



UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN / MONAGAS / VENEZUELA

**EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO HIDRÁULICO DEL
FLUIDO DE PERFORACIÓN EN HOYOS DE 8 ½ PULGADAS EN
EL CAMPO CARABOBO, MONAGAS - VENEZUELA**

**REALIZADO POR
ALBA SAMIRA CESÍN ROMERO**

C.I: 18.173.963

Trabajo especial de grado presentado como requisito parcial para optar al título

de

INGENIERO DE PETRÓLEO

MATURÍN, NOVIEMBRE 2012



UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN / MONAGAS / VENEZUELA

**EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO HIDRÁULICO DEL
FLUIDO DE PERFORACIÓN EN HOYOS DE 8 ½ PULGADAS
EN EL CAMPO CARABOBO, MONAGAS - VENEZUELA**

REALIZADO POR:
ALBA SAMIRA CESÍN ROMERO
C.I.: 18.173.963

REVISADO POR:


Msc. Rubén Vega
Asesor Académico


Ing. Jesús Otahola
Co-Asesor Académico


Ing. Julian Carmona
Asesor Industrial

MATURÍN, NOVIEMBRE 2012



UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN / MONAGAS / VENEZUELA

**EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO HIDRÁULICO DEL
FLUIDO DE PERFORACIÓN EN HOYOS DE 8 ½ PULGADAS
EN EL CAMPO CARABOBO, MONAGAS - VENEZUELA**

REALIZADO POR:
ALBA SAMIRA CESÍN ROMERO
C.I.: 18.173.963

APROBADO POR:

MSC RUBÉN VEGA
ASESOR ACADÉMICO

ING. TOMÁS MARÍN
JURADO PRINCIPAL

ING. JESÚS OTAHOLA
CO-ASESOR ACADÉMICO

ING. MARÍA GARCÍA
JURADO PRINCIPAL

MATURÍN, NOVIEMBRE 2012

RESOLUCIÓN

De acuerdo al artículo 41 del Reglamento de Trabajos de Grado: “Los Trabajos de Grado son de exclusiva propiedad de la **Universidad de Oriente** y sólo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien lo participará al Consejo Universitario, para su autorización”.



DEDICATORIA

A mi Dios todopoderoso, a mis padres Jorge Luis Cesín y Alba Romero de Cesín quienes son mi mayor orgullo y el amor más grande que tengo en mi vida. A mis hermanos Jorgito y Ceci, a mis abuelos Carmen Luisa, Luis Cesín, Juana Romero, Tomas Romero y a mis sobrinos. Gracias por tanto amor y apoyo incondicional.



AGRADECIMIENTO

Ante todo quiero agradecerle a mi Dios y a mi Virgencita del Valle por iluminarme y protegerme en cada paso que doy, ayudándome a no perder la fe en esos momentos de debilidad y a enseñarme que no hay merito sin esfuerzo. Gracias Dios por demostrarme que todo se puede, solo debemos de creer en nosotros mismos.

A mi bella madre y mi padre por todo lo que soy y tengo, simplemente no me alcanzarían las hojas ni las palabras para agradecer todo lo que hacen por mí. Son mis ángeles terrenales, los amo inmensamente y son mi fuerza ante todo obstáculo, por ustedes doy lo que tengo y lo que no también. Gracias, mil gracias mamá y papá por estar ahí en cada momento, por ayudarme y protegerme siempre, por cada regaño y por cada abrazo, ustedes me dieron esa fuerza que necesitaba para continuar. Este logro es de ustedes también.

A mi hermano Jorgito y Ceci, gracias por todo el apoyo y por tenderme la mano cuando más lo necesité.

A todos mis tíos, primos y sobrinos por todo su cariño y buenos deseos en todo momento.

A mis cuñados por toda su colaboración, y especialmente a mi cuñado Agustín Campos por brindarme su ayuda incondicional en todo momento.

A Angel Malaver por estar a mi lado en todo momento, brindándome su apoyo incondicional durante todos estos años. Eres un pilar muy importante en mi vida y le doy gracias a Dios por ponerte en mi camino. Gracias mi amor por toda tu ayuda y por quererme tanto.

A todos mis amigos por estar siempre ahí, en las buenas y en las malas, especialmente a: Yeniree, Marizela, Carla, Rosa, Yra, Dolys, Marycarmen, Me agunto, Xavier, Darwing y lucho.

Gracias a la empresa PROAMSA, por abrirme sus puertas y brindarme el apoyo para así realizar mis pasantías y mi tesis de grado para obtener mi título de ingeniero. También quiero agradecerle a cada uno de los que con mucho cariño me ayudaron y me tendieron la mano en esta bella empresa, porque mas allá de ser una compañía, somos una gran familia y muy especialmente al Sr Pedreira, Sr Villegas, Sr Antonio, Marivy, Made, Yeni, Yuli, Zule, Sr Casto, Sra Nieves, Lucy, Juan, Leandro, Oscar y al Sr William.

A mi asesor industrial Julian Carmona y Antonio Guzman quienes me ayudaron en el desarrollo y defensa de mi tesis. A mis asesores académicos, el profesor Rubén Vega por todo su apoyo y colaboración, y al profesor Jesús Otahola, por estar muy pendiente de cada paso hasta el día de mi presentación y defensa de tesis, gracias por toda la ayuda brindada durante todo este tiempo. También quiero agradecerle al profesor Luis Castillo, que a pesar de no ser uno de mis asesores, me dio muchos consejos durante esta etapa tan importante en mi vida.

A todas esas personas que de una u otra manera ayudaron para que esta meta se hiciera realidad, mil gracias por sus buenos deseos y colaboración.

Por último y no menos importante darle las gracias a la Universidad de Oriente por abrirme sus puertas y brindarme la oportunidad de formarme como profesional y de esta manera cumplir un sueño que ya hoy se hace realidad, como lo es el ser ingeniero de petróleo.

ÍNDICE

	pp.
RESOLUCIÓN	iv
DEDICATORIA	v
AGRADECIMIENTO	vi
LISTA DE FIGURAS	xii
LISTA DE GRÁFICAS	xiii
LISTA DE TABLAS	xv
RESUMEN	xvi
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I	3
EL PROBLEMA Y SUS GENERALIDADES	3
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	3
1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN.....	4
1.2.1 Objetivo General	4
1.2.2 Objetivos Específicos.....	5
1.3 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN.....	5
CAPÍTULO II	6
MARCO TEÓRICO	6
2.1 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN.....	6
2.2 DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO	7
2.2.1 Faja del Orinoco.....	7
2.2.2 Campo Carabobo (área SINOVENSA).....	8
2.3 BASES TEÓRICAS.....	8
2.3.1 Fluidos de perforación	8
2.3.2 Funciones de los fluidos de perforación	9
2.3.3 Propiedades fundamentales de los fluidos de perforación	9
2.3.3.1 Punto cedente	9
2.3.3.2 Tixotropía y esfuerzos de gel	10
2.3.3.3 Esfuerzo de corte.....	12
2.3.3.4 Tasa de corte (s-1).....	13
2.3.3.5 Lecturas a baja tasa de corte.....	13
2.3.3.6 Viscosidad	13
2.3.3.7 Viscosidad efectiva	14
2.3.3.8 Viscosidad plástica.....	15
2.3.3.9 Índice de consistencia	15

