

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



**“ESTUDIO DE LA OPTIMIZACIÓN DE PRODUCTOS QUÍMICOS
DURANTE LA PERFORACIÓN EN LA MACOLLA 1 Y 2 EN EL ÁREA
DE OROCUAL SOMERO DEL ESTADO MONAGAS”.**

**REALIZADO POR:
CARLOS GUSTAVO GIL MÉNDEZ**

**TRABAJO DE GRADO PRESENTADO ANTE LA UNIVERSIDAD DE
ORIENTE COMO REQUISITO PARCIAL PARA OPTAR AL TÍTULO
DE
INGENIERO DE PETRÓLEO**

PUERTO LA CRUZ, JULIO DE 2007

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



**“ESTUDIO DE LA OPTIMIZACIÓN DE PRODUCTOS QUÍMICOS
DURANTE LA PERFORACIÓN EN LA MACOLLA 1 Y 2 EN EL ÁREA
DE OROCUAL SOMERO DEL ESTADO MONAGAS”.**

Asesores

Ing. Roberto Salas
Asesor Académico

Ing. Carlos P. Anzola
Asesor Industrial

PUERTO LA CRUZ, JULIO DE 2007

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



**“ESTUDIO DE LA OPTIMIZACIÓN DE PRODUCTOS QUÍMICOS
DURANTE LA PERFORACIÓN EN LA MACOLLA 1 Y 2 EN EL ÁREA
DE OROCUAL SOMERO DEL ESTADO MONAGAS”.**

Jurado Calificador:

Ing. Roberto Salas
Asesor Académico

Ing. Félix Acosta (MSc.)
Jurado Principal

Ing. Oly Guerra (MSc.)
Jurado Principal

PUERTO LA CRUZ, JULIO DE 2007

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

**“ESTUDIO DE LA OPTIMIZACIÓN DE PRODUCTOS QUÍMICOS
DURANTE LA PERFORACIÓN EN LA MACOLLA 1 Y 2 EN EL ÁREA
DE OROCUAL SOMERO DEL ESTADO MONAGAS”.**

INFORME DE PASANTÍA presentado por:

Calos Gustavo Gil Méndez

REALIZADO CON LA ASESORÍA DE:

Ing. Roberto Salas (Asesor Académico)

Ing. Carlos P. Anzola (Asesor Industrial)

RESUMEN

El objetivo de este trabajo es estudiar la optimización de productos químicos durante la perforación de la macolla 1 y 2 en el área de Orocuál somero del estado Monagas. El primer paso consistió en formular y preparar los diferentes sistemas de lodo base agua para cada una de las fases de perforación (17 ½, 12 ¼ y 8 ½ plg.), utilizando el aditivo viscosificante “Goma Xántica” (polímero natural) provisto por tres empresas, denominadas E-1, E-2 y E-3.

Se determinaron las propiedades físicas y químicas de los fluidos a diferentes concentraciones (0,5; 1; 1,5; 2 lbp) para los sistemas en estudio. Se elaboró una base de datos con los resultados obtenidos, la cual permitió correlacionar el comportamiento de los productos químicos y sus concentraciones.

Posteriormente se evaluó la eficacia de los aditivos y su influencia en la reología de los sistemas diseñados para cada fase de perforación frente a condiciones normales, seleccionándose la concentración más óptima con mejores propiedades reológicas de acuerdo al comportamiento de cada sistema. Una vez escogida la concentración de los productos a utilizar, se sometieron a presiones y temperaturas diferentes, analizando los resultados de las pruebas físicas, observándose que al envejecer los sistemas, las propiedades reológicas disminuyeron, descartando los fluidos con propiedades fuera de los rangos aceptables.

El análisis técnico exhortó a la empresa Cherokee Well Services a utilizar el aditivo E-2 a la concentración de 1,5 lbp, el cual ha sido aplicado en los pozos de perforación ORS-76, ORS-77 y ORS-80 hasta la fecha, con resultados satisfactorios para la empresa.

PALABRAS CLAVES

Fluido, Reología, Polímeros, Viscosidad, Filtrado

PUERTO LA CRUZ, JULIO DE 2007

DEDICATORIA

A mi madre Claret Méndez; Con tu fuerza y constancia me has llevado adelante. A ti la persona más importante en mi vida y pilar fundamental de este logro, tu grandeza como madre hace hoy posible esta meta que con mucho orgullo te dedico, TE AMO.

AGRADECIMIENTOS

A **Dios** Todo Poderoso, El Cristo de Jose y La Virgen del Valle por darme la fortaleza para no dejarme vencer ante las dificultades y quienes en todo momento me protegieron por los caminos que recorrí para lograr esta meta.

A mi madre, **Claret Méndez**, el ser mas maravilloso que existe en este planeta por siempre apoyarme y guiarme en todo momento, por comprenderme y hacer de mi lo que soy hoy, gracias por ser madre y padre para mi, gracias a ti me considero tu niño afortunado y de mucha fe, es el primero de muchos logros que junto a ti y a mis tías estaré orgulloso de celebrar. Gracias por traerme al mundo, alentarme y apoyarme en las buenas y malas sin tu apoyo no hubiese sido posible esto, te amo.

A mis tías, **Ismery , Lourdes, Moraima, Yaseni (Las Méndez) ,Lourdes Bastardo de Méndez y Ramonita** por siempre darme el impulso, apoyo y motivación. Sin su apoyo incondicional tampoco hubiese sido posible este logro, que es suyo también.

A mis tíos, **Víctor, Luís, Jesús (Chuo), Alberto**, por su apoyo en todo momento para hacer posible este sueño.

A mi padrino, **Humberto Almenar**, por tus consejos, apoyo incondicional gracias por ser mi amigo.

A mis primos, que son mas que eso, son mis hermanos, Darío Gustavo (oso), Carlos Alberto (El gallo), Jesús Eduardo (la gata), Manuel Alejandro, Diego, Gabriel, Luis Enrique, Karla Gabriela, Vanesa, Luryeliz, Victoria, Osmar,

Patricia y Breisi que este logro sea fuente de inspiración para luchar por las metas que se propongan. Hoy les digo, que si se puede; aunque el camino se ponga cuesta arriba, nos tropecemos y caigamos varias veces, tenemos que levantarnos y seguir luchando por nuestras metas y sueños. Si se puede!

Sonia una gran compañera a la que agradezco con todo corazón, el cariño, amor, comprensión y ayuda brindada durante este tiempo y esta etapa maravillosa junto a ti. De verdad mis palabras son pocas para expresarte todo mi cariño y agradecimiento.

Ginner Rafael, Luís Azugaray, Alak Lamaa, la udo nos abrió las puertas de esta bonita amistad, la cual se conserva a pesar de la distancia y de los caminos que tomamos, compañeros y amigos gracias por contar con ustedes tanto en las buenas y en las malas. Pueden contar con un hermano cuando quieran!

Alfonso Botero, amigo y compadre gracias por tu apoyo incondicional y confianza, ah y gracias a esa personita especial comenzó esta amistad, cuentas con un amigo espero que este logro sea parte de inspiración para que cumplas tus metas. Cuentas Conmigo!

Mileidis Aguiar, amiga! agradecido inmensamente por haberme abierto las puertas de tu casa y permitirme conocer esa familia tan maravillosa de la cual formas parte gracias por contar contigo y brindarme apoyo mientras estuve en el Tigre

A todas aquellas personas que de una u otra forma estuvieron presente durante esta etapa tan importante en mi vida: Ginner Alejandro, Karla Prieto, Patricia Cortesía, Jesús Saavedra (Chino), Lorelvis (la pulguita), Maria Galindo (la

Prof.) Disculpen todos los que sin querer no nombre en este momento pero no dejan de ser importantes

ÍNDICE GENERAL

| | |
|---|------|
| RESUMEN | vi |
| DEDICATORIA | viii |
| AGRADECIMIENTOS | ix |
| ÍNDICE GENERAL | xii |
| LISTA DE FIGURAS | xv |
| LISTA DE TABLAS | xvi |
| LISTA DE SÍMBOLOS Y ABREVIATURAS | xvii |
| INTRODUCCIÓN | 18 |
| Reseña Histórica de la Empresa | 18 |
| 1.2 Ubicación Geográfica del Área Operacional Orocual | 18 |
| 1.3 Generalidades del Campo | 19 |
| 1.4 Descripción Geológica del Campo Orocual | 20 |
| 1.5 Planteamiento del Problema | 27 |
| 1.6 Objetivos | 29 |
| 1.6.1 Objetivo General | 29 |
| 1.6.2 Objetivos Específicos | 29 |
| CAPÍTULO 2 | 30 |
| MARCO TEÓRICO | 30 |
| 2.1 Antecedentes | 30 |
| 2.2 Fluidos de Perforación | 30 |
| 2.2.2 Funciones Básicas de los fluidos de Perforación | 32 |
| 2.2.3 Fases de los Fluidos de Perforación | 41 |
| 2.2.4 Tipos de Fluido de Perforación | 43 |
| 2.2.5 Componentes de los Fluidos de Perforación | 44 |
| 2.3 Reología | 50 |
| 2.4 Propiedades Reológicas | 50 |

| | |
|--|----|
| 2.4.1 Factores que afectan la Reología | 55 |
| 2.4.2 Modelos Reológicos | 56 |
| 2.5 Otras Propiedades de los Fluidos de Perforación | 60 |
| 2.6 Definición de Términos Básicos. | 64 |
| CAPÍTULO 3 | 70 |
| METODOLOGÍA..... | 70 |
| 3.1 Formulación y Preparación del Lodo | 70 |
| 3.1.1 Sistema 1..... | 71 |
| 3.1.2 Sistema 2..... | 72 |
| 3.1.3 Sistema 3..... | 75 |
| 3.2 Determinación de Propiedades Físicas | 76 |
| 3.2.1 Densidad del fluido de perforación..... | 76 |
| 3.2.2 Pérdida de Filtrado API. | 77 |
| 3.2.3 Determinación de Propiedades Reológicas (API 13B1)..... | 79 |
| 3.2.4 Cálculo de las Propiedades Reológicas | 80 |
| 3.2.5 Análisis de pH..... | 81 |
| 3.3 Determinación de Propiedades Químicas..... | 81 |
| 3.3.1 Alcalinidad del lodo (Pm)..... | 81 |
| 3.3.2 Alcalinidad del filtrado (Pf y Mf)..... | 82 |
| 3.3.3 Cloruros | 83 |
| 3.3.4 Calcio..... | 83 |
| 3.4 Creación de Base de Datos con los Resultados Obtenidos..... | 84 |
| 3.5 Evaluación y Selección de Diversos Productos Químicos según la Reología de los Sistemas Diseñados para cada Fase de Perforación..... | 84 |
| 3.6 Determinación de Propiedades Físicas a diferentes Condiciones de Presión y Temperatura..... | 86 |
| CAPÍTULO 4 | 90 |
| DISCUSIÓN DE RESULTADOS..... | 90 |

| | |
|---|-----|
| 4.1 Creación de una Base de Datos con los Resultados Obtenidos, correlacionando el comportamiento de los Productos Químicos y sus Concentraciones | 90 |
| 4.2 Evaluación y Selección de la Eficacia de Diversos Productos Químicos y su Influencia en la Reología de los Sistemas Diseñados para cada Fase de Perforación | 94 |
| 4.2.1 Sistema 1 | 94 |
| 4.2.2 Sistema 2 | 96 |
| 4.2.3 Sistema 3 | 98 |
| Análisis de los resultados obtenidos de las pruebas físicas a diferentes condiciones de presión y temperatura | 100 |
| CONCLUSIONES | 107 |
| RECOMENDACIONES | 109 |
| BIBLIOGRAFÍA | 110 |
| APÉNDICE A: EQUIPOS UTILIZADOS | 111 |
| APÉNDICE B: MUESTRA DE CÁLCULOS | 115 |
| APÉNDICE C: RESUMEN DE PROPIEDADES ORS-80 | 117 |
| APÉNDICE D: EJEMPLO DE RESUMEN DIARIO ORS-80 | 118 |

LISTA DE FIGURAS

| | |
|--|-----|
| Fig. 1.1 Ubicación Geográfica del Campo Orocual | 19 |
| Fig. 1.2 Visión 3D de las diferentes estructuras presentes en la Formación Las Piedras | 21 |
| Fig. 1.3: Correlación Estratigráfica de la Cuenca Oriental de Venezuela. Tomado del Léxico Estratigráfico de Venezuela, versión electrónica, 2000. ... | 23 |
| Fig. 1.4 Columna Estratigráfica del Campo Orocual - Somero (Nueva Interpretación) | 26 |
| Fig. 1.5 Niveles Estratigráficos de la Formación Las Piedras..... | 27 |
| Fig. 2.1 Velocidad de Corte y Esfuerzo de Corte [5] | 51 |
| Fig. 2.2 Modelos Reológicos [6] | 57 |
| Fig. 4.1 Viscosidad Plástica y Punto Cedente para cada uno de los aditivos evaluados (1,5lpb) | 95 |
| Fig. 4.2 Geles de 10 y 10 para cada uno de los aditivos evaluados (1,5lpb)..... | 96 |
| Fig. 4.3 Viscosidad Plástica y Punto Cedente para cada uno de los aditivos evaluados (1,5lpb) | 97 |
| Fig. 4.4 Viscosidad Plástica y Punto Cedente para cada uno de los aditivos evaluados (1,5lpb) | 98 |
| Fig. 4.5 Viscosidad Plástica y Punto Cedente para cada uno de los aditivos evaluados (1,5lpb) | 99 |
| Fig. 4.6 Geles de 10 y 10 para cada uno de los aditivos evaluados (1,5lpb)... | 100 |
| Tabla 4.5 Propiedades del Lodo de Perforación del Sistema 2 a diferentes Temperaturas y Presiones | 102 |
| Tabla 4.6 Propiedades del Lodo de Perforación del Sistema 3 a diferentes Temperaturas y Presiones | 104 |

LISTA DE TABLAS

| | |
|---|-----|
| Tabla 3.1 Formulación del Sistema 1 | 71 |
| Tabla 3.2 Formulación del Sistema 2 | 73 |
| Tabla 3.3 Formulación del Sistema 3 | 75 |
| Tabla 4.1 Propiedades obtenidas para el Sistema 1 (hoyo 17 ½) empleando el polímero E-1, E-2 y E-3 a diferentes concentraciones. | 91 |
| Tabla 4.2 Propiedades obtenidas para el Sistema 2 (hoyo 12 ¼) empleando el polímero E-1, E-2 y E-3 a diferentes concentraciones. | 92 |
| Tabla 4.3 Propiedades obtenidas para el Sistema 3 (hoyo 8 ½) empleando el polímero E-1, E-2 y E-3 a diferentes concentraciones. | 93 |
| Tabla 4.4 Propiedades del Lodo de Perforación del Sistema 1 a diferentes Temperaturas y Presiones | 101 |
| Tabla 4.5 Propiedades del Lodo de Perforación del Sistema 2 a diferentes Temperaturas y Presiones | 102 |
| Tabla 4.6 Propiedades del Lodo de Perforación del Sistema 3 a diferentes Temperaturas y Presiones | 104 |

LISTA DE SÍMBOLOS Y ABREVIATURAS

| | |
|-------|--|
| °F | Grados Fahrenheit |
| API | American Petroleum Institute |
| Bls | Barriles |
| CMC | Cadena molecular |
| Cps | Centipoise |
| EDTA | Etilendiaminotetraacetato |
| Fig | Figura |
| G | Gramos |
| Gal | Galones |
| Lb | Libra |
| MEP | Ministerio de Energía y Petróleo |
| MHB | Modelo de Herschel-Bulkley |
| OSHM | |
| P | Exametafosfato de sodio |
| OSTP | Tetrafosfato de sodio |
| OTSPP | Pirofosfato tetrasódico |
| Ph | Potencial hidrogeno |
| Ppm | Partes por millón |
| RA/RC | Rehabilitación y Reacondicionamiento |
| ROP | Tasa de penetración (Penetration of rate) |
| SAPP | Pirofosfato ácido de sodio |
| SHA | Seguridad Higiene y Ambiente |
| Ton | Toneladas |
| HP-HT | Alta Presión – Alta Temperatura (High Pressure – High Temperature) |

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

Reseña Histórica de la Empresa

CHEROKEE WELL SERVICES, C.A., fue fundada en el año 1999, con el objetivo de prestar sus servicios a la industria petrolera petroquímica nacional en las áreas de perforación, producción, explotación y refinación ofreciendo los siguientes servicios: fluidos de perforación, control de sólidos, control ambiental, saneamiento, fluidos de rehabilitación (RA/RC) y asesoramiento técnico especializado.

La empresa posee una alianza estratégica con las empresas Micronizados de Oriente, Trasmaca, Traivensa, R. Garmo, C.A., Venezolana de Suministros Técnicos, y DRI Pro Chemicals C.A. Para la fecha, su sede principal se encuentra ubicada en la población de San José de Guanipa, estado Anzoátegui y sus zonas actuales de operaciones se encuentran en las áreas de Morichal (estado Monagas), San Tomé, Anaco (estado Anzoátegui) y próximamente en Barinas (estado Barinas) y Maracaibo (estado Zulia).

1.2 Ubicación Geográfica del Área Operacional Orocuál

El Campo Orocuál está situado aproximadamente a 20 km. al Noroeste de la ciudad de Maturín, en el distrito Piar del estado Monagas. Geológicamente ubicado en el flanco Norte de la Subcuenca de Maturín, en la Sub-Provincia septentrional de la cuenca oriental de Venezuela. Este campo está limitado al Suroeste por el campo Jusepín y al Noreste por el campo Quiriquire (Fig.1.1)



Fig. 0.1 Ubicación Geográfica del Campo Orocuál

1.3 Generalidades del Campo

En la zona norte de Monagas se encontraron flujos de barro y de petróleo o gas en la superficie del terreno, y en 1912 los geólogos demostraron su interés por descubrir acumulaciones comerciales de petróleo, recomendando a las empresas que solicitaran concesiones petroleras al gobierno venezolano.

En 1918 la Caribbean Petroleum Company (Grupo Shell) perforó en el área de Orocuál, por indicación de los geólogos de campo, los pozos Molestia-1 y Molestia-2 (el pozo más profundo de Venezuela para aquella época, 3.240 pies). En abril de 1933 la Shell encontró petróleo de la Formación Las Piedras a 3.040 pies. Volvió a perforar durante 1944 y en 1958 comenzó la explotación del campo Orocuál.

En octubre de 1938 la Standard Oil Company of Venezuela descubrió el campo petrolífero de Jusepín, y en 1941 la Compañía Consolidada de Petróleo (Sinclair) encontró el petróleo de Santa Bárbara. Estos campos se extendieron

en el alineamiento de explotación del Mioceno superior (Revista Petroleum, No. 93, mayo 1996).

Para 1945 la Venezuela Atlantic encontró petróleo a 2.500 pies en Pirital, al norte de Santa Bárbara, que más tarde se explotó con yacimientos someros, cuando el último de cinco pozos exploratorios encontró el petróleo de la Formación Las Piedras.

Al noroeste de Orocuál, la empresa Creole Petroleum Corporation descubrió en 1954 el campo Manresa, a 2.640 pies de profundidad, mediante estudios sismográficos, con producción de Las Piedras y del Cretáceo.

En 1985 la exploración sísmica moderna y la avanzada tecnología de perforación lograron descubrir y alcanzar las estructuras profundas del norte de Monagas y encontrar excelentes productores en la alineación El Furrial-Boquerón (Petroleum, No. 94, junio 1996 y No. 95, julio 1996) y en los viejos campos Orocuál, Mauresa, Pirital y Santa Bárbara.

En el norte de Monagas las perspectivas exploratorias se han incrementado últimamente debido a los descubrimientos de petróleo liviano en el Cretáceo superior y el Terciario inferior evidenciados por los pozos del área de El Furrial y del campo Orocuál.

1.4 Descripción Geológica del Campo Orocuál

En el norte de Monagas, en la subcuenca de Maturín, se encuentra el campo petrolero Orocuál; el cual está ubicado al sur del cinturón plegado conocido como el frente de deformación de la serranía del interior.

La formación de interés en este proyecto es la Formación Las Piedras; de edad Plioceno; cuya estructura principal corresponde a un monoclinial que tiene una dirección principal noreste-suroeste, con buzamiento suave hacia el Sureste, el cual está interrumpido prácticamente en el centro del campo por la estructura de colapso de Orocuál (“hoyo de Orocuál”) Ver Fig. 1.2.

Asociado a la Estructura de Colapso, hacia el oeste, se encuentra una estructura de Diapiro elongado, en dirección N60°E, el cual define un anticlinal.

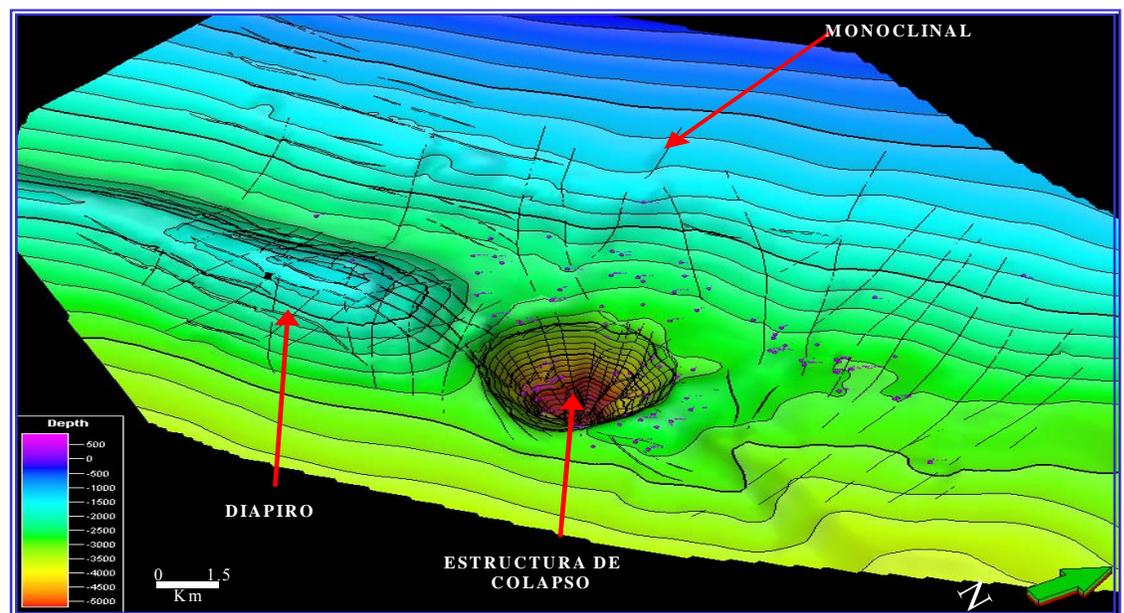
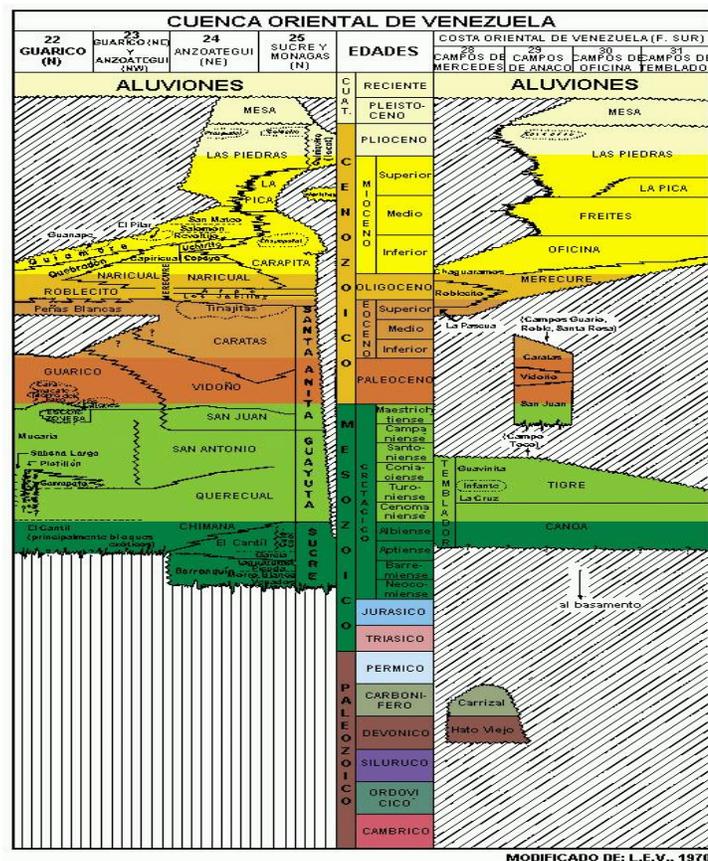


Fig. 0.2 Visión 3D de las diferentes estructuras presentes en la Formación Las Piedras

La estructura de colapso de Orocuál está representada por un hoyo casi circular, con fallas concéntricas, escalonadas y muy verticales, con desplazamientos entre 100 pies y 1000 pies que lo dividen en bloques diferentes. Dichos bloques se distinguen en muchos casos por el contenido de fluidos y las presiones existentes, evidenciado por los datos de producción de pozos perforados.

