted mis mejores deseos!*

*A la ingeniera María Galindo, muchas gracias por todo que la virgen del vale la bendiga siempre.*

*A la ingeniera amiga Yecenia Troncoso, por sus palabras de ánimos.*

*A quien pudo ser mi compañero de tesis **Alfonso Chirinos**, a pesar que esta tesis no fue nada fácil, gracias por todas las bendiciones y a las palabras de aliento que me dabas. Gracias mi amigo.*

*A mi manita Carmen Sánchez, muchas gracias por escucharme las veces que andaba con los ánimos por el suelo eres una persona de gran corazón y ante todo muy humanitaria que tei8nde la mano sin esperar nada a cambio, que dios te ayude ahora a ti con tu proyecto la quiero mucho manita. Éxitos para ti.*

*A mi amiga y vecina Maritza Parababire por prestarme su valiosa colaboración cuando tenia que imprimir algo, nunca hubo un no de su parte muy agradecida y cuentas conmigo para lo que sea.*

*A mis ahijados lindos Catherine, Ivette, Rosangela, Verónica, Reynaldo, José Alejandro, Daniel, Jesús Alfonso, por brindarme siempre su alegría con sus sonrisas inocentes los quiero muchos mis bebes.*

*A mis primas yesenia Rivero, Grenilde Rivero, muchas gracias primas por su cariño, animos brindados en todo este tiempo el camino fue largo pero logre llegar a la meta. Las quiero mucho.*

*A mis tías Lexis, Celeste muchas gracias por escucharme y por ser apoyo moral.*

*A mi vecino toño, Cirila, María por estar pendiente de mi y darme muchos ánimos en esos momentos que fueron duros.*

*A mis amigos que hoy no están Carlós Moreno, Eduard Vilorio, aunque no estén en cuerpo, lo están en espíritu conmigo, pero desde allá arriba se que están viendo mi logro que también es de ustedes muchas gracias por tenderme la mano las veces que la necesite y por nunca decir NO, así ustedes no pudieran ayudarme buscaban la manera. Siempre los recordare mis amigos.*

*A mi amiga **luisa Martínez** por su ayuda incondicional en los momentos difíciles.*

*A todos mis compañeros pasados y presentes; pasados por ayudarme a crecer y madurar como persona y presentes por estar siempre conmigo apoyándome en todo las circunstancias posibles.*

*Franci Balza*

<b>CONTENIDO</b>	<b><u>Pág</u></b>
	<b>RESOLUCIÓN IV</b>
<b>DEDICATORIAS</b>	<b>V</b>
<b>AGRADECIMIENTOS</b>	<b>VI</b>
<b>RESÚMEN</b>	<b>VII</b>
<b>LISTA DE TABLAS</b>	<b>VIII</b>
<b>LISTA DE FIGURAS</b>	<b>XIV</b>
<b>CAPÍTULO I. INTRODUCCIÓN</b>	
1.1.- Introducción	
1.2.- Planteamiento del problema	<b>1</b>
1.3.-Objetivos	<b>3</b>
1.3.1.- Objetivo General	<b>3</b>
1.3.2- Objetivos Específicos	<b>3</b>
<b>CAPITULO II: MARCO TEÓRICO</b>	
2 Cuenca oriental de Venezuela	<b>4</b>
2.1 Sistema petrolero de la cuenca oriental de venezuela	<b>5</b>
2.1.1 Estructural –estragráfica	<b>5</b>
2.1.2 Estructural	<b>6</b>
2.1.3 Basamento	<b>6</b>
2.1.4 Formación hatu viejo	<b>6</b>
2.1.5 Formación carrizal	<b>6</b>
2.1.6 Grupo temblador	<b>6</b>
2.1.7 Formación merecure	<b>7</b>

2.1.8 Formación oficina	7
2.1.8.1 Miembro azul ws – 1	8
2.1.8.2 Miembro moreno ws – 2	8
2.1.8.3 Miembro naranja ws – 3	8
2.1.8.4 Miembro verde ws – 4 y amarillo ws – 5	8
2.1.8.5 Miembro colorado ws – 6	8
2.1.9 Formación freites	10
2.1.10 Formación las piedras	10
2.1.11 Formación mesa	10
2.2 Faja petrolíera del Orinoco	10
2.2.1 Génesis de la faja del Orinoco	11
2.3 Descripción del Campo san Diego	13
2.3.1 Descripción geológica del campo	14
2.4 Antecedentes	17
2.5 Historia de los fluidos de perforación	17
2.6 Perforación	18
2.6.1 Fluidos de perforación	18
2.7 Clasificación de los fluidos de perforación de acuerdo a su fase continua	19
2.7.1 Lodos de base agua	19
2.7.2 Lodos inhibidos	20
2.7.3 Lodos no inhibitorios	20
2.7.4 Lodos base aceite	20
2.7.5 Lodos neumáticos de perforación	20
2.8 Lodo nativo	20
2.8.1 Características lodo nativo	20
2.8.2 Ventajas y desventajas lodo nativo	21

2.8.3 Aplicaciones lodo nativo	21
2.9 Sistemas viscoelásticos	22
2.9.1 Ventajas de un sistema viscoelásticos	23
2.9.1.1 Desventajas de un sistema viscoelásticos	23
2.9.1.2 Índice de flujo (n)	24
2.9.1.3 Índice de consistencia (k)	24
2.10 Fases de los fluidos de perforación	24
2.10.1 Fase continúa	25
2.10.1.2 Fase dispersa	25
2.10.1.3 Fracción coloidal	25
2.10.1.4 Fracción inerte (fase sólida)	25
2.11 Componentes de los fluidos de perforación	26
2.11.1 Propiedades del fluido de perforación	28
2.12 Funciones de los fluidos de perforación	31
2.12.1 Efectos secundarios de los fluidos de perforación	35
2.13 Reología de los fluidos de perforación	38
2.13.1 Fluido newtonianos	38
2.13.2 Características Fluido newtonianos.	38
2.14 Fluidos no newtonianos	39
2.14.1 Clasificación de los fluidos cuyo comportamiento depende del tiempo	39
2.14.2 Fluidos plásticos	39
2.14.3 Fluidos pseudoplásticos	39
2.14.4 Fluidos dilatantes	40
2.15 Clasificación de los fluidos cuyo comportamiento es función del tiempo	40
2.15.1 Fluidos tixotrópicos	40
2.15.1.1 Fluidos reopéticos	41
2.16 Factores que afectan la reología	41

2.16.1 Presión	41
2.16.2 Temperatura	41
2.16.3 Tiempo	41
2.17 Arcillas	41
2.17.1 Tipos de arcillas	41
2.17.1.1 El primer tipo	41
2.17.1.2 El segundo tipo	42
2.17.1.3 El tercer tipo	42
2.18 Arcillas montmorilloníticas (arcillas de tres capas)	43
2.18.1 Iilitas (arcillas de tres capas)	44
2.18.2 Cloritas (arcillas de tres capas)	45
2.18.3 Kaolinitas (arcillas de dos capas)	45
2.19 Reacción química de las arcillas	46
2.19.1 Intercambio iónico	46
2.19.1.2 Intercambio de cationes	46
2.19.1.3 Intercambio de aniones	46
2.20 Lutitas	47
2.20.1 Inestabilidad de las lutitas	49
2.20.2 Causas de la inestabilidad de las lutitas	49
2.20.3 Presión de sobrecarga	49
2.20.4 Presión de poro	49
2.20.5 Fuerzas tectónicas	50
2.21 La lutita Clase A	50
2.21.1 La lutita de la Clase B	51
2.21.1.1 La lutita Clase C	51
2.21.1.2 La lutita de Clase D	52

2.21.1.3 La lutita Clase E	52
2.22 Mecanismo de estabilización de las lutitas	53
2.23 Hidráulica	53
2.23.1 Objetivo de la hidráulica	53
2.23.2 Parámetros básicos de la hidráulica en la perforación	54
2.24 Sustancias	55
<b>CAPÍTULO III: DESARROLLO DEL TRABAJO</b>	<b>63</b>
<b>CAPÍTULO IV: DISCUSIÓN DE RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b>	
4.1 Analizar el comportamiento de los fluidos base agua en la zona de interés del área del Campo San Diego de Cabrutica a condiciones de yacimiento	75
4.2 Comparar las propiedades reológicas estándar del fluido con los obtenidos en el campo	76
4.3 Estudiar el comportamiento de los sistemas base agua basados en la volumetría y la hidráulica del lodo	77
4.4 Generar una base de datos de acuerdo a los resultados obtenidos, basándose en las propiedades reológicas según las normativas API de los fluidos	82
4.5 Proponer un nuevo sistema de fluidos para la formación del Campo San Diego de Cabrutica	82
<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	<b>83</b>

## LISTA DE TABLAS

<b>TABLA</b>	<b>TÍTULO</b>	<b>PÁG.</b>
<b>Tabla 3.1:</b>	Rangos Teóricos propiedades reológicas	<b>66</b>
<b>Tabla 3.2:</b>	Propiedades reológicas obtenidas en el campo Fase Superficial	<b>67</b>
<b>Tabla 3.3:</b>	Propiedades reológicas obtenidas en el campo fase intermedia	<b>67</b>
<b>Tabla 3.4:</b>	Propiedades obtenidas en el campo Fase de Producción	<b>68</b>
<b>Tabla 3.5:</b>	Comportamiento de las propiedades reológicas dependiendo la fase pozo JK-23- 12	<b>72</b>
<b>Tabla 3.6:</b>	Comportamiento de las propiedades reológicas dependiendo la fase pozo BC- 26-08	<b>72</b>
<b>Tabla 3.7:</b>	Comportamiento de las propiedades reológicas dependiendo la fase pozo BC-20-10	<b>73</b>
<b>Tabla 3.8:</b>	Comportamiento de las propiedades reológicas dependiendo la fase pozo CC 18-2-IW	<b>73</b>
<b>Tabla 4.1:</b>	Volúmenes empleados pozo BC 20-10	<b>77</b>
<b>Tabla 4.2 :</b>	Volúmenes empleados pozo jk 23-12	<b>78</b>
<b>Tabla 4.3:</b>	Volúmenes empleados pozo bc 26-08	<b>79</b>
<b>Tabla 4.4:</b>	Volúmenes empleados pozo cc 18-2-iw	<b>79</b>
<b>Tabla 4.5:</b>	Parámetros Operacionales Utilizados En La Perforación De Los Pozos En Estudio Fase superficial	<b>80</b>
<b>Tabla 4.6:</b>	Hidráulica utilizada fase superficial	<b>80</b>
<b>Tabla 4.7:</b>	Parámetros Operacionales Utilizados En La Perforación De Los Pozos En Estudio Fase intermedia	<b>80</b>
<b>Tabla 4.8</b>	Hidráulica utilizada fase intermedia	<b>80</b>
<b>Tabla 4.9</b>	Parámetros Operacionales Utilizados En La Perforación De Los Pozos En Estudio Fase de producción	<b>81</b>
<b>Tabla 4.10</b>	Hidráulica utilizada fase producción	<b>81</b>

## LISTA DE FIGURAS

<i>TABLA</i>	<i>TÍTULO</i>	<i>PÁG.</i>
<b>Figura 1.1:</b>	Ubicación Geográfica de la Cuenca Oriental de Venezuela	4
<b>Figura 1.2:</b>	Columna Estratigráfica Correspondiente a la Cuenca Oriental de Venezuela	9
<b>Figura 1.3:</b>	Columna Estratigráfica Del Bloque Junín	9
<b>Figura 1.4:</b>	División de la Faja Petrolífera del Orinoco	11
<b>Figura 1.5:</b>	Diagrama genético de las los bloques	12
<b>Figura 1.8</b>	Ubicación geográfica del campo San Diego	13
<b>Figura 2:</b>	Tipos de presiones de formación	34
<b>Figura 2.1:</b>	Tipos de rocas, códigos de registro del lodo (manual amoco)	48
<b>Figura 3.1:</b>	Relación de Volúmenes pozo BC 20-10	69
<b>Figura 3.2:</b>	Relación de Volúmenes JK-23-12	70
<b>Figura 3.3:</b>	Relación de Volúmenes BC-26-08	70
<b>Figura 3.4:</b>	Relación de Volúmenes pozo CC18-2IW	71

# CAPÍTULO I

## INTRODUCCIÓN

### 1.1 INTRODUCCIÓN

La perforación de pozos es una actividad que se ha practicado en muchos países del mundo desde tiempos antiguos, su fin primordial era obtener salmuera y agua dulce mucho antes del establecimiento de la industria petrolera; desde que se comenzó a explotar el petróleo la perforación ha sido siempre un elemento de gran importancia; a lo largo de la historia su técnica ha variado notablemente mejorando cada vez más las tasas de producción y las ganancias.

PDVSA Exploración y Producción División Oriente, tiene la misión de impulsar alternativas que permitan explorar diversos campos, descubrir yacimientos, delimitar los ya existente e incorporar las reservas de hidrocarburos de manera económica y rentable, a través de constantes planes de desarrollo y aplicación de nuevas tecnologías; la superintendencia de operaciones geológicas, forma parte fundamental de esta gerencia que se encarga de explorar y evaluar pozos. La finalidad principal de la ingeniería es la optimización del proceso de perforación, el cual ha ido evolucionando constantemente en cuanto al estudio de las propiedades de los fluidos de perforación y formulación de nuevos sistemas que se adapten a los nuevos requerimientos, motivados a que dichos fluidos son el principal sostén del hoyo, pero que toman en cuenta muchos parámetros como las propiedades reológicas (viscosidad plástica, punto cedente, geles, viscosidad brookfield y viscosidad aparente) a la hora de diseñar un sistema, con el único propósito de minimizar los posibles problemas que pudieran presentarse como son: atascamiento de la tubería, pega de la sarta, exceso de arcilla y embolamiento de la mecha.

Finalmente se puede decir que la perforación es considerada un elemento vital en la industria petrolera al ser la conexión entre el subsuelo y la superficie y la única manera de asegurar la existencia de hidrocarburos; actualmente la tecnología

relacionada con la perforación de pozos es lo suficientemente amplia como para personalizar la manera en que cada pozo es perforado y terminado, ratificando así al proceso de perforación como uno de los más importantes para la industria.

## 1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.

La faja petrolífera del Orinoco ocupa la franja meridional de la Cuenca Oriental de Venezuela la cual fue dividida en cuatro zona de exploración y perforación como son Boyacá, Junín, Ayacucho y Carabobo; las grandes reservas de petróleo alcanza en la actualidad aproximadamente 65.000 millones de barriles, catalogados como uno de los mayores yacimiento del mundo, donde existe un volumen recuperable de más de 40.000 millones de toneladas de bitumen natural siendo hasta la fecha el más grande deposito de hidrocarburos; en esta área de gran interés de explotación petrolera se encuentra operando taladros asignados por PDVSA, específicamente en la parte de fluidos de perforación en el cual se ha realizado estudios en las formaciones existente en dichas zonas.

Durante la perforación de pozos en el campo Junín de San Diego de Cabrutica se encuentran formaciones que son recientes y muy reactivas generalmente arenas no consolidadas que no han sido compactadas, arcillas de tipo gumbo que son muy blandas y pegajosas generando problemas como pega de la sarta, exceso de arcilla en el *flow line* y en tubo campana y pérdida de circulación; motivados a esta situación surge la necesidad de analizar el comportamiento de los fluidos base agua en la fase superficial, intermedia y de producción correspondiente a los pozos en estudio, partiendo de las propiedades reológicas como son: viscosidad plástica, punto cedente, viscosidad aparente, viscosidad brookfield, geles y comparando con los valores teóricos establecidos.

En función de la problemática existente finalmente se propuso un fluido a base de glicol que me permite minimizar todos los daños que puedan generarse durante la operación de perforación y haciendo que el fluido utilizado sea el más óptimo posible. Se recomendó el uso de un fluido a base de glicol, los cuales tienen la capacidad de incrementar la lubricidad mejoran la calidad del revoque, reducen la pérdida de filtrado también nos ayudan a mejorar la inhibición de las arcillas, reducir

los ensanchamiento de las paredes del pozo, previene el embolamiento de la mecha, mejoran la tolerancia de los sólidos e incrementan la tasa de penetración.

### **1.3 OBJETIVOS**

#### **1.3.1 Objetivo General**

Evaluar un diseño de fluido de perforación con las condiciones de las formaciones perforadas en el Campo San Diego de Cabrutica.

#### **1.3.2 Objetivos Específicos.**

1. Analizar el comportamiento de los fluidos base agua en la zona de interés del área del Campo San Diego Distrito Cabrutica a condiciones de yacimiento.
2. Comparar las propiedades reológicas estándar del fluido con los obtenidos en el campo.
3. Estudiar el comportamiento de los sistemas base agua basados en la volumetría y la hidráulica del lodo.
4. Generar una base de datos de acuerdo a los resultados obtenidos, basándose en las propiedades reológicas según las normativas API de los fluidos analizados.
- 5.- Proponer un nuevo sistema de fluidos para la formación del Campo San Diego de Cabrutica.

## CAPÍTULO II MARCO TEÓRICO

### UBICACIÓN GEOGRÁFICA

#### 2.1 CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA

Esta localizada en la zona Centro-Este de Venezuela, formando una depresión topográfica y estructural. Esta depresión tiene una longitud aproximada de 800 km. en sentido Oeste-Este, y una anchura promedio de 200 km. de Norte a Sur y un área total aproximada de 165.000 Km.<sup>2</sup> entre los estados Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro, además de una extensión menor en el estado Sucre.

La Cuenca Oriental de Venezuela esta limitada al Sur por el curso del Río Orinoco siguiendo el borde de Cratón de Guayana; al Oeste con el lineamiento de El Baúl, al este abarca la parte Sur de la cordillera Septentrional de la isla de Trinidad y al Norte por la línea que demarca el Piedemonte Meridional de la Serranía del Interior Central y Oriental. Esta cuenca por sus características tectónicas y estratigráficas, ha sido dividida en dos subcuencas: Subcuenca de Guárico al Oeste y la Subcuenca de Maturín al Este (Figura 2).



Fig. N° 2 Ubicación Geográfica de la Cuenca Oriental de Venezuela. <sup>[5]</sup>

La Cuenca Oriental de Venezuela es estructuralmente asimétrica y presenta una inclinación general hacia el Este. El flanco Sur buza suavemente hacia el Norte, mientras que el flanco Norte está conectado a la zona plegada y fallada de las cordilleras que sirven de límite para la cuenca.

La Cuenca Oriental de Venezuela, Topográficamente se caracteriza por extensas llanuras y una zona de mesas en Anzoátegui y Monagas que en conjunto abarca unos 165.000 km<sup>2</sup> de superficie, lo cual la hace la primera en extensión superficial y la segunda en magnitud e importancia entre las cuencas sedimentarias venezolanas, es la segunda cuenca en magnitud de América del Sur, sólo sobrepasada por la Cuenca del Lago de Maracaibo. Es también una de las cuencas más prolíficas en el mundo.

### **2.1.1 Sistema petrolero de la Cuenca Oriental de Venezuela.**

La generación de petróleo en la Cuenca Oriental es producto de una roca madre, la cual depende del tipo, espesor y madurez alcanzada. Las rocas generadoras en esta cuenca son Querecual y las lutitas de la formación Oficina. En función de los estudios geoquímicos realizados a las rocas madres, éstas se pueden clasificar en kerogeno tipo II y III de origen marino, cuyos espesores van desde 60 a 1.500 metros y cuya área de drenaje es aproximadamente 50% del área total de la formación Querecual.

En cuanto a la migración, esta depende de las distancias y litologías por donde se desplazó el fluido e igualmente el tiempo en que se formaron las trampas como elemento de retención del petróleo migrado. La migración primaria de la cuenca se inició durante el Mioceno Superior asociada a la reactivación del fallamiento regional y con eventos tectónicos más recientes.

El entrapamiento y acumulación depende de la geometría y características petrofísicas de las trampas. La acumulación de la Cuenca Oriental está ligada directamente a la porosidad y permeabilidad la recuperación de éstas, al sello, espesor, litología, profundidad, presión, temperatura entre otros. Los entrapamientos se caracterizan por ser tanto estructural como estratigráfico o combinación de ambos.

### **2.1.2 Estructural –Estratigráfica**

Son las más abundantes en la Formación Oficina y donde pueden citarse como ejemplo canales fluvio-deltáicos cortados por fallas.

### **2.1.3 Estructural**

Las acumulaciones están limitadas por fallas. Este tipo de trampa es característico de la Formación Merecure cuyas arenas tienen carácter masivo y por tanto los yacimientos tienen que estar controlados estructuralmente.

### **2.1.4 Basamento**

La parte basal de esta área, está formada por un conjunto de rocas ígneas-metamórficas precámbricas del Escudo Guayanés. Este grupo de rocas reúne una muy variada litología, que en general corresponde a granitos (biotíticos, porfídicos, granodiorita, gnéisicos-granatífero-biotíticos).

### **2.1.5 Formación Hato Viejo**

La formación consiste de una arenisca de granularidad fina a gruesa, gris-rosada, gris y gris oscura, friable, dura, maciza y aspera, la cual es ligeramente calcárea y en parte muy micácea y pirítica; los granos están redondeados y muy bien cementados. La formación desaparece hacia el este de Anzoátegui meridional donde la formación Temblador de edad cretácica yace discordante sobre rocas de complejo Guayanés.

### **2.1.6 Formación Carrizal**

Se encuentra concordante sobre la formación Hato Viejo. Su composición litológica es de arcillitas verdosas, duras, macizas y densas, notablemente homogénea a pesar de la presencia de intervalos limosos con intercalaciones locales de areniscas o conglomerados de guijarros. Su extensión abarca los estados Guárico y Anzoátegui Sur-Occidental, desaparece hacia el Este y en el estado Guárico es relativamente delgada. Esta formación Hato Viejo representa los sedimentos más antiguos del Carbonífero-Pérmico.

### **2.1.7 Grupo Temblador**

Discordante sobre la formación Carrizal se encuentra el Grupo Temblador, el cual representa toda la sedimentación cretácica conocida en el subsuelo de Guárico, Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro y se encuentra en contacto discordante sobre el flanco Norte del Escudo Guayanés. El grupo Temblador, en esta zona se subdivide

en dos formaciones, denominada de más antigua a más joven: Formación Canoa (de ambiente continental), donde se encuentran algunos conglomerados de grano fino y areniscas conglomeráticas; Formación Tigre (de ambiente marino), interestratificada de areniscas y limonitas finas galuconíticas.