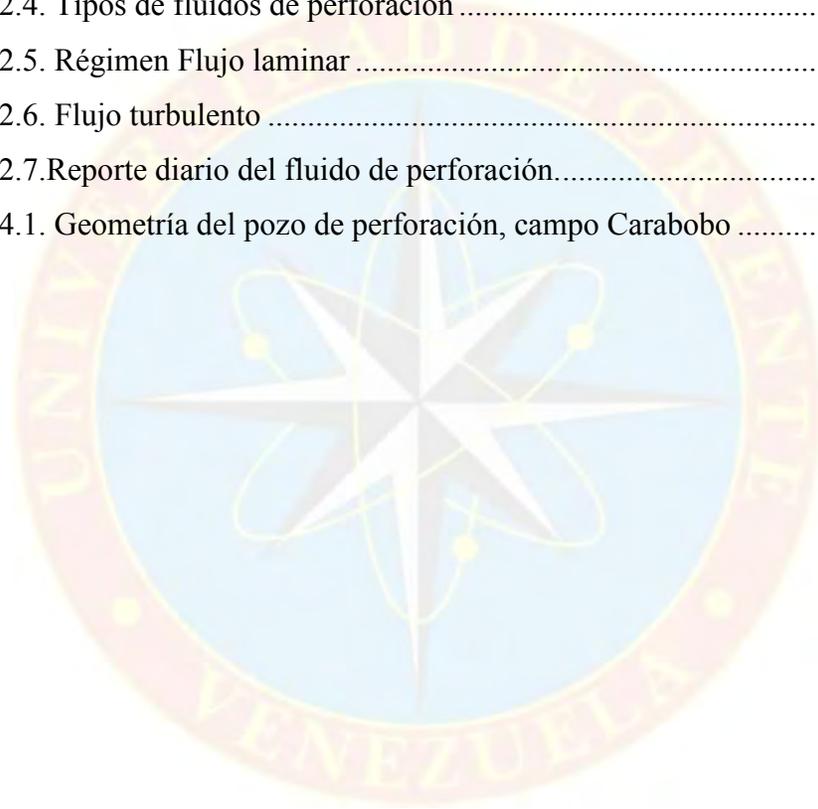
2.3.3.10 Índice de comportamiento.....	15
2.3.3.11 Porcentaje de líquidos y sólidos.....	16
2.3.4 Tipos de fluidos de perforación según su fase continua	16
2.3.4.1 Fluidos base agua.....	17
2.3.4.2 Fluidos de perforación base gaseosa.....	18
2.3.4.3 Fluidos base aceite	18
2.3.5 Tipos de fluidos según su característica reológica.....	19
2.3.5.1 Fluidos newtonianos	19
2.3.5.2 Fluidos no newtonianos	21
2.3.6 Regímenes de flujo.....	22
2.3.6.1 Flujo laminar	23
2.3.6.2 Flujo turbulento.....	23
2.3.6.3 Flujo transicional.....	24
2.3.7 Problemas que interrumpen la perforación de un pozo de petróleo y/o gas.....	25
2.3.8 Presiones de surgencia y suabeo	25
2.3.8.1 Presión de surgencia.....	25
2.3.8.2 Presión de suabeo.....	26
2.3.9 Programa hidráulico ADVANTAGE HYDRAULICS SYSTEM de Baker Hughes.....	26
2.3.10 Reología	27
2.3.11 Modelos reológicos.....	28
2.3.11.1 Modelo newtoniano.....	28
2.3.11.2 Modelo plástico de Bingham	28
2.3.11.3 Ley exponencial	29
2.3.11.4 Modelo Herschel-Buckley (Modelo de la Ley Exponencial Modificado).....	30
2.3.12 Hidráulica de perforación.....	30
2.3.13 Parámetros que indican el comportamiento de la hidráulica de perforación.....	31
2.3.13.1 Caudal	32
2.3.13.2 Presión medida en la tubería vertical	32
2.3.13.3 Velocidad anular	32
2.3.13.4 Velocidad en los chorros de la mecha.....	33
2.3.13.5 Caída de presión en la mecha.....	33
2.3.13.6 Potencia hidráulica.....	34
2.3.13.7 Potencia hidráulica por pulgada cuadrada.....	34
2.3.13.8 Fuerza de impacto	35

2.3.14	Análisis hidráulico	35
2.3.14.1	Aplicaciones para la optimización de la hidráulica de perforación	36
2.3.14.2	Factores a considerar en la perforación de la hidráulica avanzada.....	37
2.3.15	Limpieza del hoyo.....	37
2.3.16	Cálculo de eficiencia de transporte de cortes.....	38
2.3.17	Beneficios de retirar el exceso de cortes del fluido	40
2.3.18	Descripción del procedimiento de perforación del hoyo de producción por parte de la operadora (SINOVENSA) en el campo Carabobo.....	41
2.4	DEFINICIÓN DE TERMINOS BÁSICOS	42
CAPÍTULO III		44
MARCO METODOLÓGICO		44
3.1	TIPO DE INVESTIGACIÓN	44
3.2	DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN	44
3.3	POBLACIÓN Y MUESTRA.....	45
3.4	PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO.....	45
3.5	TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE INFORMACIÓN.....	48
3.5.1	Revisión documental.....	48
3.5.2	Técnicas	49
3.5.3	Instrumentos.....	49
3.5.4	Observación directa.....	49
3.6	RECURSOS	50
3.6.1	Recursos humanos.....	50
3.6.2	Recursos materiales y tecnológicos	50
3.6.3	Recursos financieros	51
CAPÍTULO IV		52
ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS.....		52
4.1	ESTABLECIMIENTO DE LOS PARÁMETROS QUE INTERVIENEN EN EL DISEÑO DEL ANÁLISIS HIDRÁULICO	52
4.1.1	Presiones y temperaturas de circulación	52
4.1.2	Reología del fluido de perforación.....	54
4.1.3	Estructura del hoyo	57
4.1.4	Inclinación del hoyo.....	59
4.1.5	Presión de fractura y presión de poro.....	59

4.2 ANÁLISIS DE LA RELACIÓN DEL ESFUERZO DE CORTE Y TASA DE DEFORMACIÓN EN EL FLUIDO DE PERFORACIÓN BAJO LAS CONDICIONES DE PRESIÓN Y TEMPERATURA DEL HOYO.....	60
4.3 DETERMINACIÓN DEL MODELO REOLÓGICO QUE MEJOR SE AJUSTE AL COMPORTAMIENTO DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN EN LA FASE DE PRODUCCIÓN MEDIANTE EL SOFTWARE ADVANTAGE HYDRAULICS SYSTEM DE BAKER HUGHES	62
4.4 OBTENCIÓN DE LA EFICIENCIA DEL DESEMPEÑO HIDRÁULICO DEL FLUIDO DURANTE LA PERFORACIÓN DE LA FASE DE PRODUCCIÓN	67
4.4.1 Comportamiento del rango de presión y temperatura del fluido de perforación evaluado por el Fann 70 en comparación con el Advantage	68
4.4.2 Comportamiento del régimen de flujo en la sarta de perforación:.....	70
4.4.3 Comportamiento del régimen de flujo en el espacio anular:	70
4.4.4 Comportamiento de la temperatura de circulación con la profundidad del pozo.....	72
4.4.5 Comportamiento del fluido de perforación con respecto a la presión y profundidad medida (MD).....	73
4.4.6 Comportamiento del fluido de perforación con respecto a la presión y Profundidad vertical verdadera (TVD).....	75
4.4.7 Comportamiento del fluido de perforación con respecto a la profundidad en la sarta de perforación	77
4.4.8 Comportamiento del fluido de perforación con respecto a la profundidad en el espacio anular	78
4.4.9 Comportamiento de la densidad estática y de circulación del fluido por el pozo	79
4.4.10 Eficiencia del caudal operacional y la Profundidad medida	81
4.4.11 Eficiencia de la velocidad del fluido de perforación en la limpieza del hoyo con respecto a la profundidad medida del pozo.....	83
4.4.12 Determinación de la eficiencia del fluido de perforación en la limpieza del hoyo.....	84
CAPÍTULO V	86
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	86
5.1 CONCLUSIONES	86
5.2 RECOMENDACIONES	87
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	88
APÉNDICES.....	91
HOJA DE METADATOS	92

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1. Ubicación geográfica de la faja petrolífera del Orinoco.....	8
Figura 2.2. Perfil del esfuerzo de corte entre capas del fluido.....	12
Figura 2.3. Perfil de la viscosidad de un fluido	14
Figura 2.4. Tipos de fluidos de perforación	17
Figura 2.5. Régimen Flujo laminar	23
Figura 2.6. Flujo turbulento	24
Figura 2.7. Reporte diario del fluido de perforación.....	27
Figura 4.1. Geometría del pozo de perforación, campo Carabobo	58



LISTA DE GRÁFICAS

Gráfica 2.4. Perfil de flujo en fluidos newtonianos	20
Gráfica 2.5. Perfil de flujo en fluidos no newtonianos	21
Gráfica 4.1. Comportamiento del fluido de perforación con respecto a las lecturas del viscosímetro OFITTE 800	55
Gráfica 4.2. Comportamiento del fluido según los geles de 10 segundos, 10 y 30 minutos	56
Gráfica 4.3. Comportamiento del fluido de perforación A mediante el viscosímetro FANN 70.....	60
Gráfica 4.4. Comportamiento del fluido de perforación B mediante el viscosímetro FANN 70.....	61
Gráfica 4.5. Ajuste del modelo reológico en la formulación A con Advantage Hydraulics System de Baker Hughes	65
Gráfica 4.6. Ajuste del modelo reológico en la formulación B con Advantage Hydraulics System de Baker Hughes	65
Gráfica 4.7. Relación entre la presión del Fann 70 y el rango de temperatura para el fluido A.....	67
Gráfica 4.8. Relación entre la presión del Fann 70 y el rango de temperatura para el fluido B.....	68
Gráfica 4.9. Relación entre el número de Reynoldls y la profundidad medida para el fluido A.....	69
Gráfica 4.10. Relación entre el número de Reynoldls y la profundidad medida para el fluido B.....	69
Gráfica 4.11. Relación entre la temperatura de circulación y la profundidad medida para el fluido A.....	71
Gráfica-4.12. Relación entre la temperatura de circulación y la profundidad medida para el fluido B.....	71