La estructura de Diapiro elongado, en dirección N60°E; la define un anticlinal que se encuentra afectado por un sistema de fallas verticales principales de igual dirección. El mismo se considera como una zona principal de desplazamiento, que controló el ascenso de las arcillas de la formación Carapita, produciendo el anticlinal. Al haber movimiento de las arcillas de la Formación Carapita, esto originó una zona de debilidad, que colapsa al no soportar el peso de la sedimentación de la Formación Las Piedras, generando la estructura de colapso.

La Estratigrafía de la zona de Orocuál (Campo Orocuál), se caracteriza por presentar una secuencia sedimentaria que se extiende cronológicamente, desde el Cretáceo Tardío hasta el Reciente como se muestra en la Fig. 1.3.



**Fig. 0.3: Correlación Estratigráfica de la Cuenca Oriental de Venezuela.
Tomado del Léxico Estratigráfico de Venezuela, versión electrónica, 2000.**

La secuencia estratigráfica se inicia con la depositación del grupo Sucre conformado por las Formaciones Barranquin, El Cantil y Chimana; continuando con la Formación Querecual y la Formación San Antonio que conforman el Grupo Guayuta, suprayacente se encuentra la Formación San Juan, la cual representa el final de la secuencia Cretácica; y comienza el Terciario Temprano con las Formaciones Vidoño (Paleoceno) y Caratas (Eoceno) que conforman el Grupo Santa Anita.

Las Formaciones Los Jabillos y Areo (ambas del Grupo Merecure), se depositaron durante el Oligoceno, luego se encuentra la Formación Carapita del Oligoceno Tardío.

En contacto discordante con Carapita se presenta la Formación Las Piedras del Plioceno, hacia el Sur del Campo, algunos pozos someros han penetrado la Formación La Pica, la cual se acuña entre la Formación Las Piedras y Carapita. Posteriormente, se depositó la Formación Mesa, del Pleistoceno.

Es en la Formación Las Piedras donde se propone la localización de la macolla 1 y 2 por ello que a continuación se hace referencia a las características generales de dicha Formación.

El término Las Piedras fue establecido por Hedberg y Sass en un informe privado de la Mene Grande Oil Co. en 1936, quienes describieron la sección tipo original en el Pozo Las Piedras N° 1.

La primera referencia publicada de la Formación Las Piedras es de González de Juana (1946). Hedberg (1950) describió la formación como parte del Grupo

Sacacual. Hadley (1956) y De Sisto (1961) describieron los miembros Caicaito y Prespantal, sobre la base de informes inéditos de geólogos de la Mene Grande Oil Co., Salvador (1961) recomendó la adopción del nombre Formación Las Piedras, y el rechazo del término Grupo Sacacual y de las formaciones Algarrobo, Pando y Campo Santo, hasta entonces usadas como correlativas o sinónimos de Las Piedras.

La Formación Las Piedras aflora en la porción septentrional de los estados Anzoátegui y Monagas. En el subsuelo se extiende al este hasta Pedernales, Territorio Delta Amacuro y Golfo de Paria. Hacia el sur, llega a las cercanías del río Orinoco en la faja petrolífera.

La sección tipo de la formación tiene 1.005 m de espesor, el cual aumenta hacia el eje de la subcuenca de Maturín, hasta un máximo probable de 1370 m. Hacia los flancos de la cuenca, el espesor disminuye aproximadamente a la mitad.

En la localidad tipo, la Formación Las Piedras consiste de areniscas micáceas, friables, de grano fino y colores gris claro a gris verdoso, interlaminada con lutitas gris a verdoso, arcillas sideríticas, grises, lutitas ligníticas y lignitos (Hedberg, 1950).

También se encuentran algunas calizas arenosas duras y de color verde. González de Juana (1946, Ortiz E., 1995), la formación se caracteriza por la presencia de arcillas y limolitas blandas, areniscas de granos finos a medios, ocasionalmente conglomeráticas, y capas de lignitos. Es común la presencia de trazas de dolomitas y chert. Unidad de edad Plioceno.

El ambiente de depósito de la Formación Las Piedras fue definido por (González de Juana, 1946) como Fluvio Deltaico a Continental, de edad

Pleistoceno, esta Formación es estéril de fósiles, aunque registra restos de plantas. El ambiente varió de un sector continental con depósitos fluviales al norte en la parte emergida de la Serranía a un sector litoral con depósitos de canales de desembocadura y barras litorales más hacia el sur.

Esta formación se caracteriza en general por una secuencia conglomerática, semi-consolidadas, con intercalaciones de arcillas hidratables; las areniscas son cuarzo cristalino a beige, de granos fino a medio, ocasionalmente grueso a conglomerática, cemento silicio. Los cuerpos arcillosos se caracterizan por ser de color verdoso, plásticas, solubles; en parte se observan niveles subordinados de lignito negro hacia la parte superior.

Las arenas de la Formación Las Piedras son productoras de petróleo pesado en los campos de Orocual, Manresa y Pirital, en el norte del estado Monagas.

En el Campo Orocual, dentro de la estructura de colapso las arenas son productoras de petróleo liviano, mediano y pesado; fuera de ésta estructura las arenas son productoras de petróleo pesado.

A continuación se describen los rasgos litológicos y paleontológicos más importantes de la Formación Las Piedras en el campo Orocual y haciendo referencia directa a las arenas basales por ser las más productoras del campo y las de interés para las nuevas localizaciones ver Fig. 1.4.

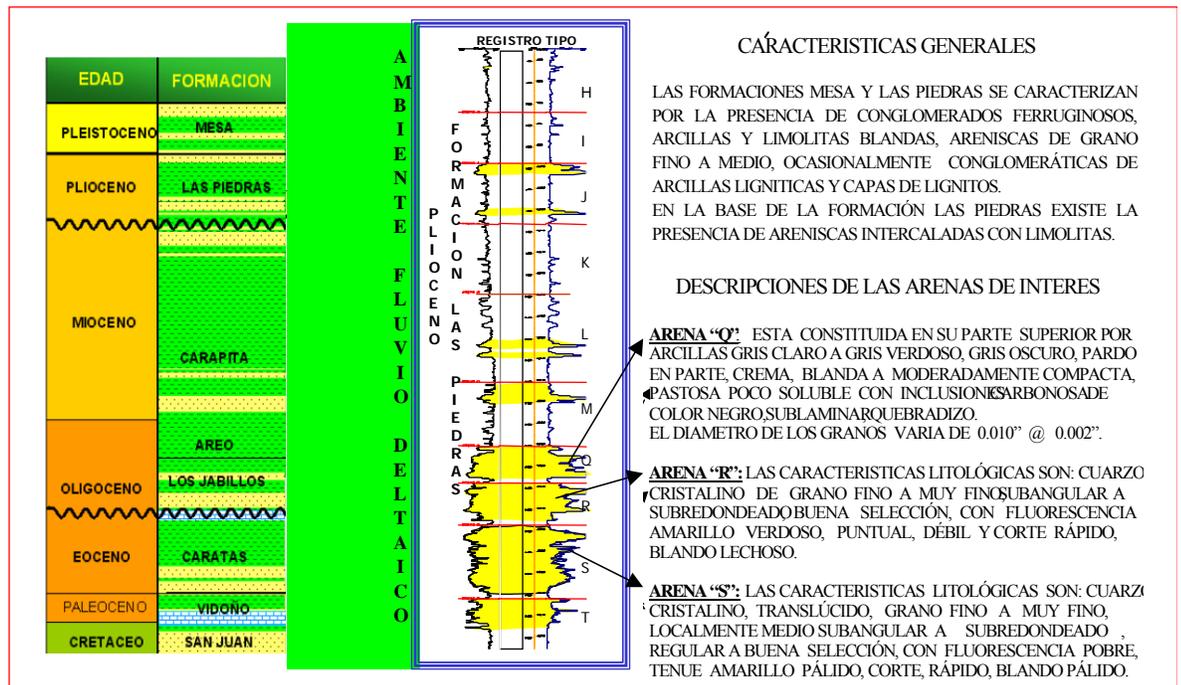


Fig. 0.4 Columna Estratigráfica del Campo Orocual - Somero (Nueva Interpretación)

El nuevo modelo geológico (aprobado por el MEP-Caracas en el año 2004) identifica diez (10) niveles estratigráficos en la Formación Las Piedras, los cuales se encuentran representados de abajo hacia arriba por las arenas T, S, R, Q, M, L, k, J, I y H. Ver fig. 1.5.

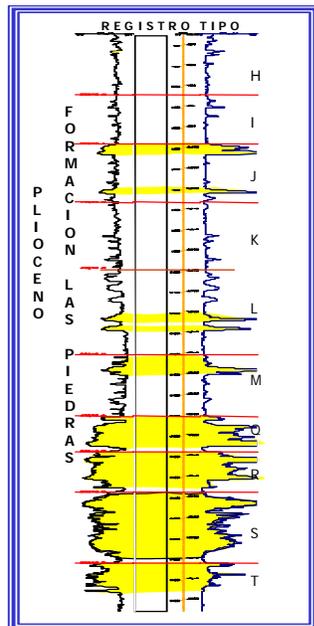


Fig. 0.5 Niveles Estratigráficos de la Formación Las Piedras

1.5 Planteamiento del Problema

En el norte de Monagas, en la subcuenca de Maturín, se encuentra el campo petrolero Orocuál; el cual está ubicado al sur del cinturón plegado conocido como el frente de deformación de la serranía del interior. La formación de interés en este proyecto es la Formación Las Piedras; de edad Plioceno; cuya estructura principal corresponde a un monoclinas que tiene una dirección principal noreste-suroeste, con buzamiento suave hacia el sureste, el cual está interrumpido prácticamente en el centro del campo por la estructura de colapso de Orocuál, la estructura de colapso de Orocuál está representada por un hoyo casi circular, con fallas concéntricas, escalonadas y muy verticales, con desplazamientos entre 100 pies y 1.000 pies que lo dividen en bloques diferentes.

Dichos bloques se distinguen en muchos casos por el contenido de fluidos y las presiones existentes, evidenciado por los datos de producción de pozos perforados, la inestabilidad del hoyo en zonas lutíticas constituye una de las principales fuentes de consumo de tiempo y dinero durante la perforación. Estos problemas generalmente se van incrementando con el tiempo, comienzan con la fragmentación de las paredes del hoyo, seguido por la transferencia de los fragmentos al anular y finalmente culminan en situaciones como: reducción del diámetro del hoyo, atascamiento de la tubería y embolamiento de la mecha. Las consecuencias incluyen, entre otras, pérdida del hoyo, desvíos, dificultad para tomar registros, cementaciones de baja calidad e incrementos en los costos operacionales.

En la actualidad el mayor desafío que se tiene presente en la perforación de un pozo petrolero, es el de poder realizar el trabajo bajo condiciones seguras, donde se cumplan con todas las normas de Seguridad, Higiene y Ambiente (SHA), y para esto los ingenieros de fluidos tienen el gran reto de diseñar y formular diferentes tipos de lodos que permitan cumplir con todas estas exigencias. También diseñar formulaciones para minimizar daños a las formaciones y optimizar el uso de productos, contribuyendo con esto a mejorar los potenciales de producción de los pozos, satisfaciendo las necesidades de los clientes y causando menos impacto ambiental.

Con la culminación de este trabajo de grado se logrará estudiar la optimización de productos químicos durante la perforación en la macolla 1 y 2, esto debido a la gran necesidad que tiene la empresa CHEROKEE WELL SERVICES, C.A., de disminuir costos en el desarrollo del proyecto, y para esto, se hará de una manera metódica efectuando un estudio de la eficiencia de los fluidos de perforación, evaluando y determinando las concentraciones más óptimas en los

diferentes tipos de fluidos base agua que se estarán usando en las tres fases de perforación, de los pozos petroleros del área de Orocuál somero.

1.6 Objetivos

1.6.1 Objetivo General

Estudiar la optimización de productos químicos durante la perforación en la macolla 1 y 2 en el área de Orocuál somero del estado Monagas.

1.6.2 Objetivos Específicos

Evaluar la eficacia de diversos productos químicos y su influencia en la reología de los sistemas diseñados para cada fase de perforación.

Seleccionar los productos químicos que presenten mejores propiedades reológicas de acuerdo al comportamiento de cada fase de perforación del área de Orocuál.

Crear una base de datos de los resultados obtenidos, correlacionando el comportamiento de los productos químicos y las concentraciones para formaciones estratigráficas con características semejantes a las estudiadas.

Analizar los resultados obtenidos de las pruebas físicas a diferentes condiciones de presión y temperatura.

Formular los diferentes sistemas de lodo base agua para cada una de las fases de perforación.

CAPÍTULO 2

MARCO TEÓRICO

2.1 Antecedentes

En la actualidad el mayor desafío que se presenta en la formulación de los fluidos de perforación es satisfacer las condiciones de los pozos a perforar, y evitar a la vez, dañar el medio ambiente. Los componentes de los fluidos de perforación deben seleccionarse de manera muy cuidadosa, para evitar que cualquier descarga del lodo o de ripios tenga el mínimo impacto sobre el medio ambiente y que a su vez cumplan con los requisitos para perforar el pozo ^[1].

En el campo, durante la perforación de la zona productora han ocurrido eventos tales como: pegas de tubería, apoyos y arrastres, pérdidas de circulación. Todo esto se traduce en problemas operacionales que generan el incremento del tiempo de ejecución de la perforación del pozo, además del daño causado a la formación. Siendo necesarios realizar trabajos de estimulación. Como consecuencia de esto se produce el aumento de costos operacionales durante la perforación ^[2].

2.2 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 [1, 2, 3].

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 tanques 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.

2.2.1 Historia de los Fluidos de Perforación

En 1833, un ingeniero francés de nombre Flauvile 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. 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 [2].

2.2.2 Funciones Básicas de los fluidos de Perforación

Los fluidos de perforación cumplen numerosas funciones, entre las más importantes tenemos:

- **Transporte de derrumbes y recortes de las formaciones perforadas**
-

Los derrumbes y recortes son más densos que el lodo de perforación y al tiempo que son levantados por el fluido en movimiento en el anular (suponiendo circulación directa), tienden a depositarse en el fondo del hoyo debido a la fuerza de gravedad. La tasa a la cual levanta los derrumbes y recortes de formación se calcula como la diferencia entre la velocidad de circulación del lodo en el anular y la velocidad de caída de las partículas dentro del lodo, que depende principalmente de su tamaño, forma y densidad, así como de la densidad y viscosidad del lodo. Si un lodo de perforación no transporta

con eficiencia los derrumbes y recortes hacia la superficie, éstos se acumularán en el anular incrementando el torque y la presión hidrostática, pudiendo ocasionar pega de la sarta de perforación, disminución de la tasa de penetración y pérdidas de circulación (pérdidas, hacia las formaciones perforadas de grandes volúmenes de lodo), este proceso de remoción es dependiente de la velocidad en el anular, el perfil, la viscosidad, la densidad del fluido, el valor del punto cedente y la fuerza gel; otros factores pueden afectar esta remoción como la inclinación del hueco, excentricidad del anular, tamaño, densidad y geometría de los cortes. Variables como el punto cedente y el fuerza gel, pueden ser controladas mediante ciertos aditivos, teniendo en cuenta para pozos verticales, valores recomendados de punto cedente entre 3 y 15 lb/100 pies cuadrados y mantener las tasas de flujo entre 25 y 50 galones/minuto/pulgada, siendo susceptibles de ser manejados para obtenerse un flujo laminar en el anular alrededor de la tubería de perforación. Estos valores sugeridos serán efectivos para limpiar el hueco usando óptimos pesos sobre la mecha y velocidades de rotación. Cuando los sólidos tienden a caer es muy probable que se haya encontrado una formación de lutita donde la práctica recomendada es circular un fluido de alta viscosidad que limpie y remueva los cortes y los residuos de las paredes, la ventaja de este procedimiento es que las propiedades del sistema de lodos activos pueden ser mantenidas en los valores deseados^[3,4].

- **Suspensión de derrumbes y recortes de formación cuando se detiene la perforación**

Al detener la circulación en el pozo, la fuerza que lleva a los ripios hasta superficie se hace cero y éstos por efectos de la gravedad tienden a caer hacia el fondo del pozo. Si el lodo de perforación no está en movimiento debe tener la capacidad de adquirir una estructura gelatinosa (tixotropía) para evitar que se

depositen en el fondo del hoyo los derrumbes y recortes que transporta, por efecto de la gravedad y el peso de estas partículas, las mismas tenderán a caer hacia el fondo del pozo. Esta propiedad evita la ocurrencia de problemas operacionales como pega de tubería, pérdidas de circulación inducidas, arrastre y además es un factor determinante en la perforación de pozos de alto ángulo de inclinación y horizontales. La suspensión de material densificante, permitirá mantener una presión hidrostática constante a través de toda la columna^[3,4].

- **Control de presiones del subsuelo**

En el subsuelo puede encontrarse agua, gas o petróleo sometidos a altas presiones, para evitar el movimiento violento de dichos fluidos desde las formaciones hacia el hoyo y hacia la superficie, la columna de fluido generada por los fluidos de perforación servirá para contrapresionar y mantener el hoyo no contaminado. El fluido de perforación debe proporcionar la presión necesaria para contrarrestar este flujo de fluidos provenientes de la formación a través de la presión hidrostática ejercida por el lodo sobre las paredes del pozo. La presión hidrostática es proporcional a la densidad del fluido y a la altura de la columna de lodo. Al no generar una presión hidrostática que controle las presiones de formación se pueden generar arremetidas, los cuales se pueden convertir en reventones causando graves problemas^[3,4].

- **Lubricación y enfriamiento de la mecha y la sarta**

La deposición de las partículas del lodo en las paredes del hoyo y su deslizamiento relativo una sobre otra, disminuyen la fricción y la abrasión sufridas por la sarta y la mecha durante la perforación.

Así el lodo contribuye el aumento de la vida útil de los componentes de la sarta y disminuye la presión de bombeo, además el lodo absorbe y disipa el calor generado por la rotación y rozamiento de la mecha contra el subsuelo y de la tubería contra las paredes del hoyo^[3,4].

El fluido de perforación también ejerce un efecto lubricante para la mecha, para la sarta y para el revestimiento durante la perforación, esto prolongará la vida de la mecha y de la tubería de perforación por reducción de la presión de arrastre y torsión, menor presión de bomba y menor desgaste a la tubería de revestimiento^[3,4].

- **Soporte de las paredes del hoyo**

A medida que se perfora y antes de ser revestidas con tubería, las formaciones del subsuelo pierden soporte, es decir, se suprime parte del apoyo lateral de las paredes del pozo y pueden llegar a derrumbarse. El fluido de perforación debe servir de sostén de las mismas hasta que se introduzca la sarta de revestimiento en el hoyo, de no ser así las paredes del pozo se derrumbarán. El lodo compensará el soporte perdido, sobre todo en el caso de formaciones poco consolidadas, gracias a la habilidad de formar con sus partículas sobre las paredes del hoyo una capa delgada y firme llamada revoque que brindará el soporte necesario en amalgama con una densidad adecuada del lodo (peso del lodo). Es necesario conocer el tipo de formación a atravesar para saber qué condiciones deberá tener el fluido de perforación para garantizar un buen sostén de las paredes del hoyo^[3,4].

Numerosos factores pueden causar la inestabilidad del hoyo, estos son numerosos y pueden ser difíciles de identificar porque el mecanismo que los

produce puede generar en ciertas áreas problemas y en otras no, por lo que deben ser definidas lo más precisamente posible mediante el estudio de los records de otros pozos. El primer paso en el programa de estabilización del hoyo es seleccionar el sistema de lodos que sea más apropiado para el problema particular que se tenga, se puede escoger diferentes tipos de lodos como los de agua fresca, las salmueras, los de sistema de cloruro de potasio y los base aceite entre otros o una combinación de diferentes tipos de lodos dependiendo de los programas de revestidores; el siguiente paso es desarrollar pautas para las propiedades del lodo incluyendo propiedades reológicas, pérdidas de filtrado, composición del revoque, densidad del lodo y contenido de sólidos; el tercero es especificar los nombres y las cantidades de los aditivos especiales y el paso final es especificar y explicar cualquier tipo de test de control para monitorear el programa de estabilización del lodo generado^[3,4].

- **Suspensión de la sarta de perforación y de tuberías de revestimiento**

El equipo de perforación está constantemente sometido a grandes esfuerzos por efecto principalmente del peso de la tubería de perforación y del revestimiento. En la mayoría de los casos, este proceso puede exceder las 300 toneladas. El peso de estas tuberías está parcialmente sostenido por el empuje ascendente del fluido de perforación (Principio de Arquímedes). Esta presión ascendente depende de la presión ejercida por el fluido sobre la sección transversal. (A mayor densidad del fluido, disminuye el peso de la tubería) ^[3,4].

- **Operaciones de registros eléctricos**

El fluido de perforación debe tener buenas propiedades eléctricas y además diferentes a la de los fluidos de la formación para poder realizar los registros eléctricos al pozo. Es importante que exista la menor cantidad de fase líquida del lodo invadiendo la formación para así evitar lo más posible el daño la misma y el resultado no confiable del perfilaje. Igualmente el lodo no debe de erosionar las paredes del pozo, ya que los resultados estarán influenciados por esto ^[3,4].

Muchos ingenieros de perforación o de lodos han sido criticados por maximizar la tasa de penetración y la estabilidad del hoyo mientras olvidan el propósito principal de un pozo; que es permitir el análisis de la producción del yacimiento, esta crítica se basa en que se usan aditivos basándose en hidrocarburos que interfieren con el análisis de la roca productora y que pueden distorsionar la información obtenida de las diferentes pruebas a las que se somete la formación ^[3,4].