#### **2.1.8 Formación Merecure**

El contacto de esta formación está definido por un hiatus, y su posición estructural sobre el Grupo Temblador es subparalela. El contacto superior con la Formación Oficina es de aparente concordancia. Se caracteriza por la abundancia de areniscas de granos finos a grueso en capas masivas mal estratificadas, con estratificación cruzada. La continuidad de estas capas está interrumpida por láminas y capas delgadas de lutitas y por intervalos de arcilitas cuya edad es atribuida al Oligoceno-Mioceno inferior.

#### **2.1.9 Formación Oficina**

Se presenta en el subsuelo de todo el flanco sur de la Cuenca Oriental de Venezuela consiste de lutitas y arenas pertenecientes al Mioceno Medio. Las arenas desaparecen con el progresivo desarrollo de las lutitas hacia el eje pero se multiplican alrededor de la periferia de la cuenca. Esta formación presenta mayor espesor y se hace menos arenosa por lo general hacia el Norte, en las áreas Mayores de Oficina y Anaco. Debido a que el Escudo Guayanés ubicado al sur de la Cuenca Oriental de Venezuela es probablemente la fuente de arenisca de las Formaciones Oficina, es de esperarse una secuencia de ambiente desde fluvial, al sur, pasando por deltáico marino somero, a marino abierto de plataforma externa, al Norte. La formación Oficina ha sido subdividida en siete intervalos de uso práctico basados en características de perforación, perfiles eléctricos, paleontología en orden estratigráfico desde el más antiguo al más joven se designan con los nombres de:

#### **2.1.9.1 Miembro azul WS – 1**

Compuesto casi exclusivamente por arcillas poco consolidadas, plásticas de tonos verdosos y marrones claros. Presenta algunas arenas con microfósiles hacia la base.

#### **2.1.9.2 Miembro moreno WS – 2**

Arcillas poco consolidadas, con abundantes niveles de lignitos a lo largo de todo el miembro, con transición a lutitas carbonáceas poco duras, algunos niveles de areniscas blancas transparentes y verdosas, bien seleccionadas, calcáreas y glauconíticas.

#### **2.1.9.3 Miembro naranja WS – 3**

Arcillas poco consolidadas en el tope y que se hacen más compactas en la base, dando lugar a lutitas marrón claro y oscuro, laminares y algo calcáreas, existen también limolitas marrones y beige.

#### **2.1.9.4 Miembro verde WS – 4 y amarillo WS – 5**

Predominan lutitas marrones a grises, homogéneas, de dureza media y tendencia laminar, limolitas arcillosas y algo de pirita.

#### **2.1.9.5 Miembro colorado WS – 6**

Es el miembro inferior de la Formación Oficina donde predominan arenas hacia el tope, en alternancia con algunos lignitos y se hace más lutítico hacia la base.

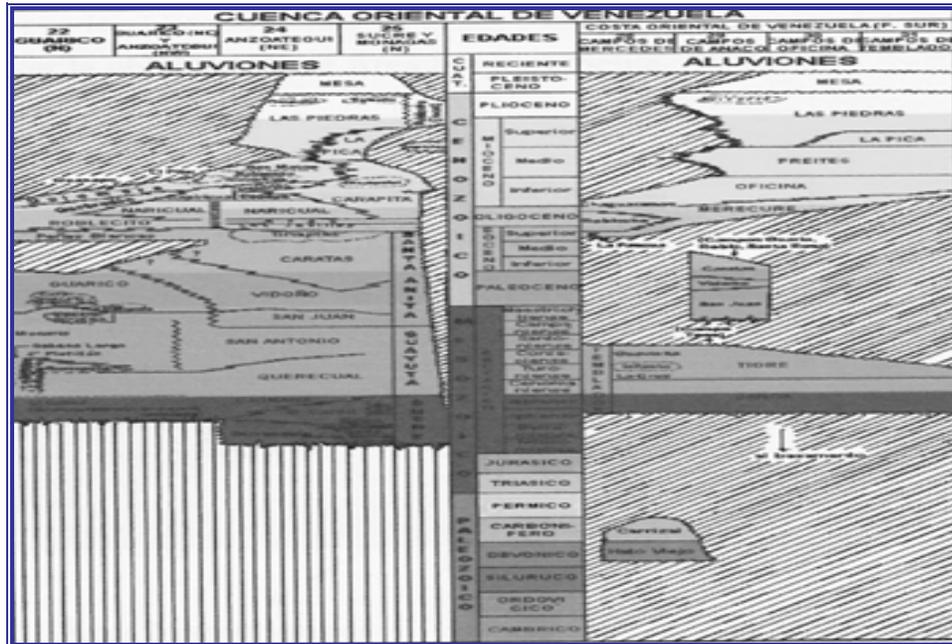


Fig. N° 2.1 Columna Estratigráfica Correspondiente a la Cuenca Oriental de Venezuela.<sup>[6]</sup>

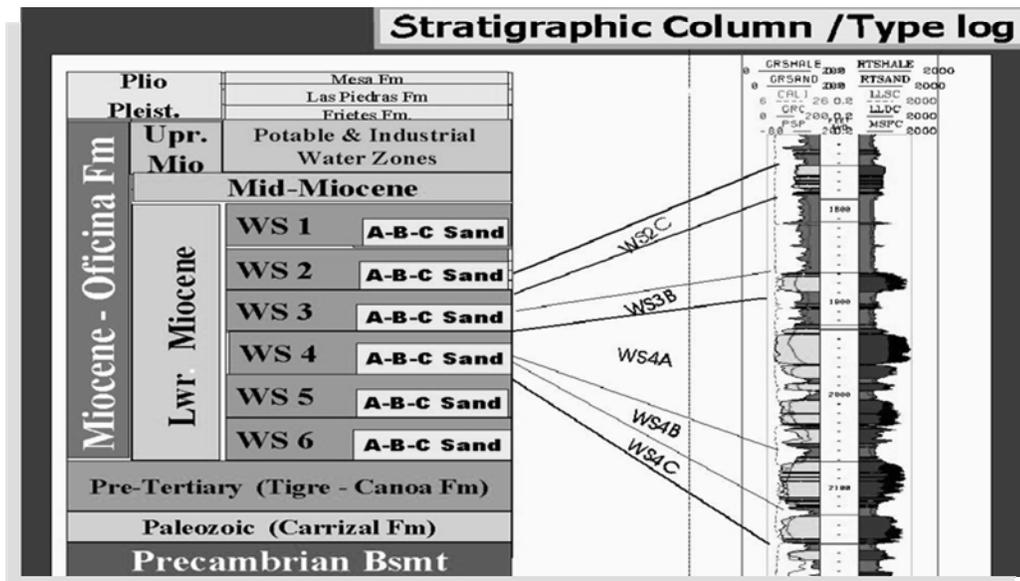


Fig. N° 2.2 Columna Estratigráfica Del Bloque Junín<sup>[7]</sup>

### **2.1.10 Formación Freites**

Suprayece concordante a la Formación Oficina.se caracteriza principalmente por arcillitas verdes a verdosas cuya sedimentación puede extenderse hasta el Mioceno-Superior, se observa la presencia de arenisca cerca del tope y de la base de la formación, en contraste con la parte media y mayor de la unidad.

### **2.1.11 Formación las Piedras**

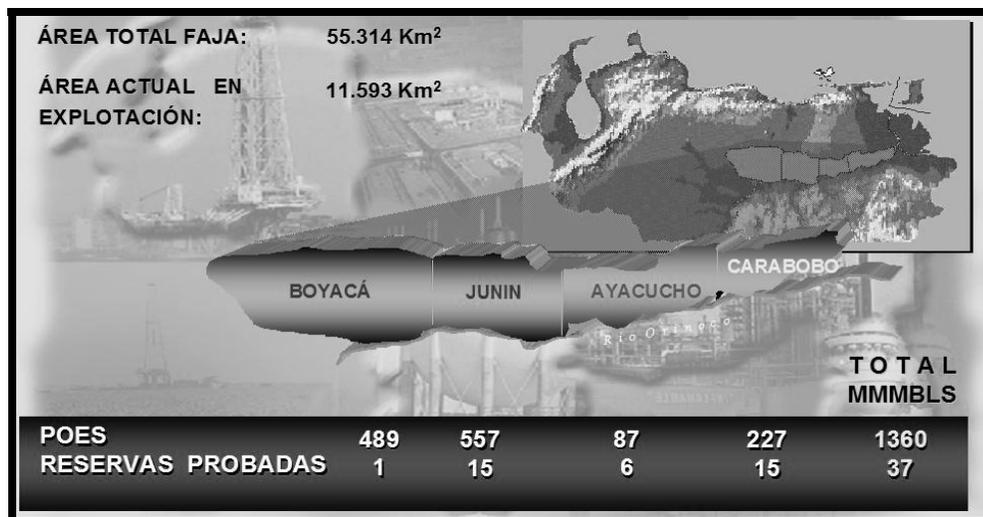
Esta Formación cuya sedimentación ocurre durante el Mioceno Superior-Plioceno, es una unidad de ambiente salobre y se caracteriza por la presencia de abundante arenas intercaladas con arcillas y limolitas, intervalos finamente limados de arenas con lutitas arcillosas y lente de arenas grises de granos muy finos; se observan también arcillas ligníticas y capas de lignito. Esta sedimentación aparece transgresiva sobre Pica y Freites infrayacente en los bordes Norte y Sur de su área de sedimentación y por debajo de la Formación Mesa.

### **2.1.12 Formación Mesa**

La Formación Mesa se encuentra discordante y suprayacente a la Formación las piedras. Está formada por depósitos fluvio-deltaicos del Pleistoceno, y consiste en depósitos planos con conglomerados que llegan a ser peñones a lo largo del frente de montañas pero de textura más fina en los flancos, arenisca limos y arcillas consolidadas. Esta Formación se presenta en los llanos Orientales del Guárico, Anzoátegui, Monagas y Sucre.

## **2.2 FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO**

La Faja Petrolífera del Orinoco se encuentra localizada en la parte Sur de la Cuenca Oriental de Venezuela al Norte del río Orinoco, abarca una extensión de 40.000 km<sup>2</sup> en las áreas al Sur de los Estados Guárico, Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro limitando con áreas mayores de Temblador, Oficina y las Mercedes en su parte Norte, el río Orinoco al Sur, el Delta al Este y el extremo oriental de la Cuenca de Barinas – Apure al Oeste. (Figura 2.3)



**Fig. N° 2.3 División de la Faja Petrolífera del Orinoco [8]**

### 2.2.1 Génesis de la Faja del Orinoco

Los hidrocarburos del campo Faja del Orinoco son fundamentalmente petróleo crudo de peso específico extrapesado y bitumen natural, con cantidades poco significativas de petróleo crudo pesado y gas natural asociado o libre en bolsones aislados (Figura 2.4). La génesis de estos hidrocarburos de La Faja es motivo de controversia desde el conocimiento inicial de inmenso depósito atípico. La hipótesis más común es que el petróleo es el resultado de procesos de degradación, biodegradación y oxidación de tipos más livianos, como los que se encuentran en los campos al norte.

Otra teoría es que hemos encontrado los hidrocarburos en un cierto momento de su evolución, en el camino hacia la conformación de tipos diferentes con cantidades más apreciables de oxígeno en sus estructuras moleculares. El fenómeno de "estratificación" de los pesos específicos es interesante, pero sin duda hay reservorios en la Faja que se deslizan por debajo de acumulaciones más "livianas". La acción del gas natural y del agua de percolación en cuanto agente de "meteorización" son elementos que no se pueden dejar de considerar.

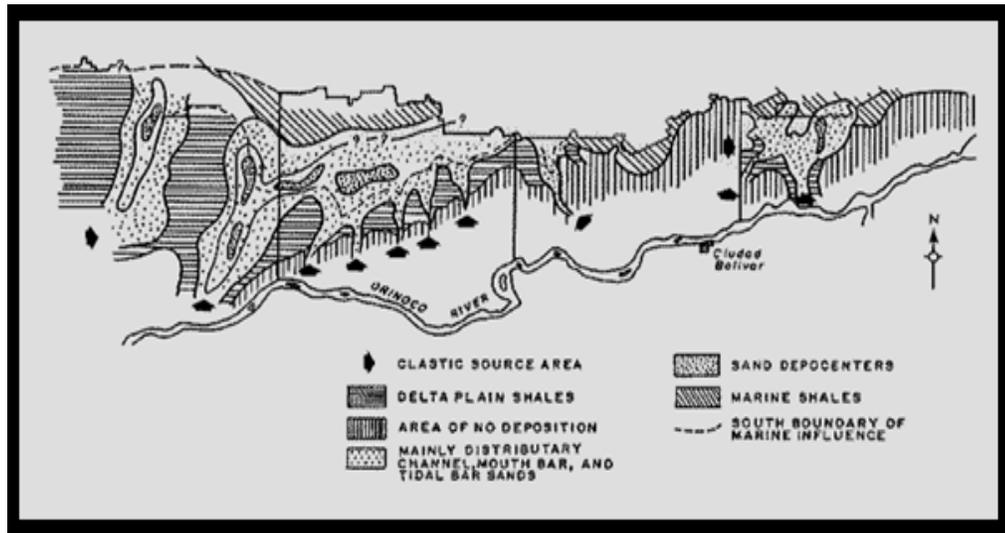


Fig. N° 2.4 Diagrama genético de las los bloques. [1]

La Faja del Orinoco se ha dividido en 27 bloques jerarquizados de acuerdo a sus características técnicas y estratégicas que posteriormente fue dividida en cuatro Áreas Boyaca, Junin, Ayacucho, Carabobo.

- **ÁREA BOYACA** : Ubicada al Centro- Sur del Estado Guárico.
- **ÁREA JUNÍN** : Ubicada al Sur-Este del Estado Guárico y el Sur-Oeste del Estado Anzoátegui.
- **ÁREA AYACUCHO**: Ubicada al Centro -Sur del Estado Anzoátegui.
- **ÁREA CARABOBO**: Ubicada en la zona Centro-Sur del Estado Monagas y Sur-Este del Estado Anzoátegui.

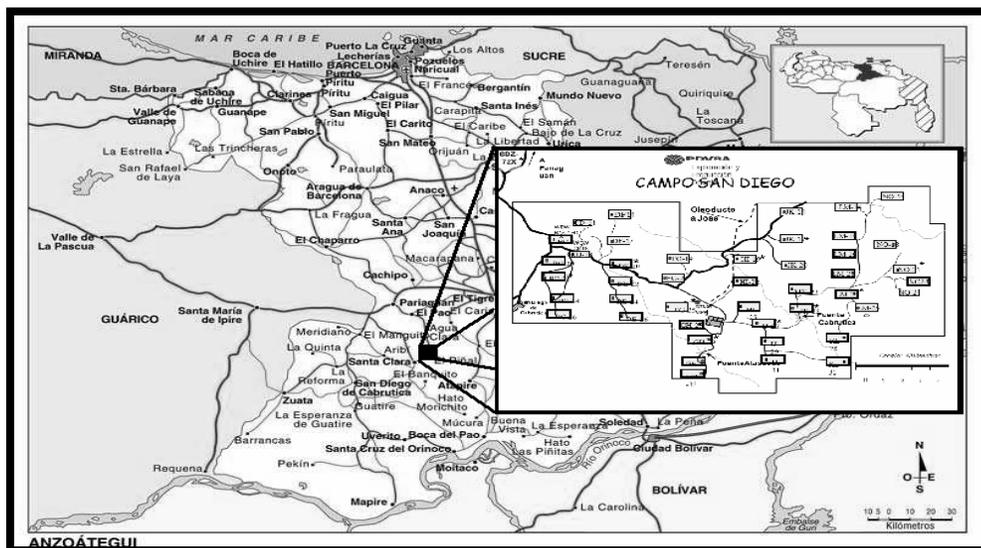
La columna sedimentaria presenta tres ciclos diferentes, el primero de ellos depositado discordantemente sobre el Macizo Guayanés y comprende arenas de granos gruesos del paleozoico superior. El siguiente ciclo corresponde a la trasgresión marina del cretácico y se caracteriza por ambientes de escasa profundidad (areniscas delgadas de cuerpos lenticulares de lutitas).

Conforme empezaron a retirarse los mares cretácicos, se depositaron formaciones transgresivas del Terciario (Oligoceno-Mioceno Inferior). Como efecto general se tuvo la deposición de capas de arenas con intercalaciones de lutitas y el comienzo de

un período de erosión. La Formación Oficina representa la sección más promisoría de la faja y data del Mioceno. En general representa ambientes deltaicos y marinos someros.

### 2.3 DESCRIPCIÓN DEL CAMPO SAN DIEGO.

La zona de estudio, se encuentra Regionalmente en el flanco Sur de la Cuenca Oriental de Venezuela, específicamente en el área operativa de Junín, ubicada en la zona central de la Faja Petrolífera del Orinoco, a 51 Km. de la población de Pariaguán, en el Estado Anzoátegui. El tamaño total del Área de Junín es aproximadamente 14.500 km<sup>2</sup> 57.000 hectáreas en la porción central de la cuenca de la Faja Petrolífera del Orinoco dentro de los Estados Anzoátegui, en el Este de Venezuela (Figura 2.5).



**Fig. N° 2.5 Ubicación geográfica del Campo San Diego. [8]**

Debido a que la conformación estratigráfica de la Faja del Orinoco en su gran mayoría presenta alto grado de similitud, mayormente a lo largo de los bloques Boyacá y Junín, la columna estratigráfica que presenta el Campo San Diego (zona en estudio), está conformada principalmente por formaciones que pertenecen al Mioceno inferior como la formación Oficina, esta se divide en siete miembros, a saber;

Colorado, amarillo, verde, Naranja, Moreno, Azul y blanco. En plano secundario la estratigrafía del campo está también constituida por formaciones de la edad Mioceno Superior como lo es la formación Freites.

El Campo San Diego en casi su totalidad está constituido por yacimientos de crudo pesado con gravedades que oscilan entre 10° y 12° API, la mayoría de la producción de hidrocarburos proviene de las formaciones Oficina y Merecure que poseen poco buzamiento que le permite generar gran rendimiento bajo estimulación por inyección alternada de vapor. Otra característica es que está influenciada de forma moderada por presencia de fallas normales, y es por esta razón que el entrapamiento en esta zona se caracterizan por ser tanto estructural como estratigráfico o combinación de ambos.

### **2.3.1 Descripción Geológica del Campo**

Esta región se encuentra enmarcada en la cuenca oriental de Venezuela y presenta una secuencia estratigráfica que esta constituida por sedimentos que abarcan desde un complejo Ígneo-Metamórfico, de edad Precámbrica que constituye el basamento, hasta el reciente, depositados en un ambiente fluvio deltaico.

La principal roca yacimiento dentro del área de estudio la constituye la Formación Oficina, del Mioceno Inferior, descrita anteriormente. En el área de San Diego de Cabrutica el yacimiento está definido como depósitos de llanura costera en agradación, consistiendo primordialmente de fajas masivas de canales fluviales de granos finos que se encuentran apilados programando de sur a norte. Las arenas de pobres a bien clasificadas no consolidadas y tienen relaciones de espesor con contenido de petróleo de neto a bruto aproximadamente de 55% @ 64%.

La estructura del área en estudio se asemeja a un monoclinal con un ángulo de buzamiento suave de 2 a 4 grados y una falla regional que corre de Noroeste a Sureste. La integración de paleontología, palinología y estratigrafía secuencial, han derivado la cronoestratigrafía y estratigrafía y el marco estratigráfico para el estrato del yacimiento de la formación Oficina del Mioceno.

El marco estratigráfico está dividida en siete secuencias de deposición (secuencia 0 a secuencia 6) y está subdividido en 27 parasecuencias (parasecuencia 0PS0 a parasecuencia 6 PS90) ver figura (Fig.2.6 las cuatro primeras parasecuencias (0 a 3) están denominadas por depósitos fluviales continentales, la secuencia 4 y en algunas áreas la secuencia 5 representan depósitos de llanura costera superior. La llanura costera central esta representada principalmente por la secuencia 5 y en algunos casos la secuencia 6. La secuencia 6 esta denominada por depósitos de llanura costera inferiores. La sección principal del yacimiento está conformada por depósitos fluviales estuarinos de facies de llanura costera. Desde la secuencia 0 a la 5 la llanura ha sido llenada por sedimentos retrogradacionales y la secuencia 6 ha sido depositada en un ambiente de relleno agradacional .Los sistemas reposicionales fluviales y de influencia marina están basados en la integración e interpretación de la estructura de bioestratigrafía, cronoestratigrafía y en secuencias estratigráficas obtenidas de los datos de todos los pozos perforados.