Gráfica 4.13.Relación entre la presión y la profundidad medida para el fluido A	72
Gráfica 4.14.Relación entre la presión y la profundidad medida para el fluido B.....	73
Gráfica 4.15.Relación entre la presión y la profundidad vertical verdadera para el fluido A.....	74
Gráfica 4.16.Relación entre la presión y la profundidad vertical verdadera para el fluido B.....	75
Gráfica 4.17.Relación entre la caída de presión y la profundidad medida para el fluido A.....	76
Gráfica 4.18.Relación entre la caída de presión y la profundidad medida para el fluido B.....	77
Gráfica 4.19.Relación entre la densidad equivalente y la profundidad medida para el fluido A.....	78
Gráfica 4.20.Relación entre la densidad equivalente y la profundidad medida para el fluido B.....	79
Gráfica 4.21.Relación entre la tasa de flujo y la profundidad medida para el fluido A.....	80
Gráfica 4.22.Relación entre la tasa de flujo y la profundidad medida para el fluido B.....	81
Gráfica 4.23.Relación entre la velocidad de limpieza del hoyo y la profundidad medida para el fluido A.....	82
Gráfica 4.24.Relación entre la velocidad de limpieza del hoyo y la profundidad medida para el fluido B.....	82
Gráfica 4.25.Relación entre la cama de cortes y la profundidad medida para el fluido A.....	83
Gráfica 4.26.Relación entre la cama de cortes y la profundidad medida para el fluido B.....	84

LISTA DE TABLAS

Tabla 3.1. Concentraciones y aditivos para la formulación de los fluidos poliméricos.....	46
Tabla 3.2. Equipos y tecnología utilizados.....	51
Tabla 4.1. Tabla de temperatura, presión y profundidad calculada por el programa Hydraulics System Advantage.....	53
Tabla 4.2. Especificación de diámetros internos (ID), diámetros externos (OD) y profundidades del hoyo.....	57
Tabla 4.3. Resultados del fluido A mediante el modelo BHI del programa Advantage Hydraulics System de Baker Hughes para la obtención del modelo reológico.....	63
Tabla 4.4. Resultados del fluido B mediante el modelo BHI del programa Advantage Hydraulics System de Baker Hughes para la obtención del modelo reológico.....	64



**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN / MONAGAS / VENEZUELA**

**EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO HIDRÁULICO DEL
FLUIDO DE PERFORACIÓN EN HOYOS DE 8 ½ PULGADAS EN
EL CAMPO CARABOBO, MONAGAS - VENEZUELA**

Autor:
Alba Samira Cesín Romero
C.I: 18.173.963
Fecha Noviembre, 2012

Tutores:
Ing. Msc. Rubén Vega
Ing. Jesús Otahola
Ing. Julian Carmona

RESUMEN

El presente trabajo tuvo como objetivo principal, la formulación de un fluido polimérico diseñado para comportarse como un fluido viscoelástico, capaz de transportar los cortes en la sección horizontal del pozo ubicado en el campo Carabobo-Venezuela. Para ello, fueron formulados dos fluidos poliméricos con distintas concentraciones de gomas xánticas y carbonato de calcio, los cuales fueron evaluados mediante las pruebas de reología, filtrado API y retorta. Posteriormente ambos fluidos fueron sometidos a condiciones de presión y temperatura del hoyo, las cuales oscilaron entre 116 °F y 150 °F para la temperatura y para la presión desde 14,7 lpca hasta 2141 lpc, mediante el equipo Fann 70, en esta prueba no se evidenciaron cambios bruscos en el comportamiento reológico con respecto a los resultados obtenidos previamente con el viscosímetro Ofitte 800. Luego, fue determinado el modelo reológico de mejor ajuste según las características de los fluidos mediante el software ADVANTAGE HYDRAULICS SYSTEM, el cual fue Herschel-Buckley. Finalmente se realizó la corrida hidráulica para las dos formulaciones con este mismo software para determinar la eficiencia de limpieza en el hoyo de 8 ½ pulgadas; concluyéndose que al comparar los dos sistemas de fluidos poliméricos, la formulación A tuvo el mejor desempeño hidráulico, comportamiento reológico y la mejor limpieza en el hoyo en comparación con la formulación B, obteniendo aproximadamente 90 % de eficiencia en el transporte de los cortes.

Descriptor: Fluido de perforación, Hidráulica, Limpieza de Hoyo.

INTRODUCCIÓN

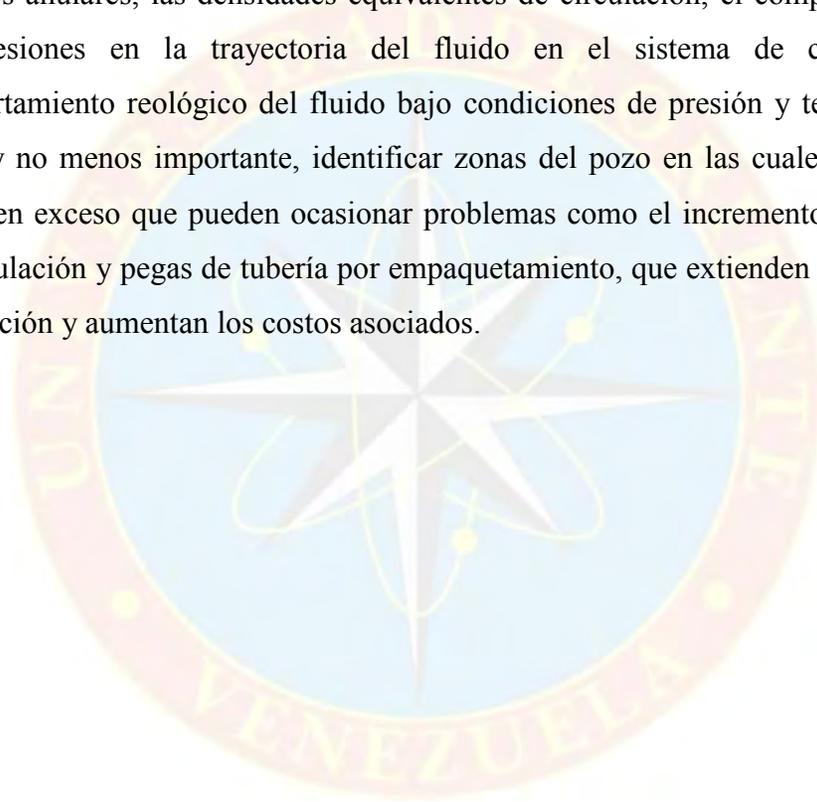
Los fluidos de perforación deben cumplir con diversas funciones para garantizar el éxito de la perforación de cualquier sección de un pozo de petróleo –gas. Entre sus funciones más comunes están: proporcionar energía hidráulica a la sarta para perforar las formaciones, crear un revoque delgado, compresible y de fácil remoción que disminuya al mínimo posible la invasión de filtrado hacia las formaciones perforadas, remover, suspender y transportar los cortes generados por la mecha, minimizar o mitigar el potencial de daño a la formación productora, inhibir las arcillas más reactivas y mantener la estabilidad de la sección.

Para que se cumplan eficazmente cada una de esas funciones, el fluido de perforación debe ser diseñado de tal manera que permita crear un equilibrio entre todos los objetivos que se procuran alcanzar durante la perforación. Actualmente, con la evolución de la perforación de hoyos direccionales se generan nuevos retos para las empresas encargadas de la formulación y manejo del fluido de perforación, por tanto se debe realizar un estudio hidráulico exhaustivo en las etapas de diseño y aplicación del fluido.

Los pozos de producción que se perforan en el Campo Carabobo, bajo la supervisión de la operadora Petrolera SINOVENSA, son hoyos direccionales, perforando secciones de arenas altamente deleznable o muy sensibles a los procesos de erosión bajo patrones de flujo turbulento, de igual forma son altamente permeables lo que hace al pozo susceptible a la invasión del fluido hacia la garganta poral del yacimiento. Por otro lado, la horizontalidad de la sección aunada a elevadas tasas de perforación hace que la remoción y transporte de los cortes se logre a través de procesos más complejos y que deben ser aplicados cuidadosamente.

Con un estudio hidráulico avanzado, aún bajo las limitaciones para comprobar los modelos matemáticos aplicados, es posible perforar los pozos de una forma más segura y con mayor probabilidad de alcanzar todas las metas propuestas.

La hidráulica de perforación, modelada y aplicada correctamente, puede suministrar datos tan valiosos como los patrones de flujo que se generan en los espacios anulares, las densidades equivalentes de circulación, el comportamiento de las presiones en la trayectoria del fluido en el sistema de circulación, el comportamiento reológico del fluido bajo condiciones de presión y temperatura del pozo, y no menos importante, identificar zonas del pozo en las cuales se acumulan cortes en exceso que pueden ocasionar problemas como el incremento de la presión de circulación y pegas de tubería por empaquetamiento, que extienden los tiempos de perforación y aumentan los costos asociados.