Para la efectiva evaluación de las formaciones perforadas, es de gran utilidad un fluido de perforación eléctricamente conductor diferente a los contenidos en las formaciones, que no cause erosión física ni química en las paredes y que no penetre profundamente las formaciones atravesadas ^[3,4].

- **Transmisión de fuerza hidráulica**

La eficiencia de perforación puede ser mejorada gracias a la expulsión del lodo a alta velocidad a través de los jets o boquillas de la mecha, moviendo los conos de la mecha, librando de cortes la mecha, evitando el desgaste de la misma y produciendo una fuerza hidráulica debajo de la mecha la cual es la encargada de remover constantemente los recortes hechos por la misma y poder enviarlos a la

superficie. La no remoción de estos recortes o ripios puede ocasionar serios problemas como la reducción de la vida útil de la mecha, bajas tasa de penetración, etc. También, La energía hidráulica del lodo puede utilizarse también para accionar los motores de fondo que hacen girar la mecha sin tener que rotar toda la sarta y también para el uso de herramientas como el MWD y LWD, que se utilizan principalmente en pozos horizontales, direccionales y en pozos normales cuando se busca verticalidad total ^[3,4].

El diseño del fluido de perforación debe ser tal, que además de cumplir con sus funciones debe minimizar los siguientes efectos dentro del hoyo, para permitir una perforación estable y segura: ^[3,4].]

- **Daño a las formaciones productoras**

Los fluidos de perforación generalmente al entrar en contacto con la formación productora alteran las características originales de la zona más cercana al pozo. Algunas formaciones son más sensibles que otras ^[3,4].

El daño puede ser producido por el taponamiento físico de los canales porosos debido a sólidos presentes en el sistema o al taponamiento químico debido a las reacciones entre los fluidos de la formación y fase líquida del lodo que producen emulsiones que taponan los canales porosos. Para evitar esto es necesario que el fluido de perforación esté en función de las características de la formación ^[3,4].

- **Corrosión de la sarta de perforación y tubería de revestimiento**

Debido a su composición química los fluidos podrían crear un ambiente corrosivo para la sarta de perforación. Sin embargo esto se corrige con un tratamiento adecuado del fluido ^[3,4].

- **Reducción de la tasa de perforación**

Si la densidad del fluido es mucho mayor que el gradiente de presión de la formación se obtendrán menores tasas de penetración. Altas viscosidades y excesiva cantidad de sólidos son también factores que reducen la tasa de penetración ^[3,4].

- **Presiones de succión, pistón y de circulación**

Exageradas presiones de succión provocarían una surgencia con posibilidad de arremetidas. Una presión de pistón generaría fracturas a la formación y altas pérdidas de filtrado, al igual que altas presiones de circulación ^[3,4].

Los problemas con estas presiones pueden ser causados al no controlar óptimamente ciertas propiedades del lodo como viscosidad, resistencia gel o exceso de sólidos ^[3,4].

- **Pega de la Sarta**

La pega de la 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. ^[3,4].

- **Pérdidas de Circulación**

Son generadas cuando la presión en el hoyo hacia las paredes de la formación supera la presión de fractura de la misma ^[3,4].

- **Erosión de las paredes del pozo**

La erosión de las paredes del pozo es un problema para la evaluación de la formación a través del perfilaje por cable. La erosión puede ser física o química, la física es generada por la velocidad del fluido en el espacio anular y por la viscosidad del fluido, la química es generada por las reacciones entre los componentes del fluido y los de la formación, como por ejemplo hinchamiento de las arcillas ^[3,4].

- **Retención de sólidos indeseables por el fluido en los tanques**

Los sólidos contenidos en los fluidos a la salida del pozo, producto de los recortes de perforación, son abrasivos y pueden causar desgastes excesivos en los equipos de circulación involucrados en la perforación. Razón por la cual es necesario determinar este contenido de sólidos a través de pruebas de laboratorio, para luego eliminarlos del sistema a través de los equipos de control de sólidos ^[3,4].

- **Resistente a la contaminación por fuentes externas**

La contaminación de los fluidos de perforación influye directamente en el desempeño de los mismos dentro del pozo, generando problemas dentro del hoyo. Debido a esto es necesario que el fluido sea resistente a agentes

contaminantes provenientes de las formaciones atravesadas y de los fluidos contenidos en ella ^[3,4].

- **Mantenerse estable a presiones y temperaturas**

Existen pozos donde los gradientes de presión y temperatura son bastantes altos. Algunos productos son susceptibles a degradaciones térmicas ocasionando graves problemas durante la perforación del pozo ^[3,4].

- **Contaminación ambiental**

Actualmente existen fuertes sanciones por contaminaciones ambientales. Es importante considerar el diseño del sistema con productos que ocasionen el mínimo impacto ambiental ^[3,4].

2.2.3 Fases de los Fluidos de Perforación

Un fluido de perforación se compone de varias fases cada una con propiedades particulares y todas en conjunto trabajan para mantener las propiedades del fluido en óptimas condiciones, estas fases son:

- **Fase líquida**

La constituye el elemento que mantendrá en suspensión o reaccionara con los diferentes aditivos que constituyen las otras fases. Esta fase generalmente es agua dulce, pero también puede ser agua salada o una emulsión de agua – petróleo. La densidad de esta fase influirá en la densidad final del fluido, por consiguiente debe conocerse la gravedad específica del agua y la gravedad API del petróleo ^[5].

- **Fase sólida reactiva**

Esta fase la constituye la arcilla, que será el elemento cargado de darle cuerpo al fluido, o sea darle el aspecto coloidal y las propiedades de gelatinosidad que él presenta. Comúnmente se le llama bentonita y su mineral principal será la montmorrillonita para fluidos de agua dulce o atapulgita para fluidos a base de agua salada. Se consideran fluidos a base de agua salada cuando el contenido del ión cloro es mayor de 35.000 ppm. La arcilla tiene una gravedad específica de 2,5 y su calidad se mide por el rendimiento que ella pueda proporcionar, o sea el número de barriles de fluido con una viscosidad aparenta determinado, que se pueda preparar con un peso de arcilla también determinado. En la industria petrolera se ha fijado una viscosidad aparente de 15 cps. y un peso de arcilla de 2.000 lbs. Considerando este peso como una tonelada, se define entonces como un rendimiento de arcilla de barriles de fluido con una viscosidad aparente de 15 cps. que se puedan preparar con una tonelada de arcilla. Una bentonita buena calidad tiene un rendimiento de 90 a 100 Bls/Ton [4,5].

- **Fase sólida inerte**

Esta fase forma el elemento más pesado en el fluido y por consiguiente se usa para aumentar la densidad del fluido, se le llama Barita y es un Sulfato de Bario ($BaSO_4$) pulverizado de gravedad específica 4,30 con lo cual se pueden conseguir densidades hasta de 22 lbs. /gal., manteniendo el fluido su consistencia de bombeable [5].

- **Fase química**

La constituyen un grupo de aditivos que se encargan de mantener el fluido según lo exigido por el diseño, tales como: dispersantes, emulsificantes, reductores de filtrado, neutralizadores de PH, reductores de viscosidad, entre otros. Estos químicos no influirán en la determinación de la densidad final del fluido pero son indispensables en las otras propiedades de fluido ^[5].

2.2.4 Tipos de Fluido de Perforación

Los diferentes fluidos de perforación se clasifican según la constitución de la fase continua de su formulación. ^[3, 4, 5]

- **Fluidos base agua**

La fase continua es agua. El agua es uno de los mejores líquidos básicos para perforar, por su abundancia, bajo costo y por su bajo impacto ambiental. Sin embargo, el agua debe ser de buena calidad ya que las sales que pueda tener, como calcio, magnesio, cloruros, tienden a disminuir las buenas propiedades requeridas. La fase dispersa puede contener gases, líquidos o sólidos. Para complementar las propiedades requeridas se utilizan materiales diversos llamados aditivos. Entre los principales aditivos se encuentran los densificantes, viscosificantes, dispersantes o adelgazantes, taponan tés, controladores de pérdida de filtrado, entre otros. ^[3, 4, 5]

- **Fluidos base aceite**

Entre los principales sistemas de fluido base aceite se pueden encontrar:

a) Lodos de aceite; que contienen menos del 5% en agua y contiene mezclas de álcalis, ácidos orgánicos, agentes estabilizantes, asfaltos oxidados y diesel de

alto punto de llama o aceites minerales no tóxicos. Uno de sus principales usos es eliminar el riesgo de contaminación de las zonas productoras. Los contaminantes como la sal o la anhidrita no pueden afectarlos y tiene gran aplicación en profundidad y altas temperaturas, también son especiales para las operaciones de toma de núcleo ^[3,4,5].

b) Emulsiones invertidas: estos sistemas contiene más del 50% en agua, que se encuentra contenida dentro del aceite mediante emulsificantes especiales; este lodo es estable a diferentes temperaturas ^[3,4,5].

- **Fluidos base gas o aireados**

La fase continua utilizada es gas, en conjunto con diferentes proporciones de agua, surfactantes o espumantes. El gas puede ser aire, gas natural, Nitrógeno o Dióxido de Carbono, estos se emplean en zonas de pérdida de circulación ^[3,4,5].

2.2.5 Componentes de los Fluidos de Perforación

Los fluidos de perforación incluyen gases, líquidos o mezclas de los mismos.

Comúnmente presentan como líquido base el agua, el aceite (petróleo crudo o uno de sus derivados) o una mezcla estable de ellos. Para complementar las propiedades se utilizan materiales diversos llamados aditivos, estos son:

- **Densificantes**

Algunos aditivos actúan principalmente sobre la densidad del lodo aumentándola, en ellos es muy importante su gravedad específica (cuanto

mayor sea menos masa densificante requerida), su dureza y su disponibilidad en la naturaleza.

Estos materiales al ser disueltos o suspendidos en el fluido de perforación, incrementa la densidad del mismo permitiendo poder controlar las presiones de formación, derrumbes en áreas geológicamente inestables ^[6].

Entre la gran variedad de densificantes que existen en la actualidad el de mayor uso e importancia es la barita. Una alternativa para la barita es en algunos casos el empleo de sales solubles.

La saturación con cloruro de sodio (sal común) aumenta la densidad del agua a 10 lpg es importante resaltar que con otras sales como cloruro de zinc o con bromuro de calcio pueden alcanzarse densidades de 16 lpg, pero esos materiales son muy caros para ser utilizados en lodos ^[6].

- **Viscosificantes**

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 ^[6].

Las arcillas han sido tradicionalmente los viscosificantes más utilizados en lodos de perforación. Entre ellos sobresalen la bentonita –rica en montmorillonita, de gran capacidad de intercambio catiónico, altamente responsable de la enorme capacidad de hidratación de la bentonita en agua dulce- y la atapulguita (silicato hidro–magnésico – alumínico) usada para dar

viscosidad a lodos de agua salada, donde no es efectiva la bentonita a menos que se halla prehidratado en agua dulce, entre otros se tienen ^[6]:

Atapulguita: en cualquier tipo de agua desarrollará viscosidad, pero su uso primario es preparar y mantener lodos base sal, la viscosidad generada es puramente mecánica; por su estructura cristalina única que se desintegra en numerosas agujas de diferentes tamaños, tienden a amontonarse generando un efecto de cepillo proveyendo viscosidad para limpiar el hueco de cortes. No necesariamente dicha forma de aguja provee control de pérdida de circulación, para lo cual el uso de reductores, tales como starsh o celulosas polianiónicas es necesario ^[6].

Asbestos: efectivos en agua fresca o salada, producen viscosidad mecánicamente gracias a que las delgadas fibras que lo componen crean un efecto de amontonamiento, tiene como desventaja el ser altamente perjudicial para la salud ya que puede entrar fácilmente a los pulmones ^[6].

Polímeros: Pueden ser naturales o sintéticos, usualmente de alto peso molecular. Polisacárido usado para generar viscosidad en agua fresca o salada, provee viscosidad, yield (rendimiento) y gel strenght en aguas salinas sin necesidad de usar otros materiales coloidales tales como la bentonita; su limitación de temperatura está cerca de los 250°F, debiéndose utilizar un preservante para evitar la degradación bacteriana ^[6].

Celulosa polianiónica: Es usada primordialmente como un controlador de pérdidas de fluido en agua fresca y salada, actuando también como un viscosificante en estos sistemas; puede ser usado a temperaturas superiores a los 300°F y no está sujeto a degradación bacteriana ^[6].

CMC carboximetil celulosa: Es primariamente un fluido de control de pérdida de fluido pero también produce viscosidad en agua fresca o salada donde el contenido de sal no exceda los 50.000 mg/litro. El CMC es una larga cadena molecular que puede ser polimerizada para producir diferentes pesos moleculares y en efecto diferentes grados de viscosidad, generalmente provee gran control de pérdida de fluido; su límite de temperatura son los 250°F y no está sujeto a degradación bacteriana ^[6].

Hidroxipropil guar gum y xanthan: Es una mezcla en la cual existe una proporción de cada compuesto, con temperatura límite de 250°F y requiere el uso de preservantes para prevenir la degradación bacteriana ^[6].

- **Controladores de pérdida de filtrado**

Son agentes que disminuyen la cantidad de agua 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 ^[6].

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. Están clasificados como los segundos en control de pérdida de fluido; de manera extremadamente efectiva en el control de pérdidas de fluido cuando se usan en conjunto con los lignitos así mismo en sistemas de lodos dispersos ^[6].

- **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°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. Otros reductores conocidos son los tanatos: El más usado es el quebracho, extraído del árbol que lleva su mismo nombre, de fórmula 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°F, si las concentraciones de sal o contaminaciones de calcio no exceden las 10,000 ppm y las 240 ppm respectivamente. Usado con hidróxido de sodio en una proporción de 5:1 sirve para reducir la viscosidad, emulsificar el aceite y reducir la probabilidad de pérdidas de circulación ^[6]

- **Materiales de 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 ^[6].

- **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. La detección de contaminantes depende del control de los valores de alcalinidad y del PH del sistema, ya que se verá afectado la solubilidad o precipitación de materiales como polímeros, lignosulfonatos, etc. Entre los materiales frecuentemente usados para el control del pH se tienen los siguientes: Soda Cáustica (NaOH); Hidróxido de Potasio (KOH); Cal (Ca(OH)₂) ^[6].

- **Aditivos especiales**

Se encuentran los floculantes (polímeros para remoción de los sólidos perforados), agentes para el control de corrosión (inhibidores, aminas, secuestrantes de oxígeno como sulfuro de sodio y secuestradores de sulfuro de hidrógeno como compuestos de zinc o derivados del hierro), antiespumantes (agentes de superficie activa como estereato de aluminio, siliconas orgánicas etc.), aditivos para el control de PH (como soda cáustica, potasio sódico),

lubricantes (como grafito, plásticos sintéticos), químicos anti-pega diferencial.
[6]

2.3 Reología

Reología es la ciencia que trata de la deformación y del flujo de fluidos. Al tomar ciertas medidas en un fluido, es posible determinar la manera en que dicho fluido fluirá bajo diversas condiciones, incluyendo la temperatura, la presión y la velocidad de corte [6, 7, 8].

2.4 Propiedades Reológicas

- **Velocidad de Corte y Esfuerzo de Corte**

La velocidad de corte es el cambio de velocidad del fluido dividido por el ancho del canal a través del cual el flujo se desplaza en flujo laminar. Es la velocidad de rotación en un viscosímetro estándar del campo petrolero en el cual es medido el esfuerzo cortante. [6, 7, 8]

Por otra parte, el esfuerzo de corte es la fuerza por unidad de superficie requerida para mover un fluido a una velocidad de corte dada. El esfuerzo cortante se mide en viscosímetros de campos petroleros por la deflexión del dial del medidor a una velocidad de corte [6, 7, 8]

Al moverse una capa de fluido con respecto a otra se presenta una fuerza de fricción. El esfuerzo de corte en un aceite o cualquier fluido Newtoniano a una temperatura dada varía directamente con su tasa de corte (velocidad). La razón entre el esfuerzo de corte y la tasa de corte es constante. Esta tasa se denomina

viscosidad de un fluido Newtoniano, mientras mayor el esfuerzo de corte como función de la tasa de corte. En un fluido no-Newtoniano tal como una grasa o un polímero que contiene aceite (como por ejemplo un aceite multigrado) – el esfuerzo de corte no es proporcional a la tasa de corte. De un fluido no-Newtoniano se dice que tiene una viscosidad aparente, una viscosidad que depende solo de la tasa de corte (y temperatura) a la cual la viscosidad es determinada. [6, 7, 8]

Como se muestra en la Fig. 2.1, Para el caso de dos capas paralelas la fuerza de corte F , actuante sobre el área A , produce un esfuerzo de corte (shear stress) $\tau = F/A$. La rata de corte o velocidad de corte (shear rate) γ , correspondiente a τ , es entonces equivalente al gradiente de velocidad dv/dy . Por lo tanto la viscosidad absoluta (μ_N) estará definida por la relación entre τ y γ . [6, 7, 8]

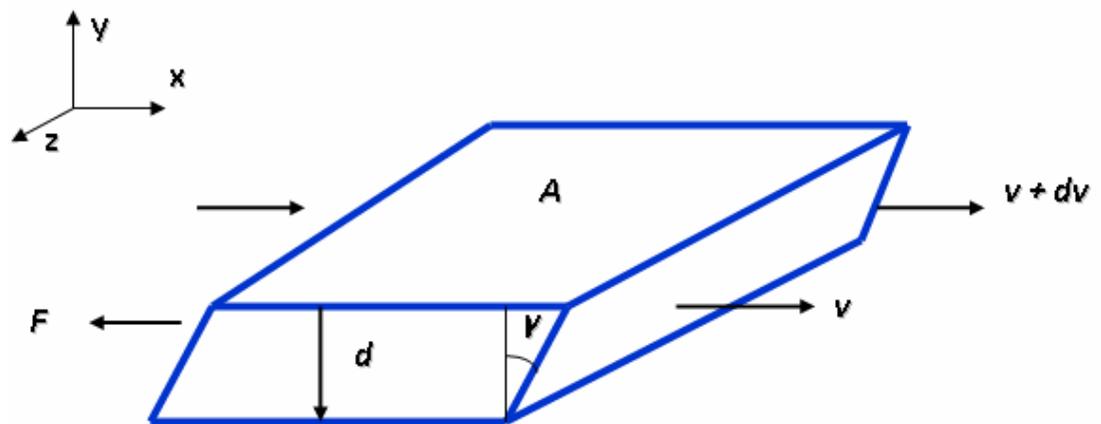


Fig. 0.1 Velocidad de Corte y Esfuerzo de Corte [5]

- **Viscosidad**

Viscosidad es el término reológico más conocido. En su sentido más amplio, la viscosidad se puede describir como la resistencia al flujo de una sustancia. Es el esfuerzo cortante de un fluido dividido por el correspondiente índice de corte, es decir, viscosidad es igual a esfuerzo de corte sobre velocidad de corte. La

viscosidad de un fluido se puede medir en un punto determinado o sobre una amplia escala de mediciones de esfuerzo cortante sobre índice de corte. [1, 4]

- **Viscosidad de Embudo**

La viscosidad de embudo se mide usando el viscosímetro de Marsh. La viscosidad de embudo se usa como indicador relativo de la condición del fluido. No proporciona suficiente información para determinar las propiedades reológicas o las características de flujo de un fluido. Debería usarse en el campo para detectar los cambios relativos en las propiedades del fluido. Además, ningún valor en particular de la viscosidad de embudo puede ser adoptado como valor representativo de todos los fluidos. Lo que produce buenos resultados en un área puede fallar en otra; sin embargo, se puede aplicar una regla general a los fluidos de perforación a base de arcilla. La viscosidad de embudo de la mayoría de los fluidos se controla a cuatro veces la densidad o menos. Sin embargo hay ciertas excepciones, como en las áreas donde se requiere el uso de fluidos de alta viscosidad. Los sistemas de polímeros e inversión inversa (base aceite o base sintético) no siguen necesariamente estas reglas [1,4].

- **Viscosidad Efectiva**

La viscosidad efectiva de un fluido es la viscosidad de un fluido bajo condiciones específicas. Estas condiciones incluyen la velocidad de corte, la presión y la temperatura. Es para describir el fluido que fluye a través de una geometría en particular, al cambiar ésta, también cambia la viscosidad efectiva. [1,4]

- **Viscosidad Plástica**

Es la resistencia de un fluido a fluir, causada principalmente por la fricción mecánica entre las partículas suspendidas y por la viscosidad de la fase fluida. Es afectada por el tamaño, concentración y forma de las partículas suspendidas en el lodo. Todo aumento en la superficie total expuesta de los sólidos se reflejará en el aumento de los valores de viscosidad plástica. Esta propiedad se calcula midiendo los esfuerzos cortantes a 600 y 300 r.p.m. en el viscosímetro FANN 35 [1,4]

Un aumento de la viscosidad plástica puede significar un aumento en el porcentaje en volumen de sólidos, una reducción del tamaño de las partículas de los sólidos, un cambio de la forma de las partículas o una combinación de estos efectos. Cualquier aumento del área superficial total de los sólidos expuestos se reflejará en un aumento de la viscosidad plástica. Por ejemplo, en una partícula sólida que se parte por la mitad, el área superficial expuesta combinada de los dos trozos será más grande que el área superficial de la partícula original. Una partícula plana tiene más área superficial expuesta que una partícula esférica del mismo volumen. Sin embargo, la mayoría de las veces, el aumento de la viscosidad plástica resulta del aumento en el porcentaje de sólidos. Esto puede ser confirmado mediante los cambios de densidad y/o el análisis en retorta. [1,4]

Algunos de los sólidos contenidos en el fluido están presentes porque fueron añadidos intencionalmente. Por ejemplo, la bentonita es eficaz para aumentar la viscosidad y reducir la pérdida de fluidos, mientras que la barita es necesaria para la densidad. Como regla general, la viscosidad del fluido no debería ser más alta que la que se requiere para la limpieza del pozo y la suspensión de barita. Cuando un fluido no está cumpliendo estas funciones, lo más

conveniente sería aumentar el punto cedente y los valores de bajo esfuerzo de corte (6 y 3 r.p.m.) y no la viscosidad plástica [1,4].

- **Punto Cedente**

Es la fuerza requerida para iniciar el flujo, es la resistencia de un fluido a fluir, causada por la fuerza de atracción entre las partículas, producto de la interacción de sus cargas eléctricas. La magnitud de esta fuerza es una función del tipo y concentración de los sólidos y las cargas asociadas con ellos y de la concentración iónica de las sales contenidas en la fase fluida del lodo. Es una medida independiente del tiempo. [1,4]

- **Fuerza Gel**

Cuando un fluido de perforación ha sido sometido a velocidades de corte cero o casi cero durante cierto tiempo, el fluido tiende a desarrollar una estructura de gel rígida o semirígida. Esta propiedad de los fluidos se llama tixotropía. Esta propiedad permite que el fluido mantenga las partículas en suspensión cuando se ha detenido la circulación en el pozo. [1,4]

La mayoría de los fluidos de perforación base agua demuestran esta propiedad, debido a la presencia de partículas cargadas eléctricamente o polímeros especiales que se enlazan entre sí para formar una matriz rígida. Las indicaciones de esfuerzo de gel tomadas con el viscosímetro FANN (VG) a intervalos de 10 segundos y 10 minutos, y a intervalos de 30 minutos para las situaciones críticas, proporcionan una medida del grado de tixotropía presente en el fluido. La resistencia del gel formado depende de la cantidad y del tipo de sólidos en suspensión, del tiempo, de la temperatura y del tratamiento químico.