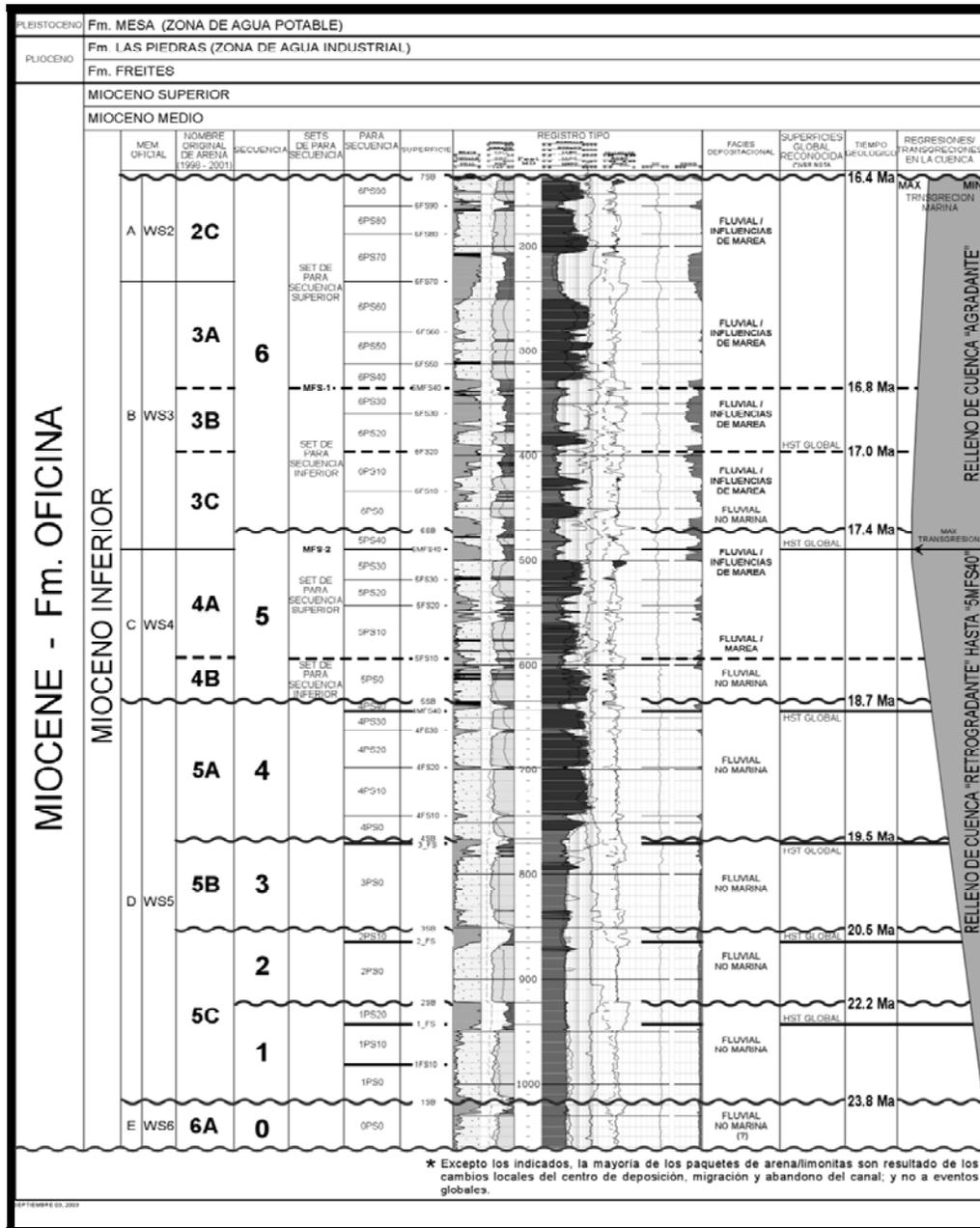


Fig. N° 2.6 Columna Estratigráfica Junín

## 2.4 ANTECEDENTES

Durante la perforación de pozos con lodos base agua se pueden presentar problemas de adhesión de arcillas a las partes metálicas causando embolamiento de mechas y sarta de perforación y trayendo consigo consecuentes problemas operacionales, los cuales son bastantes onerosos para la industria petrolera. Para prevenir estos problemas de embolamiento de mechas de perforación, se han utilizados surfactantes comúnmente denominados detergentes de perforación, en conjunto con el lodo base agua. A pesar de que algunos de estos compuestos funcionen efectivamente para resolver los problemas, sus mecanismos de actuación no han sido estudiados en forma sistemática.

En este orden de ideas en el año 1994 la empresa INTEVEP S.A. realizó un estudio sistemático con seis de los surfactantes comerciales que actualmente ofrecen las compañías de servicio a las filiales operadoras de la industria petrolera venezolana, el cual comprende la determinación de las propiedades físico-químicas de los surfactantes y su evaluación para dilucidar el problema de adhesión de las arcillas a las partes metálicas de la sarta de perforación <sup>[1]</sup>.

Como medida preventiva para minimizar de los problemas de embolamiento de mechas y sarta de perforación algunas compañías han implementado la utilización de fluidos a base de glicol para disminuir la tensión interfacial en la interacción arcilla-mecha para así asegurar un desplazamiento eficaz y por consiguiente aumentar la tasa de penetración<sup>[2]</sup>. Como medidas preventivas a la producción de pegas de tubería durante las operaciones de perforación, diversas empresas han implementado la utilización de aditivos lubricantes y/o reductores de fricción, estos aditivos químicos estos constituidos por materiales como: Aceites Minerales (animales o vegetales), Surfactantes, Grafito, Asfalto, Polímeros, Alcoholes, Gilsonita <sup>[3]</sup>. En el ámbito nacional, Quiroga <sup>[4]</sup> elaboró una revisión bibliográfica sobre el estado actual de la tecnología de fluidos de perforación base agua para perforar lutitas de alta reactividad. Sus publicaciones indican que estos sistemas mejorados debido a que han

agregado glicoles o sus derivados como aditivos para mejorar las propiedades inhibitorias.

## **2.5 HISTORIA DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN**

En 1833, un ingeniero francés de nombre Flauville se hallaba mirando la operación de perforación con herramienta de cable cuando el aparato de perforación descubrió agua. Entonces, se dio cuenta que el agua que brotaba era muy efectiva para sacar los recortes fuera del pozo. Éste fue el momento en que se estableció el principio de usar un fluido en movimiento para retirar los recortes del pozo.

El francés ideó una manera para que el agua se bombeara hacia abajo dentro de una tubería de perforación, y arrastrara los recortes consigo cuando regresara a la superficie, en el espacio entre la tubería de perforación y la pared del pozo. Luego, en 1900, mientras se perforaba un pozo en Spindletop, Texas, los trabajadores condujeron un rebaño de ganado a través de un foso lleno de agua. El lodo que resultó, una pasta aguada lodosa y viscosa de agua y arcilla, se bombeó dentro del pozo. Los fluidos de perforación aún se denominan lodo, pero ya los ingenieros no confían sólo en el agua y la arcilla. <sup>[1]</sup>

La historia moderna de la perforación comienza en 1921 con la propuesta de Struod, quien recomendaba la utilización de aditivos químicos inertes y pesados añadidos a los lodos de tal manera de controlar las propiedades del mismo dentro del proceso de sondeo. Hoy en día se diseñan compuestos y mezclas con sumo cuidado para satisfacer necesidades específicas bajo diversas condiciones de perforación. Los fluidos de perforación modernos son realmente un elemento vital para el pozo. Los pozos profundos actuales no podrían existir sin ellos. <sup>[2]</sup>

## **2.6 PERFORACIÓN**

Es la operación de producción mediante la cual se tiene acceso a los yacimientos de petróleo, con la finalidad de extraer los crudos. El objetivo de la perforación es la construcción de un hoyo que comunique la superficie con las secciones del subsuelo donde se encuentre el petróleo. Actualmente, el método de perforación de uso es la perforación rotatoria. <sup>[2]</sup>

### **2.6.1 Fluidos de Perforación**

Según el Instituto Americano de Petróleo (API), un fluido de perforación es aquel empleado en la perforación rotatoria para desempeñar funciones específicas durante dicha operación. El término fluido comprende líquidos, gases o mezclas de estos. A los fluidos de perforación líquidos, se les conoce como lodos de perforación y se componen principalmente por una mezcla de dos fases. Una fase líquida o fase continua que puede ser agua, petróleo o emulsión de estos, y una fase sólida o fase dispersa que contiene la mayoría de los aditivos que brindan las propiedades necesarias para una óptima operación. <sup>[3]</sup>

La perforación rotatoria se caracteriza principalmente por la rotación de una sarta de tubos y mecha contra el fondo del pozo atravesando las diferentes formaciones encontradas en el subsuelo, en este tipo de perforación se utiliza el fluido de perforación, bombeado desde los tanque de lodo en superficie a través de una unión que permite la rotación de la sarta mientras suministra el lodo al interior de la tubería hasta llegar al fondo, retornando a superficie por el espacio anular entre las paredes externas de la sarta y el hoyo perforado. En superficie y antes de ser enviado nuevamente al fondo, este fluido debe ser tratado con métodos físicos y químicos para mantener sus propiedades en un rango óptimo y asegurar así el cumplimiento de sus funciones.

## **2.7 CLASIFICACIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN DE ACUERDO A SU FASE CONTINÚA. <sup>[3]</sup>**

Los lodos de perforación se clasifican según su fase continua en:

- Base de agua.
- Base aceite.
- Neumáticos.

### **2.7.1 Lodos de Base Agua**

Son aquellos en los cuales la fase continua es el agua, y es el medio de suspensión de los sólidos. Son fáciles de diseñar con bajo costo de mantenimiento. Entre los lodos base agua se pueden encontrar dos tipos:

### **2.7.2 Lodos Inhibidos**

Son sistemas cuya fase acuosa tiene una composición química que le permite evitar la hidratación y desintegración de las arcillas y lutitas hidratables, mediante la adición de calcio al lodo, lo cual permite el intercambio iónico para transformar las arcillas sódicas a cálcicas. A medida que las plaquetas de arcillas se deshidratan, el agua adsorbida se libera, produciéndose una reducción del tamaño de las partículas e incremento del agua libre, con una reducción sustancial de la viscosidad. Este intercambio iónico permite obtener un lodo con mayor cantidad de sólidos y propiedades reológicas mínimas y más resistencia a contaminaciones severas.

### **2.7.3 Lodos Nos Inhibitorios**

Son aquellos que no suprimen significativamente la hidratación de la arcillas, se componen de arcillas nativas o bentonitas comerciales con soda cáustica o cal. También pueden tener defloculantes o dispersantes, como lignitos, lignosulfonatos o fosfatos.

### **2.7.4 Lodos Base Aceite**

Los lodos base aceite tienen la propiedad de estabilizar las lutitas problemáticas. Pruebas de laboratorio demostraron que estos lodos poseen la propiedad única de desarrollar fuerzas osmóticas frente a formaciones de lutitas.

Una emulsión es creada cuando un líquido es formado por una mezcla microscópicamente heterogénea de dos líquidos (aceite y agua), uno disperso dentro del otro. Es necesario un agente emulsificante para formar una emulsión estable.

### **2.7.5 Lodos Neumáticos de Perforación**

Tienen como fase continua o externa un gas, a los cuales se les agrega poca cantidad de agua para formar fluidos denominados neblinas, o una cantidad mayor para formar espumas. El agua puede provenir bien sea de una mezcla predeterminada en superficie o de aquella presente en la formación. Para lograr estos fluidos se deben adicionar agentes surfactantes o espumantes, respectivamente.

## **2.8 LODOS NATIVOS <sup>[4]</sup>**

Se forman al mezclar agua con Arcillas y Lutitas de las formaciones superficiales

### **2.8.1 Características Lodos Nativos**

- Es un lodo de iniciación de empleo frecuente, que también se utiliza en algunos casos a mayores profundidades.
- Se utiliza para formar un buen revoque protector sobre las formaciones perforadas.
- La capacidad de acarreo puede ser aumentada añadiendo más Bentonita.
- Se pueden obtener reducciones de la viscosidad por medio de la dilución, sedimentación o control mecánico de sólidos.
- Es el primer sistema de fluido que se hace circular durante los primeros 1000 pies de profundidad.
- La densificación de la suspensión logra aumentar la presión hidrostática que ofrece la columna de fluido, necesaria para evitar arremetidas.
- El rango de Ph se mantiene normalmente entre 8 y 9.5.

### **2.8.2 Ventajas y Desventajas Lodos Nativos**

- Ahorra tiempo y dinero.
- Es un lodo con buena capacidad de acarreo de los ripios.
- Se utiliza para perforar zonas superficiales hasta 1500 pies ya que no requiere de control químico y su densidad nunca sobrepasa de 10 lpg pero con pequeñas adiciones de cal se puede utilizar hasta 4000 pies.
- Posee buena limpieza del hoyo.
- No hay control de Ph.
- Se utiliza para formar un buen revoque protector sobre las formaciones perforadas.
- Ayuda e mantener controlada la viscosidad.
- Se emplea para mantener un control de filtrado debido al aditivo que contiene.

- La presencia de sal y la dureza en el agua interfieren en la hidratación de la Bentonita y reducen su eficacia.
- No es tóxico, pero las partículas en suspensión pueden causar irritación en ojos y vías respiratorias.

### **2.8.3 Aplicaciones Lodos Nativos**

Este tipo de sistema es utilizado para perforar zonas superficiales de hasta 1500 pies ya que no requiere de control de químico y su densidad no sobrepasa de 10 lpg. No requiere de control de filtrado ni de las propiedades reológicas. Su mantenimiento esta limitado a controlar los sólidos durante la perforación.

## **2.9 SISTEMAS VISCOELÁSTICOS**

Los fluidos viscoelásticos conocidos también con el nombre de fluidos de reología específica o fluidos biopoliméricos, son fluidos pseudoplásticos, es decir, fluidos cuyo comportamiento es independiente del tiempo y se caracterizan por tener propiedades viscoelásticas, son viscosas como un líquido y elástica como un sólido.

La viscoelasticidad es difícil de obtener en el campo y es el grado de deformación o esfuerzo elástico alcanzado por un fluido antes de iniciar su transformación de un estado casi sólido a un estado casi líquido, de ahí se tiene que un fluido viscoso se deforma o fluye al aplicarle tanto un esfuerzo como una deformación, pero se recupera cuando se suspende la fuerza, mientras que un fluido elástico recupera su forma original al remover el esfuerzo, siempre y cuando la deformación no exceda el límite elástico del material. <sup>[6]</sup>

Estos se caracterizan por altas viscosidades a bajas tasas de corte y desarrollar altos geles instantáneos pero frágiles y de fácil ruptura; además, ofrecen resistencia al flujo con mínima presión de bomba y exhiben un esfuerzo verdadero de cedencia elevado que indica la transición de estado casi sólido a casi líquido bajo condiciones de corte mínimo. Los fluidos viscoelásticos se utilizan para perforar pozos horizontales y/o direccionales por su gran capacidad de limpieza y suspensión. Su capacidad de suspensión es tal que aún en condiciones estáticas minimizan la

formación de lechos de ripios o camada que se forman usualmente en el punto de máxima desviación del pozo.

Los fluidos viscoelásticos son sistemas sencillos y fáciles de preparar. Se preparan con agua fresca o salmuera no saturada y alrededor de cuatro a seis aditivos químicos. Antes de su preparación es preciso conocer las limitaciones y compatibilidades de sus componentes, para poder lograr un fluido estable. El uso de la salmuera en la preparación de los fluidos viscoelásticos ofrece múltiples ventajas; en primer lugar no daña a la formación por carecer de sólidos suspendidos, en segundo lugar aminora la pérdida de viscosidad que sufren los polímeros como consecuencia de las elevadas temperaturas y en tercer lugar, evita la precipitación del viscosificador cuando se hace necesario agregar alguna acrilamida catiónica con el fin de complementar la acción inhibitoria del fluido.

### **2.9.1 Ventajas de un Sistema Viscoelástico**

Está demostrado que los fluidos viscoelásticos permiten, entre otras cosas, minimizar los problemas de arrastres, mejorar las condiciones hidráulicas en la mecha, obtener mayores tasas tanto de flujo como penetración y lo más importante reducir las pérdidas de presión en los flujos turbulentos, el cual resulta ser a menudo el perfil óptimo para eliminar sólidos cuando se perforan pozos horizontales.

Otras ventajas serían:

- El sistema simplifica los procedimientos de limpieza del equipo reduciendo los días durante una perforación de un pozo.
- El sistema viscoelástico está diseñado con un agente de puenteo y una forma química de polímero que forma un revoque delgado para proteger la zona productora de daños causados por invasión de fluidos.
- Además de la habilidad del sistema de reducir costos de limpieza y refuerza la producción, proporciona propiedades de fluidos de perforación excelentes, consistente con aquellos de un sistema polimérico básico.
- Las propiedades reológicas del fluido pueden modificarse para encontrar un hoyo específico que cumpla los requisitos de limpieza.

### **2.9.1.1 Desventajas de un Sistema Viscoelástico.**

- Los biopolímeros son pocos resistentes a altas temperaturas, no alcanzan a resistir más de 250 °F.
- Son susceptibles a la degradación por bacterias, ya que estas atacan las cadenas poliméricas degradándolas de forma tal que el fluido pierde su condición de viscoelástica. Para evitar la fermentación de fluidos no saturados con sal se debe usar bactericida.
- Los componentes del sistema se ven afectados severamente por el cemento, en especial los biopolímeros. Por ello es muy importante tomar todas las precauciones del caso para evitar el contacto del cemento con el fluido durante las operaciones de cementación. El calcio de formación es otro de los contaminantes que deben mantenerse por debajo de 100 ppm, para que no altere el comportamiento del fluido.
- La contaminación con ripios interfiere con las singulares propiedades reológicas que imparte el viscosificante y disminuye capacidad para minimizar el daño a la formación.
- El pH debe mantenerse entre 7 y 9, ya que las variaciones por encima de 9 ó por debajo de 7 causarían pérdidas de la viscosidad y en consecuencia disminución de la capacidad de acarreo y limpieza del hoyo así como problemas de corrosión.

### **2.9.1.2 Índice de Flujo (N)**

La relación numérica entre el esfuerzo cortante y la velocidad de corte de un fluido en un gráfico “log/log”. Este valor describe el grado de comportamiento adelgazante por corte de un fluido, es decir, la capacidad de un fluido para reducir la viscosidad por corte.

### **2.9.1.3 Índice de Consistencia (K)**

La viscosidad de un fluido que fluye. Este parámetro describe solamente el flujo dinámico. <sup>[4]</sup>

## **2.10 FASES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN [4]**

El lodo está compuesto de una fase continua que puede ser: agua, petróleo y/o gas. La fase dispersa la constituye sólidos, líquidos y/o gases. Una emulsión es una mezcla en la que el líquido se encuentra suspendido dentro de otro, en forma de glóbulos pequeños. En un lodo base petróleo, su fase continua es el petróleo o una emulsión de agua en petróleo (emulsión inversa). Y en un lodo base agua, se trata de una emulsión de petróleo en agua.

### **2.10.1 Fase Continúa**

La fase continua de un lodo de perforación puede ser agua, aceite o gas. Las sales disueltas en el agua son también parte de esta fase. La importancia de los cationes  $\text{Na}^+$  (sodio) y  $\text{Ca}^{++}$  (calcio) y el anión  $\text{OH}^-$  (oxidrilo) radica en el comportamiento de los lodos base agua.

### **2.10.1.2 Fase Dispersa**

Los glóbulos de petróleo emulsionados en un lodo de base agua viscosifican el lodo y reducen su densidad. El petróleo en el lodo puede originarse de las formaciones perforadas. El agua emulsionada en un lodo base petróleo lo hace más viscoso, pero si es suficientemente abundante lo desestabiliza. El aire o el gas que penetra y se distribuye en un lodo, provocan su espesamiento y una disminución de su densidad. El aire penetra inevitablemente en el lodo como consecuencia de las operaciones de superficie, también las formaciones perforadas pueden liberar gas en el lodo.

### **2.10.1.3 Fracción Coloidal**

Los sólidos activos, se caracterizan por hidratarse y poseen numerosas cargas eléctricas de las superficies expuestas y son los que forman la fracción coloidal de los lodos. Generalmente son arcillas, y por sus cargas eléctricas reaccionan con el tratamiento químico adicionado al lodo, permitiendo controlar sus propiedades. En lodos base agua, el agua retenida en las arcillas pasa a ser parte de la fase dispersa y de ella depende la efectividad de las arcillas como agente viscosificante.

#### **2.10.1.4 Fracción Inerte (fase sólida)**

Todos los sólidos ya sean reactivos o inertes pertenecen a la fase dispersa del lodo, éstos desempeñan un papel muy importante en el comportamiento de los mismos. La velocidad de penetración de la mecha disminuye sí la concentración de partículas sólidas es alta, los otros sólidos en el lodo son relativamente inertes o no reactivos, la barita, aren y otros sólidos de formación inertes son los ejemplos principales. Es importante recalcar que la mayoría de los sólidos en los lodos base aceite son inertes, con la excepción de algunos aditivos especiales (activador polar) para lodos de aceite.

### **2.11 COMPONENTES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN. <sup>[7]</sup>**

#### **➤ Densificante**

Son materiales no tóxicos, ni peligrosos de manejar, cuando son disueltos o suspendidos en el lodo incrementan la densidad del fluido se utilizan para controlar la presión de la formación y para mantener la estabilidad del hoyo.

#### **➤ Viscosificante**

Incrementan la viscosidad eliminando o disminuyendo la pérdida de filtrado en lodos base agua fresca en su estado natural, aunque, mediante modificaciones ejecutan la misma función en lodos base aceite y salinos. <sup>[7]</sup>

#### **➤ Controladores de pérdida de filtrado.**

Son agentes que disminuyen la cantidad de fase continua que pasa hacia la formación permeable cuando el lodo es sometido a una presión diferencial. Parte del lodo que se filtra hacia las formaciones perforadas, a través del revoque, puede ser controlado mediante el uso de bentonita, polímeros y adelgazantes (excepto los fosfatos y los tanatos) como:

#### **➤ Lignitos**

Muy solubles al agua y no requieren hidróxido de sodio, los lignitos complejos son usados con lignosulfonatos modificados para aumentar el control de pérdidas de circulación a temperaturas elevadas. Los lignitos son usados en lodos base agua a temperaturas superiores a los 400°F.

➤ **Lignosulfonatos de calcio.**

Son usados para convertir un lodo base sodio a uno base calcio usando cal, aunque no es particularmente efectivo para controlar la viscosidad de lodos base agua fresca si se permite el uso del lodo en un ambiente de calcio.

➤ **Reductores de viscosidad.**

Se tienen cuatro fosfatos complejos: El pirofosfato ácido de sodio SAPP ( $\text{Na}_2\text{H}_2\text{P}_2\text{O}_7$ ); el pirofosfato tetrasódico OTSPP ( $\text{Na}_4\text{P}_2\text{O}_7$ ); El tetrafosfato de sodio OSTP ( $\text{Na}_6\text{P}_4\text{O}_{13}$ ); El exametafosfato de sodio OSHMP ( $\text{Na}_6(\text{PO}_3)_6$ ). Su límite de temperatura está en los  $150^\circ\text{F}$ , el efecto dispersivo es atribuido a que las arcillas absorben las largas cadenas de los fosfatos complejos sometiendo la atracción entre partículas reduciendo la viscosidad.