CAPÍTULO I

EL PROBLEMA Y SUS GENERALIDADES

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Baker Hughes. (1998), en su manual de ingeniería de fluidos de perforación y completación expresa que: “La hidráulica del fluido de perforación debe ser optimizada para: determinar pérdidas de presión y densidad equivalente de circulación, evaluar los efectos de cambios en las propiedades del fluido que producen sobre el desempeño hidráulico del sistema, optimizar tasas de perforación y, muy importante, asegurar la limpieza del hoyo que se perfora”. Estos y otros objetivos pueden ser alcanzados mediante la implementación del software especializado Advantage System de Baker Hughes, del cual PROAMBIENTE S.A. (PROAMSA) posee licencia para aplicar en sus operaciones de campo.

Desde abril de 2010, la empresa PROAMSA – División Fluidos, ingresó en las actividades de perforación en el Campo Carabobo operado por Petrolera SINOVENSA, este campo pertenece a una de las zonas de explotación y producción de la Faja Petrolera del Orinoco, cuyos yacimientos se caracterizan por ser altamente porosos y permeables, formados por areniscas no consolidadas. La fase de producción se perfora con una mecha de diamantes policristalinos (PDC) de 8 ½ pulgadas y su objetivo es el de atravesar el yacimiento de forma completamente horizontal. Durante la perforación de esta fase se pueden desarrollar elevadas tasas de perforación (ROP) con respecto al diámetro del hoyo a perforar, en consecuencia, se genera una acumulación de cortes en el espacio anular del pozo, creando incrementos sustanciales de las presiones y densidades equivalentes de circulación, que amplifican la probabilidad de ocurrencia de problemas operativos, e incrementan costos no planificados, como pérdidas de circulación y pegadas de tuberías, por ello es vital el buen desempeño hidráulico del fluido de perforación en materia de limpieza del hoyo.

Recientemente, el índice de ocurrencia de pegas de tubería se ha incrementado durante las operaciones de perforación en el campo y, generalmente, atribuyen este tipo de problemas a las propiedades reológicas del fluido de perforación, aún sin realizar una evaluación exhaustiva de la hidráulica de perforación, o guiándose a través de resultados hidráulicos obtenidos con el uso de ecuaciones empíricas.

Para la perforación de la fase de producción en el área de estudio, actualmente, se utiliza un sistema de fluido polimérico densificado con carbonato de calcio que está diseñado para comportarse como un fluido viscoelástico para acarrear eficientemente los cortes generados. Una de las metas de PROAMSA es garantizar un desempeño hidráulico efectivo del fluido de perforación en cuanto a limpieza del hoyo, estabilidad de la formación, control de densidades equivalentes de circulación, comportamiento de fluido bajo las condiciones de presión y temperatura del pozo. Para ello ha decidido desarrollar la presente investigación con la finalidad de proporcionar tanto al personal interno como a representantes de la operadora, las herramientas necesarias para corroborar y mejorar los procedimientos operativos durante la perforación de la fase de producción. Para cumplir con la meta fijada; se utilizará el software AVANTAGE SYSTEM de Baker Hughes a través del cual se podrán utilizar los modelos reológicos de mejor ajuste y de uso comprobado en la industria de perforación de pozos para cotejar patrones de flujo, tasas de circulación, densidades equivalentes de circulación, identificación de zonas críticas por acumulación de cortes y de esta forma proponer las recomendaciones respectivas.

1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.2.1 Objetivo General

Evaluar el comportamiento hidráulico del fluido de perforación durante el desarrollo de las fase de 8 ½ pulgadas en el campo Carabobo, Monagas, Venezuela.

1.2.2 Objetivos Específicos

- Establecer los parámetros que intervienen en el diseño del análisis hidráulico.
- Analizar la relación del esfuerzo de corte y tasas de deformación en el fluido de perforación bajo condiciones de presión y temperatura del hoyo.
- Determinar el modelo reológico que mejor se ajuste al comportamiento del fluido de perforación en la fase de producción mediante el software ADVANTAGE HYDRAULICS SYSTEM de Baker Hughes.
- Obtener la eficiencia del desempeño hidráulico del fluido durante la perforación de la fase de producción.

1.3 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN

El análisis del comportamiento hidráulico del fluido de perforación es necesario en toda operación en la industria de perforación de pozos, con el se pueden evitar ciertos problemas operacionales y/o mejorar los procedimientos de perforación. El fluido debe poseer el comportamiento deseado durante las etapas de diseño con la finalidad de garantizar la limpieza efectiva del pozo, prevenir la erosión, evitar excesivas densidades equivalentes de circulación, a fin de prevenir problemas de: Inestabilidad del pozo, pegas de tuberías, pérdidas de circulación y control de pozos.

Para PROAMSA es de vital importancia garantizar que el fluido de perforación cumpla con todas las funciones para las que ha sido diseñado. Por ello, se propuso realizar un análisis hidráulico general en la etapa más crítica del pozo, la fase de producción, que por su horizontalidad genera retos de envergadura en cuanto al transporte de los cortes generados por la mecha, control de las presiones y estabilidad de las arenas no consolidadas que caracterizan a los bloques de explotación de la Faja Petrolífera del Orinoco.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN

Kelessidis, V y Mpandelis, G. (2004), desarrollaron el trabajo de investigación titulado: “Hydraulic Parameters Affecting Cuttings Transport For Horizontal Coiled Tubing Drilling”, En este trabajo fueron capaces de predecir el flujo mínimo necesario para erosionar la cama de recortes, mediante la teoría Kelvin- Helmholtz, logrando determinar los parámetros que afectan el transporte de cortes en pozos horizontales. El ensayo fue formulado con agua y soluciones acuosas de carboximetilcelulosa (CMC) con flujo circulante y sin rotación concéntrica en el anular. Las partículas utilizadas para la simulación de la cama de cortes fueron esferas de vidrio con diámetros de 2mm y una densidad de 2,59 g/cm³, con una concentración de sólidos de 0,4 a 0,6 % w/v, variando la tasa de flujo. En esta investigación concluyeron que si la velocidad del fluido no es suficiente, se inicia la formación de una cama de ripios en la parte baja del hoyo y es necesario una tasa de flujo específica para erosionar esa cama de cortes.

Chowdhury, D; Skalle, P y Mahbubur, R. (2009), elaboraron el trabajo de investigación titulado: “Prediction Of Stand Pipe Pressure Using Conventional Approach”, donde utilizaron cuatro modelos reológicos (Modelo Newtoniano, Plástico de Bingham, la Ley de Potencia y Herschel–Buckley) que fueron probados para determinar cuál de ellos tenía la habilidad de predecir con suficiente certeza la caída de presión por fricción total en el circuito hidráulico (SPP). Los datos reológicos usados fueron seleccionados de acuerdo a la prueba de circulación durante la perforación del pozo vertical en el campo Po-Italiaylas constantes reológicas asociadas con cada uno de los cuatro modelos, son calculadas usando el análisis de

regresión, para las tres tasas de flujo usadas durante la prueba de circulación, logrando concluir que con el modelo de Bingham, la SPP obtuvo valores muy cercanos a los obtenidos durante la perforación, arrojando un error máximo de 1,2% en comparación con los demás modelos, sin embargo no pudieron mantener dicha teoría debido a que la pérdida es basada en un número lejano a la realidad.

Hussain, H. (2010), presentó el trabajo de investigación titulado: “Simulation of the Cuttings Cleaning During the Drilling Operation”, en esta investigación fueron adaptadas la ecuación de Navier-Stake, la ecuación de continuidad y la ecuación de ley de la potencia de fluidos newtonianos, con el fin de estabilizar el modelo matemático del proceso de transporte en el espacio anular del pozo, donde la constante del modelo de la ley de la potencia fué evaluada experimentalmente por tres tipos de fluidos de perforación diferentes, logrando determinar que el transporte de los cortes y el rendimiento de la limpieza del hoyo se ve afectado directamente por el galonaje de perforación por el tamaño y forma de la partícula.

2.2 DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

2.2.1 Faja del Orinoco

La Faja del Orinoco comprende cuatro grandes áreas de acumulaciones de crudo pesado y extrapesado: Carabobo, Ayacucho, Junín y Boyacá. Carabobo se ubica en la zona centro-sur del estado Monagas y sur- este del estado Anzoátegui; Ayacucho se ubica al centro-sur del estado Anzoátegui; Junín al Sur-Este del estado Guárico y sur- oeste de Anzoátegui; Boyacá al centro- sur de Guárico (Figura 2.1).



Figura 2.1. Ubicación geográfica de la faja petrolífera del Orinoco
Fuente: Base de datos de PROAMSA, (2010).

2.2.2 Campo Carabobo (área SINOVENSA)

Está ubicado entre el extremo Sur- Oriental del estado Anzoátegui y todo el sur del estado Monagas. Limita al norte con los campos maduros del distrito Morichal de PDVSA petróleo, al sur con el Río Orinoco, al este con el Campo Ayacucho y al oeste con el estado Delta Amacuro. Esta comprendido por 9 bloques, de los cuales 2 se encuentran en explotación actualmente y 4 bloques en etapa de asignación, posee una extensión de 500 Km² y un total de 40 pozos petroleros.