Es decir que cualquier cosa que fomenta o impide el enlace de las partículas, aumentará o reducirá la tendencia a gelificación de un fluido. [1,4]

- **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. [1,4]

- **Índice de Consistencia. (K)**

La viscosidad de un fluido que fluye, de idéntico concepto que VP. Este parámetro describe solamente el flujo dinámico. [1,4]

2.4.1 Factores que afectan la Reología

Presión: Ejerce poco efecto sobre la reología de los fluidos base agua, pero afecta significativamente a los lodos base aceite o petróleo. [1,4]

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. [1,4]

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 que el lodo ha sido sometido a una velocidad de corte igual a cero. [1,4]

2.4.2 Modelos Reológicos

Los modelos reológicos ayudan a predecir el comportamiento de los fluidos sobre una amplia escala de velocidades de corte, es decir, es una descripción de la relación entre el esfuerzo de corte y la tasa de corte [8].

La Fig. 2.2, ilustra perfiles reológicos típicos para fluidos plásticos tipo Bingham, fluidos de Ley de La Potencia, y fluidos Newtonianos. Se incluye también un perfil reológico típico de fluido de perforación para demostrar que estos modelos reológicos no caracterizan muy bien a los fluidos de perforación no newtonianos. El modelo de Herschel-Bulkley (punto cedente - ley de la potencia [MHB]) es el modelo más exacto para predecir el comportamiento reológico de los fluidos de perforación comunes.

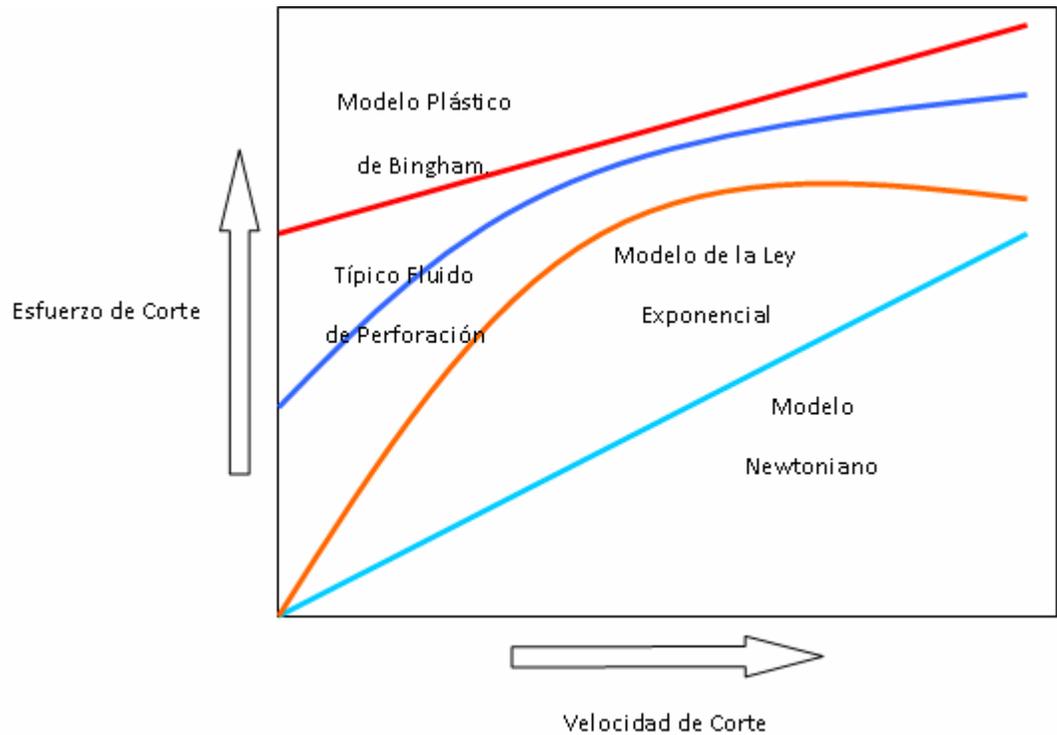


Fig. 0.2 Modelos Reológicos [6]

- **Modelo Newtoniano**

En estos fluidos, el esfuerzo de corte es directamente proporcional a la velocidad de corte, como lo indica la Figura 2.2. Los puntos forman una línea recta que pasa por el punto de origen (0, 0) del gráfico según coordenadas cartesianas. La viscosidad de un fluido newtoniano es la pendiente de esta línea de esfuerzo de corte/velocidad de corte. El esfuerzo de cedencia (esfuerzo requerido para iniciar el flujo) de un fluido newtoniano siempre será cero (0). [8]

Los fluidos newtonianos no suspenderán los recortes y el material densificante bajo condiciones estáticas. Cuando los fluidos newtonianos (agua dulce, agua

salada, salmueras y aceites) son usados para perforar, el pozo debería ser sometido a circulaciones o barridos de limpieza periódicamente y antes de realizar los viajes. El esfuerzo de corte debe ser medido a distintas velocidades de corte para caracterizar las propiedades de flujo de un fluido. Sólo se requiere una medida, porque el esfuerzo de corte es directamente proporcional a la velocidad de corte para un fluido newtoniano. A partir de esta medida, se puede calcular el esfuerzo de corte a cualquier otra velocidad de corte, usando la siguiente ecuación: ^[8]

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

(Ec.1)

-
- **Modelo Plástico de Bingham**

El modelo de Flujo Plástico de Bingham ha sido usado más frecuentemente para describir las características de flujo de los fluidos de perforación. Éste es uno de los más antiguos modelos reológicos que son usados actualmente. Este modelo describe un fluido en el cual se requiere una fuerza finita para iniciar el flujo (punto cedente) y que luego demuestra una viscosidad constante cuando la velocidad de corte aumenta (viscosidad plástica). El modelo de Bingham describe el flujo laminar por medio de la ecuación siguiente: ^[8]

$$\tau = PC + VP \times \gamma$$

(Ec.2)

Donde:

τ = es el esfuerzo de corte medido en lb/100 pies² o Pa.

PC = es el punto cedente en lb/100 pies² o Pa

τ_p = es la viscosidad plástica en cP o mPa-s

$\dot{\gamma}$ = es la tasa de corte en seg^{-1}

Debido a que el modelo asume comportamiento verdaderamente plástico, el índice de flujo de un fluido que concuerde con este modelo debe tener $n = 1$. Lamentablemente, no es frecuente que esto ocurra y el modelo por lo común predice en exceso los esfuerzos de punto cedente (esfuerzo de corte a una velocidad de corte cero) en un 40% a 90%. Un método rápido y fácil para calcular esfuerzos de punto cedente más realistas consiste en suponer que el fluido muestra comportamiento verdaderamente plástico, únicamente en una escala con bajo índice de corte [7,8].

Por su sencillez, el modelo reológico más común utilizado para describir las propiedades reológicas de los fluidos de perforación es el modelo plástico de Bingham.

- **Modelo de la Ley Exponencial**

Describe un fluido en el cual el esfuerzo de corte graficado en función de la tasa de corte es una línea recta, cuando se utiliza un papel de coordenadas logarítmicas. Debido a que se aproxima más al comportamiento de un fluido de perforación a bajas tasas de corte, en comparación con el modelo plástico de Bingham, con frecuencia se emplea para monitorear las características de suspensión y calcular la pérdida de presión del fluido en el anular. Este modelo describe el comportamiento reológico de fluidos de perforación base polímero que no presentan esfuerzo de punto cedente, por ejemplo, salmueras claras viscosificadas. Algunos fluidos viscosificados con biopolímeros se pueden describir también por comportamiento de la ley de la potencia [8].

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

(Ec.3)

-
- **Modelo de Herschel-Bulkley (Ley Exponencial Modificada)**

Debido a que la mayoría de los fluidos de perforación presentan esfuerzo cortante, el modelo de Herschel-Bulkley (punto cedente-ley de la potencia modificada [MHB]) describe el comportamiento reológico de los lodos de perforación con mayor exactitud que ningún otro modelo. Este combina las características de los modelos Newtoniano, plástico de Bingham y de la Ley Exponencial. El modelo de Herschel-Bulkley usa la siguiente ecuación para describir el comportamiento de un fluido: ^[8].

$$\tau = \tau_0 + (K \times \gamma^n)$$

(Ec.4)

-
- **Modelo de Casson**

Este modelo se ajusta mejor al comportamiento de los fluidos de perforación cargados de sólidos en la región de bajas tasas de corte. Sin embargo el uso de este modelo para los cálculos de la pérdida de presión es un proceso difícil y complicado que pocas veces se intenta. ^[8].

$$\tau^{1/2} = (\tau_y^{1/2}) + (\mu_\infty^{1/2})(\gamma^{1/2})$$

(Ec.5)

2.5 Otras Propiedades de los Fluidos de Perforación

Densidad

La densidad del lodo es el peso de un volumen dado de dicho fluido, que puede ser expresado en libras por galón (Lpg), libras por pie cúbico (lbm/ft^3), gramos por centímetro cúbico (g/cm^3) o kilogramos por metro cúbico (kg/m^3), ó en forma de gradiente como libras por pulgada cuadrada por cada mil pies de profundidad ($\text{psi}/1000\text{ft}$). Esta propiedad está ligada con la cantidad y el peso específico de los sólidos que contiene el fluido, además es el criterio principal para el control de la presión hidrostática ejercida por la columna de líquido para controlar eficientemente las presiones de subsuelo y no exceder el gradiente de fractura. ^[3,4]

Filtrado

Cuando la presión hidrostática que ejerce la columna del líquido es mayor que la presión de formación, la fase líquida del lodo se filtra a través de las paredes permeables del pozo hacia el interior de las formaciones, además se genera un revoque o torta con la fase sólida en el exterior de estas paredes.

Existen dos tipos de filtrado en el pozo, el estático en donde el lodo esta en reposo y el espesor de la torta aumenta con el tiempo, y el filtrado dinámico en el cual el lodo esta en movimiento, la torta es un poco más delgada, pero la pérdida de filtrado es mayor. Existen dos métodos de laboratorio para determinar el filtrado de un lodo, el filtrado API, que se determina a unas condiciones moderadas de presión ($P=100$ psi) y a temperatura ambiente; y el filtrado HP/HT, para el cual se aplican condiciones de temperatura y presión elevadas (250°F y $P=500$ psi). ^[3,4]

Alcalinidad

La alcalinidad es el poder ácido neutralizante de una sustancia. En un lodo, la prueba debe realizarse directamente en él (Pm) o en el filtrado (Mf y Pf).

Los resultados obtenidos nos brindan una estimación de la concentración de los iones hidroxilo (OH^-), carbonato (CO_3^{2-}) y bicarbonato (HCO_3^-) en el lodo, que son los directos responsables de la alcalinidad del filtrado y del lodo.^[3,4]

pH

El potencial de hidrógenos (pH) es un valor que oscila entre 0 y 14, y proporciona el grado de alcalinidad o acidez de una sustancia, siendo los valores más bajos indicadores de acidez y los más altos, de alcalinidad. Comúnmente los lodos de perforación deben ser alcalinos, presentando valores de pH entre 8 y 13, esto con el objetivo de prevenir corrosión de la tubería, preservar productos orgánicos en el lodo y mantener las propiedades reológicas del mismo.^[3,4]

Lubricidad

La lubricidad se define como la habilidad del mismo para lubricar la sarta de perforación en el pozo o la disminución de la resistencia friccional de la sarta a la rotación y al movimiento vertical de esta dentro del hoyo (torque y arrastre respectivamente), incrementando la vida útil de las mechas y sartas. Su mejoramiento e implementación en el lodo resulta de gran importancia para las operaciones de perforación.

La fricción puede ser experimentada entre superficies metálicas (sarta y revestimiento) y entre la sarta de perforación y las paredes del hueco, cada una presenta características diferentes y por consiguiente se requieren lubricantes

específicos. Una deficiente lubricidad ocasiona problemas de atascamiento de sarta y una reducción de la vida útil de la mecha de perforación entre otros. Mientras una buena lubricidad incrementa la eficiencia de la mecha, reduce el torque en la sarta durante la perforación direccional y disminuye velocidades de tuberías en el pozo y fuerza de aprisionamiento. En todo lodo de perforación es importante una buena lubricidad, ya que, de esta propiedad depende, la lubricación de las tuberías de perforación. [1,4]

Embolamiento

El embolamiento se produce por razones químicas (interacción arcilla-lodo-mecha) o mecánicas (interacción formación-mecha). El embolamiento es el fenómeno en el cual las formaciones lutíticas presentan problemas debido a la adhesión de las arcillas a las partes metálicas de los componentes de la sarta y a la superficie de corte de la mecha de perforación durante la perforación de pozos. Este fenómeno reduce la tasa de penetración porque la acumulación de ripios alrededor de los cortadores o dientes de la mecha cambia la distribución de la fuerza aplicada sobre la roca para la cual la herramienta fue diseñada inicialmente. También se produce el retritramiento de los ripios debidos al pobre arrastre de los mismos, adicionalmente, la acumulación de cortes en los canales de limpieza de la cara de la mecha puede reducir el flujo del lodo que actúa como refrigerante, lo que conduce al desgaste acelerado y a la falla prematura de la mecha^[9].

La forma de atacar el embolamiento químico es mediante el control de la capa doble difusa y de la hidratación de las arcillas, actualmente la manera más económica de prevenirlo es mediante el uso de surfactantes en lodos base agua, siendo los más efectivos los surfactantes aniónicos de la familia alquilaril sulfonatos. La mejor forma de combatir el embolamiento mecánico es

mediante la disminución de la fuerza de fricción entre el ripio y la mecha, tanto mediante el control de los parámetros de perforación o mediante la creación de una película lubricante ^[9].

2.6 Definición de Términos Básicos.

Aditivo: Compuesto que realza una cierta característica, o imparte una cierta nueva característica al fluido base. En algunas formulaciones el volumen de aditivo puede constituir tanto como 20 por ciento de la composición final. Los tipos más importantes de añadidos incluyen antioxidante, los aditivos antidesgaste, los inhibidores de la corrosión, mejoradores del índice de la viscosidad, e inhibidores de la espuma.

Agente Ponteante: Son sólidos de granulometría controlada suspendidos en el fluido de perforación y que forman el revoque.

Arcilla: Tierra finamente dividida, constituida por agregados de silicatos de aluminio hidratados que procede de la descomposición de minerales de aluminio. Existen distintos tipos de arcillas, dependiendo de las impurezas que ésta posea, por ejemplo, lutitas.

Arremetidas: Es el paso de los fluidos entrampados en la formación hacia el pozo, de forma incontrolada debido a que la presión hidrostática generada por el fluido de perforación no es suficiente para mantenerlos confinados en la formación.

Bentonita: Arcilla mineral tipo montmorillonita compuesta de silicato de magnesio-aluminio. Utilizada como un agente limpiador en ciertos procesos,

también como un componente del lodo para la perforación de pozos, y en grasas.

Circulación: Movimiento del fluido de perforación desde el tanque de succión, pasando a través de la bomba, la tubería de perforación, la barrena, el espacio anular en el pozo, y luego regresando de nuevo al tanque de succión. El tiempo requerido suele ser llamado tiempo de circulación.

Pérdida de Circulación: El resultado de la fuga de fluido de perforación dentro de la formación a través de fisuras, medios porosos o dentro de fracturas.

Coloide: Estado de subdivisión de la materia que consta de moléculas individuales de gran tamaño o de agregaciones de moléculas más pequeñas, dispersas de tal manera que las fuerzas superficiales constituyen un factor importante para la determinación de sus propiedades. El tamaño y la carga eléctrica de las partículas determinan los diferentes fenómenos observados con coloides.

Contaminante: Cualquier sustancia extraña o indeseada que pueda tener un efecto negativo en la operación, la vida o la confiabilidad de sistema.

Corrosión: Alteración química adversa en un metal o la “erosión” del metal causada por el aire, la humedad o productos químicos; en general se forma un óxido.

Daño a la Formación: Cualquier restricción al flujo que produzca la disminución de la capacidad del yacimiento de aportar fluidos al pozo, generado por diversos factores, tales como el taponamiento por sólidos o la formación de emulsiones.

Distribución del Tamaño del Poro: Cociente entre el número de agujeros efectivos de un tamaño dado y el número total de agujeros efectivos por unidad de área expresado como porcentaje y en función de tamaño del agujero.

Fricción: La fuerza que resiste el movimiento encontrada entre dos cuerpos, bajo la acción de una fuerza externa en la cual un cuerpo tiende a moverse sobre la superficie del otro.

Gravedad API: Escala arbitraria que expresa la gravedad o la densidad de los productos de petróleo líquidos. La escala que mide está calibrada en términos de los grados API.

Hidráulica: Es la ciencia que estudia la ingeniería del comportamiento de los líquidos con respecto a la presión y al flujo de los mismos.

Invasión: Movimiento de un líquido fuera de su área asignada, dentro de otra área, posiblemente resultando en un cambio físico o químico del área invadida. Se refiere generalmente al movimiento de salmuera, lodo o filtrado de lodo dentro de una formación geológica.

Lutita: Roca arcillosa de grano fino con un clivaje de tipo pizarra, a veces conteniendo una sustancia orgánica petrolífera.

Matriz: Patrón de los granos en una roca o formación.

Modelos Reológicos: Son modelos matemáticos que describen el comportamiento del flujo de fluidos.

Montmorillonita: Arcilla mineral comúnmente usada como aditivo en los lodos de perforación. La montmorillonita de sodio es el componente principal de la bentonita. La estructura de la montmorillonita está caracterizada por una forma que consiste en una hoja fina de tipo laminar con una anchura y amplitud indefinida, y un espesor igual al de la molécula. El espesor unitario de la molécula se compone de tres capas. Iones se adhieren a la superficie, pudiendo ser reemplazados. La montmorillonita de calcio es el componente principal de las arcillas de bajo rendimiento.

Pega: Una condición según la cual la tubería de perforación, la tubería de revestimiento u otros dispositivos pueden quedar bloqueados en el pozo. Puede ocurrir durante la perforación, mientras que se mete la tubería de revestimiento en el pozo o cuando se levanta la tubería de perforación. En general, esto resulta en una operación de pesca.

Tasa de Penetración (ROP): Es una razón entre unidades de longitud y unidades de tiempo, es decir, indica cuantas unidades de longitud son perforadas en cierta cantidad de tiempo. Las unidades de la tasa de penetración generalmente son pies por horas (pie/hrs).

Permeabilidad: Es la facilidad con que la roca permite el flujo de fluidos a través de ella. La unidad de magnitud para esta propiedad de la roca es el “darcy” o el “mildarcy”, que es el darcy dividido entre 1.000.

Porosidad: La cantidad de espacio vacío en una roca de formación, generalmente expresada como porcentaje de vacío por volumen total. La porosidad absoluta se refiere a la cantidad total de espacio poral en una roca, independientemente de que este espacio pueda o no ser sujeto a la penetración

del fluido. La porosidad efectiva se refiere a la cantidad de espacios porales conectados, i.e. el espacio disponible para la penetración de fluido.

Rendimiento Un término usado para definir la calidad de una arcilla, describiendo el número de barriles de una lechada de viscosidad determinada (centipoise) que pueden ser preparados con una tonelada de arcilla. En base al rendimiento, las arcillas se clasifican como tipos de arcillas bentonita, de alto rendimiento, bajo rendimiento, entre otros

Revestidores (Casing): Es una tubería de revestimiento que se utiliza para recubrir las paredes del pozo, con el propósito principal de proteger las paredes del mismo. Usualmente el revestimiento de un pozo está constituido por secciones de diferentes diámetros, espesores y materiales, dependiendo de las condiciones de profundidad, presión y temperatura de cada zona.

Revoque: Es una capa generada en la cara de la formación por la deposición de los sólidos suspendidos en el fluido de perforación. El revoque se forma por el filtrado inicial del fluido dentro de la formación. Idealmente el revoque debe ser delgado e impermeable, para proteger la arena productora y ayudar a sostener las paredes del pozo.

Sedimentos: Sólidos en una solución que sedimentan o que se han sedimentado. Puede referirse al fondo de un frasco de muestra o a una formación geológica desarrollada o en desarrollo.

Tixotropía La capacidad del fluido para desarrollar un esfuerzo de gel con el tiempo. La propiedad de un fluido que hace que éste desarrolle una estructura rígida o semirígida de gel cuando está en reposo, pero que puede volver a un estado fluido bajo agitación mecánica. Este cambio es reversible.

CAPÍTULO 3

METODOLOGÍA

Este capítulo contempla la descripción de la estrategia de trabajo, materiales y equipos utilizados para la elaboración de este proyecto, de modo que otra persona pueda seguir la misma metodología (como pauta o guía) en proyectos similares, mencionando las razones por las cuales se realizó dicha estrategia e indicando las limitaciones del trabajo.

3.1 Formulación y Preparación del Lodo

Con el fin de obtener fluidos que afecten favorablemente a la reología, se procedió a formular tres sistemas con un fluido de perforación base agua a diferentes concentraciones de los aditivos viscosificantes. Las tres fases de perforación (diámetros de hoyo) estudiadas fueron las siguientes:

- **Fase de Perforación 1: 17 ½ plg.**
- **Fase de Perforación 2: 12 ¼ plg.**
- **Fase de Perforación 3: 8 ½ plg.**

Cada una de estas fases corresponde a un sistema de fluido diferente de acuerdo a los estándares de la empresa, exigencias e información de otros pozos, vecinos. En cada sistema se varió la concentración del polímero (0,5; 1; 1,5; 2 LPB).

El producto químico (Goma Xántica) utilizado por la empresa Cherokee Well Services para la preparación de los fluidos de perforación es proveniente de tres empresas diferentes denominadas E-1, E-2 y E-3.

Las formulaciones de los sistemas fueron suministradas por la empresa de servicios encargada del fluido para la perforación de la zona en estudio (Cherokee Well Services), incluyendo el orden de adición de los aditivos y los pasos para la preparación de los mismos, resumidos a continuación:

3.1.1 Sistema 1

El sistema 1 (fase 17 ½ plg.) corresponde a un fluido de perforación disperso, cuya formulación se encuentra reportada en la siguiente tabla:

Tabla 0.1 Formulación del Sistema 1

| SISTEMA 1 | | | | | |
|---------------------|------------------------------------|--------|--------|--------|----------------|
| PRODUCTOS QUÍMICOS | CONCENTRACIONES DE PRODUCTOS (LPB) | | | | UTILIDAD |
| Polímero(E1,E2 ,E3) | 0,50 | 1,00 | 1,50 | 2,00 | Viscosificante |
| Agua (cc) | 289,27 | 288,27 | 287,77 | 287,27 | Fase Continua |
| Potasa cáustica | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | Alcalinizante |
| Cal hidratada | 0,10 | 0,10 | 0,10 | 0,10 | Amortiguador |
| Pac-Lv | 0,50 | 0,50 | 0,50 | 0,50 | Emulsificante |
| Lignosulfonato | 2,00 | 2,00 | 2,00 | 2,00 | Controlador de |

| | | | | | |
|---------------------------|--------|--------|--------|--------|---------------------------|
| | | | | | Filtrado |
| Lignito | 4,00 | 4,00 | 4,00 | 4,00 | Dispersante |
| Bentonita | 12,00 | 12,00 | 12,00 | 12,00 | Viscosificante Secundario |
| CaCO ₃ (40-45) | 111,05 | 111,05 | 111,05 | 111,05 | Densificante |

- **Procedimiento:**

Medir en un cilindro graduado el volumen de agua y se añadió en un envase de mezclado el cual se colocó en un equipo mezclador (Mixer). (Ver Apéndice A)

Pesar en una balanza digital la cantidad del viscosificante y se mezcló con el agua por una hora aproximadamente.