Otro reductor conocido son los tanatos: El más usado es el quebracho, extraído del árbol que lleva su mismo nombre, de formula química ( $\text{C}_{14}\text{H}_{10}\text{O}_9$ ) siendo poco soluble en agua, pero sí en ácidos; requiere adición de hidróxido de sodio para ser un tanato soluble en sodio, así es un efectivo visco-reductor natural trabajando a temperaturas superiores a los  $250^\circ\text{F}$ , si las concentraciones de sal o contaminaciones de calcio no exceden las 10,000 ppm y las 240 ppm respectivamente. <sup>[7]</sup>

➤ **Materiales anti-pérdida de circulación.**

Se encuentran disponibles en varios tamaños y formas, usados como píldoras o baches que sellan la zona fracturada o cavernosa evitando eventuales pérdidas de fluido y sólidos, estos materiales pueden ser granulares, en forma de hojuelas o fibrosos; según su forma pueden ser clasificados como comunes (materiales granulados: nuez, cascarilla de arroz) medianos (en hojuelas: celofán, polietileno de 1/8 de pulgada hasta 1 de pulgada en longitud y superiores a los 10mm en diámetro ) o finos ( fibrosos: fibras de madera, fibras sintéticas), en sí, todos estos materiales son usados para sellar pequeñas fracturas o poros en zonas de altas permeabilidades y extremadas pérdidas de circulación. <sup>[7]</sup>

### ➤ **Controladores de pH.**

Son materiales que se utilizan para mantener un rango de pH en el sistema con la finalidad de asegurar la acción afectiva de otros aditivos empleados en el lodo. <sup>[7]</sup>

### **2.11.1 PROPIEDADES DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN <sup>[8]</sup>**

Los fluidos de Perforación para que cumplan sus funciones necesitan contar con una serie de propiedades, las cuales son controladas según los tipos y las concentraciones de los aditivos que se incluyan en la formulación del lodo.

#### ➤ **Densidad**

Está definida como el peso por unidad de volumen, conociéndose como peso del lodo, expresado en libras por galón (LPG). Esta depende del tipo de líquido usado y del material densificante.

El peso del lodo debe ser suficiente para contener el fluido de la formación, pero no demasiado alto como para fracturar la formación. También es importante mantener el peso del lodo para proporcionar soporte de las formaciones expuestas en el hoyo abierto. Esta se determina empleando una balanza de lodos, balanza presurizada y el densímetro. <sup>[5]</sup>

#### ➤ **Viscosidad del Lodo**

Se define como la resistencia interna de un fluido a fluir (deformarse).se emplea el embudo de Marsh que mide la viscosidad del fluido en un tiempo medido. Es el número de segundos requeridos para que un cuarto (946mL) de lodo pase a través de un tubo de 3/16 pulgadas, colocado a continuación de un embudo de 12 pulgadas de largo.

#### ➤ **Viscosidad Plástica.**

Resistencia del fluido a fluir, causada por la fricción mecánica entre las partículas suspendidas y por la viscosidad de la fase fluida, se ve afectada por la concentración, tamaño y forma de las partículas sólidas suspendidas en el lodo. El control de la

viscosidad plástica en los fluidos de baja y alta densidad es necesario para mejorar el comportamiento reológico y sobre todo alcanzar altas tasas de penetración. Existen tres formas de controlar la concentración de los sólidos perforados: dilución, sedimentación y control mecánico de los mismos.

La unidad utilizada para su medición es el centipoise (cps) y se obtiene utilizando un viscosímetro rotacional tomando la lectura de 600 rpm y restándole la de 300 rpm.

$$VP = L600 - L300 \quad (\text{Ec.2.1})$$

➤ **Viscosidad Aparente**

Se obtiene de la lectura de 600 rpm dividido entre dos.

➤ **Punto Cedente (yield point)**

El punto de cedencia se define como la parte de la resistencia al flujo causada por las fuerzas de atracción entre partículas. Esta fuerza de atracción es una consecuencia de las cargas sobre la superficie de las partículas dispersas en la fase fluida. Valores altos de punto cedente pueden tener varias causas, entre otras, presencia de contaminantes como sal, cemento o anhídrita, pueden provocar la floculación de la arcilla. Un aumento en la concentración de sólidos aumenta el número de cargas de superficie y disminuye la distancia entre ellas. Para su tratamiento se pueden añadir sustancias químicas que anulen el efecto de las cargas eléctricas sobre las arcillas (fosfatos, taninos, lignosulfonatos). Todo aquello que produzca floculación en un lodo, determinara un incremento en el punto cedente.<sup>[8]</sup>

Se mide igual que la viscosidad plástica en un viscosímetro rotacional, regida por la siguiente ecuación:

$$PC = L_{300} - VP \text{ (lb/100 pie}^2\text{)} \quad (\text{Ec. 2.2})$$

### ➤ Resistencia de Gel

La resistencia de gel es una medida de las fuerzas de atracción en un sistema de lodo. Esta mide la fuerza de atracción estática. Cuando un lodo ha sido sometido a velocidades de corte cero (0) o cercanas a cero (0), durante cierto tiempo el fluido tiende a desarrollar una estructura de gel rígida o semirrígida, esto es lo que se conoce como tixotropía.

La probable aparición de dificultades en un sistema de lodo se refleja habitualmente en la ocurrencia de geles progresivos o de geles instantáneos. Altas lecturas del gel progresivo (10 minutos) es un indicativo de acumulación de sólidos. Pero si la lectura inicial (10 segundos) y la de los 10 minutos son ambas elevadas, con pequeñas diferencias entre las dos, se está en presencia de un gel instantáneo que significa floculación.<sup>[8]</sup>

La magnitud de la gelificación, así como el tipo de resistencia de gel, son importantes para la suspensión de recortes y de material densificante en condiciones estáticas. Las funciones de resistencias de gel excesivas pueden causar complicaciones tales como:

- 1.- Retención de aire o gas en el lodo.
- 2.- Presiones excesivas cuando se rompe la circulación después de un viaje.
- 3.- Reducción de la velocidad a la que se sedimentan la arena y los recortes en el tanque de sedimentación, de lo que resulta una acumulación de sólidos.
- 4.- Excesiva sobrepresión al introducir la tubería.
- 5.- Efecto de succión a sacar la tubería.
- 6.- Imposibilidad de hacer llegar las herramientas de perfilaje hasta el fondo.

Para calcular la fuerza de gel se hacen dos mediciones en el viscosímetro rotacional a la lectura de 3 rpm: después de 10 segundos (gel inicial) y a los 10 minutos (gel final)

### ➤ **Filtración**

El objetivo principal de un buen control de pérdida de filtrado, es formar un revoque delgado y resistente sobre la superficie del hoyo perforado, el filtrado debe ser compatible con la formación y con los fluidos de la misma, mientras se está perforando las formaciones logran comportarse como una malla o tamiz. Los sólidos se depositan sobre las paredes del pozo y el filtrado invade la formación, este proceso de filtración debe ser controlado adecuadamente para asegurar el funcionamiento exitoso del lodo, esto implica: control de la tasa o velocidad de filtración, control del espesor y textura del revoque y control de las propiedades químicas del filtrado.<sup>[8]</sup>

## **2.12 FUNCIONES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN**<sup>[5]</sup>

### ➤ **Transportar los recortes de perforación y los derrumbes de las paredes del hoyo a la superficie**

Los fluidos de perforación están diseñados para contar con una propiedad que se encargue de llevar los ripios hacia la superficie. Los recortes y derrumbes son más pesados que el lodo, la fuerza de gravedad a los que están sometidos produce la deposición hacia el fondo del hoyo, pero el lodo de perforación al pasar por el anular los empuja hacia la superficie evitando su decantación, dependiendo del tamaño, forma y densidad de las partículas la velocidad de decantación de las mismas va a depender la viscosidad y punto de cedencia del lodo. Esta limpieza debe ser apropiada para evitar que los ripios se acumulen en el espacio anular causando un aumento en la torsión, en el arrastre y la presión hidrostática, fallas en la tubería, penetración y pérdida de circulación.

### ➤ **Transmitir potencia hidráulica sobre la formación a través de la mecha**

Cuando ocurre la circulación el lodo es expulsado a gran velocidad a través de la boquilla de la mecha, la superficie por debajo de ésta debe estar libre de recortes y se logra por medio de la fuerza hidráulica; si los recortes no son removidos la mecha sigue su curso triturándolos nuevamente reduciendo la velocidad de penetración. La remoción eficiente de los recortes que se forman en la superficie de la mecha depende de las propiedades físicas del lodo y de su velocidad al salir por las boquillas; la

fuerza hidráulica del lodo también es empleada para girar la mecha, ya que está conectada a un motor hidráulico en el fondo del pozo, fijo al extremo inferior de la sarta.

➤ **Enfriar y lubricar la mecha y la sarta de perforación**

Cuando el metal se mueve contra la roca, hay fricción y calor. Los fluidos de perforación proporcionan la lubricación y enfriamiento necesarios para que el proceso continúe sin problemas, así como para extender la vida de la mecha de perforación. La lubricación puede ser de especial importancia en pozos horizontales o de alcance extendido en los que la fricción entre la tubería de perforación, la mecha y la superficie de la roca debe mantenerse al mínimo.

➤ **Proteger las paredes del hoyo con una costra impermeable (revoque)**

A medida que la mecha entra en una formación permeable, parte del fluido entra dañando zonas que puedan ser de una gran producción. Una de las funciones del lodo de perforación, es crear un revoque (costra impermeable) que impida el paso del fluido a la formación, de tal manera, que las condiciones de las formaciones del pozo se mantengan en su estado natural.

➤ **Dar sostén a las paredes del pozo**

Mientras que la perforación avanza la mecha va penetrando a una formación subterránea suprimiendo parte del apoyo lateral que ofrecen las paredes de los pozos y la formación caerá en el interior del pozo. El sostén que debe ejercer el lodo depende de la naturaleza de la formación, formaciones muy fuertes requieren poco sostén por parte del lodo mientras que formaciones no consolidadas requieren de mayor soporte.

➤ **Mantener en suspensión a los recortes y derrumbes, en el espacio anular, cuando se detiene la circulación del fluido de perforación**

El flujo del fluido de perforación a través de la tubería de perforación y luego hacia la superficie algunas veces se detiene, bien sea debido a un problema o con el fin de extraer la tubería del hoyo para poder cambiar una mecha. Cuando se detiene la

perforación, los recortes suspendidos en el fluido pueden caer al fondo del pozo, atascando la mecha; los fluidos de perforación están diseñados para contar con una propiedad muy interesante que se ocupa de este problema. El espesor o viscosidad del fluido se incrementa a medida que el movimiento del fluido se hace más lento, cuando el fluido se detiene, forma un gel espeso que mantiene en suspensión los recortes de la roca y evita que se hundan y lleguen al fondo del pozo, cuando el fluido comienza a fluir nuevamente vuelve a su estado previo, es decir, se torna líquido y liviano.

➤ **Permitir desechar arena y recortes en la superficie**

La arena y los recortes tienen una gran influencia en las condiciones de perforación, por lo tanto, es necesario que las propiedades del lodo permitan una separación eficiente de los mismos, en superficie; a medida que se logra separar los sólidos no deseables del lodo, se obtendrá una reducción en los costos y una mejor producción.

➤ **Ayudar a suspender el peso de la sarta y del revestimiento**

Un pozo puede encontrarse a cientos de metros de profundidad, una tubería de perforación de acero de tanta longitud pesa muchas toneladas; la inmersión de la tubería de perforación en el fluido produce un efecto de flotación, lo que reduce su peso, ejerciendo menor esfuerzo en el mecanismo de perforación.

➤ **Controlar la presión subterránea**

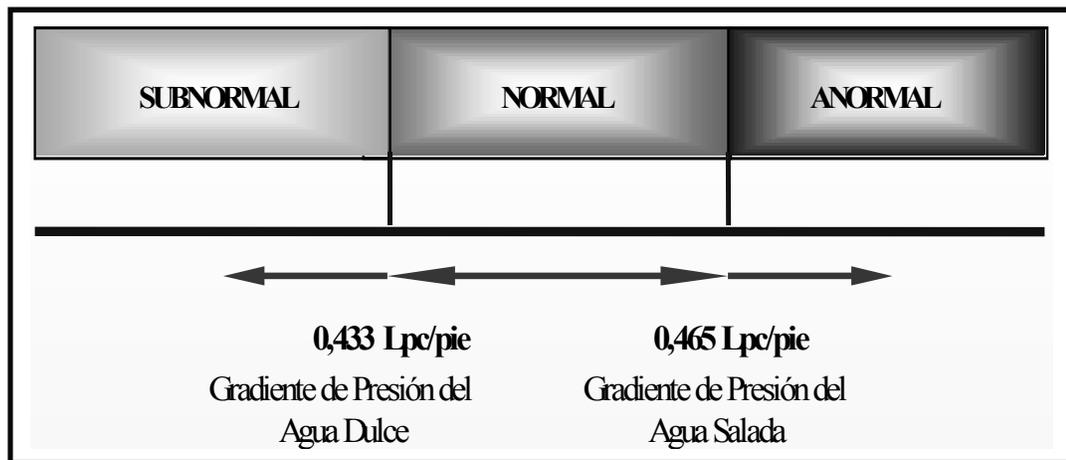
El lodo se diseña para prevenir esos accidentes al contrarrestar la presión natural de los fluidos en las formaciones, se debe alcanzar un equilibrio apropiado en el que la presión del fluido de perforación contra las paredes del hoyo sea suficiente para contrarrestar la presión que ejercen las formaciones y el petróleo o gas, pero que no sea tan fuerte que dañe el pozo. Si el peso del fluido de perforación es muy grande, podría causar la fractura de la roca y el fluido de perforación se perdería en la formación; la presión de un líquido depende de su densidad se pueden agregar agentes para aumentar el peso del fluido de perforación con el fin de aumentar su

densidad, y por lo tanto, la presión que ejerce en las paredes del hoyo. La densidad del líquido puede ajustarse para satisfacer las condiciones del pozo, esta presión debe ser sobrebalanceada para evitar un flujo incontrolado de esos fluidos de formación en el interior del pozo; el control se logra manteniendo una presión hidrostática suficiente en el anular, la presión hidrostática es directamente proporcional a la densidad del lodo y a la altura de la columna de lodo.

Las presiones normales de formación varían de un gradiente de presión de 0,433 psi/pie (equivalente a 8,33 lb/gal de agua dulce) en las áreas ubicadas tierra adentro, a 0,466 psi/pie (equivalente a 8,95 lb/gal) en las cuencas marinas. La elevación, ubicación, y varios procesos e historias geológicas crean condiciones donde las presiones de la formación se desvían considerablemente de estos valores normales, la densidad del fluido de perforación puede variar desde la densidad del aire (básicamente 0 psi/pie) hasta más de 20,0 lb/gal (104psi/pie)

**Dependiendo del gradiente de presión, se ha clasificado en:**

Normal, subnormal y anormal.



**Fig. 2.7 Tipos de presiones de formación.** <sup>[5]</sup>

$$P_h = 0.052 * D_l * H \text{ (Lpg)} \quad \text{(Ec. 2.3)}$$

Si Densidad lodo > Pformación se presenta pérdida de circulación

Si  $\text{Densidad lodo} < \text{Pformación}$  se presenta una arremetida.

➤ **Transmitir información inmediata sobre las formaciones perforadas.**

Los ripios que llegan a la superficie que son transportados por el lodo de perforación, son separados en los equipos de control de sólidos, de esta manera aportan información inmediata de la formación perforada, por medio de esta información se puede tomar medidas preventivas que ayudarán a solventar problemas futuros.

➤ **Proveer un medio adecuado para llevar a cabo el perfilaje.**

El fluido de perforación debe poseer buenas condiciones de conductividad eléctrica; y que sus propiedades eléctricas sean diferentes a la de los fluidos de la formación, para poder realizar el perfilaje o registros eléctricos al pozo. Es importante entonces que durante el proceso de perforación exista la menor cantidad de fase líquida del lodo invadiendo la formación, para así evitar en lo posible el daño a la formación y el resultado no confiable del perfilaje; igualmente, el lodo no debe erosionar las paredes del pozo ya que los resultados también se van a ver influenciados por este motivo.

### **2.12.1 EFECTOS SECUNDARIOS DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN**

➤ **Daño a las formaciones subterráneas, especialmente a las que puedan ser productivas.**

Los fluidos de perforación alteran las características originales de la formación que se encuentra en la cara del pozo, siendo éstas unas más sensibles que otras, el taponamiento físico por sólidos inertes es debido al paso del lodo por la zona productora o las reacciones químicas entre los componentes del fluido y los de la formación. El pozo puede hacerse inestable por efecto de reacciones químicas o por efecto de erosión física, esto se puede lograr utilizando fluidos especialmente tratados y específicamente diseñados para estos casos.

➤ **Corrosión de la sarta y del revestimiento.**

Los fluidos de perforación por su composición química pueden crear un ambiente corrosivo para el material de acero usado durante la perforación, este problema puede solventarse con el uso de tratamientos químicos adecuados del fluido empleado, como en caso de fluidos base aceite que usan petróleo o gasoil que no son corrosivos.

➤ **Reducción de la velocidad de penetración.**

La velocidad de penetración de la mecha se ve afectada por la diferencia entre la presión hidrostática del fluido y la presión de la formación, ésta disminuirá si la densidad del fluido es mucho mayor que el gradiente de presión de la formación, si el fluido contiene excesivos sólidos y viscosidades altas también disminuirá la velocidad de penetración.

➤ **Problemas de presiones de succión, de pistón y de circulación.**

Para evitar este problema se debe tener un control adecuado de las propiedades del lodo como son viscosidad, resistencia de gel o exceso de sólidos; esto puede ocasionar un revoque demasiado grueso que disminuye el diámetro del pozo, lo que determina un deficiente control de la pérdida de fluidos; altas presiones de succión aumentan el riesgo de una surgencia y posibilidades de una arremetida, así como altas presiones de suabeo aumenta el riesgo de pérdidas de circulación y por una alta concentración de sólidos se reduce la energía hidráulica disponible al nivel de la mecha, ocasionando desgastes excesivos de la bomba que puede hacerse imbombeable.

➤ **Pérdidas de circulación.**

Esta pérdida de circulación se origina cuando la presión ejercida por el fluido contra la formación excede la presión de fractura de la formación; un fluido de perforación que posea una alta densidad, alta viscosidad y gran resistencia al gel pueden

ocasionar presiones excesivas en el interior del pozo durante la circulación, ya sea al inicio o mientras se éste efectuando un viaje en el pozo.

➤ **Erosión de las paredes del pozo.**

El desprendimiento de las paredes del pozo ocasiona un grave problema, porque dificulta la evaluación de los perfilaje por cables, esta puede ser de dos tipos física o química, la primera puede disminuirse controlando la velocidad anular y la segunda va a depender de la reacción química del fluido de perforación con la de la formación, por lo que se debe estudiar el lodo de acuerdo con el tipo de formación a perforar.

➤ **Retención de sólidos indeseables por el fluido en los tanques.**

La propiedad del fluido de perforación de mantener en suspensión los sólidos indeseables y luego ser llevados hacia la superficie, debe ser una característica fundamental, estos al llegar a la superficie deben ser separados del fluido ya sea por decantación o sedimentación en los tanques diseñados para el control de sólidos, si éstos no son removidos pueden causar grandes problemas, en las bombas (desgastes) así como de los otros equipos que entran en contacto, la arena es el sólido más abrasivo que se incorpora al lodo durante la perforación y se detecta por procedimientos de laboratorio para luego removerla por medios mecánicos.

➤ **Contaminación con las lechadas de cemento.**

La cementación de pozos es otra de las etapas durante el proceso de perforación, algunos fluidos usados en la perforación son incompatibles con las lechadas de cemento, a través de espaciadores se evita en contacto fluido-cemento

➤ **Contaminación del ambiente natural.**

Los sólidos constituyen el principal contaminante, pero existen en las formaciones penetradas otros contaminantes como son agua de formación (sodio, calcio, magnesio, etc.), así como materiales añadidos como el cemento, gases como el CO<sub>2</sub> y

H<sub>2</sub>S atrapados en la formación, los cuales los fluidos de perforación deben ser capaces de resistir; por medio de un análisis del filtrado del lodo se determina el grado de contaminación, si es muy seria se debe convertir el sistema en otro, a cabo del desplazamiento del lodo contaminado por un fluido más tolerante

➤ **Mantenerse estable a presiones y temperaturas.**

En pozos profundos, donde la temperatura y la presión son elevadas (mayores de 300 °F y 15.000 lpc), la mayoría de las sustancias químicas usadas en los fluidos de perforación tienden a degradarse térmicamente, ocasionando floculación, solidificación que impide el levantamiento de la tubería y altas pérdidas de circulación.

### **2.13 REOLOGÍA DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN <sup>[9]</sup>**

Es la ciencia que estudia la fluidez de la materia que describe el comportamiento del flujo de fluidos de perforación, un fluido es cualquier sustancia que se deforma continuamente cuando se somete a un esfuerzo de cizallamiento (esfuerzo tangencial que tiende a deformar el elemento fluyente) por muy pequeño que éste sea; puede ser: Newtoniano y No Newtoniano.

#### **2.13.1 Fluido Newtonianos.**

Fluido básico donde el esfuerzo de cizallamiento o corte es directamente proporcional a la tasa de corte, inician su movimiento al agregar presión al sistema ( $P > 0$ ). Entre ellos se pueden encontrar el agua, aceite, gasolina, glicerina.

#### **2.13.2 Características Fluido Newtonianos.**

- El esfuerzo de cizallamiento o corte es directamente proporcional al régimen de cizallamiento o corte.
- La viscosidad es independiente del régimen del cizallamiento o corte y disminuye con la temperatura.
- Fluido incompresible.

- La relación punto cedente / viscosidad plástica es igual a cero.
- No tiene capacidad de suspensión.
- Índice de comportamiento de flujo igual a cero.
- Perfil de velocidades constante.
- La incorporación de sólidos cambia el comportamiento reológico de un fluido newtoniano a uno no newtoniano.

#### **2.14 Fluidos No Newtonianos.**

Su viscosidad depende las condiciones del flujo, el fluido puede ser: Tapón, Laminar o Turbulento.