2.3 BASES TEÓRICAS

2.3.1 Fluidos de perforación

Según el Instituto Americano de Petróleo (API), es aquel fluido empleado en la perforación rotatoria, el cual debe poseer características físicas y químicas idóneas para desempeñar funciones específicas durante dicha operación. El término fluido comprende líquidos, gases o mezclas de los mismos. Los fluidos de perforación se componen de una fase líquida o fase continua que puede ser agua, aceite o emulsión de éstos, y una fase sólida o fase dispersa que contiene la mayoría de los aditivos que brindan las propiedades necesarias para una óptima operación.

2.3.2 Funciones de los fluidos de perforación

Estas funciones describen las tareas que el fluido de perforación es capaz de desempeñar, aunque algunas de éstas no son esenciales en cada pozo, el control de las presiones de la formación son funciones sumamente importantes. Aunque el orden de importancia será determinado por las condiciones del pozo y las operaciones en curso, las funciones más comunes del fluido de perforación son las siguientes: (M.I. Drilling Fluids, 2002).

- Retirar los recortes del pozo.
- Controlar las presiones de la formación.
- Suspender y descargar los recortes.
- Obturar las formaciones permeables
- Mantener la estabilidad del hoyo.
- Enfriar, lubricar y soportar la sarta.
- Controlar la corrosión.
- Transmitir la energía hidráulica a las herramientas y a la mecha. (M.I. Drilling Fluids, 2002).

2.3.3 Propiedades fundamentales de los fluidos de perforación

Todas las propiedades de un fluido de perforación deben ser controladas debidamente para asegurar un desempeño adecuado del fluido durante las operaciones de perforación, dichas propiedades son:

2.3.3.1 Punto cedente

Según M.I Drilling Fluids. 2002, es una medida de las fuerzas electroquímicas o de atracción en un fluido. Estas fuerzas son el resultado de las cargas negativas y

positivas ubicadas en o cerca de las superficies de las partículas. El punto cedente depende de las propiedades superficiales de los sólidos del fluido, la concentración volumétrica de los sólidos y el ambiente eléctrico de estos sólidos (concentración y tipos de iones en la fase fluida del fluido).

La alta viscosidad que resulta de un alto punto cedente o de altas fuerzas de atracción puede ser causada por la descomposición de las partículas de arcilla por la acción trituradora de la mecha y tubería de perforación, creando nuevas fuerzas residuales en los bordes rotos de las partículas. Estas fuerzas tienden a juntar las partículas en una forma desorganizada o formando flóculos.

El punto cedente (PC) en libras por cien pies cuadrados ($\text{lb}/100\text{pie}^2$) se calcula a partir de los datos del viscosímetro, de la siguiente manera:

$$\text{PC (Lb}/100 \text{ pies}^2) = \theta 300 \text{ RPM} - \text{VP} \quad (2.1)$$

Donde:

PC: punto cedente, ($\text{Lb}/100 \text{ pies}^2$)

$\theta 300$ = lectura del viscosímetro a 300RPM

VP = viscosidad plástica, cP (centipoise)

2.3.3.2 Tixotropía y esfuerzos de gel

La tixotropía es la propiedad demostrada por algunos fluidos que forma una estructura de gel cuando están estáticos, regresando luego al estado de fluido cuando se aplica un esfuerzo de corte. La resistencia de gel formada 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 fomente o impida el enlace de las partículas, aumentará o reducirá la tendencia a gelificación de un fluido, como el tiempo de esfuerzo de gel, es importante en la suspensión de los recortes y del material

densificante. Los esfuerzos de gel excesivos pueden causar complicaciones, tales como las siguientes:

- Entrampamiento del aire o gas en el fluido
- Presiones excesivas cuando se interrumpe la circulación después de un viaje.
- Reducción de la eficacia de los equipos de remoción de sólidos.
- Presiones de pistoneo excesivas al sacar la tubería del pozo.
- Aumento brusco de la presión durante la introducción de la tubería en el pozo.
- Incapacidad para bajar las herramientas de registro hasta el fondo.

La formación de geles progresivos o geles instantáneos puede indicar problemas en el sistema de fluido. Una variación muy amplia entre la lectura inicial de gel mediante el viscosímetro (10 segundos) y las indicaciones de gel a 10 y 30 minutos, constituye la formación de los denominados geles progresivos, e indica la acumulación de sólidos. Si las indicaciones de gel inicial y gel de 10 minutos son altas y muestran muy poca diferencia entre ellas, esto representa la formación de los llamados geles instantáneos, y puede indicar que ha ocurrido floculación.

La gelificación de un fluido le proporciona al mismo una “memoria” de su pasado, y debe ser tomada en cuenta cuando se toman medidas significativas de las propiedades reológicas. Si se deja reposar un fluido por un tiempo determinado antes de medir el esfuerzo de corte a una velocidad de corte determinada, será necesario mantener dicha velocidad de corte por cierto tiempo, antes de que se pueda medir un esfuerzo de corte en el equilibrio. Todos los enlaces entre partículas que pueden romperse a dicha velocidad de corte deberán romperse, si no el esfuerzo de corte medido será más alto que el esfuerzo de corte en el equilibrio verdadero. El tiempo

requerido depende del grado de gelificación que haya ocurrido en la muestra. (Kelco Oil Field Group, 2002).

2.3.3.3 Esfuerzo de corte

Es la fuerza requerida para mover cierta área del fluido y está expresada en $\text{lb}/100 \text{ pie}^2$

La deformación de un fluido puede ser descrita sencillamente por dos láminas paralelas separadas por alguna distancia. Una fuerza “F”, actuando sobre un área “A”, causa que las laminas se deslicen una sobre la otra. Sin embargo, existe una resistencia ó arrastre friccional, que se opone al movimiento de estas láminas. Dicha resistencia ó arrastre por fricción que se opone al movimiento entre capas de fluidos, se denomina el esfuerzo de corte (τ).

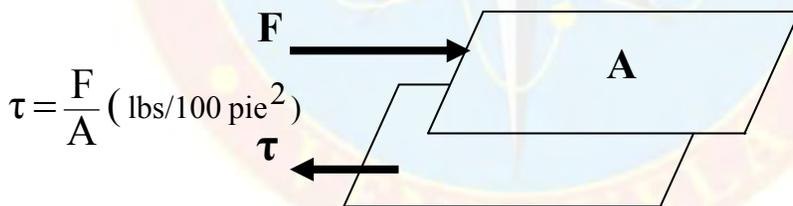


Figura 2.2. Perfil del esfuerzo de corte entre capas del fluido

Fuente: Manual M-I Drilling Fluids Engineering, 2002.

A nivel de campo puede considerarse el esfuerzo de corte como la presión ejercida durante la circulación del fluido o presión de bomba. Cuando el fluido pasa a través de las boquillas o jets de la mecha, sufre el mayor adelgazamiento por corte y, por lo tanto, tendrá baja viscosidad, lo cual es positivo debido a que la velocidad de penetración mejora. (M.I Drilling Fluids. 2002).

2.3.3.4 Tasa de corte (s-1)

Según Baker Hughes (2005), es la velocidad a la cual se desenvuelve el esfuerzo de corte en el fluido, en comportamiento dinámico de desplazamiento y su variación es puntual a través de todo el sistema de circulación. La tasa de corte es mayor en la mecha y menor en los tanques de fluido; está expresada en segundo recíproco. En el campo, la tasa de corte está relacionada con la velocidad del fluido en el espacio anular y en la tubería.

La relación entre el esfuerzo de corte y la tasa de corte se define como la viscosidad de un fluido.

2.3.3.5 Lecturas a baja tasa de corte

Las lecturas a baja o muy baja tasa de corte se obtienen a través de las lecturas en el viscosímetro a 6 RPM y 3 RPM, respectivamente. A través de numerosos estudios de laboratorio y experiencia de campo, se ha determinado que los valores de viscosidad a bajas velocidades de corte tienen un mayor impacto sobre la limpieza del pozo que el punto cedente, además de proporcionar la suspensión de barita bajo condiciones tanto dinámicas como estáticas. (Baker Hughes, 2005).

2.3.3.6 Viscosidad

Según Kelco Oil Field Group. 2002, es la resistencia interna que ofrece un fluido a fluir (deformarse). Para las mediciones de viscosidad se emplea el embudo Marsh que mide la viscosidad del fluido en un tiempo medido. El valor resultante es un indicador cualitativo de la viscosidad del fluido. La viscosidad aparente, se obtiene de la lectura de 600 rpm dividida entre dos.