Pesar el material dispersante, controlador de filtrado, alcalinizante, amortiguador, cada uno se añadió al sistema en intervalos de 5 minutos y en el orden respectivo.

Pesar el material polímero (Goma Xántica) y se añadió a la mezcla, se dejó agitar por 30 minutos.

Pesar el material densificante y se añadió a la mezcla, agitándose por 30 minutos aproximadamente.

3.1.2 Sistema 2

Las concentraciones del sistema 2 (12 ¼”) corresponden a un fluido de perforación semi-disperso inhibido, cuya formulación se encuentra reportada en la siguiente tabla:

Tabla 0.2 Formulación del Sistema 2

| SISTEMA 2 | | | | | |
|--------------------|------------------------------------|-------|-------|-------|----------------|
| PRODUCTO QUÍMICOS | CONCENTRACIONES DE PRODUCTOS (LPB) | | | | UTILIDAD |
| Polímero(E1,E2,E3) | 0,50 | 1,00 | 1,50 | 2,00 | Viscosificante |
| Agua (cc) | 192,4 | 191,9 | 190,4 | 190,9 | Fase Continua |
| Potasa cáustica | 0,50 | 0,50 | 0,50 | 0,50 | Alcalinizante |
| Cal hidratada | 0,50 | 0,50 | 0,50 | 0,50 | Amortiguador |
| Acetato de Potasio | 4 | 4 | 4 | 4 | Inhibidor |
| Poliglicol (%) | 3 | 3 | 3 | 3 | Estabilizador |
| Pac-Lv | 1,50 | 1,50 | 1,50 | 1,50 | Emulsificante |

| | | | | | |
|---------------------------|--------|--------|--------|--------|---------------------------|
| Lignosulfonato | 0,50 | 0,50 | 0,50 | 0,50 | Controlador de Filtrado |
| Lignito | 2,50 | 2,50 | 2,50 | 2,50 | Dispersante |
| Bentonita | 7,00 | 7,00 | 7,00 | 7,00 | Viscosificante Secundario |
| CaCO ₃ (40-45) | 130,10 | 130,10 | 130,10 | 130,10 | Densificante |

- **Procedimiento:**

Medir en un cilindro graduado el volumen de agua y se añadió en un envase de mezclado el cual se colocó en un equipo mezclador (Mixer). (Ver Apéndice A)

En una balanza digital pesar la cantidad del viscosificante y mezclar con el agua por una hora aproximadamente.

Pesar el material dispersante, controlador de filtrado, alcalinizante, inhibidores, estabilizador, amortiguador, cada uno se añadió al sistema en intervalos de 5 minutos y en el orden respectivo.

Pesar el material polímero (Goma Xántica) y se añadió a la mezcla, se dejó agitar por 30 minutos.

Pesar el material densificante y se añadió a la mezcla, agitándose por 30 minutos aproximadamente.

3.1.3 Sistema 3

Las pertenecientes al sistema 3 (8 ½ plg.) corresponden a un fluido de perforación viscoelástico, cuya formulación es la siguiente:

Tabla 0.3 Formulación del Sistema 3

| SISTEMA 3 | | | | | |
|---------------------------|------------------------------------|--------|--------|--------|-------------------------|
| PRODUCTOS QUÍMICOS | CONCENTRACIONES DE PRODUCTOS (LPB) | | | | UTILIDAD |
| Polímero(E1,E2,E3) | 0,5 | 1,00 | 1,5 | 2,00 | Viscosificante |
| Agua (cc) | 302,87 | 302,37 | 301,87 | 301,37 | Fase Continua |
| Potasa cáustica | 0,50 | 0,50 | 0,50 | 0,50 | Alcalinizante |
| Acetato de Potasio | 1,50 | 1,50 | 1,50 | 1,50 | Inhibidor |
| Almidón | 3,50 | 3,50 | 3,50 | 3,50 | Controlador de Filtrado |
| CaCO ₃ (40-45) | 111,05 | 111,05 | 111,05 | 111,05 | Densificante |

-

- **Procedimiento:**

-

Medir en un cilindro graduado el volumen de agua y se añadió en un envase de mezclado el cual se colocó en un equipo mezclador (Mixer) (Ver Apéndice A) En una balanza digital pesar el material viscosificante (Goma Xántica) y se añadió a la mezcla, se dejó agitar por 30 minutos.

Pesar las cantidades requeridas de almidón modificado, potasa caustica y acetato de potasio, cada uno se añadió al sistema en intervalos de 5 minutos y en el orden respectivo.

Pesar el material densificante y se añadió a la mezcla, agitándose por 30 minutos aproximadamente.

3.2 Determinación de Propiedades Físicas

Siguiendo las formulaciones expuestas se prepararon los tres sistemas utilizando el viscosificante de cada empresa para realizar una comparación y determinar el polímero que arroja los mejores resultados en las propiedades reológicas y cuya concentración sea la más óptima.

Para determinar la influencia de la variación del polímero en los sistemas preparados, se llevaron a cabo diferentes pruebas físicas en las cuales se determinaron los parámetros reológicos (viscosidad plástica, punto cedente y geles) así como otras propiedades.

3.2.1 Densidad del fluido de perforación

La medición de la densidad de los fluidos de perforación se realizó utilizando una balanza de fluido modelo FANN (Ver Apéndice A) y se siguió la norma API 13B-1, por medio del siguiente procedimiento:

Colocar la base de la balanza de lodo. Llenar la copa limpia y seca, hasta el borde superior con una muestra de lodo recién obtenida a fin de determinar su peso.

Colocar la tapa de la copa y asentó con un movimiento suave y giratorio.

Se aseguró que algo de lodo saliera a través del hueco pequeño que tiene la tapa de la copa, de tal forma se cercioró que la copa estuviera llena y libre de aire o gas atrapado.

Cubrir el hueco de la tapa con un dedo y lavó todo el lodo que estaba presente en la parte de afuera de la copa y el brazo. Luego, secar completamente la balanza.

Colocar la balanza sobre el soporte en V y se movió el cursor a lo largo del brazo hasta que la copa y el brazo estuvieran balanceados, como lo indica la posición de la burbuja en el nivel correspondiente.

Leer el peso del lodo en el borde del cursor orientado hacia la copa del lodo.

3.2.2 Pérdida de Filtrado API.

Esta prueba se llevó a cabo para determinar los volúmenes de filtrado de los sistemas de fluidos de perforación bajo condiciones estáticas; para ello se utilizó un filtro prensa API (Apéndice A) y se siguió el procedimiento establecido por el Instituto Americano del Petróleo (API) bajo la norma API 13B-1, el cual fue el siguiente:

Una vez asegurado que cada parte de la celda estuviera limpia y seca, particularmente la malla, y que los anillos o sellos de neopreno no estuvieran distorsionados o arqueados y que la malla libre de bordes agudos o rasgaduras,

se ensambló la celda de la siguiente manera: tapa base, anillo de goma, malla, hoja de papel de filtro, anillo de goma y cuerpo de la celda.

Luego se procedió a agregar la muestra previamente agitada del fluido dentro de la celda, hasta aproximadamente 0.5 plg. (13 mm.) de la parte superior de la celda, como para minimizar la contaminación de CO₂ en el filtrado. Chequear la tapa superior para asegurarse que el anillo de goma se encuentre en su lugar y que se asiente completamente alrededor del ensamble. Luego colocar la celda ensamblada dentro del marco y aseguro con el tornillo T.

Posteriormente colocar una probeta graduada limpia debajo del tubo de salida del filtrado.

Cerrar la válvula de alivio y ajustó el regulador hasta una presión de 100 + 5 psi. El período del ensayo empezó al comienzo de la presurización inicial.

Luego de 30 minutos, medir el volumen de filtrado colectado en la probeta. Cerrar el flujo de aire que pasaba a través del regulador de presión y posteriormente se abrir la válvula de alivio cuidadosamente.

Reportar el volumen de filtrado colectado en cm³ al punto más cercano a 1/10 cm³, al cual se denominará filtrado API. Guardar el filtrado para realizar los análisis químicos correspondientes.

Verificar que toda la presión haya sido liberada de la celda, y luego se removió la celda del marco. Desarmar la celda, descargar el lodo remanente y usar con extremo cuidado para salvar el papel de filtro y el revoque depositado sobre el mismo con el mínimo de daño al revoque. Lavar el revoque depositado sobre el papel de filtro con una suave corriente de agua.

Medir y reportar el espesor del revoque lo más cercano a 1/32 plg. (0.8 mm). Un revoque de grosor menor a 2/32 plg. es considerado usualmente aceptable. Se anotaron también observaciones a la calidad del revoque. Anotaciones como dureza, suavidad, firmeza, lisura, gomosidad, flexibilidad y esponjosidad fueron todas descripciones apropiadas.

3.2.3 Determinación de Propiedades Reológicas (API 13B1)

La determinación de los parámetros reológicos se llevó a cabo para estudiar las características de flujo de los sistemas de fluido de perforación, para ello utilizar un viscosímetro FANN modelo 35A de lectura directa (Apéndice A) y llevar a cabo el siguiente procedimiento:

Colocar la muestra de fluido recientemente agitada en la termo copa, y se sumergir el cilindro del rotor hasta la marca que se encuentra grabada en el exterior del rotor, elevar la plataforma del instrumento, y ajustar firmemente con la tuerca de ajuste que está sobre la plataforma.

Conectar el viscosímetro en la fuente de energía y se encender este moviendo el interruptor ON/OFF, localizado en la parte posterior del viscosímetro. Rotar la perilla selectora de velocidades, para establecer la agitación y mezcla de la muestra por unos pocos segundos, mientras se está calentando a la temperatura de 120 ° F, y medir con un termómetro. Colocar en la posición más baja el botón que acciona la caja de velocidades para obtener la más alta velocidad (600 rpm) y se colocó el switch en posición HIGH (alta). Esperar hasta que el dial alcance una lectura estacionaria, y registrar la lectura a 600 rpm y la temperatura de la muestra.

Luego se colocó al switch en posición LOW (baja) para obtener la lectura a 300 rpm, se esperó a que el dial alcanzara una lectura estacionaria y se registró la lectura a 300 rpm.

Agitar el fluido durante 10 segundos a 600 rpm; luego se colocó el botón en 3 rpm e inmediatamente se detuvo el motor por 10 segundos; transcurrido este tiempo encender el motor, mientras observar el dial. Registrar la máxima deflexión del dial como resistencia de gel a 10 segundos, expresada en libras/100 pies².

Para determinar la resistencia del gel a 10 minutos, agitar nuevamente el fluido y se esperó 10 minutos.

En la misma forma como se obtuvo el gel inicial, se hizo girar el rotor y se registró la máxima deflexión del dial. Este valor se reportó como resistencia de gel a los 10 minutos o resistencia de gel final.

3.2.4 Cálculo de las Propiedades Reológicas

Las lecturas tomadas a 600 rpm y 300 rpm se utilizaron para determinar la viscosidad plástica y punto cedente, por medio de las siguientes ecuaciones (norma API 13 B-1):

$$(V_p) = \text{Lectura a 600 rpm} - \text{Lectura a 300rpm} \quad (\text{Ec. } 3.1)$$

$$(P_c) = \text{Lectura a 300 rpm} - V_p \quad (\text{Ec. } 3.2)$$

Donde:

V_p = Viscosidad plástica (cP)

P_c = punto cedente (lb/100 pie²)

3.2.5 Análisis de pH

Esta prueba se llevó a cabo con la finalidad de medir el valor del PH del lodo, indicando el grado de acidez o alcalinidad relativa al fluido; la misma se realizó utilizando el método electrométrico, el cual se basa en el hecho de que cuando se sumergen en un líquido dos electrodos conectados, el voltaje desarrollado varía de acuerdo al PH del líquido.

El equipo utilizado se muestra en el Apéndice A y el procedimiento seguido se muestra a continuación:

Pulsar la llave ON/OFF a la posición ON para encender el instrumento y luego la llave pH/mV hasta que en el panel observar la indicación de pH.

Ajustar la temperatura manualmente del equipo a la temperatura de la muestra de fluido a evaluar, aproximadamente a 24 °C.

Antes de medir el pH, lavar la sonda con agua destilada y se sumergió la misma dentro del fluido que iba a ser ensayado.

Dejar transcurrir de 60-90 segundos para que las lecturas fueran estables. Registrar el pH de la muestra al punto más cercano al 0.1 de unidad de pH.

3.3 Determinación de Propiedades Químicas

3.3.1 Alcalinidad del lodo (Pm)

La prueba se realizó con la finalidad de determinar la alcalinidad del fluido para ello se siguió el procedimiento experimental descrito a continuación:

Colocar 1 ml de fluido en un recipiente. Diluir la muestra con 30ml de agua destilada.

Posteriormente agregar 4 gotas del indicador fenolftaleina. Agitando, titular rápidamente con ácido sulfúrico 0,02N hasta que desaparezca la coloración rosada.

Reportar la alcalinidad del lodo Pm, como los ml de ácido sulfúrico 0,02N requeridos por ml de lodo.

3.3.2 Alcalinidad del filtrado (Pf y Mf)

Esta prueba se llevó a cabo con la finalidad de determinar la alcalinidad del filtrado de los fluidos de perforación, obtenidos mediante las pruebas de filtrado API, siguiéndose para ello el procedimiento que se describe a continuación:

Colocar 1 ml de filtrado en un recipiente, se agrega 3 gotas de solución indicadora de fenolftaleina.

Al presentar la muestra el cambio de color rosado, titular con ácido sulfúrico 0,02 N hasta que desapareció la coloración rosada.

Registrar la alcalinidad del filtrado por fenolftaleina (Pf) como el numero de ml de ácido sulfúrico 0,02N gastados por ml de filtrado.

Luego a la muestra titulada al punto final Pf, agregar 3 gotas de solución indicadora de anaranjado de metilo.

Titular nuevamente con solución de ácido sulfúrico 0,02 N, con agitación constante, hasta que el color del indicador cambió de amarillo a rosado.

Reportar la alcalinidad del filtrado por anaranjado de metilo (Mf), como el total de ml de ácido sulfúrico gastados para alcanzar el punto final del anaranjado de metilo, incluyendo el requerido para el punto final Pf.

3.3.3 Cloruros

La prueba se realizó con la finalidad de determinar la cantidad de iones de cloro (ppm) del fluido, para ello se siguió el procedimiento experimental descrito a continuación:

Agregar 1 ml del filtrado en un recipiente. Añadir 4 gotas de cromato de potasio.

Luego titular gota a gota y en agitación continua con nitrato de plata de 1.000 ppm hasta que el color del filtrado cambió de un color amarillo a un color rojo ladrillo.

Finalmente la concentración en ppm de iones cloruros, se obtiene multiplicando por 1000, los ml de nitrato de plata gastados hasta lograr el cambio de color.

3.3.4 Calcio

La prueba se realizó para determinar la cantidad de iones de calcio (ppm) del fluido, para ello se siguió el siguiente procedimiento:

Agregar 1 ml de de filtrado en un recipiente.

Luego agregar 10 gotas de solución buffer amoniacal y 5 gotas de solución indicadora de hardness versanate.

Titular con EDTA de 400 ppm, hasta que se obtuvo un cambio de color de vino tinto a azul.

La concentración en ppm de iones calcio se obtuvo multiplicando por 400 los ml gastados de solución EDTA.

3.4 Creación de Base de Datos con los Resultados Obtenidos

Se procedió a la creación de una base de datos, la cual especifica las propiedades de los fluidos seleccionados.

El Apéndice B muestra un ejemplo de los cálculos realizados para determinar las propiedades reológicas mostradas en la misma.

Esta base de datos permitió correlacionar el comportamiento de los productos químicos al comparar los valores de las propiedades reológicas que se obtuvieron para cada fluido, fundamento para llevar a cabo el estudio de cada fase de perforación.

3.5 Evaluación y Selección de Diversos Productos Químicos según la Reología de los Sistemas Diseñados para cada Fase de Perforación

Considerando que la reología estudia las características de flujo de un fluido de perforación y la manera en que estas características afectan el movimiento del mismo, fue preciso evaluar los parámetros reológicos tomando como

fundamento los resultados consolidados en la base de datos, y comparar los valores de las propiedades físicas y reológicas, como viscosidad plástica, punto cedente y geles.

Para seleccionar los productos químicos que brindarán mejores propiedades reológicas al fluido, se tomaron en cuenta los criterios establecidos según las exigencias de la zona en estudio (Orocual) e información proveniente de los pozos vecinos según la fase a perforar, dicho criterio se muestra a continuación:

- **Sistema 1: para la fase a perforar 17 ½ plg.**

Densidad entre 10 – 10,2 lpg.

Filtrado menor a 10 cc /30 min.

Viscosidad plástica entre 15-20 cps; y punto cedente entre 10-14 lbs/ 100ft².

Geles entre 4/15-15/20 Lbs/100 pies².

- **Sistema 2: para la fase a perforar 12 ¼ plg.**

Densidad entre 12 – 12,4 lpg.

Filtrado menor a 6 cc /30 min.

Viscosidad plástica entre 17-22 cps; y punto cedente entre 13-22lbs/ 100ft².

Geles entre 8/14-10/19 Lbs/100 pies².

Lecturas 3 y 6 rpm 7-10/8-12.

- **Sistema 3: para la fase a perforar 8 ½**

Densidad entre 10,5 - 10.8 lpg.

Filtrado menor a 10 cc /30 min.

Viscosidad plástica entre 12-18 cps; y punto cedente entre 20-25 lbs/ 100ft².
Geles entre 9/11-9/25 Lbs/100 pies².

Una vez evaluados los fluidos formulados con los polímeros que aportaron las mejores propiedades a los mismos, se seleccionó la concentración más óptima.

3.6 Determinación de Propiedades Físicas a diferentes Condiciones de Presión y Temperatura

Las propiedades del fluido de perforación antes de ser sometido a altas temperaturas se pueden considerar como parciales debido a que muchos de los aditivos que componen el fluido son termoactivos o tienen tendencia a degradarse al exponerse a temperaturas muy elevadas, por ello es importante el volver a evaluar dichas propiedades una vez que se le haya suministrado calor al mismo.

Para estudiar el efecto de la temperatura en los fluidos previamente seleccionados, se llevó a cabo envejecimiento del lodo mediante el rolado de las muestras. Para ello se utilizó un horno rolado marca OFITE (Apéndice A), el cual está diseñado para proveer una función dual de calentamiento y rolado a las muestras simultáneamente, simulando de tal manera las condiciones del hoyo. El procedimiento para rolar las muestras fue el siguiente:

Se colocaron 350 ml de los fluidos de perforación en unas celdas de envejecimiento de acero inoxidable. Luego se ajustaron las tapas de cada una de las celdas.

Seguidamente las celdas se presurizaron a 150 lpc de tal manera que se elevara el punto de ebullición del fluido.

Se introdujeron las celdas en el horno rotatorio OFITE a una temperatura determinada, calentándose y agitándose durante 16 h.

Después de cumplir el tiempo de envejecimiento, se dejaron enfriar las celdas y se retiraron del horno.

Este procedimiento se llevó a cabo para todos los sistemas de fluidos en estudio a diferentes temperaturas (200 y 250 ° F).

Para estudiar el efecto de la presión en los fluidos seleccionados se realizó nuevamente la prueba de filtrado API, y adicional, la prueba de filtrado HP-HT (API 13B-2)

Esta prueba se llevó a cabo para determinar los volúmenes de filtrado de los tres sistemas de fluidos de perforación bajo condiciones estáticas; para ello se utilizó un filtro prensa de alta presión/ alta temperatura (Apéndice A) y se tomó como base el procedimiento establecido por el Instituto Americano del Petróleo (API) bajo la norma API 13B-2, el cual fue el siguiente:

Colocar el termómetro en el receptáculo de la camisa o celda de calentamiento y se precalentó hasta 10 °F por encima de la temperatura deseada, la cual fue de 150 °F.

Agitar la muestra de lodo durante 10 minutos y posteriormente se colocó en la celda correspondiente hasta no más de ½ pulgada de la parte superior de la misma, seguidamente se colocó un papel filtro Whatman N° 50.

Completar el ensamblaje de la celda y con las válvulas superior e inferior cerradas colocar dicho ensamblaje en la camisa de calentamiento y llevar el termómetro al receptáculo en la celda de lodo, conectar la celda colectora de alta presión a la válvula inferior, ajustándose bien.

Conectar una fuente de presión regulada a la válvula superior y la celda colectora.

Con las válvulas cerradas se ajustaron los reguladores superior e inferior a 100 lb/pulg². Abrir la válvula superior y se aplicaron las 100 lb/pulg² al lodo, se mantuvo esta presión hasta que se estabilizaran las temperaturas.

Cuando la muestra llegó a la temperatura deseada, aumentar la presión en la unidad de presión superior hasta 600 lb/pulg² y se abrió la válvula inferior para iniciar la filtración.

Recoger el filtrado en intervalos de 5 minutos, en un tiempo total de 30 minutos.

Una vez obtenido el volumen total de filtrado se multiplicó dicho volumen por dos y se registró ese valor.

Finalmente, cerrar las válvulas superior e inferior en la celda de lodos y se purgó la presión de los reguladores.

Doblar el volumen de filtrado recolectado porque la superficie de filtración de la celda HP-HT es igual a la mitad de la superficie de filtración de la celda de filtrado API.

Limitaciones

Para la elaboración de este proyecto se encontraron algunas limitaciones o dificultades, entre las que se pueden nombrar:

La empresa Cherokee Well Services se encontraba en un proceso de mudanza a nuevas instalaciones, los equipos estaban expuestos al riesgo de sufrir alteraciones en la calibración de los mismos, por lo que muchos de éstos ameritaron de técnicos certificados para la verificación, reparación y sus respectivas calibraciones.

El almacén de productos químicos de la empresa Cherokee Well Services, a pesar de tener espacio físico no contaba con las rotulaciones para la identificación de productos aptos para las especificaciones técnicas, por lo tanto nos vimos obligados a evaluar, separar, y etiquetar para identificar aquellos productos aptos de los no aptos y de esta manera llevar a cabo la formulación y preparación del fluido de perforación en óptimas condiciones.

CAPÍTULO 4

DISCUSIÓN DE RESULTADOS

En este capítulo, se presentan los resultados arrojados por las etapas planteadas en la estrategia de trabajo, con una breve discusión de los mismos, como se muestra a continuación.

4.1 Creación de una Base de Datos con los Resultados Obtenidos, correlacionando el comportamiento de los Productos Químicos y sus Concentraciones

La base de datos que consolida los resultados obtenidos está fundamentada principalmente en tres tablas, que muestran las interrelaciones entre los distintos aditivos y sus concentraciones para cada fase de perforación, una tabla para cada sistema.

Los resultados obtenidos en el sistema 1 con el uso de los aditivos E-1, E2 y E-3 como agente viscosificante a diferentes concentraciones (0,5; 1; 1,5; 2 LPB) se puede observar en la tabla 4.1.

Los valores obtenidos evidencian la influencia que tiene el polímero en la reología a medida que se va aumentando la concentración del mismo, incrementa la viscosidad plástica, obteniendo para los aditivos E1, E-2 y E-3 unos geles en la concentración de 1,5 lpb que presentan mejores resultados y un punto cedente para el aditivo E-1 aceptable a partir de la concentración de 1,5 lpb, para el aditivo E-2 arrojó valores favorables con la mínima concentración de acuerdo a lo exigido por la empresa y para el polímero E-3 se observó valores favorables a partir de la concentración de 1,5 lpb.