#### **2.14.1 CLASIFICACIÓN DE LOS FLUIDOS CUYO COMPORTAMIENTO DEPENDE DEL TIEMPO.**

##### **2.14.2 Fluidos Plásticos.**

Envuelve a la mayoría de los fluidos de perforación, requieren de una velocidad mínima de cizallamiento igual al punto cedente para iniciar el movimiento, su comportamiento reológicos es expresado por la ecuación de Bingham:

$$E_c = PC + (C * VP) + T_c \quad (\text{Ec. 2.4})$$

Donde:  $E_c$  = Esfuerzo de Corte

$PC$  = Punto cedente

$C$  = Constante del Viscosímetro

$VP$  = Viscosidad plástica

$T_c$  = Tasa de corte

##### **2.14.3 Fluidos Pseudoplásticos.**

Requieren de una presión mayor que cero (0) para comenzar el movimiento, la viscosidad aparente disminuye al aumentar la tasa de corte hasta un punto donde la velocidad se hace constante. Se caracteriza porque el punto cedente es igual a cero

(0); al aumentar la tasa de corte disminuye la viscosidad aparente, es decir, disminuye la lectura de 600 r.p.m. y aumenta el punto cedente. Como ejemplo de este tipo de fluidos se tienen: polímeros, resinas, pinturas y lodos de perforación.

$$Ec = k(Tc)^n \quad (Ec. 2.5)$$
$$n < 1$$

Su comportamiento reológico está descrito por la Ley de Potencia, los valores de n: índice de comportamiento laminar o sea capacidad de un fluido para reducir la viscosidad de corte y k: factor de consistencia laminar, dependiente de la cantidad de sólidos.

#### **2.14.4 Fluidos Dilatantes**

Constituidos por una alta concentración de sólidos, la viscosidad aparente aumenta al aumentar la tasa de corte, el punto cedente es igual a cero (0).

$$Ec = k (Tc)^n \quad (Ec. 2.6)$$
$$n > 1$$

### **2.15 CLASIFICACIÓN DE LOS FLUIDOS CUYO COMPORTAMIENTO ES FUNCION DEL TIEMPO. <sup>[10]</sup>**

#### **2.15.1 Fluidos Tixotrópicos.**

La tixotropía es la capacidad que tienen los fluidos de desarrollar con el tiempo una resistencia de gel, el lodo adquiere una consistencia gelatinosa si se deja en reposo, pero al agitarse nuevamente regresa a su estado original, este tipo de fluidos el esfuerzo de corte no sigue una relación proporcional con respecto al aumento o disminución de la tasa de corte. Como ejemplo de este tipo de fluido se tienen los lodos de perforación base agua, base aceite, tintas y pinturas.

### **2.15.1.1 Fluidos Reopéticos**

Son aquellos que desarrollan una estructura en función del tiempo a cierta tasa de corte.

## **2.16 FACTORES QUE AFECTAN LA REOLOGÍA.**

### **2.16.1 Presión**

Ejerce poco efecto sobre la reología de los fluidos base agua, pero afecta significativamente a los lodos base aceite o petróleo.

### **2.16.2 Temperatura**

La viscosidad decrece a medida que aumenta la temperatura, ya que existe un mayor desorden molecular en el fluido causando una mayor distancia entre las moléculas.

### **2.16.3 Tiempo**

La resistencia de gel es una manifestación de la dependencia del tiempo, en fluidos tixotrópicos, la estructura gel sólo se desarrolla después de un periodo de tiempo durante el cual el lodo ha sido sometido a una velocidad de corte igual a cero.

## **2.17 ARCILLAS**

Desde del punto mineralógico, son silicatos de aluminio hidratado de dos, tres, cuatro capas, que desarrollan plasticidad cuando se mojan, las cuales tienen un máximo tamaño de partícula de dos micrones.<sup>[11]</sup>

### **2.17.1 Tipos de arcillas**

Existen un gran número de minerales arcillosos, pero los que interesan en relación con los fluidos de perforación pueden ser clasificados en tres tipos.

#### **2.17.1.1 El primer tipo**

Consta de arcillas en forma de aguja no hinchables como la atapulguita o la sepiolita, se cree que las formas de las partículas es responsable de la capacidad que la arcilla tiene para aumentar la viscosidad; el tamaño natural de cristales finos y la forma de aguja hacen que la arcilla desarrolle una estructura de “escobillas amontonadas” en suspensión, demostrando así una alta estabilidad coloidal, incluso en la presencia de una alta concentración de electrolitos, debido a sus formas y a sus características no

hinchables, estas arcillas demuestran un control de filtración muy débil, por este motivo la atapulguita se usa principalmente como mejorador de viscosidad en los lodos base agua salada; mientras que la sepiolita se usa generalmente como viscosificador suplementario para los fluidos geotérmicos y de alta temperatura, estas arcillas no están casi nunca presentes en las lutitas de las formaciones.

#### **2.17.1.2 El segundo tipo**

Son las arcillas laminares no hinchables (o ligeramente hinchables): illita, clorita y kaolinita; las cuales están descritas mas adelante.

#### **2.17.1.3 El tercer tipo**

Son las montmorillonitas laminares muy hinchables; el segundo y el tercer tipo de minerales arcillosos se encuentran en las lutitas de las formaciones en el orden siguiente y en cantidades decrecientes: Illita, Clorita, Montmorillonita, Kaolinita

Como estos minerales arcillosos están presentes en las formaciones perforadas estos se dispersan en cantidades variables dentro del sistema de fluido de perforación, la montmorillonita sódica se añade normalmente a un lodo para aumentar la viscosidad y reducir el filtrado; las propiedades de filtración y reológicas del lodo dependen de las cantidades de las diferentes arcillas contenidas en el lodo, como la montmorillonita es añadida intencionalmente al lodo para controlar estas propiedades, los otros tipos de arcillas pueden ser considerados como contaminantes, ya que no son tan eficaces como una arcilla comercial.

La arcilla que existen naturalmente tiene una estructura apilada o estratificada, en la cual cada capa unitaria tiene un espesor de aproximadamente 10 angstroms (Å); esto significa que cada milímetro de espesor consta de aproximadamente un millón de capas de arcillas, cada capa de arcilla es altamente flexible, muy fina, y tiene un área superficial enorme. Se puede considerar que una partícula individual de arcilla es algo parecida a una hoja de papel o un trozo de celofán, un gramo de montmorillonita sódica tiene un área superficial de capa total de  $8.073 \text{ pies}^2$  ( $750 \text{ m}^2$ ).

En agua dulce las capas absorben el agua y se hinchan hasta el punto en que las fuerzas que las mantienen unidas se debilitan y las capas individuales pueden

separarse de los paquetes, la separación de estos paquetes en múltiples capas se llama dispersión; este aumento del número de partículas, junto con el aumento resultante del área superficial, causa el espesamiento de la suspensión. Las arcillas son generalmente del tipo de dos capas como la kaolinita o del tipo de tres capas como la montmorillonita, la clorita o la illita; cada partícula de arcilla laminar se componen de un apilamiento de capas unitarias paralelas, cada capa unitaria consta de una combinación de hojas de sílice dispuesta tetraédricamente (en pirámides) y hojas de alúmina o magnesia dispuestas octaédricamente (ocho caras).

Las arcillas de tres capas se componen de capas unitarias constituidas por dos hojas tetraédricas de cada lado de una hoja octaédrica, en cierto modo como un emparedado, las arcillas de dos capas se componen de capas unitarias constituidas por una hoja tetraédrica y una hoja octaédrica; las arcillas pueden ser eléctricamente neutras o cargadas negativamente. Por ejemplo, la pirofilita  $[Al_2Si_4O_{10}^- (OH)_2]$ , una arcilla neutra, es similar a la montmorillonita cargada negativamente.

### **2.18 ARCILLAS MONTMORILLONÍTICAS (ARCILLAS DE TRES CAPAS)**

Si se sustituye un átomo de aluminio ( $Al^{3+}$ ) por un solo átomo de magnesio ( $Mg^{2+}$ ) en la estructura reticular (disposición de átomos), esta tendrá un electrón excedente o una carga negativa, la carga negativa neta es compensada por la absorción de cationes en la superficie de la capa unitaria, tanto en las superficies interiores como en las exteriores del apilamiento.

Los cationes que se adsorben en la superficie de las capas unitarias pueden ser cambiados por otros cationes y se llaman los cationes intercambiables de la arcilla; la cantidad de cationes por peso unitario de la arcilla se mide y se registra como capacidad de intercambio Catiónico, el catión puede ser un ión de simple carga como el sodio o un ión de doble carga como el calcio o el magnesio, de este modo se tiene montmorillonita sódica, montmorillonita cálcica o montmorillonita magnésica, la propiedad más típica de las montmorillonitas es la capacidad de hinchamiento entre capas (hidratación) con el agua.

Además de la sustitución del aluminio por el magnesio en la red de montmorillonita muchas otras sustituciones pueden ser realizadas, por lo tanto el nombre montmorillonita se usa frecuentemente como nombre de grupo que incluye muchas estructuras minerales específicas, sin embargo en los últimos años se ha aceptado cada vez más el nombre de esmécticas como nombre de grupo.

### **2.18.1 Ialitas (arcillas de tres capas)**

Las ilitas tienen la misma estructura básica que las montmorillonitas, pero no muestran la capacidad de hinchamiento entre capas, en vez de la sustitución de aluminio por magnesio como en la montmorillonita, la ilita tiene una sustitución de sílice por aluminio, lo cual aún produce una carga negativa; los cationes compensadores son principalmente el ión potasio; la carga negativa neta de la red que resulta de estas sustituciones mediante los iones potasio compensador es generalmente mayor que la carga de la montmorillonita pudiendo ser hasta una vez y media más grande que ésta.

El espacio entre las capas unitarias es de  $2,8\text{Å}$ , el diámetro iónico de potasio es de  $2,66\text{Å}$ , esto permite que el potasio encaje perfectamente entre las capas unitarias formando un enlace que impide el hinchamiento en presencia de agua, como las capas unitarias no se hinchan ni se separan al ser expuestas al agua, los iones potasios presente entre las capas unitarias no están disponibles para el intercambio, sólo los iones potasios que se encuentran en las superficies exteriores pueden ser cambiados por otros cationes.

Entre los minerales arcillosos 2: 1, la esméctita, ilita y capas mixtas de ilita y esméctitas son encontradas durante la perforación de lutita causando frecuentemente distintos problemas con la estabilidad del pozo y el mantenimiento del fluido de perforación, la naturaleza problemática de estos minerales arcillosos puede estar relacionada con los cationes débilmente enlazados entre las capas y las cargas débiles de las capas que producen el hinchamiento y la dispersión al entrar en contacto con el agua.

A medida que la profundidad de entierro aumenta, la esméctita se convierte gradualmente en arcilla de capas mixtas de ilitas/ esmectitas, y finalmente en ilita y mica, como resultado las formaciones de lutita se vuelven generalmente menos hinchables pero más dispersivas en agua a medida que la profundidad aumenta

### **2.18.2 Cloritas (arcillas de tres capas).**

Las cloritas están estructuralmente relacionadas con las arcillas de tres capas, estas no se hinchan en su forma pura, pero puede ser que se hinchen ligeramente al ser modificadas, en estas arcillas los cationes compensadores de carga entre las capas unitarias de tipo montmorillonitas son reemplazadas por una capa de hidróxido de magnesio octaédrico, o brucita. Esta capa tiene una carga positiva neta debido a la sustitución de cierto  $Mg^{2-}$  por  $Al^{3-}$  en la capa de brucita; las cloritas se encuentran frecuentemente en antiguos sedimentos marinos enterrados a grandes profundidades, y normalmente no causan ningún problema importante a menos que estén presentes en grandes cantidades, la capacidad de intercambio Catiónico de la clorita varía de 10 a 20 meq/100g, principalmente debido a los enlaces rotos; la distancia entre las capas de clorita suele ser aproximadamente  $14\text{Å}$ , la clorita también puede formar arcillas de capas mixtas con otros minerales arcillosos tales como la esmectita, la arcilla resultante de capas mixtas tendría las propiedades de ambos tipos de minerales arcillosos.

### **2.18.3 Kaolinitas (arcillas de dos capas).**

La kaolinita es una arcilla no hinchable cuyas capas unitarias están fuertemente ligadas mediante enlaces de hidrógenos, esto impide la expansión de la partícula, porque el agua no es capaz de penetrar en las capas, esta arcilla no contiene cationes entre capas, ni tiene cargas superficiales porque no se produce casi ninguna sustitución en las hojas tetraédricas u octaédricas, sin embargo, algunas pequeñas cargas pueden resultar de los enlaces rotos o las impurezas, por lo tanto la kaolinita tiene una capacidad de intercambio Catiónico relativamente baja ( de 5 a 15meq/100g), y se encuentra comúnmente como componente menor a moderado (5 a 20%) de las rocas sedimentarias tales como las lutitas y las areniscas.

## **2.19 REACCIÓN QUÍMICA DE LAS ARCILLAS <sup>[12]</sup>**

### **2.19.1 Intercambio iónico.**

Los minerales arcillosos tiene la propiedad de absorber ciertos cationes y retenerlos en un estado intercambiable, es decir, estos iones son intercambiables por otros cationes por tratamiento con tales iones en solución acuosa, los iones intercambiables son sostenidos alrededor del exterior del sándwich de tres capas, o niveles que integran la unidad de la arcilla, la reacción de intercambio generalmente no afecta la estructura del paquete sílico-aluminio.

#### **2.19.1.2 Intercambio de cationes.**

La capacidad de la arcilla para absorber cationes de la solución puede medirse por la asimilación de azul de metileno que es una tintura catiónica, la prueba es aplicable al lodo de perforación y puede también aplicarse para evaluar arcillas o lutitas secas; la prueba de azul de metileno (siglas en ingles MBT), mide la capacidad total de intercambio catiónico del sistema de arcilla y depende del tipo y cantidad de mineral arcilloso presente. La importancia de esta prueba en la tecnología de lodos está en que es una medida de la cantidad de arcilla en el lodo; la cantidad total de los sólidos se mide con la retorta; la prueba de azul de metileno es un indicación de la actividad de los sólidos. <sup>[12]</sup>

#### **2.19.1.3 Intercambio de aniones.**

Tal vez el fenómeno de intercambio aniónico mas claro es el uso de fosfatos como dispersantes, el anión fosfato tiene casi el mismo tamaño y geometría que el silicio tetraédrico (el nivel o capa exterior en el sándwich de tres niveles), y será absorbido sobre el borde de la placa de arcilla, la asociación “borde a cara” de las placas es por lo tanto minimizada; el mecanismo a través del cual los dispersantes orgánicos actúan sobre el lodo reduciendo su viscosidad se cree que es similar en que la asociación “borde a cara” es obstruida por los iones tanato y humato. Los cloruros y los sulfatos están entre los aniones más comunes encontrados en los fluidos de perforación, un comportamiento no usual del lodo es algunas veces atribuido a un alto contenido de

sulfatos; hay todavía mucho que aprender acerca de cómo interactúan los aniones con las arcillas en el lodo.

### **2.20 Lutitas.**

Las lutitas son rocas que han sido formadas por la compactación de sedimentos marinos, el agua es forzada a salir de las rocas conforme los sedimentos son sepultados a mayor profundidad y el aumento de la temperatura con la profundidad, favorece el proceso de deshidratación se enlista la composición química típica de algunos minerales arcillosos encontrados en las lutitas, se enfatiza que los números son representativos pero que la composición de una lutita o arcilla específica puede diferir apreciablemente de las cifras enlistadas. No obstante las similitudes entre las composiciones de la lutita y de la arcilla según la inspección de los datos; también son aparentes algunas diferencias.

Ejemplo:

- El alto contenido de aluminio de las dos arcillas enlistadas, tanto de la hinchable como de la no hinchable.
- El alto contenido de potasio de la lutita.
- El alto contenido de magnesio de la clorita.

Tipo de Roca	Abreviatura	Simbolo	Granulometria	Descripción
Lutita y arcillita	Sh CLst		<4 micrones	Rocas formadas por la acumulación de minerales arcillosos y partículas de tamaño de limo. Resistencia a la compresión: Sh: 4.000 - 10.000 psi
Marga	Mrl		<4 micrones	Rocas formadas por la acumulación de minerales arcillosos y calcita (carbonato de calcio).
Limolita	SLst		4 a 60 micrones	Rocas formadas por la acumulación de limo y cuarzo de tamaño de arena.
Arenisca	Sst		60 a 2.000 micrones	Resistencia a la compresión: Sst: 5.000 - 15.000 psi
Conglomerado	Cgl		>2.000 micrones	Rocas formadas por la acumulación de partículas de tamaño de grava, guijarros y cantos rodados.
Caliza	Ls		Rocas precipitadas	Rocas depositadas mediante la precipitación de calcita (carbonato de calcio) y dolomita (carbonato de calcio-magnesio).  Resistencia a la compresión: Ls: 6.000-15.000 psi, Dol: ~24.000 psi Chk: ~6.000 psi Cht: ~83.000 psi
Dolomita y tiza (pizarra)	Dol Chk			
Horsteno	Cht			
Yeso y anhidrita	Gyp Anhy		Rocas evaporadas	Rocas depositadas mediante la precipitación durante la evaporación del agua.
Sal	Sa			
Basamento	Bm		Rocas igneas	Rocas volcánicas formadas por el enfriamiento de magma fundida.
Volcánicas	Volc			
Falla	Flt		n/a	Fractura geológica ancha y desplazamiento de rocas a lo largo de un plano de falla.
Petróleo	O		Fluidos de la formación	Petróleo (5 - 7 lb/gal)
Gas	G			Gas natural (~2,3 lb/gal)
Agua	Wtr			Agua o salmuera (8,3 - 11,7 lb/gal)

Fig. 2.8 Tipos de rocas, códigos de registro del lodo (manual amoco true) <sup>[8]</sup>

### **2.20.1 Inestabilidad de las lutitas.**

El término lutita se aplica a todo material de textura fina arcillosa que mediante la acción de temperatura y presión se convierte en un esquisto o pizarra.

### **2.20.2 Causas de la inestabilidad de las lutitas.**

La inestabilidad de las lutitas puede resultar de las siguientes fuerzas, ya sea individualmente o en combinación:

- Presión de sobrecarga.
- Presión de poro.
- Fuerzas tectónicas.
- Absorción de agua.
- Dispersión.
- Hinchamiento.

### **2.20.3 Presión de sobrecarga.**

Varias formas de inestabilidad del pozo aparecen cuando el relevo (el aligeramiento) del esfuerzo de la presión de sobrecarga, ocasionada por la perforación excede la resistencia o fuerza cedente de la formación. Un ejemplo bien conocido de este fenómeno es el flujo plástico que ocurre en lutitas geopresionadas; el contenido de agua y la plasticidad de la lutita son anormalmente altos con relación a la presión de sobrecarga y la lutita es forzada hacia el pozo.

### **2.20.4 Presión de poro.**

Cuando la presión del fluido de perforación es menor que la presión de los fluidos dentro de los poros de la roca que se está perforando, la presión diferencial hacia el pozo tiende a inducir fragmentos de roca que caerán a él (esto se conoce como una clase o tipo de derrumbe). Tal colapso, es más posible que ocurra cuando la roca es relativamente impermeable, siendo igualmente un factor en este proceso la resistencia de la roca, la presión diferencial es bastante grande y el fluido en los poros es gas, podrá uno imaginarse que la roca estallará dentro del pozo, cuando la roca es relativamente permeable es posible que ocurra un “reventón” (descontrol del pozo) mas que un derrumbe.

### **2.20.5 Fuerzas tectónicas.**

Las fuerzas tectónicas son el resultado de la aplicación de esfuerzos sobre los estratos de la corteza terrestre, la deformación se describe comúnmente como “pliegue” y la ruptura con desplazamiento como “falla”, es el resultado normal en la formación de montañas, los esfuerzos así creados, son relevados rápidamente en la lutita, la cual es fácilmente deformable, pero tienden a permanecer (los esfuerzos) en rocas que son quebradizas; aún una cantidad pequeña de agua de absorción puede causar esfuerzos suficientes, para inducir en las lutitas la formación de “hojuelas” en fragmentos que caerán al agujero.

La referencia a una clasificación de lutitas, es una ayuda para la descripción del efecto de la absorción de agua sobre la estabilidad de la lutita, por lo grande del número de combinaciones de propiedades físicas y químicas de las rocas llamadas lutitas, es necesaria una clasificación para contar con un ataque lógico y organizado al problema. Para propósito de ilustración, se da a continuación una descripción de cómo se comportan las lutitas de clase “A” a la “E” ante el contacto con agua dulce; obviamente, el comportamiento de las diferentes clases de lutita será diferente en soluciones con varias sales.

### **2.21 La lutita Clase A.**

Esta caracterizada principalmente por un alto contenido de agua y su contenido relativamente alto de arcilla expandible, la palabra montmorillonita empleada e la identificación por la prueba de azul de metileno; la palabra esmectita es ahora mas aceptada como el nombre de un grupo; la lutita de esta calidad se encuentra a menudo en profundidades someras, donde la presión de sobrecarga es todavía demasiado pequeña como para haber forzado agua a salir de los sedimentos durante la compactación y la temperatura demasiado baja como para haber inducido la diagénesis. La misma lutita puede encontrarse también a mayores profundidades, cuando no hayan existido vías permeables para que el agua congénita escapara y donde las condiciones no fueron apropiadas para que la montmorillonita fuera alterada a ilita.

Cuando se agrega aún mas agua a la lutita clase A, se esperaría que el proceso de la compactación seria un cierto grado invertido; la lutita se subdividía en pequeñas partículas al dispersarse y entrar en el lodo como sólidos perforados, la dispersión proseguirá a un grado tal que produciría cavidades (o agrandamiento) en el pozo.

#### **2.21.1 La lutita de la Clase B.**

Responderá a la absorción de agua dulce llegando a ser principalmente más plástica o menos firme, en el vibrador se verán discretas partículas de lutita las cuales tendrán sus esquinas y sus bordes “achataados” (su punta), al agua de formación penetrara lentamente al cuerpo d la lutita y ocurrirá de alguna manera, una absorción capilar dentro de los planes de estratificación por las arcillas del grupo de la esmectitas en la lutita, es posible que se presente presión de poro anormal en la lutita de esta descripción, aparte de posibles efectos de presión, la lutita clase B permanecerá estable después de haber sido penetrada por la barrena.

#### **2.21.1.1 La lutita Clase C.**

Caerá mas fácilmente al pozo que las clases A o B, este tipo de lutita se encuentra en sedimentos similares a aquellos que constituyen la clase B pero a mayor profundidad ocurrirá algún ablandamiento por la absorción de agua, muy posiblemente habrá secciones donde la lutita permanecerá dura todavía, pero caerán al pozo los fragmentos soltados por la matriz debido al hinchamiento parcial.