La unidad más usada para expresar la viscosidad (μ) es el Poise. Se calcula dividiendo el esfuerzo de corte (τ), por la velocidad de corte (γ), como se muestra a continuación:

$$\mu = \tau / \gamma \quad (2.2)$$

Donde:

μ : viscosidad, poise

τ : esfuerzo de corte(fuerza/área), dinas/cm²

γ : velocidad o tasa de corte, s⁻¹

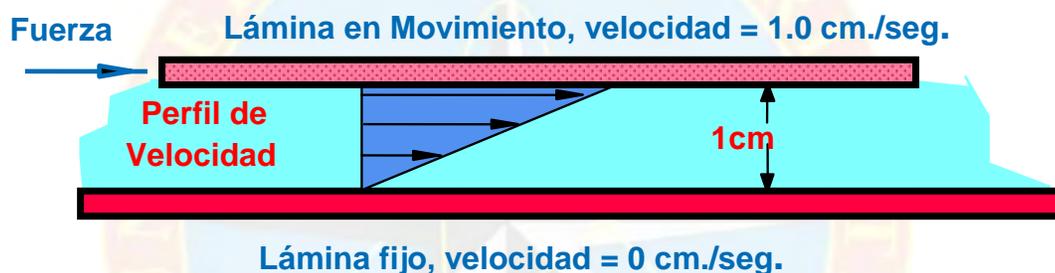


Figura 2.3. Perfil de la viscosidad de un fluido

Fuente: Technical Handbook, 2002.

2.3.3.7 Viscosidad efectiva

Se define como la viscosidad que tendría un fluido newtoniano que exhibe el mismo esfuerzo de corte a una tasa de corte determinada. Debe ser determinada bajo condiciones específicas que incluyen: Tasa de corte, presión y temperatura. (Baker Hughes. 1998).

La viscosidad efectiva será:

- Relativamente alta a bajas tasas de corte.
- Relativamente baja a altas tasas de corte.

2.3.3.8 Viscosidad plástica

Resistencia del fluido a fluir, causada principalmente por la fricción mecánica entre las partículas suspendidas y por la viscosidad de la fase fluida. La viscosidad plástica es afectada principalmente por: la concentración de sólidos, el tamaño y forma de los sólidos, la viscosidad de la parte fluida, las relaciones aceite-agua (A/A) o sintético-agua (S/A) en los fluidos de emulsión inversa. La fase sólida es lo que más interesa al ingeniero de fluidos; un aumento de la viscosidad plástica puede significar un aumento 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.

Según Baker Hughes (1998), con el uso del viscosímetro, este parámetro se puede determinar a través de la siguiente ecuación:

$$VP \text{ (cP)} = \theta 600 \text{ RPM} - \theta 300 \text{ RPM} \quad (2.3)$$

Donde:

VP: viscosidad plástica, cP

$\theta 600$ = lectura a 600 rpm

$\theta 300$ = lectura a 300 rpm

2.3.3.9 Índice de consistencia

Este parámetro describe solamente el flujo dinámico de un fluido, ya que los efectos viscosos atribuidos al esfuerzo cortante de un fluido no son parte del índice de consistencia. Se denota con la letra “k”. (Baker Hughes. 2005).

2.3.3.10 Índice de comportamiento

Es 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. El grado de comportamiento no newtoniano de un fluido se expresa con la letra “n”. (Baker Hughes. 2005).

2.3.3.11 Porcentaje de líquidos y sólidos

El porcentaje de un fluido base aceite puede ser determinado con el equipo de retorta. El análisis puede requerir más tiempo que un fluido base agua. Las sales disueltas en la porción acuosa del fluido permanecen en la retorta como sólidos. El análisis de retorta es usado como una guía para controlar la relación aceite/agua y el contenido de sólidos del fluido base aceite. En base a esto se tiene:

- Contenido de agua: es el agua presente en el fluido, es el más abundante y económico dispersante para controlar sólidos por dilución, cuando contiene calcio y/o magnesio se le conoce con el nombre de agua dura. Estos iones disminuyen el rendimiento de las arcillas y alteran el comportamiento reológico del fluido. (Baker Hughes, 1998).
- Contenido de sólidos: es la proporción de sólidos que existe en el fluido. La densidad, viscosidad, el esfuerzo de gelatinización y la pérdida de filtración dependen principalmente de la cantidad, composición y estructura de su contenido de sólidos y, por ello, se presta importancia a su determinación. En los fluidos base aceite, los sólidos deben estar completamente humedecidos con aceite. Los sólidos absorben el aceite y se humedecen, de modo que hay menos aceite disponible para mantener separadas las gotas de agua. (Baker Hughes, 1998).

2.3.4 Tipos de fluidos de perforación según su fase continua

Generalmente se pueden clasificar en tres (3) tipos dentro de las operaciones de perforación, los cuales se pueden ubicar: los fluidos de perforación base agua, base aceite, y los neumáticos o aireados. (Prieto, 2007).

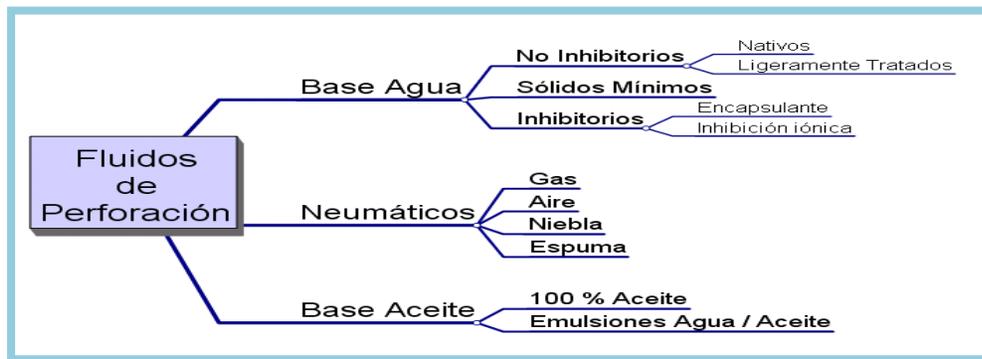


Figura 2.4. Tipos de fluidos de perforación

Fuente: Fluidos de perforación. 2003.

2.3.4.1 Fluidos base agua

Son aquellos cuya fase continua es el agua, pudiendo ser esta fresca o salada y es el medio de suspensión de los sólidos. Los fluidos base agua resultan ser por lo general más económicos que otros sistemas de fluidos, como por ejemplo, los base aceite. Los sistemas base agua son versátiles y se utilizan para perforar formaciones no reactivas, esta última condición requiere que los sistemas base agua se clasifiquen internamente en función de su efecto sobre las arcillas de formación. (Baker Hughes, 1998).

Entre los fluidos base agua se pueden encontrar los siguientes tipos de fluidos:

Fluidos de agua fresca no inhibidos: tienen como característica básica una fase acuosa que contiene sal a bajas concentraciones y arcillas sódicas. Son simples y económicos, ya que los aditivos más usados para estos fluidos son viscosificantes, dispersantes, soda cáustica y barita. (Baker Hughes, 1998).

Fluidos de agua fresca: utilizados en formaciones duras, el agua utilizada puede ser dulce o salada dependiendo de la disponibilidad. Se emplean altas

velocidades anulares para la remoción de los sólidos y se complementan con el bombeo de píldoras viscosas. (Baker Hughes, 1998).

Fluidos base agua nativos: en muchísimas áreas se consiguen formaciones arcillosas y lutíticas en superficie, las cuales se mezclan con el agua formando fluidos de perforación naturales que tienden a tener altas viscosidades a medida que recirculan. Requieren de una alta dilución.

Existen otros tipos de fluidos base agua, diseñados para cumplir funciones específicas en el pozo a perforar. Entre ellos están: fluidos de agua/bentonita, fluidos con taninos/soda caústica, fluidos base agua inhibidos, fluidos a base de polímeros, fluidos tratados con cal, fluidos con lignosulfonato de cromo, fluidos en agua salada. (Baker Hughes, 1998).

2.3.4.2 Fluidos de perforación base gaseosa

Son fluidos de perforación cuya fase continua está constituida por gas o aire, es utilizado en áreas donde las pérdidas de circulación son severas y también en zonas extremadamente duras o altamente consolidadas, ya que este tipo de fluido permite obtener altas tasas de penetración. Su utilización permite además una mayor eficiencia y duración de la mecha, un control estricto sobre las pérdidas de circulación, causa daño mínimo a las formaciones prospectivas y una evaluación continua e inmediata de los hidrocarburos. (Baker Hughes, 1998).

2.3.4.3 Fluidos base aceite

Un fluido base aceite se define como aquel cuya fase continua es aceite y su fase discontinua es agua dulce o salada y demás partículas sólidas. Su uso se remonta a mediados del siglo pasado y su objetivo principal inicialmente era evitar el daño a

las formaciones productoras. Existe una tendencia en la aplicación de tecnologías actuales a usar fluidos con alta relación aceite/agua, mayores a las utilizadas con anterioridad. Dos razones principales de lo anterior incluyen, incremento de la velocidad de perforación, favoreciéndose los costos, y una mayor estabilidad a las contaminaciones que puedan afectar el comportamiento del fluido.

El uso de un fluido base aceite resulta de gran inconveniencia en cuanto a su efecto a las sensibilidades del medio ambiente que se perfora. Por esta razón es necesario el uso de sistemas especiales para reducir los efectos adversos en la vida marina o en la flora y fauna terrestre. Por tal motivo, muchas veces es preferible utilizar un fluido base agua que sea más amigable con el medio ambiente. Estos fluidos son utilizados en formaciones solubles al agua, pozos profundos y a altas temperaturas, formaciones con presencia de lutitas hidratables, pozos desviados, entre otros. (Baker Hughes, 1998).