Tabla 0.1 Propiedades obtenidas para el Sistema 1 (hoyo 17 ½) empleando el polímero E-1, E-2 y E-3 a diferentes concentraciones.

| SISTEMA 1 | | | | | | | | |
|--|-----------------------|----------------|---|----------------------|--|-----|---|--|
| PROPIEDADES | CONCENTRACIONES (LPB) | DENSIDAD (LPG) | GELES $10^{**}/10^*$ (LBS/100 PIES ²) | VISC. PLÁSTICA (CPS) | PUNTO CEDENTE (LBS/100 PIES ²) | PH | PM (CC H ₂ SO ₄ N/50) | |
| Concentraciones del polímero E-1 (lpb) | 0,5 | 10 | 5/7 | 9 | 5 | 9 | 0,15 | |
| | 1 | 10,1 | 5/8 | 15 | 8 | 9,6 | 0,1 | |
| | 1,5 | 10,2 | 6/9 | 15 | 10 | 10 | 0,4 | |
| | 2 | 10 | 5/9 | 17 | 12 | 10 | 0,9 | |
| Concentraciones del polímero E-2 (lpb) | 0,5 | 10 | 3/10 | 16 | 12 | 10 | 1 | |
| | 1 | 10,1 | 6/18 | 17 | 14 | 9,5 | 0,8 | |
| | 1,5 | 10,3 | 8/19 | 19 | 17 | 9,5 | 0,95 | |
| | 2 | 10 | 3/5 | 22 | 16 | 9,2 | 0,8 | |
| Concentraciones del polímero E-3 (lpb) | 0,5 | 10,1 | 3/10 | 12 | 9 | 9,5 | 1,3 | |
| | 1 | 10,2 | 7/14 | 13 | 9 | 9 | 0,85 | |
| | 1,5 | 10 | 6/15 | 14 | 11 | 9,5 | 0,9 | |
| | 2 | 10,1 | 5/9 | 16 | 12 | 9 | 0,85 | |

Al analizar los resultados obtenidos en el sistema 2 con el uso de los aditivos E-1, E-2 y E-3 como agente viscosificante a diferentes concentraciones (0,5; 1; 1,5; 2 LPB) se puede observar (Tabla 4.2) la influencia que tiene el polímero en la reología a medida que se va aumentando la concentración del mismo, incrementa la viscosidad plástica, obteniendo unos geles para el polímero E-1

un poco bajos y un punto cedente en la concentración de 1,5 lpb que presenta mejores resultados, para los viscosificantes E-2 y E-3 unos geles aceptables y un punto cedente en la concentración de 1,5 lpb que presenta mejores resultados.

Tabla 0.2 Propiedades obtenidas para el Sistema 2 (hoyo 12 ¼) empleando el polímero E-1, E-2 y E-3 a diferentes concentraciones.

| SISTEMA 2 | | | | | | | | |
|--|-----------------------|----------------|---|----------------------|--|-----|---|--|
| PROPIEDADES | CONCENTRACIONES (LPB) | DENSIDAD (LPG) | GELES $10^{-7}/10^6$ (LBS/100 PIES ²) | VISC. PLÁSTICA (CPS) | PUNTO CEDENTE (LBS/100 PIES ²) | PH | PM (CC H ₂ SO ₄ N/50) | |
| Concentraciones del polímero E-1 (lpb) | 0,5 | 12 | 5/7 | 9 | 5 | 9 | 0,13 | |
| | 1 | 12,1 | 5/8 | 15 | 8 | 8,5 | 0,1 | |
| | 1,5 | 12,2 | 6/8 | 16 | 12 | 9,6 | 0,43 | |
| | 2 | 12 | 5/9 | 17 | 12 | 9,5 | 0,93 | |
| Concentraciones del polímero E-2 (lpb) | 0,5 | 12 | 3/10 | 16 | 14 | 9,5 | 1 | |
| | 1 | 12,1 | 6/18 | 18 | 14 | 9 | 0,85 | |
| | 1,5 | 12 | 8/10 | 20 | 17 | 9,5 | 0,9 | |
| | 2 | 12 | 6/9 | 22 | 16 | 9 | 0,85 | |
| Concentraciones del polímero E-3 (lpb) | 0,5 | 12 | 3/10 | 12 | 9 | 9,5 | 1 | |
| | 1 | 12,2 | 7/14 | 13 | 9 | 9 | 0,80 | |
| | 1,5 | 12 | 3/4 | 15 | 11 | 9,5 | 0,95 | |
| | 2 | 12,1 | 3/5 | 17 | 13 | 9 | 0,85 | |

La tabla 4.3 muestra los resultados obtenidos en el sistema 3 con el uso de los aditivos E-1, E-2 y E3 como agente viscosificante a diferentes concentraciones (0,5; 1; 1,5; 2 LPB)

Tabla 0.3 Propiedades obtenidas para el Sistema 3 (hoyo 8 ½) empleando el polímero E-1, E-2 y E-3 a diferentes concentraciones.

| SISTEMA 3 | | | | | | | | |
|--|-----------------------|----------------|--|----------------------|--|-----|---|--|
| PROPIEDADES | CONCENTRACIONES (LPB) | DENSIDAD (LPG) | GELES $10^7/10^7$ (LBS/100 PIES ²) | VISC. PLÁSTICA (CPS) | PUNTO CEDENTE (LBS/100 PIES ²) | PH | PM (CC H ₂ SO ₄ N/50) | |
| Concentraciones del polímero E-1 (lpb) | 0,5 | 10,5 | 5/7 | 9 | 5 | 9 | 0,13 | |
| | 1 | 10,5 | 5/8 | 13 | 8 | 8,5 | 0,1 | |
| | 1,5 | 10,6 | 6/8 | 12 | 9 | 9,6 | 0,43 | |
| | 2 | 10,6 | 7/9 | 15 | 9 | 9,5 | 0,93 | |
| Concentraciones del polímero E-2 (lpb) | 0,5 | 10,6 | 8/14 | 11 | 22 | 9 | 0,6 | |
| | 1 | 10,5 | 14/19 | 13 | 25 | 9,5 | 0,65 | |
| | 1,5 | 10,6 | 14/21 | 14 | 27 | 9 | 0,75 | |
| | 2 | 10,6 | 13/18 | 17 | 29 | 9,5 | 0,75 | |
| Concentraciones del polímero E-3 (lpb) | 0,5 | 10,6 | 6/11 | 9 | 18 | 9 | 0,65 | |
| | 1 | 10,5 | 7/13 | 11 | 21 | 9,5 | 0,65 | |
| | 1,5 | 10,6 | 12/18 | 12 | 23 | 9 | 0,75 | |
| | 2 | 10,6 | 13/19 | 14 | 24 | 9,5 | 0,75 | |

Al evaluar los resultados mostrados en la tabla 4.3, se observa la influencia que tiene el polímero en la reología a medida que se va aumentando la concentración del mismo, incrementa la viscosidad plástica, obteniendo para el aditivo E-1 unos geles relativamente bajos para los exigidos en esta fase (9/11-9/25 Lbs/100 pies²) y un punto cedente que no cumple con las condiciones ya que este sistema es de reología inversa, para los polímeros E-2 y E-3 se obtuvo unos geles aceptables y un punto cedente que se satisface el rango exigido en este sistema; siendo la concentración de 1,5 lpb una de las que presenta mejores resultados.

4.2 Evaluación y Selección de la Eficacia de Diversos Productos Químicos y su Influencia en la Reología de los Sistemas Diseñados para cada Fase de Perforación

Según los resultados obtenidos de las propiedades reológicas para los sistemas de fluidos evaluados, teniendo en cuenta los criterios establecidos para cada zona en estudio se seleccionaron aquellos fluidos que arrojaron mejores condiciones reológicas a una concentración óptima.

Se seleccionaron los polímeros E-1, E-2 y E-3 a una concentración de 1,5 lpb, la cual permite correlacionar los polímeros de las diferentes empresas a una misma concentración (la óptima)

4.2.1 Sistema 1

La figura 4.1 muestra la comparación entre la viscosidad plástica y punto cedente para cada uno de los aditivos evaluados (1,5lpb)

Comparando los resultados obtenidos de los tres aditivos en el sistema 1, se pudo observar que la viscosidad plástica se encuentra en el rango deseado, que es una propiedad fundamental e indispensable para mejorar el comportamiento reológico de forma de obtener altas tasas de penetración.

El comportamiento de la reología del sistema comercial 3 para los aditivos E-1, E-2 y E-3 prevalece $VP > PC$, esto implica que no habrá una buena suspensión de los sólidos por ende, no tendrá una buena limpieza el pozo sin embargo la fase a perforar es la del hoyo $17 \frac{1}{2}$ y estos valores se encuentran en el rango aceptable (entre 10-14 lbs/ 100pie²) siendo el polímero E-2 el que arroja mejores resultados.

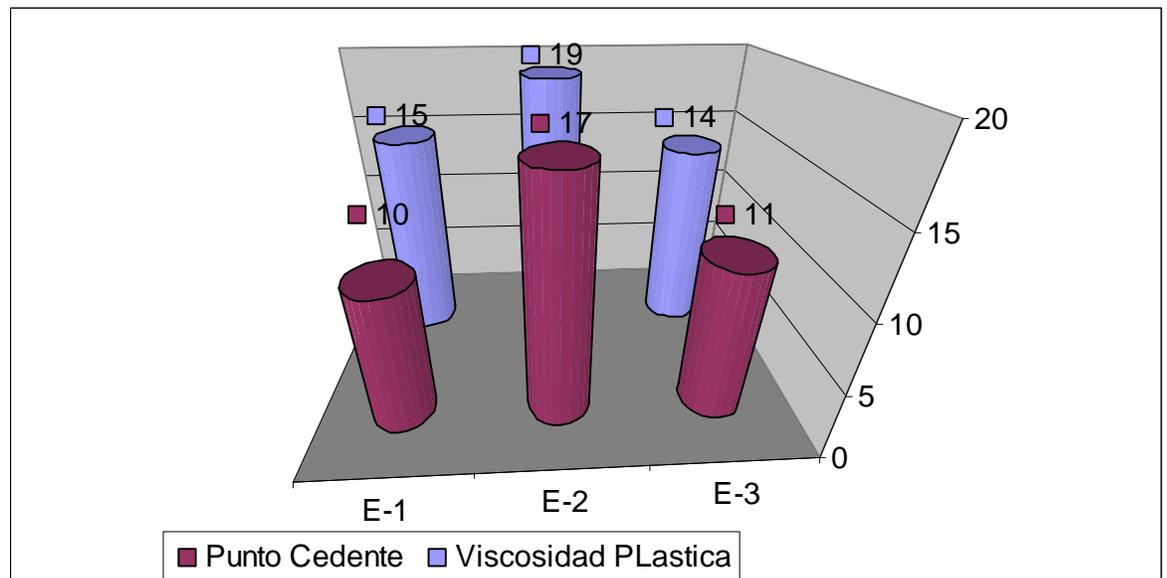


Fig. 0.1 Viscosidad Plástica y Punto Cedente para cada uno de los aditivos evaluados (1,5lpb)

Como puede observarse en la Fig. 4.2 los valores obtenidos de los geles a 10" y 10' para el fluido del sistema 1, donde se evalúa el polímero E-1 arrojaron

valores bajos que no podrán mantener los rípios suspendidos durante los viajes y conexiones de tubería.

Para los aditivos E-2 y E-3 estos arrojaron valores favorables, y se puede apreciar que con estos valores de geles se podrá mantener eficientemente los rípios suspendidos durante las conexiones y viajes de tubería sin obtener presiones elevadas.

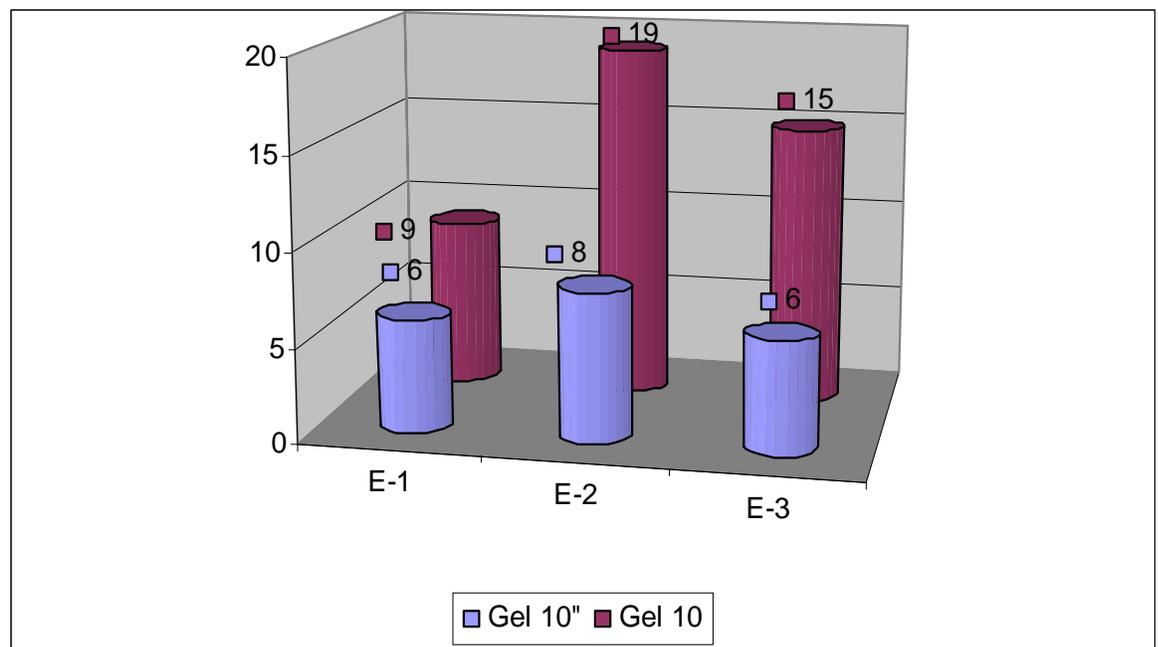


Fig. 0.2 Geles de 10 y 10 para cada uno de los aditivos evaluados (1,5lbp)

4.2.2 Sistema 2

A través de la Fig. 4.3, se pueden comparar los resultados obtenidos de los tres aditivos en el sistema 2, se pudo observar que la viscosidad plástica para el aditivo E-2 se encuentra en el rango deseado (17-22 cps) y dando un indicativo que utilizando el polímero arroja mejores resultados a la misma concentración que los aditivos E-1 y E-2, que es una propiedad fundamental e indispensable

para mejorar el comportamiento reológico de forma de obtener altas tasas de penetración.

El comportamiento de la reología del sistema comercial 2 para los tres aditivos a una concentración de 1,5 lpb prevalece $VP > PC$, esto implica que el sistema con los aditivos en estudio, no tendrán una buena suspensión de los sólidos, por ende, no tendrá una buena limpieza el pozo.

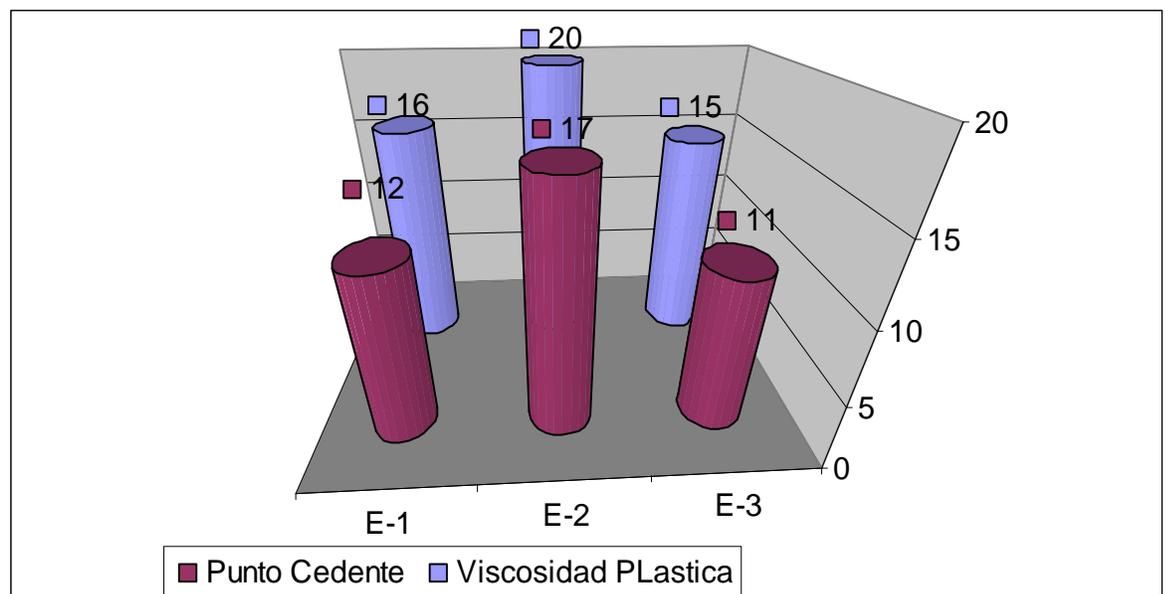


Fig. 0.3 Viscosidad Plástica y Punto Cedente para cada uno de los aditivos evaluados (1,5lpb)

Como puede observarse en la Fig. 4.4 los valores obtenidos de los geles a $10''$ y $10'$ para el sistema 2, los aditivos evaluados arrojaron para los polímeros en estudio arrojaron valores bajos que no podrán mantener los ripios suspendidos durante los viajes y conexiones de tubería.

Sin embargo para el aditivo E-2 arrojo valores favorables, es decir, son valores que se encuentran en los requeridos para perforar, con estos geles se podrá mantener eficientemente los ripios suspendidos durante las conexiones y viajes de tubería.

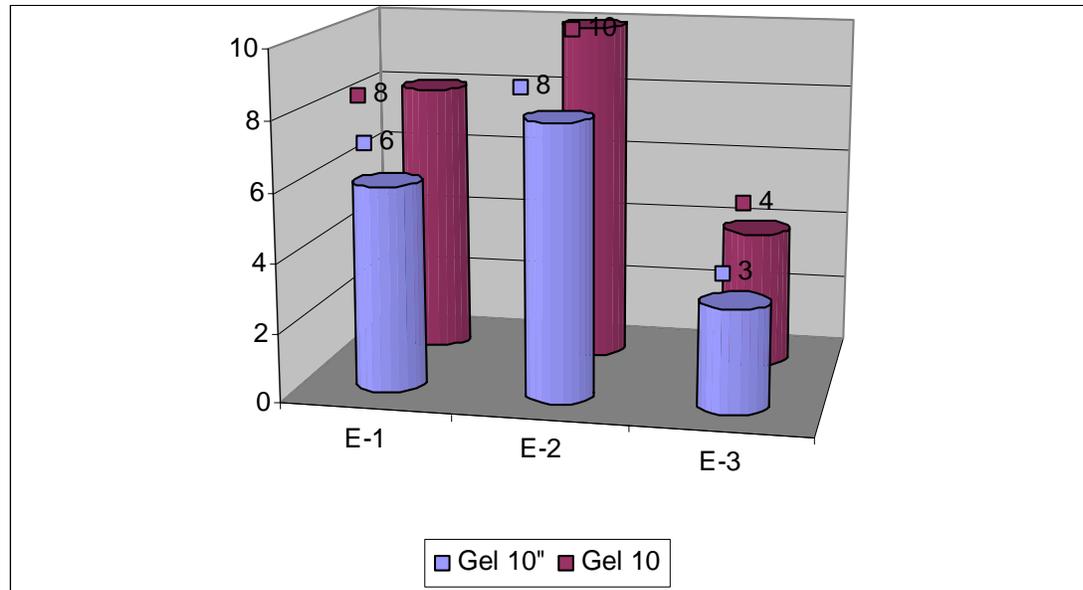


Fig. 0.4 Viscosidad Plástica y Punto Cedente para cada uno de los aditivos evaluados (1,5lpb)

4.2.3 Sistema 3

Comparando los resultados obtenidos de los tres aditivos en el sistema 3, se pudo observar que la viscosidad plástica se encuentra en el rango deseado, donde se infiere que el porcentaje de sólidos en el sistema es bajo, que es una propiedad fundamental e indispensable para mejorar el comportamiento reológico de forma de obtener altas tasas de penetración.

En la Fig. 4.5 se observa el comportamiento de la reología del sistema 1 para los aditivos E-2 y E-3 prevalece $PC > VP$, siendo el aditivo E-2 quien arroja los

mejores resultados, el cual es característico de la mayoría de los sistemas poliméricos, ya que presenta como un indicativo de la capacidad de limpieza que proporciona el lodo durante la perforación, implicando una disminución en los requerimientos de la potencia hidráulica durante la perforación.

Para el aditivo E-1 el comportamiento de la reología que prevalece es VP>PC esto implica que no habrá una buena suspensión de los sólidos por ende, no tendrá una buena limpieza el pozo.

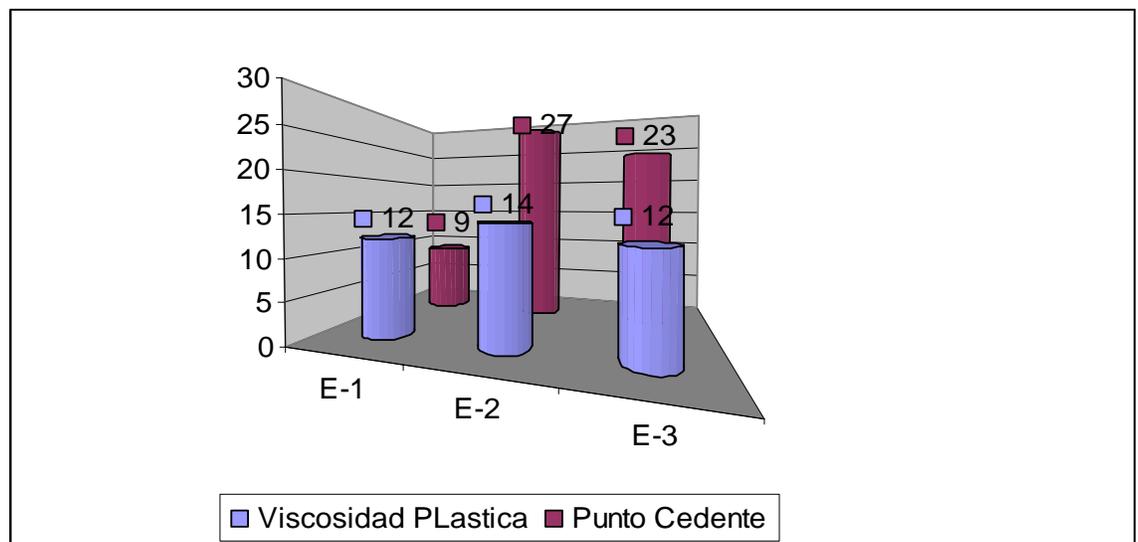


Fig. 0.5 Viscosidad Plástica y Punto Cedente para cada uno de los aditivos evaluados (1,5lpb)

Como puede observarse en la Fig. 4.6 los valores obtenidos de los geles a $10''$ y $10'$ para el sistema 3, los aditivos evaluados arrojaron para el polímero E-1 valores bajos que no podrán mantener los ripios suspendidos durante los viajes y conexiones de tubería.