El mecanismo de fragmentación podría ser resultado, ya sea de absorción capilar a lo largo de planos de estratificación, o simplemente penetración continua de agua en el cuerpo de la lutita del pozo, los fragmentos desprendidos por la absorción capilar a lo largo de los planos de estratificación tenderán a aparecer en el vibrador con bordes y esquinas afiladas, rombos en diversos tamaños, las cavidades o deslaves del pozo producidas por penetración de agua en el cuerpo de la lutita podría aparecer en el vibrador con una forma del contorno del pozo. Este mecanismo de falla se llama DESCARAMIENTO y ocurre en lutitas que tienen considerable endurecimiento o rigidez estructural, estas lutitas no se despedazan en fragmentos menudos al ser impactadas.

Las lutitas clase C pueden estar también anormalmente presurizadas y cuando se perforan a un grado suficientemente alto de desbalanceo (diferencia entre presión de formación y presión hidrostática) pueden ser forzados a caer dentro del pozo grandes trozos de lutita.

#### **2.21.1.2 La lutita de Clase D.**

Puede encontrarse tanto a someras como a grandes profundidades, pero es posible que sea bastante antigua geológicamente, la lutita quebradiza se subdivide en pequeñas partículas cuando se sumerge en agua, pero se hincha y suaviza muy poco, si acaso lo hace; se cree que la resquebrajadura de la lutita tiene lugar a lo largo de los planos de fractura más viejas, que son mantenidos juntos por fuerzas de atracción que actúan sobre distancias cortas solamente.

La hidratación, cuando se pone en contacto con un fluido de perforación base agua, causa separación en los planos de fractura más viejos, las lutitas clase D pueden estar anormalmente presurizadas y tienden a colapsarse severamente cuando se perforan a “bajo balance”, el colapso (o derrumbe) es agravado adicionalmente cuando los planos de estratificación tiene “echados” (ángulos de inclinación) muy pronunciados.

#### **2.21.1.3 La lutita Clase E.**

Es factible de encontrarse a grandes profundidades y en general están anormalmente presurizadas, la ocurrencia de este tipo de lutitas se piensa algunas veces que es anómala ya que a menudo se han encontrado en sedimentos terciarios. Esta lutita tendrá una fuerte tendencia a colapsarse al absorber agua, la fragmentación por “descaramiento” podrá ocurrir y se podrá esperar que al perforar a bajo balance entren al pozo grandes trozos de lutita con una resistencia estructural alta, en intervalos de capas intercaladas de esmectitas-ilita, las capas de ilita que pueden quebrarse por el grado de hinchamiento desigual de las dos lutitas diferentes.

La prevención de la hidratación de la lutita puede ayudar a combatir la inestabilidad que resulta principalmente de la presión de sobrecarga, de la presión de poro o del esfuerzo tectónico, sin importar que la arcilla en la lutita sea o no

grandemente expandible o de que la lutita sea quebradiza o plástica; el agrandamiento del pozo resultante de la dispersión de la lutita, o del cerramiento del mismo, o el colapso producido por el hinchamiento de la lutita son todos atribuibles a la absorción de agua por la lutita. El problema de combatir la inestabilidad de la lutita por la vía de la química del lodo, es en gran manera una cuestión de restringir la entrada de agua a la lutita hasta donde sea posible.

## **2.22 MECANISMO DE ESTABILIZACIÓN DE LAS LUTITAS.**

Parte de la explicación de cómo un lodo sal-polímero interactúa con la lutita para efectuar la estabilización de ésta es bien entendida, debiendo tomarse como válidos los dos principios siguientes:

1. Cualquier fuerza osmótica tendiente a causar hidratación de la lutita, se reduce por la sal del lodo.
2. El grado de hidratación de la lutita se restringe por el polímero.

Debe establecerse además, que un polímero aniónico es más idóneo que un polímero no-iónico o catiónico el argumento es que el borde irregular de la plaqueta de arcilla, lleva una carga positiva y las paredes de un pozo perforado a través de lutita pueden suponerse lógicamente que sea más rico en bordes irregulares. El polímero aniónico hidratado por las moléculas polares del agua, es atraído a las caras opuestas de los bordes y mantenido ahí; ambos el polímero y su agua de hidratación sirven para coartar o limitar los canales en la cara del agujero o a través de los cuales ocurrirá normalmente la hidratación.

## **2.23 HIDRÁULICA.**

Se refiere a una rama de la ciencia mecánica que estudia de las aplicaciones prácticas del agua y de otros fluidos, tanto a nivel estático como dinámico.

### **2.23.1 Objetivo de la Hidráulica.**

Cuando se efectúa el diseño hidráulico, se tiene como principal objetivo optimizar la potencia disponible a nivel de la mecha o maximizar la fuerza de impacto. Con cualquier tipo de mecha es importante que el fluido sea capaz de levantar ripples a

medida que se perfora, así como limpiar la estructura de corte, ayudar a lubricar y enfriar los cortadores.

Las propiedades del fluido de perforación y los mecanismos de flujo determinan la efectividad de la hidráulica de la mecha. La hidráulica de la mecha de contacto es más importante que cualquier otro tipo debido al mecanismo de acción de corte que genera recortes a alta velocidad en formaciones blandas.

### **2.23.2 Parámetros Básicos de la Hidráulica en La Perforación.**

#### **➤ Método de HSI**

El HSI (Potencia hidráulica por pulgada cuadrada de hoyo) nos da una referencia del uso de la potencia hidráulica hacia la formación que se perfora.

$$\text{HSI} = Q \cdot p_m / 1714 \cdot A \quad (\text{Ec.2.7})$$

$$P_m = Q \cdot p / 10858 \cdot TFA^2 \quad (\text{Ec.2.8})$$

El rango de valores aceptables de HSI es de 2 a 6. El caudal mínimo para mechas compactas es el otro criterio a considerar. La mecha compacta genera mucho calor en su aplicación y necesita ser refrigerada o de otra manera puede anillarse.

El caudal mínimo esta en función del diámetro de la mecha.

$$Q_{\min} = 12.72 \cdot D^{1.47} \quad (\text{Ec. 2.9})$$

#### **➤ Fuerza de Impacto de los Jets.**

La fuerza de impacto de los jets, definida en unidades de libras fuerza lbs-f, es una medida de la fuerza que el fluido emplearía sobre la formación si éste impactara directamente en la roca sin perder ninguna energía entre el orificio de los jets y la cara de la formación. La fuerza de impacto es definida por la siguiente ecuación:

$$F I = 0.0173 \cdot Q \cdot P_m \cdot W \quad (\text{Ec.2.10})$$

Q = Tasa de flujo (gpm)

Pm = Caída de presión en la mecha (lbs/in<sup>2</sup>)

W = Peso del lodo (lpg)

Si se requiere aumentar la tasa de flujo sin subir la presión de superficie, entonces se necesita aumentar el tamaño de los jets. Pero mientras esta acción reduce la caída de presión a través de los jets, esto también reduce la velocidad de jet del fluido expulsado de los jets, lo cual determina el impulso del fluido a medida que éste sale de la mecha. A medida que Q es más grande produce mayor reducción en la velocidad de jet a una presión de superficie constante. En algún punto, la fuerza de impacto alcanzará un máximo, más allá del cual continuar aumentando la tasa de flujo produce una reducción más grande en la velocidad de jet lo cual causa que la fuerza de impacto del fluido disminuya

## **2.24 SUATANCIAS**

### **DUO-VIS**

Es un biopolímero (goma de xantana) de alto peso molecular que se usa para incrementar la reología de los sistemas de lodo a base de agua con pequeñas cantidades se obtiene alto grado de viscosidad y de suspensión de los materiales sólidos (densificantes) en cualquier lodo a base de agua.

### **Aplicaciones DUO-VIS**

La función primordial del DUO-VIS es la de aumentar la viscosidad para realzar la suspensión y el acarreo del ripio, se desempeña eficazmente en todos los lodos a base de agua de los más pesados a los de bajo contenido de sólidos, ya sean de agua dulce, de mar, sal o salmueras muy salobres; proporciona óptimas características reológicas que se destacan por la elevada viscosidad a regímenes bajos de cizallamiento y la baja viscosidad a regímenes altos con reducidos valores de “n”.

Estas características frecuentemente dan por resultado fluidos de propiedades

inversas de flujo, es decir, que su punto cedente es más alto que su viscosidad plástica, al aligerarse (aguararse) por cizallamiento la viscosidad efectiva de los fluidos es baja a las elevadas tasas de cizallamiento que ocurren dentro de la sarta de perforación y en la barrena (mecha, broca, trépano), la baja viscosidad redundará en mínimas pérdidas de presión en el sistema y en el tubo vertical (standpipe) se optimiza la fuerza hidráulica y maximiza los regímenes de penetración; Por el contrario, a las bajas tasas de cizallamiento que ocurren en el espacio anular, el DUO-VIS le imparte al fluido de perforación alta viscosidad efectiva para lograr la adecuada limpieza del pozo y la suspensión del ripio, este es propenso a la degradación por bacterias y por eso se recomienda tratarlo con bactericida para evitar la fermentación.

### **Ventajas DUO-VIS**

- Es un eficaz viscosificador; en tratamientos con pequeñas cantidades se logran significativos resultados.
- Proporciona excelentes características reológicas de baja viscosidad que optimizan el sistema hidráulico.
- Produce mínima pérdida de presión por fricción, con el consiguiente aumento del cabalaje de fuerza hidráulica en la barrena y adecuada viscosidad a tasas altas de cizallamiento para lograr máximos regímenes de penetración.
- Produce flujo laminar viscoso en el espacio anular para optimizar la estabilidad de la pared del pozo con máxima aptitud para limpiar el recinto y suspender el ripio.
- Se mezcla fácilmente.

### **Limitaciones DUO-VIS**

- Los iones trivalentes, tales como los de cromo y de hierro, pueden causar la precipitación del biopolímero, así como la pérdida de viscosidad o el enlace químico.
- No tolera los altos valores de Ph ni los fluidos con alto contenido de iones de

calcio.

- Antes de perforar el cemento, los sistemas DUO-VIS se deben tratar con bicarbonato de sodio o con SAPP, y posiblemente con ácido cítrico.
- La naturaleza ligeramente aniónica del DUO-VIS requiere procedimientos especiales cuando se mezcla con materiales catiónicos.

### **X-CIDE 102**

Descripción Biocida de aldehído, líquido, para fluidos de perforación, rehabilitación de pozos, completación y empaque.

#### **Aplicaciones X-CIDE 102**

Es usado a problemas de contaminación elimina microbios en fluidos bajos de agua, esto con eficacia previene degradación bacteriana de fluido de fractura basado hidráulica de agua

### **SAFE COR.**

Es un inhibidor de corrosión soluble de agua que puede ser usado en el aceite y gasoductos, en fangos que perforan y en salmueras de terminación; es un producto no tóxico de alta temperatura inhibidor de corrosión es una de tiocianato inorgánicos de base aditivo diseñado para proteger a los tubular de acero al carbono mercancías que ayuda a prevenir la corrosión ataque general sobre la cubierta, los tubos y del pozo y herramientas en contacto con bromuro de zinc base de los trabajos o realización salmueras. SAFE-HT inhibidor fue desarrollado para el uso de bromuro de zinc en los fluidos dentro de un rango de temperatura de ambiente a 400 ° F (204 °C).

#### **Aplicación SAFE COR.**

- Puede ser diluida para el empleo e inyectada continuamente en el fluido siendo tratado o esto puede ser usado como un tratamiento de hornada, es suministrada en 55 galones por tambor (bidón).
- Se recomienda siempre que las operaciones requieren bromuro de zinc salmuera para estar en contacto con tubulares a alta temperatura han de más de 24 horas.

SAFE-HT inhibidor no debe ser utilizado con tubulares de acero cromado.

#### **Ventajas SAFE COR.**

- Efectiva en alta densidad, zinc bromuro de salmueras Alternativa eficaz a base de aminos productos con efecto a partir de la temperatura ambiente a 400 ° F (204 ° C)
- Fácil y seguro para tratar sobre la localización Toxicidad y manipulación Bioensayo información está disponible a petición.

#### **HIDRÓXIDO DE POTASIO (KOH)**

Potasa cáustica o hidróxido de potasio, es usada en fluidos con base en agua como una fuente de iones hidroxilos para el control de pH, este es una base fuerte extremadamente soluble en agua y que se disocia en iones Potasio (K) e hidroxilo (OH) en solución. El KOH es utilizado preferiblemente a la Soda Cáustica en lodos potásicos o donde los iones potasio son usados preferiblemente para la inhibición de arcillas sobre los iones sodio.

#### **Aplicación Hidróxido de Potasio (KOH)**

- Potasa cáustica es usada para mantener o incrementar el pH.
- En presencia de KOH se solubilizan los productos lignitos y se activa los lignosulfonatos.
- La concentración típica esta en el rango de 0.25 a 4 lb/bbl (0.7 a 11.4 Kg/m<sup>3</sup>) con tratamiento, dependiendo del tipo de agua y de fluido de perforación, en agua salina ya agua que contengan sales buffer, una alta concentración de potasa cáustica podrá ser requerida.
- El KOH suele ser añadido en el barril químico para el control de pH y alcalinidad Pf.

#### **Ventajas Hidróxido de Potasio (KOH)**

- Fuente de hidroxilos para control de pH ampliamente disponible y económico.
- Química concentrada y muy efectiva a bajos niveles de tratamiento.

- Incrementa el pH con reducción de la corrosión del acero expuesto a los fluidos de perforación.
- Puede usarse en muchos tipos de fluidos de perforación.

### **DEFOAM X**

Es una mezcla de agentes desespumantes de baja toxicidad, formulada para controlar la espumación en lodos que contienen agua dulce o agua de mar, así como en los sistemas viscosos de salmuera.

### **Aplicaciones DEFOAM X**

Es un producto de amplio uso para reducir la tendencia a la espumación de lodos a base de agua, es compatible con lodos de agua dulce, agua de mar y salmuera, así como con todos los aditivos comunes; ha demostrado su efectividad especialmente en lodos de KCl y de agua de mar este aditivo se mezcla fácilmente, actúa rápidamente, es eficaz en bajas concentraciones y es un desespumante más persistente que otros productos disponibles.

### **Ventajas DEFOAM X**

- Se mezcla fácilmente, actúa rápidamente y es eficaz a bajas concentraciones en amplia variedad de sistemas del lodo.
- Es un persistente desespumador
- Es muy efectivo en lodos de KCl y de agua de mar
- Ayuda a remover el oxígeno disuelto
- Controla la espumación en lodos viscosificados con polímeros
- Contribuye a estabilizar la presión de bombeo porque remueve el aire y el gas atrapados
- Es un producto de baja toxicidad y ambientalmente aceptable si se usa en las concentraciones recomendadas

## **BICARBONATO SÓDICO**

**Descripción** el Bicarbonato de Sodio es usado en lodos con base en agua como fuente de iones bicarbonato para precipitar calcio y reducir el pH; los nombres comunes del Bicarbonato de Sodio ( $\text{NaHCO}_3$ ) son bicarbonato de soda y baking soda.

### **Ventajas Bicarbonato Sódico**

- Fácil disponibilidad y un tratamiento económico para la contaminación con cemento
- Químico concentrado, requiere bajas concentraciones para el tratamiento.
- Reduce el pH, pudiendo mantener los valores de pH en niveles aceptables en lodos contaminados con cemento.
- Reactivo no peligroso y generalmente reconocido como seguro.

### **Limitaciones Bicarbonato Sódico**

- No se podría utilizar cuando se requiere mantener valores bajos de pH en lodos o aguas tratadas, se puede usar soda ash para estos casos, para reducir calcio sin afectar los valores de pH.
- Cuando es utilizado en contaminaciones severas por cemento, podría no reducir por si solo los valores de pH, por lo que se requeriría ácido u otro reductor de pH para usarlo en conjunto con el Bicarbonato de Sodio.
- El sobretratamiento resulta en contaminación con iones bicarbonato o carbonato, causando aumento considerable de los valores reológicos y la pérdida de filtrado en los lodos.

## **QUEBRACHO**

**Descripción** Acción principal diluyente y control de filtrado para sistemas de bajo contenido de sólidos y pH alto y lodos a base de cal; es un tanino de buena calidad que sirve para fluidificar el lodo, mejorando las condiciones de bombeo, sin que disminuya notablemente su capacidad de suspensión de sólidos, no aumenta el agua

de filtrado, tiene muy buen comportamiento frente a contaminaciones salinas. Por su coloración, los lodos con quebracho, se suelen designar con el nombre de "lodos rojos".

### **Aplicaciones Quebracho**

- Excelente controlador y estabilizador de filtrado a altas y bajas temperaturas; reductor de viscosidad en lodos de alto y bajo pH, especialmente cuando se usa en conjunto con soda cáustica, lo que mejora su solubilidad y por ende su rendimiento como dispersante.
- Soluble en sistemas de alta salinidad, dureza y cualquier pH.
- Máxima defloculación a bajas concentraciones.
- Compatible con el medio ambiente.
- Adelgazante, dispersante y emulsionante suplementario para lodos de agua salada, para lo cual se recomienda diluir previamente el producto en medio alcalino.
- Óptimo aditivo complementario en lodos lignosulfonatos, para estabilizar la viscosidad y la pérdida de filtrado a temperatura de fondo anormalmente altas (300 °F).
- Varias veces más efectivo que los lignosulfonatos libres de cromo.
- Producto alcalino, no necesita soda cáustica para activarse

### **Uso Quebracho**

- Como reductor de la viscosidad en los lodos de agua fresca: 1,0 a 3,0 lpb.
- Como agente controlador del filtrado en los lodos lignosulfonatos: 2,0 a 8,0 lpb.
- Como emulsionante en los lodos de agua salada: 1,0 a 3,0 lpb.

### **SP-101**

**Descripción:** El copolímero de poliacrilato de sodio SP-101 es un aditivo aniónico de mediano peso molecular para controlar la pérdida de fluido en lodos a base de agua dulce y de agua de mar; este aditivo sintético, de alta resistencia térmica, es inmune a

la degradación por bacterias.

### **Aplicaciones SP-101**

Es un eficaz aditivo para reducir la pérdida de filtrado y estabilizar las propiedades reológicas en gran variedad de lodos a base de agua incluso los de bajo contenido de sólidos, los no dispersos y los dispersos densificados; se usa más frecuentemente en sistemas no dispersos de polímeros, de bajo contenido de sólidos, tales como el poly-plust, y en aplicaciones a temperaturas altas.

### **Ventajas SP-101**

- Reduce la pérdida de filtrado y mejora la calidad del revoque
- Permanece estable a temperaturas de más de 204°C (400°F)
- Es inmune a la degradación por bacterias
- Estabiliza las propiedades reológicas en presencia de altas temperaturas más de 204°C (400°F)

### **Limitaciones SP-101**

- Es muy aniónico y se precipita si es alta la concentración de cationes bivalentes, tales como calcio y magnesio.
- La dureza total se debe mantener a menos de 320 miligramos/litro con ceniza de soda

### **SAPP**

Pirofosfato disódico. Polvo blanco brillante; soluble en agua.

### **Aplicacion SAPP**

Acondicionamiento de lodos de perforación, limpiador de metales y fosfatizantes, secuestrante.

### **Manejo SAPP**

Poco tóxico; Su manejo se debe realizar con las mínimas normas de seguridad

## **CAPÍTULO III**

### **METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN**

#### **3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN**

El presente proyecto, se cataloga como una investigación de carácter documental, ya que se utilizan estrategias donde se observa y se analiza sistemáticamente sobre realidades (teóricas o no) usando para ello diferentes tipos de documentos con la finalidad de obtener resultados que pudiesen ser base para el desarrollo de este proyecto.

La investigación, de acuerdo con Sabino (2.000), se define como “un esfuerzo que se emprende para resolver un problema, claro está, un problema de conocimiento”, por su lado Cervo y Bervian (1.989) la definen como “una actividad encaminada a la solución de problemas. Su objetivo consiste en hallar respuesta a preguntas mediante el empleo de procesos científicos”. Ahora bien, desde el punto de vista puramente científico, la investigación es un proceso metódico y sistemático dirigido a la solución de problemas o preguntas científicas, mediante la producción de nuevos conocimientos, los cuales constituyen la solución o respuesta a tales interrogantes.

Así mismo, es considerada una investigación explicativa, debido a que se encarga de buscar él porque de los hechos mediante el establecimiento de relaciones causa – efecto. En este sentido, pueden ocuparse tanto de la determinación de las causas, como de los efectos, mediante la prueba de hipótesis; sus resultados y conclusiones constituyen el nivel más profundo de conocimientos. Mediante este tipo de investigación, que requiere la combinación de los métodos analítico y sintético, se trata de responder o dar cuenta del porqué del objeto que se investiga.

#### **3.2 Diseño de la Investigación**

Podemos definir el diseño de investigación, tal y como ha sido propuesto por Arnau (1.998) como un plan estructurado de acción que, en función de unos objetivos básicos, está orientado a la obtención de información a los problemas planteados.

Para el efectivo estudio de los diferentes sistemas base agua utilizados durante la perforación de pozos, se adoptó estrategia basada en una investigación de tipo documental con todos los datos aportados por el departamento de operación y mantenimientos del campo San Diego de Cabrutica – Estado Anzoátegui y otros datos extraídos de bibliografías ya existentes sobre el tema planteado.

### **3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA**

#### **3.3.1 Población.**

Esta investigación tendrá como población el comportamiento de los sistemas base agua en los pozos que conforman el campo San Diego de Cabrutica – Estado Anzoátegui.

Tamayo y Tamayo (1.992) en su libro Metodología de la Investigación acota que:

“Una población está determinada por sus características definitorias. Por lo tanto, el conjunto de elementos que posea esta característica se denomina población o universo. Población es la totalidad del fenómeno a estudiar, donde las unidades de población poseen una característica común, la que se estudia y da origen a los datos de la investigación”.

#### **3.3.2 Muestra.**

En términos estadísticos, la muestra es una parte de la población, es decir, un número de individuos u objetos seleccionados científicamente, cada uno de los cuales es un elemento del universo. Se obtiene con la finalidad de investigar, a partir del conocimiento de sus características particulares, las propiedades de la población. El problema que se puede presentar es garantizar que la muestra sea representativa de la población y sea lo más precisa posible.

Para la determinación de la muestra y el posterior desarrollo de la investigación se realizó la selección de cuatro pozos que presentan diferentes problemas operacionales como: pega de tuberías, pérdida de circulación al inicio de la perforación y exceso de arcilla, donde cada uno de estos problemas representa un área de estudio que nos relaciona todas las variables lo que nos indica que la muestra es igual a la población.