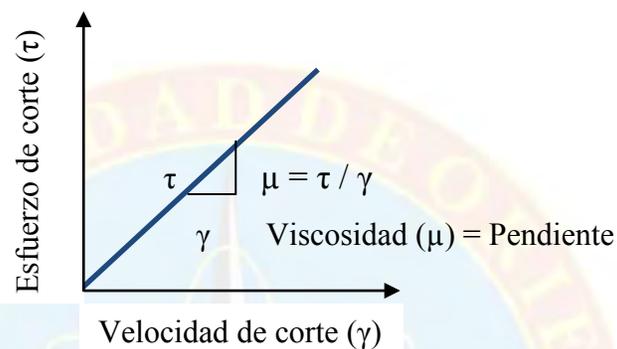
2.3.5 Tipos de fluidos según su característica reológica

La distinción entre fluidos newtonianos y fluidos no-newtonianos se basa en la diferente relación que existe, en unos y otros, entre la aplicación de un esfuerzo tangencial y la velocidad con que se deforman. Según Baker Hughes. 1998, estos fluidos se clasifican en:

2.3.5.1 Fluidos newtonianos

La clase más simple de fluidos es la clase de fluidos newtonianos. Los fluidos base de la mayoría de los fluidos de perforación (agua dulce, agua salada, aceite diesel, aceites minerales y aceites sintéticos) son newtonianos. En estos fluidos el esfuerzo de corte es directamente proporcional a la velocidad de corte, como lo indica la gráfica 2.4. La viscosidad de un fluido newtoniano es la pendiente de la línea que

resulta al graficar el esfuerzo de corte conjuntamente en su respectiva velocidad de corte. El esfuerzo de cedencia, que es el esfuerzo requerido para iniciar el flujo de un fluido newtoniano, siempre será cero, y en la práctica, al duplicar la velocidad de corte, el esfuerzo de corte también se duplica.



Gráfica 2.4. Perfil de flujo en fluidos newtonianos

Fuente: Fluidos Manual de Ingeniería, 1998.

Los fluidos newtonianos, por sí solos, no son capaces de suspender los recortes de perforación y el material densificante bajo condiciones estáticas. Cuando los fluidos newtonianos, como el agua dulce o salada, las salmueras, o los aceites, son usados para perforar, el pozo debería ser sometido a circulaciones o barridos de limpieza periódicamente y antes de realizar los viajes de tubería. (Baker Hughes, 1998).

Consideraciones:

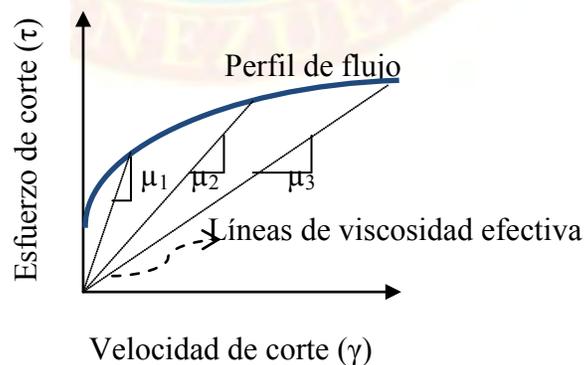
- Al aplicar un esfuerzo tangencial, el fluido se pondrá en movimiento sin importar cuán pequeño sea el esfuerzo.
- Se caracterizan por cumplir con la ley de Newton.
- La viscosidad en un fluido newtoniano no depende del tiempo de aplicación del esfuerzo, aunque, si puede verse afectada por la temperatura y la presión. (Baker Hughes, 1998).

2.3.5.2 Fluidos no newtonianos

Son aquellos que no exhiben relación lineal entre el esfuerzo de corte y la tasa de corte aplicada. Requieren un determinado esfuerzo de corte para iniciar el flujo y su viscosidad depende de la tasa de corte aplicada. La mayoría de los fluidos de perforación son fluidos no newtonianos.

Los fluidos no newtonianos muestran una relación de esfuerzo de corte/velocidad de corte, de la manera ilustrada en la gráfica 2.5. La diferencia fundamental entre ambos tipos de fluidos, es que en fluidos newtonianos existe directa proporcionalidad entre velocidad de corte y esfuerzo de corte, de modo que el perfil de flujo parte desde el origen, traduciéndose eso en que el esfuerzo de cedencia es siempre igual a cero (0); mientras que en los fluidos no newtonianos, no existe la directa proporcionalidad, puesto que al fluido debe aplicársele un determinado esfuerzo de corte (esfuerzo de cedencia $\neq 0$) para que el mismo comience a fluir (velocidad de corte > 0), lo que hace que la curva de perfil de flujo no parta desde el origen cartesiano.

La relación de esfuerzo de corte a velocidad de corte no es constante, sino diferente a cada velocidad de corte, lo que significa que un fluido no newtoniano no tiene ninguna viscosidad única o constante que pueda describir su comportamiento de flujo a todas las velocidades de corte. (Baker Hughes, 1998).



Gráfica 2.5. Perfil de flujo en fluidos no newtonianos
Fuente: Fluidos Manual de Ingeniería, 1998.

Consideraciones:

- Se caracterizan por su comportamiento en el tiempo. Pueden ser dependientes o independientes del tiempo.
- No poseen una viscosidad constante.
- En la mayoría de los fluidos no newtonianos se presenta el efecto de disminución de la viscosidad con la tasa de corte.
- Los esfuerzos son dependientes de la capacidad del fluido para formar estructuras.

Por lo general, los fluidos de perforación se formulan como no newtonianos porque ofrecen las siguientes ventajas:

- A altas velocidades (altas velocidades de corte) en el interior de la sarta de perforación, la viscosidad del fluido disminuye hasta tener valores bajos. Esta condición reduce la presión de circulación y las pérdidas de presión dentro de los componentes tubulares.
- A velocidades más bajas (velocidades de corte más bajas) dentro del espacio anular, el fluido tiene viscosidades más altas que facilitan la limpieza del hoyo.
- A una velocidad demasiado baja, la viscosidad del fluido alcanza su más alto valor, y cuando no hay circulación, el fluido desarrolla los esfuerzos de gel que permiten la suspensión de la barita y los recortes de perforación. (Baker Hughes, 1998).

2.3.6 Regímenes de flujo

Los patrones de flujo principalmente se diferencian por el orden o desorden que describen sus capas cuando fluyen, cuando una capa de fluido se mueve más rápido

que otra, se desarrollan fuerzas de fricción que actúan de forma tangencial a las mismas. La fricción generada tratará de generar rotación entre las partículas y la viscosidad del fluido intentará impedir la rotación de las partículas. Existen tres tipos básicos de regímenes de flujo: laminar, turbulento y transitorio. (Mendoza L.2010).

2.3.6.1 Flujo laminar

Tiene lugar entre bajas y moderadas velocidades de corte en que las capas de fluido pasan unas junto a otras en forma ordenada. Este movimiento es paralelo a las paredes de la tubería a través del cual se mueve el fluido. La fricción entre el fluido y las paredes del hoyo es menor en este tipo de flujo. Los parámetros reológicos del fluido son importantes para el cálculo de las pérdidas de presión por fricción en fluidos de flujo laminar. (Mendoza L.2010).

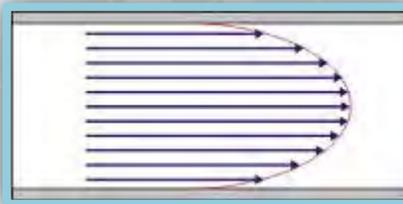


Figura 2.5. Régimen Flujo laminar

Fuente: Mendoza, 2010.

2.3.6.2 Flujo turbulento

Se produce a altos índices de cizallamiento, cuando el fluido se mueve en forma caótica. En el flujo turbulento las partículas son arrastradas por giros al azar y remolinos de corriente. La fricción entre el fluido y las paredes del hoyo es mayor para este tipo de flujo. Los parámetros reológicos no son de gran significación en el

cálculo de las pérdidas de presión friccional para fluidos en flujo turbulento. (Mendoza L.2010).



Figura 2.6. Flujo turbulento
Fuente: Mendoza, 2010.

2.3.6.3 Flujo transicional

Según Global Management, (2011). El flujo transicional tiene lugar cuando el flujo cambia de flujo laminar a flujo turbulento o viceversa. La velocidad crítica de un fluido es la velocidad particular a la cual el flujo cambia de laminar a turbulento o viceversa. Para determinar el patrón de flujo se suele utilizar el número de Reynolds, que es un número adimensional que relaciona la densidad del fluido, la velocidad, la viscosidad y el diámetro del conducto por donde se desplaza el fluido. Su ecuación se expresa como se muestra a continuación:

$$Re = \frac{\rho * V * D}{\mu} \quad (2.4)$$

Donde:

Re: número de Reynolds

ρ : densidad

V: velocidad del fluido, lbs/gal

D: diámetro interno de la tubería, pulg

μ : viscosidad, cP.