Para los aditivos E-2 y E-3 estos arrojaron valores favorables, es decir, son valores que se incrementan uno con respecto al otro (ejemplo 13/18, 15/20) y se

puede apreciar que con estos valores de geles se podrá mantener eficientemente los ripsos suspendidos durante las conexiones y viajes de tubería sin obtener presiones elevadas.

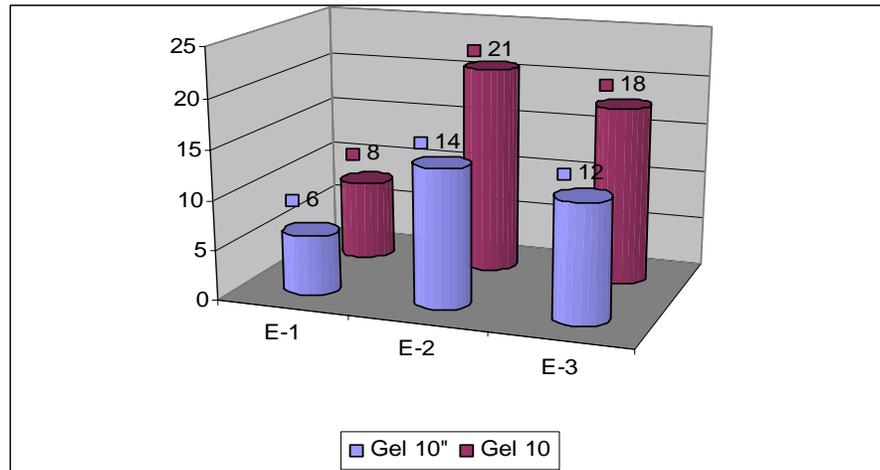


Fig. 0.6 Geles de 10 y 10 para cada uno de los aditivos evaluados (1,5lb)
Análisis de los resultados obtenidos de las pruebas físicas a diferentes
condiciones de presión y temperatura

En las tablas 4.4, 4.5 y 4.6, se muestran las propiedades reológicas de los sistemas 1, 2 y 3 a 1,5lb/bbl, después de la prueba de envejecimiento.

Tabla 0.4 Propiedades del Lodo de Perforación del Sistema 1 a diferentes Temperaturas y Presiones

| SISTEMA 1 -1,5(lpb) | | | | | | | | | | | |
|--|----------------------|------|------|--------------------|-----|-----|--------------------|-----|-----|--|--|
| PROPIEDADES | CONDICIONES NORMALES | | | ENVEJECIDO @ 200°F | | | ENVEJECIDO @ 250°F | | | | |
| | E | E | E | E | E | E | E | E | E | | |
| | 1 | 2 | 3 | 1 | 2 | 3 | 1 | 2 | 3 | | |
| Densidad (lpg) | 10,2 | 10,3 | 10,0 | 9,1 | 9,2 | 9,9 | 8,0 | 8,1 | 8,7 | | |
| Geles 10'' (lbs/100 pies ²) | 6 | 8 | 6 | 5 | 7 | 5 | 3 | 5 | 4 | | |
| Geles 10' (lbs/100 pies ²) | 9 | 19 | 15 | 8 | 18 | 13 | 7 | 16 | 9 | | |
| Visc. Plástica (cps) | 15 | 19 | 14 | 13 | 18 | 14 | 11 | 16 | 10 | | |
| Punto cedente (lbs/100 pies ²) | 10 | 17 | 11 | 9 | 15 | 10 | 8 | 14 | 8 | | |
| Ph | 10 | 9,5 | 9,5 | 10 | 9,7 | 9,6 | 10 | 9,8 | 9,7 | | |

| | | | | | | | | | |
|---------------------------------|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Filtrado API (cc/30min) | 8 | 7 | 7 | 8 | 7 | 7 | 8 | 7 | 8 |
| Filtrado HP-HT (cc/30min) | 9 | 7 | 8 | 9 | 7 | 8 | 9 | 8 | 9 |

Tabla 0.5 Propiedades del Lodo de Perforación del Sistema 2 a diferentes Temperaturas y Presiones

| SISTEMA 2 -1,5(lpb) | | | | | | | | | | |
|---------------------|----------------------|---|---|--------------------|---|---|--------------------|---|---|---|
| PROPIEDADES | CONDICIONES NORMALES | | | ENVEJECIDO @ 200°F | | | ENVEJECIDO @ 250°F | | | |
| | E | E | E | E | E | E | E | E | E | |
| | 1 | 2 | 3 | 1 | 2 | 3 | 1 | 2 | 3 | |
| Densidad (lpg) | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 2 | 2 | 2 | 2 | 1 | 1 | 2 | 2 | 1 | |
| | , | | | , | , | , | | | , | |
| | 2 | | | 2 | 9 | 8 | | | 9 | |
| Geles | 6 | 8 | 3 | 5 | 8 | 2 | 4 | 7 | 2 | |

| | | | | | | | | | | |
|---|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|------------------|--|
| 10'' (lbs/100 pies ²) | | | | | | | | | | |
| Geles 10' (lbs/100 pies ²) | 8 | 1 0 | 4 | 7 | 9 | 3 | 6 | 1 0 | 3 | |
| Visc. Plástica (cps) | 1 6 | 2 0 | 1 5 | 1 5 | 1 8 | 1 4 | 1 4 | 1 5 | 1 3 | |
| Punto cedente (lbs/100 pies ²) | 1 2 | 1 7 | 1 1 | 1 1 | 1 5 | 9 | 1 0 | 1 4 | 8 | |
| Ph | 9 , 6 | 9 , 5 | 9 , 5 | 9 , 7 | 9 , 6 | 9 , 7 | 9 , 8 | 9 , 7 | 9 , 8 | |
| Filtrado API (cc/30mi n) | 6 | 5 , 5 | 7 | 6 , 2 | 5 , 8 | 9 | 6 , 8 | 6 | 9 , 8 | |
| Filtrado HP-HT (cc/30mi n) | 7 , 2 | 6 , 6 | 7 , 8 | 7 , 7 | 6 , 5 | 9 , 8 | 7 , 7 | 7 , 5 | 1 0 , 5 | |

Tabla 0.6 Propiedades del Lodo de Perforación del Sistema 3 a diferentes Temperaturas y Presiones

| SISTEMA 2 -1,5(lpb) | | | | | | | | | | |
|---|-------------------------|-------------|-------------|-----------------------|-------------|-------------|-----------------------|-------------|-------------|-------------|
| PROPI EDAD S | CONDICIONES NORMALES | | | ENVEJECIDO @ 200°F | | | ENVEJECIDO @ 250°F | | | |
| | E | E | E | E | E | E | E | E | E | |
| | 1 | 2 | 3 | 1 | 2 | 3 | 1 | 2 | 3 | |
| Densidad (lpg) | 1 0 , | 1 0 , | 1 0 , | 1 0 , | 1 0 , | 1 0 , | 1 0 , | 1 0 , | 1 0 , | 1 0 , |
| Geles 10'' (lbs/100 pies ²) | 6 | 1 4 | 1 2 | 5 | 1 3 | 1 1 | 4 | 1 2 | 9 | |
| Geles 10' (lbs/100 pies ²) | 8 | 2 1 | 1 8 | 6 | 1 8 | 1 5 | 5 | 1 8 | 1 4 | |
| Visc. Plástica (cps) | 1 2 | 1 4 | 1 2 | 1 1 | 1 3 | 1 1 | 1 0 | 1 2 | 9 | |
| Punto cedente (lbs/100 pies ²) | 9 | 2 7 | 2 3 | 8 | 2 5 | 2 1 | 8 | 2 4 | 2 1 | |
| Ph | 9 , | 9 | 9 | 9 , | 9 , | 9 , | 9 , | 9 , | 9 , | |
| | 6 | | | 8 | 2 | 3 | 8 | 2 | 3 | |

| | | | | | | | | | |
|-------------------------------------|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Filtrado API (cc/30m in) | 8 | 7 | 7 | 9 | 7 | 7 | 9 | 7 | 8 |
| Filtrado HP-HT (cc/30m in) | 9 | 8 | 8 | 1 | 8 | 9 | 1 | 8 | 1 |
| | , | , | , | 0 | , | | 1 | , | 0 |
| | 6 | 5 | 5 | | 3 | | | 4 | |

Como puede observarse en las tablas 4.4, 4.5 y 4.6, la viscosidad plástica para los tres sistemas envejecidos de 200°F a 250°F respectivamente, sufren una disminución con respecto a la obtenida sin envejecer (120°F), el aditivo E-2 para dichos sistemas es el que se mantiene en un rango aceptable, dentro de los estándares aceptados.

Esta variación es consecuencia de la temperatura. Generalmente, para fluidos base agua la viscosidad plástica decrece a medida de que aumenta la temperatura, ya que los polímeros presentes sufren alteraciones estructurales al ser expuestos a temperaturas superiores de los 200°F.

A elevadas temperaturas se comienzan a romper las ramificaciones de polímeros encargados de proporcionar viscosidad al sistema, lo que conlleva a una disminución en la capacidad de suspensión del lodo, reflejándose en una disminución de la densidad del lodo como sucede en este caso.

El mismo fenómeno se puede apreciar en el punto cedente, donde hubo una disminución producida por la misma causa (aumento de temperatura).

Después de envejecer, los valores de filtrado API para los sistemas 1, 2 y 3 tuvieron un leve incremento debido al aumento de la temperatura, pero manteniéndose en el rango para cada sistema de fluido.

Luego del rolado, se realizó la prueba de filtrado API, el cual arrojó incremento de los volúmenes del filtrado.

Esta prueba se realizó en un tiempo de 30 min., al envejecer aumenta la cantidad de filtrado que simula las condiciones de cuando se está perforando un pozo, mientras los valores sean bajos disminuirá los daños a la formación

La prueba de filtrado HP-HT sirvió para determinar los volúmenes de filtrado generados por cada sistema, lo cual representa un factor de gran importancia para el desarrollo del presente trabajo.

Los resultados que se obtuvieron por medio de las pruebas de filtrado HP-HT bajo condiciones estáticas, indican que el fluido que presentó menor volumen de filtrado para todos los sistemas fue el aditivo E-2.

De acuerdo al análisis técnico realizado de las propiedades del fluido de perforación, se recomendó a la empresa Cherokee Well Services utilizar el aditivo E-2 a la concentración de 1,5 lbp.

Es importante destacar, que dicha recomendación fue considerada por la empresa y aplicada en los pozos de perforación ORS-76, ORS-77 y ORS-80 hasta la presente fecha, arrojando resultados satisfactorios, como se evidencia en las tablas de propiedades de los fluidos recolectadas en campo (Ver Apéndice C) y los resúmenes diarios de la perforación (Ver Apéndice D).

CONCLUSIONES

A través del estudio de la optimización de productos químicos durante la perforación en la macolla 1 y 2 en el área de Orocuál somero del estado Monagas se puede concluir lo siguiente:

La adecuada formulación y preparación de los diferentes sistemas de lodo base agua para cada una de las fases de perforación representa una actividad clave en el estudio de los fluidos de perforación.

La creación de una base de datos de los resultados obtenidos, representó un aspecto fundamental que permitió correlacionar el comportamiento de los productos químicos y sus concentraciones para los sistemas estudiados.

Al evaluar la eficacia de diversos productos químicos y su influencia en la reología de los sistemas diseñados para cada fase de perforación, se seccionó el aditivo E-2, debido a que los otros aditivos no resistieron las condiciones críticas al ser sometidos a altas temperaturas (200°F y 250°F)

La selección de productos químicos mejoró las propiedades reológicas del fluido de acuerdo al comportamiento de cada fase de perforación del área de Orocuál, indicó que el aditivo recomendado es el E-2.

Posterior al envejecimiento, los valores de todas las propiedades reológicas para el aditivo E-2 estuvieron dentro del rango establecido.

En el sistema 3 no se cumple la reología inversa para el aditivo E-1, carácter presentado en la mayoría de los sistemas viscoelásticos, lo cual indica una menor capacidad de limpieza para este tipo de sistema.

El análisis de los resultados obtenidos de las pruebas físicas a diferentes condiciones de presión y temperatura, permitió demostrar que el incremento de la temperatura, aumenta el volumen de filtrado.

El aditivo E-2 a la concentración de 1,5 lbp arrojó el mejor resultado a diferentes condiciones de presión y temperatura.

Para los sistemas de perforación del área de Orocuál, el aditivo E-2 se ha utilizado en los pozos de perforación ORS-76, ORS-77 y ORS-80 hasta la presente fecha, arrojando resultados satisfactorios para la empresa.

RECOMENDACIONES

Realizar pruebas de reología a alta temperatura y presión (FANN 70,75) para estudiar el comportamiento de los aditivos en los diferentes sistemas a estas condiciones.

Realizar pruebas de contaminación con sólidos para evaluar el comportamiento de los diferentes aditivos en lodos contaminados.

Realizar pruebas de envejecimiento a temperaturas mayores a 250 °F y reevaluar las propiedades.

Debido a la presencia de continuos picos de gas en el área Orocuál somero, se recomienda evaluar constantemente el peso del fluido de perforación y las propiedades del mismo.

BIBLIOGRAFÍA

- Iguarán, J., “Guías para Prácticas de Fluidos de Perforación”, (1998).
- Ascanio K. Y Damas O., “Evaluación de Fluidos de Perforación”, (1998).
- “Tecnología Aplicada a los Fluidos de Perforación”. CIED, (1997).
- Salas, R., **“Fluidos de Perforación”**, Fondo Editorial UDO-Anzoátegui, Puerto La Cruz, (2000).
- MI Drilling de Venezuela C.A **“Drilling Fluids Engineering Manual”**, (2001)
- Baroid, Manual de Fluidos de Perforacion
- Martínez R., “Tecnología de Fluidos de Perforación”, (1996).
- CIED, **“Avances en Perforación”**, Ingeniería de Perforación, Maracaibo, (1995).
- INTEVEP, “IX Congreso Latinoamericano de perforación”, Venezuela, (1994)
- API RP 13B, “Procedimientos Estándar para las Pruebas de Campo con Fluidos de Perforación Base Agua”. Septiembre (1975).
- API RP 13B, Standard Procedure for Testing Drilling Feb. (1974).
- Baroid, Apparatus and Procedure for the Field Testing of Drilling Muds, Oil and Gas Production Fluids. (1974).
- IMCO SERVICES, Assistance in Drilling Fase 2. (1970).
- IMCO, **“Tecnología Aplicada a Lodos”**. IMCO Services Halliburton, Houston Texas, 1981
- “Plan Especifico De Seguridad, Higiene y Ambiente” (P.E.S.H.A). Cherokee Well Services (1999).
- SYED, A., MIKE, B., PEARL, B., LUYSTER, M., **“Fluidos de perforación de emulsión reversible para un mejor desempeño del pozo”**, http://www.slb.com/media/services/resources/oilfieldreview/spanish04/win04/06_reversible_drilling.pdf

APÉNDICE A: EQUIPOS UTILIZADOS



FIGURA A-1: MEZCLADOR



FIGURA A-2: BALANZA PARA LODOS



FIGURA A-3: VISCOSÍMETRO FANN 35-A



FIGURA A-4: TERMOCOPA



FIGURA A-5: FILTRO PRENSA API



FIGURA A-6: KIT DE LODO



FIGURA A-7: HORNO DE ROLADO



FIGURA A-8: HORNO DE ROLADO

APÉNDICE B: MUESTRA DE CÁLCULOS

Las unidades que se manejan en laboratorio son las siguientes:

1 Barril = 350 cc

1 Libra = 1 gr

B.1 Desplazamiento de volumen.

Para determinar cuánto volumen de agua se va utilizar para preparar 1 Bbl de fluido, se hacen los siguientes cálculos.

$$V_f = V_a + V_w \quad \text{(Ecuación 1)}$$

Donde: V_f = Volumen de fluido a preparar = 1 Bbl = 350 cc

V_a = Volumen de aditivo = 1 Lb = 1 cc

V_w = Volumen de agua

Sustituyendo, se tiene:

$$350cc = 1cc + V_w$$

$$V_w = 349cc$$

Por lo tanto el volumen de agua para preparar el equivalente a 1 Bbl es 349 cc.

B.2 Iones calcio.

Los iones calcio se calculan de la siguiente manera:

$$Ca^{++} = \frac{\text{Vol. gastado de EDTA} * 400}{\text{Vol. de filtrado}} \quad \text{(Ecuación 2)}$$

Donde el volumen gastado de EDTA fue = 0,5 cc

Volumen de filtrado utilizado para la prueba fue = 1 cc

$$Ca^{++} = \frac{0,5 \text{ cc} * 400 \text{ ppm}}{1 \text{ cc}} = 200 \text{ ppm}$$

B.3) Desplazamiento de volumen para el fluido.

$$V_a + V_w = V_f \quad \text{(Ecuación 3)}$$

Donde: V_a = Volumen de aditivos a agregar.

V_w = Volumen de agua a agregar.

V_f = Volumen final.

La fórmula aplicada al fluido a preparar quedara de la siguiente manera:

$$V_V + V_{C.F} + V_{C.A} + V_{N.C} + V_D + V_W = V_f \quad \text{(Ecuación 4)}$$

Donde: V_V = Vol. de viscosificante = 0,5 ml

$V_{C.F}$ = Vol. controlador de filtrado = 3,5 ml

$V_{C.A}$ = Vol. controlador de alcalinidad = 0,5 ml

V_i = Vol. inhibidor = 4 ml

V_D = Vol. densificante = 41,12 ml

Sustituyendo:

$$0,5 \text{ ml} + 0,5 \text{ ml} + 1,5 \text{ ml} + 3,5 \text{ ml} + 41,12 \text{ ml} + V_W = 350 \text{ ml}$$

$$47,12 \text{ ml} + V_W = 350 \text{ ml}$$

$$V_W = 350 \text{ ml} - 47,12 \text{ ml}$$

$$V_W = 302,8 \text{ ml}$$

B.4) Para determinar V_p y P_c .

$$VP = L600 - L300 \quad \text{(Ecuación 5)}$$

$$PC = L300 - VP \quad \text{(Ecuación 6)}$$

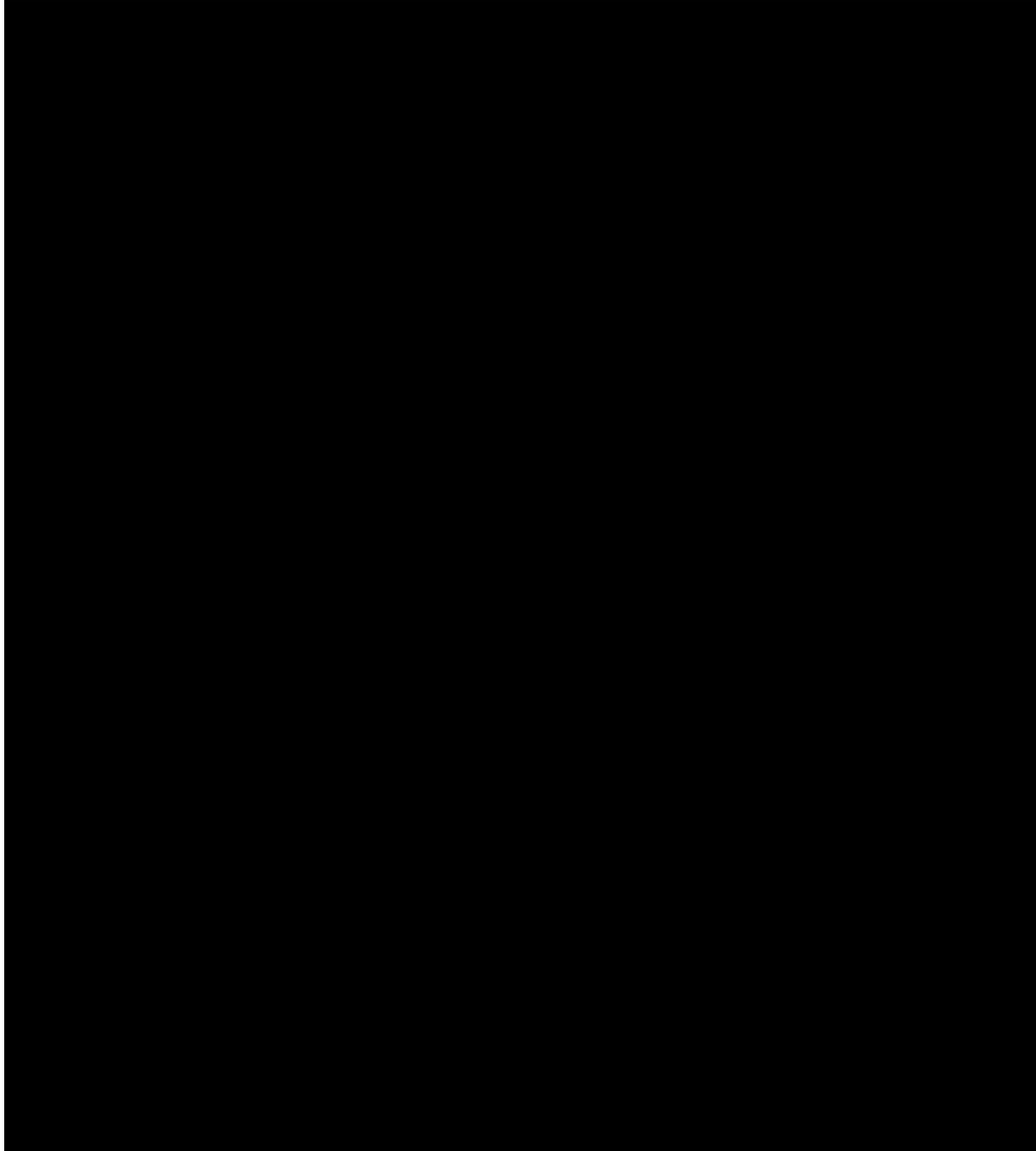
Donde: L600= lectura a 600 rpm.

L300= lectura a 300 rpm.

VP = Viscosidad plástica (cps)

PC = Punto cedente (lbs/100 ft²)

APÉNDICE C: RESUMEN DE PROPIEDADES ORS-80



APÉNDICE D: EJEMPLO DE RESUMEN DIARIO ORS-80

Resumen Día a Día

Pozo: ORS-80 - G1 / PI-426

HOYO DE PRODUCCION 8 ½’’

24/05/06

INICIO DE FASE NRO. 3 -8’’, Probo conjunto de válvulas de la bop. Corrigió fuga. Probó preventor anular con 2500 psi. Calibro y armo sarta convencional. BHA Nro. 9 de limpieza, con mecha Nro. 5U. Se preparan 600 bls. De lodo con concentraciones y propiedades programadas, y ajusta peso ordenado por PDVSA, de 10,4 lpg. hasta 10,8 lpg. Continúa limpiando tanques, faltando Asentamiento, Retorno y Trampa, los cuales presentan cantidades importantes de cemento duro. recomendamos su limpieza total para evitar deterioro del fluido por contaminación por calcio. Al cierre ajustando peso de 600 bls. hasta 10,8 lpg.

25/05/06

Preparo 650 bls. De lodo Viscoelastico de peso 10,8 lpg. con propiedades y concentraciones programadas. Baja sarta de limpieza y toca cemento duro a 3412 pies, realiza desplazamiento de lodo Semi disperso por lodo Viscoelastico s/p. Descarta a canoa lodo semidiserso y 20 bls. de lodo viscoelastico contaminado por interfaces de los fluidos. Cia PRIDE, trabaja en bombas. culmina la limpieza de cemento duro en tanques retorno y trampa. Al cierre realiza prueba de eficiencia en bombas, para iniciar operaciones.