### **3.4 Analizar el comportamiento de los fluidos base agua en la zona de interés del área del campo san diego de Cabrutica a condiciones de yacimiento.**

Durante el desarrollo de este objetivo se trabajó con un lodo base agua a una profundidad de 731 pies de varios pozos ubicado en el campo San Diego de Cabrutica - Edo Anzoátegui, en este campo se realizan las operaciones de perforación en tres fases; estas a su vez se clasifican en fase superficial, intermedia y la fase de producción. Esta área en estudio se caracteriza por formaciones que son relativamente recientes y muy reactivas, las arenas son generalmente no consolidadas y no han sido compactadas, arcillas de tipos Gumbo que son muy blandas y pegajosa.

Al inicio de la perforación a una profundidad de 150-200 pies aproximadamente se encuentra de arcillas tipo Gumbo con arenas remanentes, en dicha sección se perfora con agua para permitir el incremento de la viscosidad; mientras se están perforando las arcillas reactivas no es necesario añadir dispersantes debido al que el fluido utilizado es base agua y ellos tienen la tendencia a dispersar los sólidos e incrementar la densidad, por tal razón no es indispensable hacer Reología ni MBT en dicho fluido.

En la sección intermedia el fluido empleado es no disperso a una profundidad de de 670-2.852 pies, este lodo empleado permite perforar sin problema formaciones arenosas e intercalaciones de arcilla, en esta sección se emplea una píldora viscosa con la finalidad de mantener el hoyo limpio y evitar los problemas en la bajada y asentamiento del revestidor; ya que se pueden presentar problemas de embolamiento de la mecha y derrumbe del hoyo.

Finalmente tenemos la sección de producción donde el fluido empleado es biopolimérico en este caso se trabaja a profundidades de 2.900-6.900 pies para completar la perforación horizontal y de esta manera drenar las reservas de crudo presente en el yacimiento.

### **3.5 Comparar las propiedades reológicas estándar con las obtenidas en el campo.**

Partiendo de la información suministrada por el departamento de operación del campo San Diego de Cabrutica (PETROZUATA), se pudo obtener un reporte

actualizado de las propiedades reológicas, litología, profundidad, temperatura y aditivos usados en los diferentes pozos que conforman el área en estudio.

A continuación se muestran las datas donde se da a conocer las propiedades reológicas estándar y la de los pozos en las fases superficial, intermedia y de producción

**Tabla N ° 3.1 Rangos Teóricos propiedades reológicas**

<b>Propiedades</b>	<b>Fluido nativo</b>	<b>Fluido no disperso</b>	<b>Fluido biopolimérico</b>
<b>Densidad (Lpg)</b>	8,3-8,6	8,5-10	8,4-9,0
<b>Viscosidad Plástica (cps)</b>	5-18	5-9	6-12
<b>Viscosidad Fann(seg/qt)</b>	26-32	36-55	24 – 40
<b>Punto Cedente (Lbs/100 pies<sup>2</sup>)</b>	5-15	12-25	15/30
<b>Geles 10s/10m</b>	10-20	5-10	17-21/18-23
<b>Lectura de Brookfield (CP)</b>	-	-	40.000-50.000

**TABLA N° 3.2 Propiedades obtenidas en el campo Fase Superficial**

<b>pozos</b>	<b>ℓ (lpg)</b>	<b>Vf (seg/qt)</b>	<b>pH</b>	<b>MBT (lbs/bls)</b>	<b>%sólidos (lpb)</b>
JK-23-12	8,5	26	7,5	12,5	4
BC-20-10	8,9	28	7,5	10	2
BC-26-08	8,7	30	7,5	10	4
CC-18 2 IW	8,5	32	7,8	7,5	4

**TABLA N° 3.3 Propiedades reológicas obtenidas en el campo Fase Intermedia**

<b>Pozos</b>	<b>ℓ (lpg)</b>	<b>Vf (seg/qt)</b>	<b>Vp (cps)</b>	<b>Pc (Lbs/100 pies<sup>2</sup>)</b>	<b>Geles 10s/10m</b>	<b>API</b>	<b>MBT (lbs/bls)</b>	<b>% solidos (lpb)</b>	<b>L600</b>	<b>L300</b>	<b>L6</b>	<b>L3</b>
JK-23-12	9	30	2	5	2/5	7,2	12,5	4	9	7	3	2
BC-20-10	8,9	30	1	5	2/4	8,6	5	4	6	5	3	2
BC-26-08	8,5	26	2	5	2/5	7,8	10	4	9	7	3	2
CC18-2-IW	8,6	28	2	4	2/4	9	12,5	3	8	6	3	2

**TABLA N° 3. 4 Propiedades obtenidas en el campo Fase de Producción**

pozos	ℓ (lp g)	Vf (seg/qt)	Vp (cps)	Pc Lbs/100 pies <sup>2</sup> )	Geles 10s/10m	API	MBT (lbs/bls)	% sólidos (lpb)	L600	L300	L6	L3	Brookfield
JK-23-12	8,5	43	6	26	16/18	9	2,5	2	38	32	17	15	45.300
BC-20-10	8,6	42	8	28	19/23	8,6	7,5	2	44	36	21	17	44.700
BC-26-08	8,4	43	9	25	18/19	8	2,5	1	43	34	21	19	50.000
CC-18 2 IW	8,4	44	7	21	16/18	8,7	12,5	1	35	28	15	13	42.500

### **3.5 Estudiar el comportamiento de los sistemas base agua basados en la volumetría y la hidráulica del lodo.**

El mecanismo de completación de los pozos del área en estudio del Campo Junín de San Diego de Cabrutica, el asentamiento de los revestidores fueron los siguientes: en la parte superficial se asentó revestidor de diámetro 13 <sup>3</sup>/<sub>8</sub> pulg. Con una profundidad promedio de 690 pies, se manejó un volumen promedio de 1.925 bbls, seguidamente en la parte intermedia diámetro 9 <sup>5</sup>/<sub>8</sub> pulg con una profundidad promedio de 2.853 pies, se manejo un volumen promedio de 3.225 bbls, finalmente en la fase de producción con diámetro 8 <sup>1</sup>/<sub>2</sub> pulg a una profundidad promedio de 7.172 pies, siendo el volumen utilizado de 3.169 bbls total por cada pozo perforado.

Los volúmenes ya descritos pertenece a un sistema base agua, los cuales dependen del diámetro y la profundidad de cada pozo a perforar; aquí la hidráulica debemos mantenerla en óptimas condiciones para una mejor operación, tomando en consideración las siguientes variables:

- La velocidad del fluido por los orificios de la mecha.
- La velocidad de ascenso del fluido por el espacio anular.
- Potencia hidráulica de la mecha.

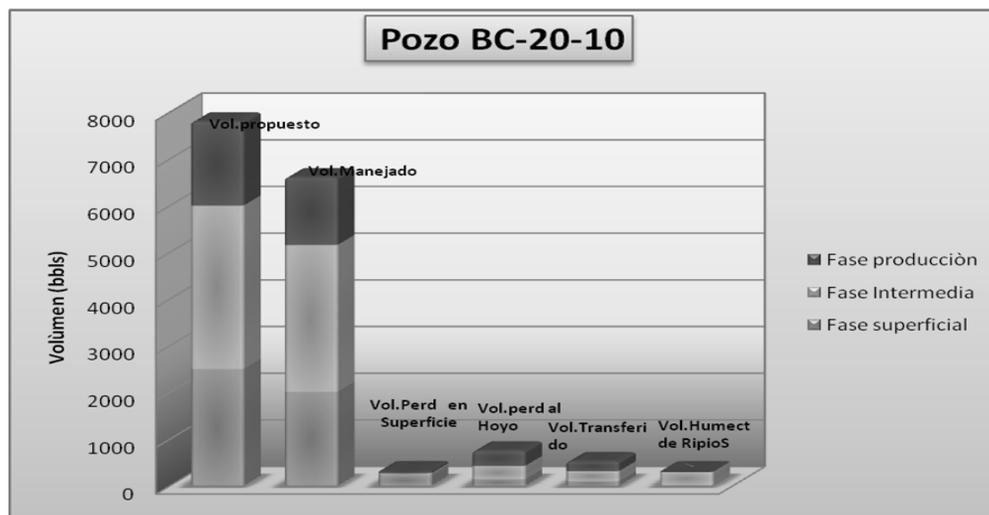
- Impacto hidráulico originado por el fluido al chocar con la formación.

Como se puede notar estos factores dependen de los equipos que se tengan en superficie y de cómo se distribuye la potencia de la bomba, para que la máxima potencia este aplicada a la mecha. Existen dos métodos para la optimización de la hidráulica estos son:

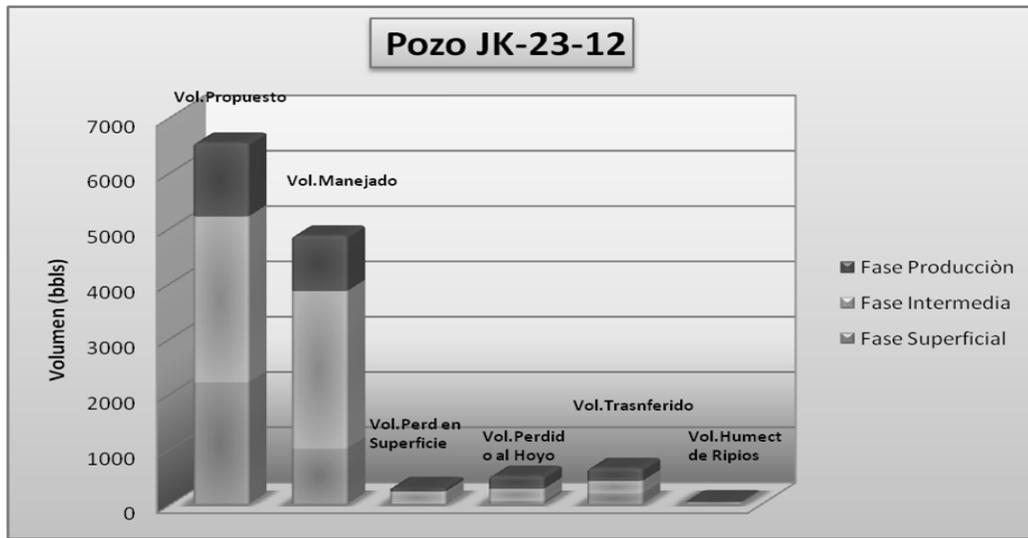
- Máxima potencia hidráulica
- Máximo impacto hidráulico.

Se obtiene un pozo en condiciones normales bien perforado, manejando parámetros operacionales que deben estar en los siguientes rangos: HSI (HP/PULG<sup>2</sup> 2-6) galonaje de la bomba (30-60GPM por pulg de diámetro), velocidad en los jets (250-450 pies/seg). Se presentan los histogramas donde se representan cada uno de los volúmenes empleados en las diferentes secciones para cada pozo.

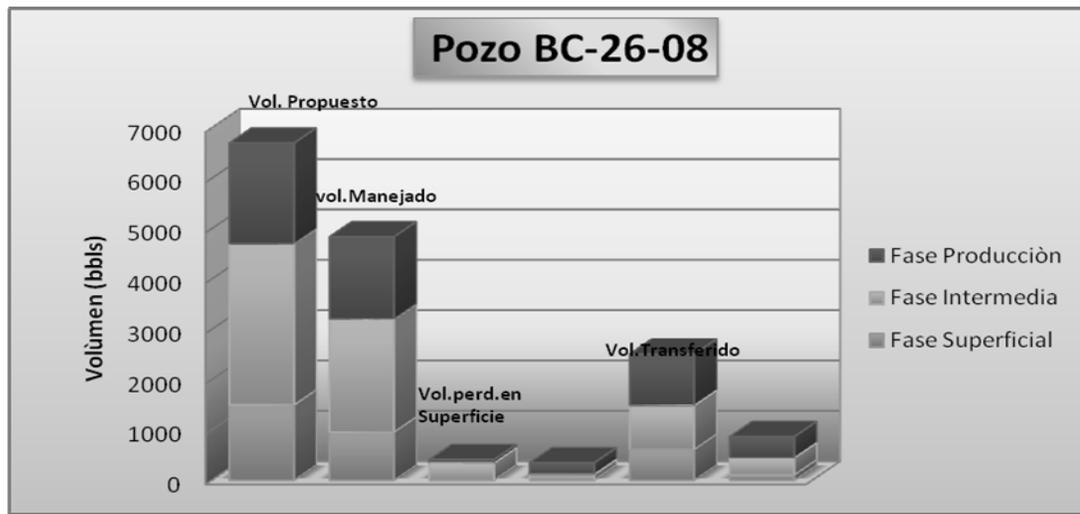
A continuación se presentan los histogramas donde se representan los volúmenes empleados en las diferentes secciones para cada pozo.



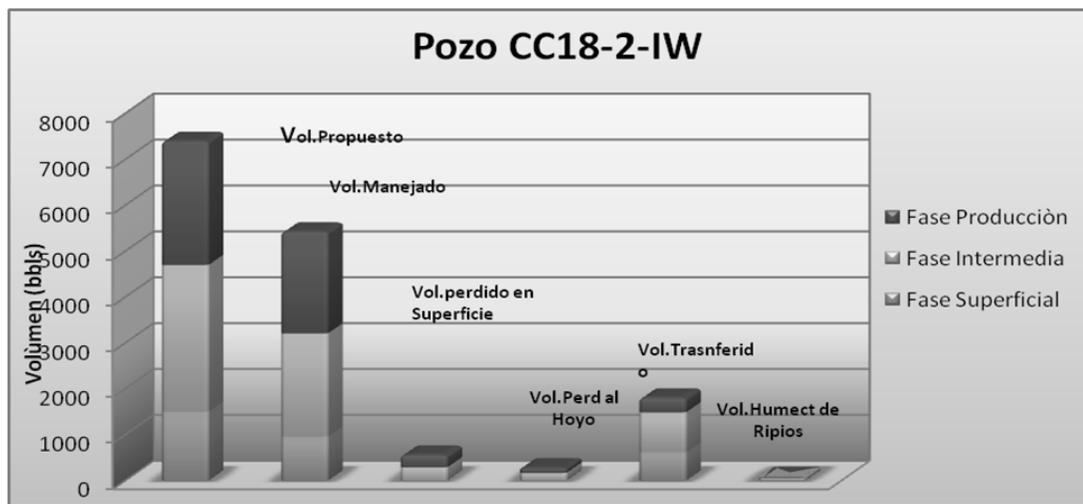
**Figura N° 3.1 Relación de Volúmenes pozo BC 20-10**



**Figura N° 3.2 Relación de Volúmenes JK-23-12**



**Figura N° 3.3 Relación de Volúmenes BC-26-08**



**Figura N°3.4 Relación de Volúmenes pozo CC18-2IW**

**3.6 Generar una base de datos de acuerdo a los resultados obtenidos, basándose en las propiedades reológicas según las normativas api de los fluidos.**

Con los valores aportados de propiedades reológicas se generó una base de datos que me permiten conocer el comportamiento de cada pozo de acuerdo al fluido utilizado en las diferentes fases que comprenden este estudio; Las cuales están representadas en las siguientes tablas:

**TABLA N° 3.5 Comportamiento de las propiedades reológicas dependiendo la fase POZO JK-23- 12**

fases	Temp °F	Prof. pies	Dens lbg	Vf 90°F seg/qt	VP 120°F cps	Pc Lbs/100 pies <sup>2</sup>	Geles 10m/10s	API FL cc/30m	%vol sol	%vol pet	%vol agua	pH	Cloruro Mg/l	dureza	L600	L300	L6	L3	brookfield
<b>Superf.</b>	90	637	8,5	32	-	-	-	s/c	4	0	96	7,5	280	40	-	-	-	-	-
<b>Inter.</b>	120	2.529	9	32	2	5	2/5	7,6	4	1	95	8,5	280	40	9	7	3	2	-
<b>Prod.</b>	120	7.154	8,5	42	5	28	15/18	8,8	1	2	97	9	360	44	38	33	16	15	45.300

**TABLA N° 3.6 Comportamiento de las propiedades reológicas dependiendo la fase POZO BC- 26-08**

fases	Temp °F	Prof. pies	Dens lbg	Vf 90°F seg/qt	VP 120°F cps	Pc Lbs/100 pies <sup>2</sup>	Geles 10m/10s	API FL cc/30m	%vol sol	%vol pet	%vol agua	pH	Cloruro Mg/l	dureza	L600	L300	L6	L3	brookfield
<b>Superf.</b>	90	637	8,9	30	-	-	-	s/c	0	4	96	7,5	350	40	-	-	-	-	-
<b>Inter.</b>	120	2.971	9,2	31	2	6	2/5	7,4	4	1	96	8,5	280	40	10	8	3	2	-
<b>Prod.</b>	120	6.914	8,6	42	8	26	17/18	6	2	2	96	9	350	41	42	34	20	19	50.000

**TABLA N° 3.7 Comportamiento de las propiedades reológicas dependiendo la fase POZO BC-20-10**

fases	Temp °F	Prof. pies	Dens lbg	Vf 90°F seg/qt	VP 120°F cps	Pc Lbs/100 pies <sup>2</sup>	Geles 10m/10s	API FL cc/30m	%vol sol	%vol pet	%vol agua	pH	Cloruro Mg/l	dureza	L600	L300	L6	L3	brookfield
<b>Superf.</b>	90	731	8,4	30	-	-	-	s/c	0	0	100	7,5	280	40	-	-	-	-	-
<b>Inter.</b>	120	3.250	9	30	3	4	2/3	8	4	1	96	7,5	350	40	10	7	3	2	-
<b>Prod.</b>	120	7.310	8,4	41	7	24	15/17	8,1	5	0	100	7,5	280	44	38	31	17	15	44.700

**TABLA N° 3.8 Comportamiento de las propiedades reológicas dependiendo la fase POZO CC 18-2-IW**

fases	Temp °F	Prof. pies	Dens lbg	Vf 90°F seg/qt	VP 120°F cps	Pc Lbs/100 pies <sup>2</sup>	Geles 10m/10s	API FL cc/30m	%vol sol	%vol pet	%vol agua	pH	Cloruro Mg/l	dureza	L600	L300	L6	L3	brookfield
<b>Superf.</b>	90	676	9	32	-	-	-	s/c	4	0	96	7,5	350	40	-	-	-	-	-
<b>Inter.</b>	120	2.659	8,9	29	2	4	2/4	9	3	0	97	7,5	350	40	8	6	3	2	-
<b>Prod.</b>	120	7.310	8,4	44	7	24	16/18	8	5	0	100	8	280	40	35	28	15	13	42.500

### **3.7 PROPONER UN NUEVO SISTEMA DE FLUIDOS PARA LA FORMACIÓN DEL CAMPO SAN DIEGO DE CABRUTICA.**

Se procedió a proponer el uso de un aditivo adicional al fluido ya existente basado en las propiedades reológicas requeridas en el hoyo intermedio; La optimización de los fluidos de perforación dependen de las características de cada formación donde estos serán aplicados, analizando el comportamiento de los fluidos base agua en la zona de interés, específicamente del campo San Diego de Cabrutica; dicho campo se caracteriza por formaciones que son relativamente recientes y muy reactivas generalmente son arenas no consolidadas que no han sido compactadas con presencia de arcillas tipo Gumbo. Por tal razón es importante proponer la utilización de un inhibidor de arcillas a base de glicol, para no permitir la hidratación de las arcillas, y de esta manera lograr minimizar los problemas como el taponamiento del *flow line*, por exceso de arcilla y pega de la sarta que son los problemas más persistente en esta área de estudio.

## **CAPÍTULO IV**

### **DISCUSIÓN DE RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

La optimización de los fluidos de perforación, dependiendo de las características de cada formación donde estos serán aplicados, han generado innumerables estudios y avances en esta área. En este caso se procedió a estudiar un fluido ya existente donde se analizaron las propiedades reológicas que requiere el fluido en cada intervalo (hoyo superficial, hoyo intermedio y hoyo de producción) con las obtenidas en el campo.

#### **4.1 Analizar el comportamiento de los fluidos base agua en la zona de interés del área del campo San Diego de Cabrutica a condiciones de yacimiento.**

Los fluidos base agua empleados en el campo San Diego de Cabrutica desempeñan un papel muy importante a la hora de perforación y dependiendo de la fase trabajada; en la sección superficial se empleó un lodo nativo para perforar formaciones arenosas e intercalaciones de arcillas de tipo gumbo sin presentar ningún tipo de problema. En dicha sección se perforó con una mecha de 16 pulgada y se trabaja con dos zarandas primarias de tipo lineal y alto impacto, modelo ALS, compuesto por un desarenador, deslimador y un mud cleaner; el diseño inicial de mallas para zarandas primarias presentaron un buen desempeño con los cortes de arenas seca sin bote de lodo en superficie, en esta etapa no se requirió uso del equipo tres en uno presente en la locación, manteniendo un rango de densidad entre 8,4 - 9,1 Lpg. En esta área se perfora con agua para permitir el incremento de la viscosidad, no es necesario el uso de dispersante, no se hace reología, ni MBT porque el fluido utilizado es agua y ellos tienden a dispersar los sólidos e incrementar la densidad.

En la fase intermedia el fluido empleado es el no disperso a una profundidad de 670-2.852 pies se perfora direccionando el pozo hacia las arenas de interés garantizando la continuidad de la operación; los problemas potenciales que se

presentan en esta sección son pega de sarta, pega de tubería y exceso de arcilla en el *flow line*, El exceso de arcilla durante la perforación y pega de sarta contra las paredes del pozo puede ser la causa de costosas operaciones de pesca; el tipo más importante de pega relacionado con el lodo ocurre cuando la sarta queda incrustada en un revoque grueso y la presión hidrostática del fluido de perforación es mayor que la presión de formación. Por lo que se requiere el uso de quebrachos para mantener el fluido bastante disperso como es requerido para esta formación arcillosa. En esta sección es necesario el uso de una píldora viscosa que al final permite mantener un hoyo limpio y no presentar ningún problema en la bajada y asentamiento del revestidor, también se mantuvo el control del porcentaje de arenas en el lodo usando el desarenador del equipo tres en uno.

La última sección comprende la fase de producción, donde no se presentaron problemas operacionales durante la perforación; en esta fase el fluido empleado es el biopolimérico cuyos aditivos principales son: DUOVIS, KOH y X-CIDE, este fluido empleado generó un buen transporte de sólidos perforados hacia la superficie, buena limpieza del hoyo, lo que garantizó una estabilidad completa de los tramos perforados, buen revoque y cubrimiento de los poros en las paredes del pozo; permitiendo llegar a la formación oficina donde se encuentran las arenas productoras del tipo 6PS60/70/80 y 5PS30 logrando así drenar las reservas de crudo presentes en el pozo.

#### **4.2 Comparar las propiedades reológicas estándar del fluido con los obtenidos en el campo.**

Los pozos que se tomaron para la investigación están directamente relacionados con el tope y base de cada sección en estudio; donde se analizaron las propiedades reológicas y se determinaron viscosidad plástica, viscosidad brookfield, punto cedente y los geles para cada pozo. En el estudio se observa que los lodos empleados fueron desde los nativos, no dispersos hasta los lodos biopoliméricos. Los valores de reología obtenidos en la parte superficial se encuentran dentro de los rangos

establecidos por las normas API (Instituto Americano de Petróleo). En cuanto a la fase intermedia los valores de viscosidad plástica están comprendidos entre (1-2 Cps), indicativo que se encuentra fuera de los valores estándar de (5-9 Cps); para la fase de producción si se encuentra dentro del rango establecido de (6-9 Cps), la disminución de la viscosidad es afectada principalmente por la concentración de sólidos. Otras de las propiedades importante es el punto cedente el cual permite tener un buen acarreo de ripios hacia la superficie, estos valores están entre (4-5 Cps) para la fase intermedia, por lo tanto también están fuera de los valores establecidos; para la fase de producción si están dentro del rango teórico de (21-28 Cps) y los valores obtenidos por el viscosímetro brookfield que están dentro de los rangos establecidos de (45.300 a 50.000 Cps). La disminución de estas propiedades reológicas son las que generan los problemas operacionales como pega mecánica de la tubería de perforación, exceso de arcilla en el *flow line* y pérdida de circulación, se debe evitar pérdidas de circulación antes de entrar a cada fase y circular fondo arriba para alivianar la columna de ripios, es decir, se debe mantener la viscosidad a niveles mínimos requeridos para mantener el hoyo estable.

#### **4.3 Estudiar el comportamiento de los sistemas base agua basados en la volumetría y la hidráulica del lodo.**

Basándose en el diseño de los mecanismo de los pozos del área en estudio, el diámetro y la longitud nos da como resultado el volumen del fluido de perforación propuesto para cada una de las fases de cada pozo, así mismo proporcionó la hidráulica con la cual se trabajó y la utilización de los respectivos parámetros operacionales con la cual se logró llegar hasta el objetivo de las perforaciones. A continuación desglosaremos cada uno de ellos:

Para el pozo BC 20-10, el volumen propuesto en fase superficial fue de 2.500 Bls, fase intermedia de 3.500 Bls y la fase de producción 1.800 Bls para un total de volumen de fluido de perforación de 7.800 Bls.

**TABLA N° 4.1 Volúmenes empleados pozo BC 20-10**

<b>Volúmenes pozo BC 20-10</b>		<b>Intermedio.</b>	<b>Producción.</b>
Volumen Propuesto bls	2.500	3.500	1.800
	2.010	3.145	1.420
Volumen Manejado bls.	<b>490</b>		
Diferencia de Volumen. bls		<b>355</b>	<b>380</b>

Cabe destacar que en superficie el estimado del fluido de perforación esta por encima del volumen de fluido de perforación utilizado, a pesar que presentó pérdida de circulación. Los barriles ahorrados con respecto al propuesto fueron de 490 bls. Minimizando costos en la utilización de los productos químicos.

Para el pozo: JK 23-12, el volumen propuesto en fase superficial fue de 2.000 Bls, fase intermedia de 3.000 Bls y la fase de producción 1.330 Bls para un total de volumen de fluido de perforación de 6.330 Bls.

**TABLA N° 4.2 Volúmenes empleados pozo JK 23-12**

	<b>Superficie</b>	<b>Intermedio.</b>	<b>Producción.</b>
Volumen propuesto bbls	2.000	3.000	1.330
Volumen Manejado bbls	1.002	2.848	1.000
Diferencia de volúmenes bbls	<b>998</b>	<b>152</b>	<b>330</b>

En este pozo lo propuesto fue 2.000 bls de lodo de perforación y lo manejado para perforar la fase fue de 1.002 bls. A pesar que los volúmenes perdidos tanto en superficie como en el hoyo fueron mínimos, los mismos no representan gastos operacionales adicionales por lo tanto para los siguientes pozos a perforar en el área podría estimarse por el orden de los 1.200 bbls de fluidos de perforación.

Para el pozo: BC 26-08, el volumen propuesto en fase superficial fue de 1.500 Bls, fase intermedia de 3.200 Bls y la fase de producción 2.000 Bls para un total de volumen de fluido de perforación de 6.700 Bls.

**TABLA N° 4.3 Volúmenes empleados pozo BC 26-08**

	<b>Superficie Superficial.</b>	<b>Intermedio.</b>	<b>Producción.</b>
Volumen propuesto bbls	1.500	3.200	2.000
	960	2.247	1.630
Volumen Manejado bbls	<b>540</b>		
Diferencia de volumen bbls		<b>953</b>	<b>370</b>

El siguiente pozo se propuso 1.500 bbls de fluidos de perforación y utilizados operacionalmente fueron 960 bbls. De fluido de perforación, de igual manera se está por encima de lo utilizado en la fase superficial, y los volúmenes perdidos se consideran bajos caso que las pérdidas hacen que los costos disminuyan, considerando también que propondríamos un volumen de fluido menor según lo utilizado para ajustarnos mejor a los gastos propuestos en la utilización de los fluidos de perforación.

Para el pozo: CC 18-2-IW, el volumen propuesto en fase superficial fue de 1.500 Bls, fase intermedia de 3.200 Bls y la fase de producción 2.700 Bls para un total de volumen de fluido de perforación de 7.400 Bls.

**TABLA N° 4.4 Volúmenes empleados pozo CC 18-2-IW**

<b>Volumen pozo CC18-2-IW</b>	<b>Superficie Superficial.</b>	<b>Intermedio.</b>	<b>Producción.</b>
Volumen propuesto bbls	1.500	3.200	2.700
	1.210	2.273	2.220
Volumen Manejado bbls	<b>290</b>		
Diferencia de volumen bbls		<b>927</b>	<b>480</b>

Finalmente en este pozo se propusieron 1.500 bbls. Lo cual se manejaron un volumen de fluido de perforación de 1.210 bbls, estando casi en lo utilizado.

**Fase de 16”.**

**Tipo de mecha:** Tricónica.

**TABLA N°4.5 Parámetros Operacionales Utilizados En la Perforación de los Pozos En Estudio Fase superficial:**

N° y diámetro de los chorros	TFA (Pulg <sup>2</sup> )	Tasa de bombeo (GPM)	Presión de la bomba (Lpc)	Máxima EPM bomba	PSM(Klbs)
4 Chorros 18/32”	0.99	900	1.500 – 2.100	150	10-15

**TABLA N° 4.6 Hidráulica utilizada fase superficial**

FI (Lbf)	HSI (Hp/Pulg) <sup>2</sup>	ROP (pph)	RPM	Tipo de flujo	V jets (Pies/seg)
0,5-0,6	3	80-110	80-100	LAMINAR	260

**Fase 12 ¼”.**

**Tipo de mecha:** Policristalina de Diamantes, (PDC).

**TABLA N° 4.7 Parámetros Operacionales Utilizados En La Perforación De Los Pozos En Estudio Fase intermedia**

N° y diámetro de los chorros	TFA (Pulg <sup>2</sup> )	Tasa de bombeo (GPM)	Presión de la bomba (Lpc)	Máxima EPM bomba	PSM(Klbs)
3*16 y 1*12/32”	0.5-0,6	700	1.200-1.600	130	15-20

**TABLA N° 4.8 Hidráulica utilizada fase intermedia**

FI (Lbf)	HSI (Hp/Pulg) <sup>2</sup>	ROP (pph)	RPM	Tipo de Flujo	V jets (Pies/seg.)
0,5-0,6	3,5	80-110	50	LAMINAR	299

**Fase 8 ½”.**

**Tipo de mecha:** Policristalina de Diamantes, (PDC).

**TABLA N° 4.9 Parámetros Operacionales Utilizados En La Perforación De Los Pozos En Estudio Fase de producción**

N° y diámetro de los chorros	TFA (Pulg <sup>2</sup> )	Tasa de bombeo (GPM)	Presión de la bomba (Lpc)	Máxima EPM bomba	PSM(Klbs)
3*15/32”	0.52-0,56	500	1.400-2.000	95	10-20

**TABLA N° 4.10 Hidráulica utilizada fase producción**

FI (Lbf)	HSI (Hp/Pulg <sup>2</sup> )	ROP (pph)	RPM	Tipo de flujo	V jets (Pies/seg.)
0,5-0,6	5	180-200	80-100	LAMINAR	260

Cabe resaltar que con la hidráulica generada, en la fase de 16 pulgadas, con un régimen de flujo laminar con pobre transporte de ripios con valores de HSI 3 Hp/Pulg<sup>2</sup>, caída de presión en la cara de la mecha en un rango de 1.500-2.000 lpc y una velocidad de los jets de 260 pies/seg. optimizar el sistema hidráulico en este tipo de hoyo de mayor diámetro ,no es tarea fácil, debido a que cuando se trata de diámetros grandes, las velocidades de flujo alcanzadas en el anular son de alrededor de 100 pies/min es decir, a mayor diámetro menor será la velocidad del flujo manejada. Siendo esta, al igual que la velocidad del fluido, una de las variables que intervienen en la remoción adecuada de los ripios, trabajando con GPM: 900 y 700 respectivamente en las fases superficiales e intermedias. Sin embargo los parámetros operacionales como peso sobre la mecha, revoluciones por minutos fueron ajustadas de acuerdo a los tipos de formaciones atravesadas y las presiones en el sistema fueron manejadas acorde con la capacidad de las bombas manteniéndose en niveles de perforabilidad.

Finalmente hacemos mención de la fase de producción, en la misma se obtuvo un HSI: 5 valor óptimo para la perforación de los pozos en el área, también los parámetros operacionales se ajustaron a condiciones ideales obteniéndose los resultados satisfactorios. Los valores de HSI, velocidad de flujo y fuerza de impacto, alcanzaron niveles que se consideran aceptables para alcanzar una buena limpieza del hoyo.

La hidráulica manejada en las diferentes secciones fue óptima, debido a que no se presentó problemas como ensanchamiento del pozo, por ende los volúmenes manejados se encuentra dentro de los volúmenes propuestos.

#### **4.4 Generar una base de datos de acuerdo a los resultados obtenidos, basándose en las propiedades reológicas según las normativas API de los fluidos.**

Después de haber estudiado las propiedades reológicas de cada uno de los pozos que conforman este estudio, se generó una base de datos a partir de los reportes diarios aportado por el departamento de operación del campo San Diego de Cabrutica donde se dan a conocer a través de un monitoreo los diferentes parámetros como: Peso del lodo, valores de viscosidad plástica, viscosidad fann, punto cedente, geles a los 10 segundos y 10 minutos, aditivos utilizados, pH, dureza, % de sólidos, revoque, filtrado API, MBT, y profundidad de cada pozo, estas pruebas son realizada cada ocho horas con la finalidad de detectar cualquier anomalía que pudiese presentarse durante la perforación, como son pérdida de circulación a inicio de la perforación, exceso de arcilla y pega de tubería (ver tablas de capítulo 3 desde la tabla 3,5 hasta la tabla 3,8 respectivamente); esta base de datos se observaron que los valores obtenido de cada una de propiedad en las diferentes fases trabajadas (superficial, intermedia y de producción), los cuales algunos de ellos estaban dentro de los rangos teórico ya establecidos y otros fuera de especificaciones ayudándonos a tomar decisiones en un momento determinado.

#### **4.5 Proponer un nuevo sistema de fluidos para la formación del campo San Diego de Cabrutica.**

Una vez estudiada las condiciones de formación y los problemas que comúnmente se presentan en los pozos del campo de San Diego de Cabrutica, se propuso un nuevo

sistema de fluido a base de glicol como fuente inhibitoria, a fin de minimizar los daños generados durante las operaciones de perforación, ya que los aditivos basados en estos compuestos químicos son generalmente de baja toxicidad y con aceptables características ambientales, los cuales tienen la capacidad de incrementar la lubricidad, mejorar la calidad del revoque, reducir la pérdida de filtrado, también nos ayudan a mejorar la inhibición de las arcillas, reducir el ensanchamiento de las paredes del pozo, previenen el embolamiento de la mecha, mejora la tolerancia de los sólidos e incrementan la tasa de penetración. Debido a sus distintas aplicaciones los lodos a base de glicol actualmente están reemplazando a los lodos base aceite; un buen desempeño de estos lodos es observado cuando atravesamos formaciones lutíticas, arcillas blandas y reactivas como la tipo gumbo.

Con este tipo de sistema son pocos los retrasos operacionales que puedan presentarse, ya que este fluido se mantiene en buenas condiciones a través de todo el intervalo perforado; por lo tanto esto significa que en algunos casos el fluido puede ser reciclado al igual que se hace con los lodos base aceite; dependiendo del tipo de glicol y las concentraciones de sales algunas soluciones pueden separarse en dos fases cuando son sometidos a cambios de temperatura, produciéndose un fluido de aspecto nublado en donde las gotas producidas de la fase rica del glicol permiten sellar a superficie de las lutitas logrando así una alta estabilidad de las paredes del hoyo. Durante el uso de este lodo las arcillas blandas se hacen más duras y los cortes tienden a mantener su forma original este endurecimiento de las arcillas es producto de una interacción directa entre el glicol y las lutitas, este efecto solo es observado en los lodos base aceite.

Hasta el presente el fluido a base de glicol se ha empleado exitosamente en los pozos del campo San Joaquín y del campo Santa Rosa, estos campos presentan arcillas altamente hidratables tipo “Gumbo” y son un reto operacional durante la construcción de los hoyos. Por limitaciones ambientales deben usarse fluidos de perforación inhibitorios a base de agua, que por su naturaleza y afinidad con la arcilla de formación hidratan la misma, causando hinchamiento y dispersión de la pared del

hoyo, condiciones que operacionalmente se reflejan en el embolamiento de la sarta durante el proceso de perforación, así como arrastres y apoyos durante los viajes de tubería.

Por problemas de nacionalización de la empresa no se pudieron realizar las pruebas empleando el glicol, pero cabe destacar que ya en otros campos que presentan las mismas características se ha empleado y cumple con las expectativas.

## CONCLUSIONES

1. El fluido Lodo Nativo permitió perforar sin problemas formaciones arenosas e intercalaciones de arcilla.
2. Se observó en la fase superficial no es necesario el uso de dispersantes.
3. Por la presencia de las arcillas tipo Gumbo es necesario agregar un inhibidor de arcillas a base de glicol.
4. En todas las fases el volumen propuesto está por encima del volumen utilizado durante la perforación.
5. Las propiedades reológicas de los lodos base agua y biopoliméricos presentan resultados óptimos para las operaciones de perforación.
6. De acuerdo a los resultados reológicos de los lodos nativos y biopolimericos, se comprobó que poseen buena capacidad de acarreo y limpieza del hoyo.
7. El fluido biopolimérico permitió perforar en zonas arenosas y arcillosas sin ningún inconveniente permitiendo llegar en zona de oficina a las arenas productoras.
8. El fluido biopolimérico generó durante la perforación un buen transporte de sólidos perforados hacia la superficie, en general buena limpieza del hoyo lo que garantizó una estabilidad completa de los tramos perforados, buen revoque y cubrimiento de poros en las paredes del hoyo.
9. Los ripios que no son llevados a superficie inciden negativamente durante la perforación, ocasionando taponamiento en el *flow line*.

## **RECOMENDACIONES**

1. Realizar las pruebas con el fluido base glicol.
2. Descartar constantemente fluido nativo en la fase intermedia para así mantener el lodo disperso y con bajo peso antes de agregar el quebracho.
3. Monitorear constantemente propiedades del fluido, chequeo de la densidad, Brookfield y MBT para evitar problemas operacionales.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

### Bibliografía Citada

1. QUIROGA, F. **“Estado Actual de la Tecnología de fluidos de perforación, con base en agua, para perforar lutitas de alta reactividad”**, INTEVEP, S.A., Los Teques (1994).
2. "Manual de Ingeniería de Fluidos de Perforación", Baker Hughes, Houston, USA, (1.998).
3. SEFLU, Libro de Trabajos Técnicos. **“III seminario de Fluidos de Perforación y Terminación de Pozos”**, Maturín, Octubre (1996).
4. **"Manual de Fluidos Baroid"**, Baroid, (2.002).
5. SALAS, R. **“Fluidos de Perforación”**. Universidad de Oriente. Núcleo de Anzoátegui (2000).
6. IMCO. **“Tecnología Aplicada a Lodos”**. IMCO Services. Halliburton, Huston-Texas, (1981).
7. **“Manual de Operaciones de Perforación”**, Petrozuata, (2001)

8. M-I DRILLING FLUIDS. "*Manual M-I drilling fluids engineering*". Houston. USA (2000).
9. MARTINEZ, A. "*Diccionario del Petróleo Venezolano*". Libros de El Nacional. Caracas (1999).
10. BAKER HUGHES. "*Manual de Ingeniería de Fluidos de Perforación*". Houston. USA (1998).
11. PDVSA CIED. "*Tecnología Aplicada a los Fluidos de Perforación*". CIED, Febrero (1997).
12. CARDOZO, N. "*Mil Términos de Perforación*". Universidad del Zulia. Maracaibo, Mayo (1983).

°METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

<b>TÍTULO</b>	“EVALUACIÓN DE UN DISEÑO DE FLUIDO DE PERFORACIÓN CON LAS CONDICIONES DE LAS FORMACIONES PERFORADAS EN EL CAMPO SAN DIEGO DE CABRUTICA”
<b>SUBTÍTULO</b>	

AUTOR(ES)

<b>APELLIDOS Y NOMBRES</b>	<b>CVLAC / E_MAIL</b>	
<b>BALZA R,FRANCI DEL V.</b>	<b>CVLAC:</b>	<b>14.911.795</b>
	<b>E_MAIL</b>	francibalza1@hotmail.com
	<b>CVLAC:</b>	
	<b>E_MAIL</b>	

PALÁBRAS O FRASES CLAVES:

Formación, Fluido, perforación, reología, propiedades.

**METADATOS PARA  
TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:**

ÁREA	SUBÁREA
<b>INGENIERIA Y CIENCIAS APLICADAS</b>	<b>INGENIERÍA DE PETRÓLEO</b>

**RESUMEN (ABSTRACT):**

El área Junín del campo San Diego de Cabrutica se encuentra caracterizado por la presencia de arcillas altamente hidratables y son un reto operacional durante la construcción de los hoyos superficiales, intermedios y de producción. En la actualidad se usan fluidos de perforación a base de agua no inhibitorios que por su naturaleza y afinidad con la arcilla de formación se hidratan, causando hinchamiento de la pared del hoyo, condiciones que operacionalmente se reflejan en el embolamiento de la sarta, taponamiento en el flow line. Por estos motivos y bajo las consecuencias antes mencionadas. La Gerencia de Construcción y Mantenimiento de Pozos perteneciente a PDVSA del Campo San Diego de Cabrutica contempla la necesidad de realizar una investigación que determine las zonas con problemas potenciales en el embolamiento de la sarta, taponamiento en el *flow line* en el Campo San Diego de Cabrutica.

**METADATOS PARA TBAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:**

**CONTRIBUIDORES:**

<b>APELLIDOS Y NOMBRES</b>	<b>ROL / Código CVLAC / E_MAIL</b>				
<b>PATIÑO, RAYDA</b>	<b>ROL</b>	<b>CA</b>	<b>AS</b>	<b>TU X</b>	<b>JU</b>
	<b>CVLAC:</b>	<b>11.833.633</b>			
	<b>E_MAIL</b>				
<b>SALAS, ROBERTO</b>	<b>ROL</b>	<b>CA</b>	<b>AS</b>	<b>TU</b>	<b>JU X</b>
	<b>CVLAC:</b>	<b>3.413.775</b>			
	<b>E_MAIL</b>				
<b>GALINDO, MARÌA</b>	<b>ROL</b>	<b>CA</b>	<b>AS</b>	<b>TU</b>	<b>JU X</b>
	<b>CVLAC:</b>	<b>15.514.751</b>			
	<b>E_MAIL</b>				

**FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:**

<b>AÑO</b>	<b>MES</b>	<b>DIA</b>
<b>2009</b>	<b>10</b>	<b>15</b>

**LENGUAJE. SPA**

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:**

**ARCHIVO (S):**

<b>NOMBRE DE ARCHIVO</b>	<b>TIPO MIME</b>
<b>Tesis_evaluaciòndeunfluido.doc</b>	<b>Application/msword</b>

**CARACTERES EN LOS NOMBRES DE LOS ARCHIVOS: A B C D E F G H I J**

**K L M N O P Q R S T U V W X Y Z . a b c d e f g h ; j k l m n o p q r s t u y w x y z . 0 1 2 3 4 5 6 7 8 9 .**

**ALCANCE**

**ESPACIAL: Perforación,. Petrozuata PDVSA (OPCIONAL)**

**TEMPORAL: Ocho ( 8 ) meses (OPCIONAL)**

**TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:**

**INGENIERO DE PETRÓLEO**

**NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:**

**PREGRADO**

**ÁREA DE ESTUDIO:**

**DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO**

**INSTITUCIÓN(ES) QUE GARANTIZA(N) EL TÍTULO DE GRADO:**

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI.**

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:**

**DERECHOS:**

“Los trabajos de grado son exclusiva propiedad de la universidad y sólo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo quien lo participará al Consejo Universitario.”

---

**Franci, Balza**

**AUTOR**

---

**Ing. Patiño, Rayda**

**TUTOR**

---

**Ing. Galindo, María**

**JURADO**

---

**Ing. Salas, Roberto**

**JURADO**

---

**Ing. Patiño, Rayda**

**POR LA SUBCOMISIÓN DE TESIS**