26/05/06

Limpio cemento desde 3412 ‘hasta 3498’ y rompe zapata desde 3499’ hasta 3500’, realizo prueba de eficiencia en bombas 1 y 2, arrojando eficiencia de 95% ambas. Preparo 100 bls. De lodo viscoelastico, trato con acido cítrico

para mantener pH en rango, evitando el efecto del cemento y la hidrólisis del polímero. Preparo bombeo y desplazo píldora pesada. Al cierre sacando fuera del hoyo.

27/05/06

Soco fuera del hoyo, Armo sarta sarta direccional, BHA Nro. 11, con mecha Nro. 5 UR. Cia Halliburton presento fallas en calibración en herramienta direccional. Corrigió falla e inicia el descenso de la sarta. Fluido con propiedades estables. Al cierre bajando sarta direccional.

28/05/06

Bajo sarta direccional y repasa desde 3392 hasta 3500', Cia. Halliburton calibra señal de herramienta. Toca fondo a 3500'e inicia la perforación direccional 8 1/2'' Realizo prueba de eficiencia a bombas, arrojando eficiencia de 93%. Presento pico de gas a 3817' con 148 unidades de gas, cortando peso del lodo hasta 10,6 lpg. por 5 minutos. Trato con acetato de potasio por presencia de paquete de arcilla continuo y diluye con agua fresca a razón de 2 bls. por hora. a 3780 cabina observa 10% de arenisca. y 20 % de carbón a 3630' Peso mantiene estable en 10,8 lpg. entrando y saliendo. Al cierre perforando direccionalmente.

29/05/06

Perforo desde 3880' hasta 4997, PDVSA, decide incrementar el peso del lodo progresivamente, desde 10,8 lpg. Hasta 11,5 lpg. Por presencia continuos y progresivos picos de gas, cortando peso del lodo hasta 10,2 lpg. Realiza viaje de calibración sacando con backreaming. Bombeándose 20 bls. de píldoras dispersas y circulando fondos arriba a las profundidades de 4497' y 2812' Incremento MBT por backreaming. Al cierre bajando sarta direccional.

30/05/06

Bajo sarta direccional, PDVSA, decide incrementar peso del fluido progresivamente desde 11,5 lpg. Hasta 12,4 lpg. Por presencia continua de gas y cortes de lodo. Cortes observados a 4655' 920 unidades, cortando en salida de 11,5 lpg. hasta 10,5 lpg. a 4683' 930 unidades de gas, cortando de 11,7 lpg.

hasta 11,5 lpg a 4772' 678 unidades de gas cortando el peso 12 lpg. hasta 11 lpg. Observa la presencia de crudo que aporta la arena contribuyendo a la caída del peso del fluido a la salida lo que amerita la constante adición de barita para mantener el peso de trabajo. Diluye a razón de 2-4 bls. /hora Al cierre perforando.

31/05/06

Continuó perforando hoyo de 8-1/2" con sarta direccional desde 4808' @ 4975', levantando en varias oportunidades para circular gas a superficie, continua perforando direccionalmente desde 4975' @ 5158', alternando Solide / Rotaria, levantó y reciprocó tubería mientras chequeaban bombas ok, continuó perforando hoyo direccionalmente desde 5158' @ 5740' donde detectó PT., repasó y tomó survey antes de cada conexión, circuló @ 5740', bombeó 25 Bbls de píldora de baja reología y circuló hasta retornos limpios en superficie.(Durante la perforación observa en varias oportunidades presencia de gas lo cual ocasionó el corte de la densidades del fluido @ 11 lpg y que ameritó el uso de Barita para poder mantener el peso en 12,4 lpg, así, mismo hay presencia de petróleo aportado por las arenas y contribuyendo junto al gas a la caída del peso del fluido. diluyó a razón de 7 Bbsl / Hr. Al cierre circulando.

01/06/06

Sacó tubería desde 5740' @ 5676' donde se pego la misma. Trabajo sarta pegada s/éxito tensionando con un máximo de 240 Klbs y un máximo de compresión de 40 Klbs, Bajó densidad del lodo de 12,4 lpg @ 11,7 lpg. Al cierre corriendo guaya al malacate, y homogenizando sistema a 11,7 lpg.

02/06/06

Homogenizó sistema a 11.7 lpg y trabajó sarta pegada s/éxito, tensionando con un máximo de 240 Klbs y un máximo de compresión de 40 Klbs, bajo densidad del lodo de 11,7 lpg @ 11,3 lpg y trabajó sarta s/éxito, bajó densidad del lodo de 11,3 lpg @ 10,8 lpg, trabajó sarta pegada sin éxito con 250 Klbs máx. de torsión y 50 Klbs min de compresión. Bajó peso del lodo de 10,8 lpg @ 10,5

lpg, trabajó sarta s/éxito. Preparó 33 Bbls de píldora liberadora de tubería en relación de 1 a 1 (gas oíl y liberador de tubería), bombeó y desplazo 25 Bbls con 1280 stk's, dejando 21 Bbls en el anular del hoyo abierto y 4 Bbls dentro de la tubería. Al cierre esperando efecto de la píldora.

03/06/06

Esperó efecto de la píldora liberadora de tubería y trabajó sarta pegada s/ éxito. Al cierre preparando píldora de concentrado 111.

04/06/06

Preparó 90 Bbls de píldora de concentrado 111 y bombeó 84 Bbls y la desplazó al hoyo con lodo del sistema y la colocó de la siguiente manera: 80 Bbls en el anular del hoyo abierto en el intervalo 5860' @ 4476', y 4 Bbls dentro de la tubería para ser desplazados a razón de 1 Bbls por hora. Trabajó tubería pegada s/éxito @ 5676' con tensión máxima de 250 Klbs, compresión máxima de 36 Klbs y torque de 4850 psi. Bajó densidad del fluido de 10,5 lpg 8,7 lpg en los tanques de succión. Al cierre comienza a circular.

05/06/06

Bajó densidad del fluido de 10,5 lpg 8,7 lpg y homogenizó sistema activo. Trabajo sarta pegada a 5680' s/ éxito con tensión máxima de 250 Klbs, compresión máxima de 36 Klbs y torque de 4850 psi. Preparó 90 Bbls de píldora de concentrado 111 y bombeó 84 Bbls y la desplazó al hoyo con lodo del sistema y la colocó de la siguiente manera: 80 Bbls en el anular del hoyo abierto en el intervalo 5860' @ 4476', y 4 Bbls dentro de la tubería para ser desplazados a razón de 1 Bbls por hora.

06/06/06

Continuó trabajando tubería pegada s/éxito, observó pozo sin circulación, trabajó tubería s/éxito, tensión máxima 250 Klbs, compresión máxima 3920 psi. Al cierre Cia Precisión armando equipo para correr registro punto libre.

07/06/06

Cia Wetherford corrió registro para detectar pto libre y lo detectó a 3392', detonó cañones primacord y desenroscó sarta a 3392', sacó herramienta y desvistió planchada, sacó sarta desde 3392' @ superficie. Cia Leomosca armó sarta de pesca y bajo la misma hasta tope del pez a 3392', se conectó y comenzó a trabajar pescado. Al cierre trabajando sarta pegada.

08/06/06

Martilló sarta tensionando con 200 - 225 Klbs arriba y 60 - 75 abajo s/éxito. Paró por seguridad, realizó revisión al Top Drive y Cabria para verificar efectos del martilleo. Al cierre Trabajando sarta pegada.

09/06/06

Martilló sarta tensionando con 200 - 225 Klbs arriba y 60 - 75 abajo s/éxito. Paró por seguridad, Cia Metorca armó gatos hidráulicos y trabajó tensionó observando avance de 2,5 pies aproximadamente. Cia Metorca desvistió gatos hidráulicos, Al cierre esperando por Cia Precisión Drilling para correr guaya eléctrica.

10/06/06

Cia Precisión Drilling armó y bajó herramienta para correr registro de punto libre y realizar Back-Off, realizó Back-Off a 3392' ok. Vistió machaca para quebrar tubería y sacó tubería quebrando desde 3392' @ superficie, quebrando tubo x tubo y los botó a la rampa, quebró y boto tubería parada en la cabria. Al cierre esperando herramienta Junk Mill para fresar.

11/06/06

Parando en cabria tubería Dp's de 5" rosca izquierda, conectó Over Shot y bajó tubo x tubo hasta 3392', tope del pez, ajustó parámetros de pesca, pescó y aseguró pez con Over Shot (introdujo + o - 15' dentro del pesz. Al cierre Trabajando el pez con Over Shot.

12/06/06

12/06/06 Sacó tubería de 5" rosca izquierda con over shot desde 3392' @ superficie, revisó over shot, no trajo pescado, sustituyó grapple de 6-1/8" x 6", bajó tubería de 5" desde superficie @ 3392', pescó y aseguró pez con 50 Klbs, chequeó pesca con tensión de 150 Klbs, giró 4 vueltas a la izquierda, liberó torque y no se observó variación en el peso de la sarta, intentó en varias oportunidades s/éxito. Sacó tubería desde 3392' @ superficie, desvistió equipo de pesca. Al cierre quebrando tubería.

13/06/06

Vistió machaca y quebró tubería de 5 Dp's rosca izquierda y la botó al rack, recuperó Wear Bushing. Al cierre parando tubería en la cabria.

14/06/06

Paró tubería de 5" Dp's y armó BHA de pesca. Bajó hasta 3392' y se conectó al pez trabajó sarta s/éxito. Desvistió machaca, presurizó con 1000 psi x 10 min, con 2000 psi x 5 min, cayendo bruscamente hasta 1000 psi, realizó prueba de inyectabilidad con 1000 psi, 85 spm y recibió 8 Bls, paró bombas, la presión cayó a 600 psi y en 22 min cayó de 600 psi a 200 psi, Al cierre esperando por equipo de Coiled Tubing.

15/06/06

Cia SSO armó equipo de colied tubing, dictó charla de seguridad y comenzó operaciones de bajar colied tubing de 1,75" para limpiar @ float sub. Al cierre bajando coiled tubing.

16/06/06

Saco coiled tubing hasta superficie. Calibro, armo y probó sarta con junk mill y

motor de fondo. Bajo coleid tubing hasta 3397', estabilizo presión y trabajo con 300 lbs. De diferencial sobre la obstrucción, realizo 4 intentos sin éxito. Saco sarta hasta superficie. Armo BHA , convencional y jet de 2'' hasta 3401' Al cierre sacando coleid tubing hasta superficie. Descarto a canoas 59 bls. de fluido de los tanques trampa y asentamiento II, por estar contaminados. (tanques sin agitación fluido polimérico sujeto a descomposición bacteriana.)

17/06/06

Bajo Coliled tubing con taper mill y motor de fondo hasta 3396' y trabajo sin avance. Saco F.H. Realizo prueba de inyectividad de 17 bls. Sin retorno, inyecta 20 bls. Bombeados secuencialmente 2, 3, 9 y 6 bls. Retornando 1,5 bls. De fluido. Bajo coliled tubing con taper mill de 2 1/4'' y motor de fondo de 2 1/8'' hasta 5554', circulando a 7 bls./min. Descarto a canoa y tanque de contingencia lodo degradado, circulo en tanques activos y trato con productos químicos, para ajustar propiedades y peso fuera de rango por estaticidad del fluido sujeto a degradación de productos. Al cierre sacando coliled tubing hasta superficie.

18/06/06

Saco coiled tubing. Cia. Wood Group, vistió equipo, bajo con herramienta de punto libre hasta 4023' (punto libre entre 3700'y 3800'). Acondiciona la planchada, Cia. W. G. Armo y vistió herramienta de detonación con cañón de 1 11/16'' Bajo con herramienta hasta 4042' con bomba de Cia. SSO. Realiza prueba de bombeo con bombas del taladro. Herramienta de detonación bajo hasta 5100' no logra mas avance. Detona a 5050' Cuantifico perdidas por rotura de empacadura y perdidas forzadas a la formación durante la bajada del cañón con circulación. (20 + 334 bls.) Se preparan 200 bls. de fluido para mantener volumen y restituir pérdidas. Al cierre sacando herramienta de detonación.

19/06/06

Saco herramienta de detonación, Cia. W.G. Vistió equipo para cañonear en punto libre, bajo hasta 4667' y realiza detonación, recupera herramienta y desahoga presión. Trabajo sarta pegada sin éxito. Realiza prueba de inyectividad y observa disminución de 70 bls. Inyecta lodo, observando pérdida de 108 bls. total lodo forzado en el día a la formación 441 bls. Se prepararon 500 bls. de lodo nuevo, para mantener volumen circulante y compensar pérdidas. Al cierre espera decisión operacional por PDVSA.

20/06/06

Cia. Wood Group, bajo con severing tool hasta 4450' , sin más avance, levanta hasta 4430' Realiza prueba de circulación y pierde 120 bls. De lodo forzados a la formación. Trabajo con martillo sarta pegada sin éxito. Bombea 100 bls. De agua, sin retorno. Cia W.G. bajo herramienta de detonación severing tool y detona a 4100' , simultáneamente bombea agua sin retorno. Trabaja con martillo sarta pegada sin éxito. Se preparan 250 bls. de lodo nuevo con peso de 10 lpg. Al cierre trabaja sarta pegada.

21/06/06

Cia W.G. Bajo herramienta de detonación, severing tool y detona a 4200'. Trabajo sarta pegada con bomba y tensión, logrando despegar la misma, bombea 110 bls. De agua obteniendo circulación de 60 bls. Saca tubería hasta 3423', observa circulación, continua sacando hasta 3423' (30' sobre el cuello flotador 9 5/8'') Circula y desplaza agua y lodo degradado del anular por lodo de 10,0 lpg. Homogenizo lodo en sistema hasta 10,5 lpg. descarta lodo en trampa y asentamiento degradado por estaticidad y bacterias. prepara 350 bls. de lodo nuevo e incorpora al sistema píldora con material antiperdida de 90 lpb. Ordenada por PDVSA, la cual fue abortada su programación. Total bls. de lodo descartado a canoa degradado en el anular y tanques trampas y asentamiento 363 + 157 bls. Al cierre bajando sarta de limpieza, BHA Nro. 10 con Bull Nose.

22/06/06

Bajo tubería combinada 5'' y 3 1/2'' Cia. CPVEN, realizo conexiones y probó líneas. Realizo cementación de tapón de desvío, según programa, desde 3739'. Calibro, armo y bajo sarta de limpieza, BHA nro. 18, mecha Nro. 7 8 1/2'' Toco cemento blando 'desde 2950' hasta tope cemento duro 3240', limpio hasta 3420' Observo en zarandas cemento blando. trato fluido con acido cítrico para controlar pH, por efecto del cemento. refresco con 20 bls. de agua fresca y realizo mantenimiento de sus propiedades. Descarto a canoas 24 bls. contaminado por cemento fresco. Al cierre circulando.

23/06/06

Bajo tubería combinada 5'' y 3 1/2'' Cia. CPVEN, realizo conexiones y probó líneas. Realizo cementación de tapón de desvío, según programa, desde 3739'. Calibro, armo y bajo sarta de limpieza, BHA nro. 18, mecha Nro. 7 8 1/2'' Toco cemento blando 'desde 2950' hasta tope cemento duro 3240', limpio hasta 3420' Observo en zarandas cemento blando. trato fluido con acido cítrico para controlar pH, por efecto del cemento. refresco con 20 bls. de agua fresca y realizo mantenimiento de sus propiedades. Descarto a canoas 24 bls. contaminado por cemento fresco. Al cierre circulando.

24/06/06

Completo 24 hrs. De fraguado, limpio cemento blando hasta 3495', allí observa cemento de consistencia semi dura, continua limpiando hasta 3690, circulo hasta retorno limpio. Prepara bombea y desplaza 25 bls. De píldora pesada, S.F.H. Lodo contaminado con cemento blando, descarta 148 bls. tanques, trampa, retorno y asentamiento. A su vez prepara 100 bls. y utiliza 50 bls. del lodo de contingencia. para refrescar lodo y mantener volumen circulante. Trato con lignito y bicarbonato, para minimizar efecto contaminante del cemento. Al cierre sacando fuera del hoyo.

25/06/06

Bajo cola de cementación 3 1/2'' (hasta 736'), baja tubería de 5'' hasta 3690',

donde toca fondo, circula hasta retorno limpio a 3689'. Cia CPVEN, viste y prueba líneas, cemento tapón de desvío según programa. S.F.H. Desde 3690' hasta 2365, circula dos fondos arriba. Descarto lodo contaminado de tanques, trampa retorno y asentamiento 150 bls. y fue desalojado por Cia. Adriática. Trato previo a la cementación con lignito y bajo pH con ácido cítrico. Al cierre sacando fuera del hoyo.

26/06/06

S.F.H. Armo y bajo sarta de limpieza, hasta 3037' donde circula, continua bajando hasta 3100' toca cemento suave, limpia cemento desde 3100' hasta 3337'. Siendo a partir de 3138' que presenta mayor consistencia. Continúa limpiando hasta 3431'. Circula hasta retorno limpio. Fluido contaminado con cemento fresco, abundante espuma, y propiedades fuera de rango, refresco con agua fresca y espera culminación de la limpieza del cemento, para ajustar propiedades en rango de perforación. Al cierre circulando. (Tope teórico del cemento : 3142')

27/06/06

Limpio cemento hasta 3510', círculo hasta retorno limpio, S.F.H. Cia Hot Hed, probó conjunto de manifold y BOP'S y conjunto de válvulas de seguridad. Descarto y envió a centro de acopio de Adriática 151 bls. De lodo contaminado por cemento fresco, de tanques trampa, retorno y asentamiento y efectúa su limpieza por Cia. Adriática. Realizo informe, con resultados del fluido final y sus recomendaciones y presento a PDVSA, Al cierre lavando tanques activos, trampa, retorno y asentamiento.

28/06/06

Cia. Halliburton intento cargar memoria de la herramienta sin éxito, quebró y boto herramienta chequeo en superficie sin éxito. Continúa con la limpieza de tanques activos. Armando BHA, Nro. 21, sarta direccional, mecha Nro. 7 Hughes, tipo XML-S1, Jets : 1x14 y 3x16. Cia Halliburton probó herramienta a 1018', con éxito. Al cierre armando sarta direccional.

29/06/06

Continúa con la limpieza de tanques activos. Armando BHA, Nro. 21, sarta direccional, mecha Nro. 7 Hughes, tipo XML-S1, Jets : 1x14 y 3x16. Cia Halliburton probó herramienta a 1018', con éxito, continuó armando y bajando sarta direccional desde 1018' @ 3310', Cia Cherokee preparando 600 Bbls de lodo Viscoelastico de 10,5 lpg, desplazó 174 Bbls de lodo nuevo de 10,5 lpg en el anular del revestidor de 9-5/8", Cia Halliburton probó herramienta con éxito. Al cierre continúa preparando lodo viscoelastico de 10,5 lpg.

30/06/06

Terminó de preparar los 600 Bbls de lodo Viscoelastico de 10,5 lpg, limpió cemento desde 3310' @ 3498', circuló @ 3498' hasta homogenizar sistema de 10,4 lpg hasta 10,5 lpg, comenzó a realizar side track en hoyo de 8,5" desde 3498' @ 3549', Al cierre realizando side track. Realiza mantenimiento al lodo para ajustar parámetros reológicos y químicos según programa.

01/07/06

Esperó por Cia Halliburton, chequeó falla en la señal del MWD @ 3492', regresó al fondo hasta 3583+, continuó realizando side track en hoyo de 8,5" desde 3583' @ 3630', Cia Halliburton chequeó falla en la señal del MWD @ 3670', cambió sensor de presión en el stand pipe simultáneamente purgó bombas, continuó perforando hoyo nuevo de 8,5" desde 3670' hasta 4042', tomó survey y bombeó píldora viscosa pesada. Circuló hasta retornos limpios. Al cierre realizando viaje corto con back rimer. Realiza mantenimiento al lodo para ajustar parámetros reológicos y químicos según programa. Por autorización del sr: Miguel Herdez (Comunidad de Fluidos PDVSA) aumentó la concentración de Acetato de 2 lpb a 4 lpb y se adicionó Glycol en 2% V/V.

02/07/06

Realizó viaje corto con back rimer desde 4042' @ 3498', con bomba y rotaria, repasado ultimas parejas en varia oportunidades por seguridad, perforó sección horizontal intercalando slider y rotaria desde 4042' @ 4597', bombeó píldora viscosa pesada a 4537', continuó perforando desde 4597' @ 4837'. Al cierre perforando. Realiza mantenimiento al lodo para ajustar parámetros reológicos y químicos según programa. Por autorización del sr: Miguel Herdez (Comunidad de Fluidos PDVSA) aumentó la concentración de Goma Xántica de 4 lpb a 6 lpb.

03/07/06

Continuó perforando hoyo de 8,5" con sarta direccional desde 4597' @ 5420' donde detectó pt del pozo. Bombeó píldora viscosa-pesada y circuló @ retornos limpios en superficie, sacó tubería en back reamer desde 5420' @ 2900', circuló fondo arriba hasta retornos limpios en superficie, bajó tubería desde 2900' @ 3498', bombeó 20 Bbls de vassa y circuló fondo arriba reciprocando la tubería, bajo tubería desde la zapata @ 5415' y bombeó píldora viscosa-pesada y circuló @ retornos limpios en superficie, preparó 100 Bbls de lodo fresco de 10,5 lpg y lo bombeó al pozo a 5420'. Al cierre sacando tubería.

04/07/06

Bombeó píldora viscosa pesada @ 5420' y reciprocó tubería, sacó tubería desde 5420' @ 2915' en back reamer, bajó tubería desde 2915' @ 3492. Al cierre sacando sarta a superficie.

05/07/06

Sacó sarta a superficie desde 2632' @ 16', Acondicionó planchada y simultáneamente cambió elevadores de 4-1/2" x 5", Sacó y quebró herramienta direccional de Halliburton hasta superficie, pescó wear bushing, Cia Pride acondicionó planchada, Cia Revalca armó y vistió llave hidráulica mas accesorios y colocó cuña hidráulica de 350 ton. Al cierre bajando liner de 7" a

3400'.

06/07/06

Bajó liner de 7" hasta 4777' donde tomó apoyo, Trabajó liner con tensión máxima de 260 Klbs equivalente a 165 Klbs de over pull y apoyo de 60/70 Klbs s/éxito, circuló fondo arriba @ 2648' (tope de los Ranurados) paralelamente trabajo tubería s/éxito, Observó activación del setting tool, decide realizar asentamiento lanzando esfera metálica de 1-1/2", esperó descenso de la misma y asentó empacadura presurizando con 3000 lbs, probó asentamiento por el anular con 1300 psi x 10 min ok, liberó setting tool y sacó sarta hasta superficie. Bajó tubería de 3-1/2" desde superficie @ 1288', Al cierre bajando tubería de 3-1/2"

07/07/06

Bajó tubería de 3-1/2" y se conectó en la empacadura, circuló fondo arriba hasta retornos limpios y desplazó lodo viscoelastico de 10,5 lpg por salmuera de cloruro de calcio de 10 lpg, entrego e Cia Adriática tanques de lodo y 1056 Bbls de lodo viscoelastico para su disposición final. Al cierre Bajando completación del pozo.

08/07/06

Continúa bajando completación al pozo. Entregó tanques a la empresa Adriática para su limpieza