En fluidos newtonianos se suele seguir la siguiente regla una vez que se ha calculado el número de Reynolds:

- Si $Re \leq 2000$, el flujo será laminar.
- Si $2000 < Re \leq 4000$, el flujo será transicional.
- Si $Re > 4000$, el régimen de flujo es turbulento.

2.3.7 Problemas que interrumpen la perforación de un pozo de petróleo y/o gas

Durante la perforación de un pozo de petróleo y/o gas ocurren con frecuencia diversos problemas como la pérdida de circulación, la arremetida y el atascamiento de la sarta, bien sea el mecánico o el diferencial. Según Análisis Hidráulico con ADVANTAGE HYDRAULICS SYSTEM. (2010), los problemas operacionales que interrumpen la perforación de un pozo son:

- Pérdida de circulación.
- Atascamiento de la sarta.
- Arremetida.

2.3.8 Presiones de surgencia y suabeo

Según Baker Hughes. 1998, ambas presiones son de especial importancia para la vida útil y segura de un pozo, las cuales son definidas a continuación:

2.3.8.1 Presión de surgencia

Cuando la sarta de perforación se corre en el hoyo, la fricción del fluido de perforación que se mueve contra la tubería hace que el fondo del hoyo experimente un aumento de presión, lo que es llamado presión de surgencia. (Baker Hughes. 1998)

2.3.8.2 Presión de suabeo

Cuando la tubería se saca del hoyo, este experimenta una disminución en la presión total, conocida como presión de suabeo o succión.

Ambas presiones son de especial importancia en pozos con un pequeño margen entre la presión de poro y la de fractura. Al correr con la tubería en el hoyo de manera demasiado rápida, se pueden producir fracturas del pozo y pérdida de circulación. Al salir del pozo demasiado rápido se puede ocasionar el influjo de los fluidos de la formación (arremetida), relleno excesivo en los viajes y otros problemas de inestabilidad del pozo. (Baker Hughes. 1998).

2.3.9 Programa hidráulico ADVANTAGE HYDRAULICS SYSTEM de Baker Hughes

El ADVANTAGE HYDRAULICS SYSTEM es un sistema de Baker Hughes INTEQ integrado por una plataforma para la planificación, reportes y análisis de pozos terminados. Es una plataforma modular que permite personalizar características dependiendo del servicio proporcionado. Las características del fluido de perforación incluyen un exhaustivo reporte y módulos de ingeniería.

El programa de ingeniería de ADVANTAGE utiliza sofisticados modelos de hidráulica y de limpieza de hoyo, los cuales están diseñados para dar la mejor estimación disponible de la tasa de flujo requerida para mantener una óptima limpieza del hoyo. El programa ha sido desarrollado con una combinación de bases teóricas y la verificación en el campo. (Baker Hughes. 2001).

Figura 2.7. Reporte diario del fluido de perforación.
Fuente: ADVANTAGE System, 2001.

2.3.10 Reología

Es el estudio de la manera en que la materia se deforma y fluye. Se trata de una disciplina que analiza principalmente la relación entre el esfuerzo de corte y la velocidad de corte, y el impacto que estos tienen sobre las características de flujo dentro de los materiales tubulares y los espacios anulares.

La reología y los cálculos de hidráulica proporcionan los medios necesarios para ajustar las propiedades del fluido, el caudal y las toberas con el fin de optimizar estos recursos bajo las restricciones impuestas por los aparatos del equipo de perforación. El objetivo principal de la optimización de la hidráulica es lograr un equilibrio entre el control del pozo, la limpieza del pozo, la presión de bombeo, la densidad equivalente de circulación (ECD) y la caída de presión a través de la mecha. La densidad y las propiedades reológicas del fluido son los parámetros que afectan esta eficacia hidráulica. Si se supone que la densidad del fluido es mantenida a un nivel mínimo seguro para el control del pozo y la estabilidad del pozo, entonces la optimización de la hidráulica depende de las propiedades reológicas del fluido y del caudal. (Kelco Oil Field Group, 2002).

2.3.11 Modelos reológicos

Según Baker Hughes. 1998, un modelo reológico es un conjunto de ecuaciones matemáticas que permiten describir el comportamiento de la relación entre tasas y esfuerzos de corte.

2.3.11.1 Modelo newtoniano

Para un fluido newtoniano, la relación del esfuerzo de corte a la tasa de corte es constante. Esta constante es la viscosidad del fluido. Así, la ecuación que describe la reología de un fluido newtoniano se puede expresar como:

$$\mu = \tau/\gamma \quad (2.5)$$

Donde:

μ : viscosidad, poise (dina-s/cm²)

τ : esfuerzo de corte (fuerza/área), dinas/cm²

γ : tasa de corte, s⁻¹

2.3.11.2 Modelo plástico de Bingham

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. Este modelo supone que el esfuerzo de corte es una función lineal de la tasa de corte, una vez que se ha excedido un esfuerzo de corte específico (el esfuerzo de corte umbral o punto cedente) y se expresa como:

$$\tau = PC + VP (\dot{\gamma}) \quad (2.6)$$

Donde:

PC: Punto cedente, lb/100 pie²

Debido a que este modelo se desarrolló a partir de datos determinados entre las tasas de corte de 500 a 1000 s⁻¹, caracteriza mejor un fluido a tasas de corte más altas. El PC y la VP se calculan a partir de datos obtenidos con un viscosímetro concéntrico convencional, a lecturas de 600 y 300 rpm, mediante las siguientes ecuaciones:

$$VP = \theta_{600} - \theta_{300} \quad (2.7)$$

$$PC = \theta_{300} - VP \quad (2.8)$$

La tasa de corte en rpm, multiplicada por 1,702, es la tasa de corte en s⁻¹, para los reómetros convencionales utilizados en campos petroleros. Una vez que se han determinado los valores de VP y PC, se puede utilizar el modelo para determinar el esfuerzo de corte a cualquier tasa de corte. (Baker Hughes, 1998).

2.3.11.3 Ley exponencial

El 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 papel de coordenadas doblemente 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 de perforación en el anular. El modelo de la ley exponencial es:

$$\tau = K\gamma^n \quad (2.9)$$

Donde:

K: índice de consistencia del fluido, $\text{lb-s}^n/100 \text{ pie}^2$

N: exponente de la ley exponencial, adimensional

Los parámetros reológicos n y K se pueden calcular a partir de dos puntos de datos cualesquiera de tasa de corte/esfuerzo de corte. (Baker Hughes, 1998).

2.3.11.4 Modelo Herschel-Buckley (Modelo de la Ley Exponencial Modificado)

Este modelo combina las características de los modelos newtoniano, plástico de Bingham y de la Ley Exponencial. Es un modelo de tres parámetros que reproduce los resultados de los tres modelos anteriores cuando se han medido los parámetros apropiados. Desafortunadamente, los tres parámetros son difíciles de derivar en base a las lecturas del reómetro. En la práctica, se supone que el PC es igual a la lectura de 3 rpm. En base a este supuesto, se calcula n y K. La forma general de la ecuación según Baker Hughes. 1998, es:

$$\tau = PC + K\gamma^n \quad (2.10)$$

Donde:

PC: θ_3 , $\text{lb}/100 \text{ pie}^2$

N: $(3,32) \log [(\theta_{600} - PC) , (\theta_{300} - PC)]$

K: $\theta_{300} , 511 n$

2.3.12 Hidráulica de perforación

La hidráulica es la parte de la mecánica de los fluidos que se dedica al estudio de las leyes que rigen el movimiento de los líquidos y se aplica a la resolución de los

problemas planteados por la utilización de éstos. La hidráulica es uno de los factores más importantes en la perforación de cualquier pozo petrolero, ya que, el fluido circulado por las bombas del taladro a través del equipo de superficie, de la sarta de perforación y del espacio anular, es usado para limpiar continuamente la mecha y el hoyo cuando son generados los cortes y ayuda a fragmentar la formación, además de ser densificado para controlar la presión de ésta y mantener un hoyo estable. En este sentido, si no hay hidráulica no es posible perforar un pozo.

Una vez que son establecidas la densidad y las propiedades reológicas del fluido de perforación conforme con las características de la formación, se realizan los cálculos de la hidráulica con el fin de conocer la caída de presión en el sistema de circulación y en cada uno de sus componentes, el perfil de la velocidad anular, de la velocidad crítica y del caudal crítico, y la fuerza de impacto y la potencia hidráulica, que son los parámetros que deben ser optimizados para alcanzar una velocidad de penetración aceptable. Por otra parte, la pérdida total de presión en el sistema de circulación es calculada teniendo en cuenta la presión máxima permisible de funcionamiento de las bombas, que depende del diseño de las mismas y de las dimensiones del equipo de superficie, formado por la tubería vertical (stand pipe), la manguera (hose), la unión giratoria (swivel) y el cuadrante (kelly). Por tanto, la capacidad máxima de trabajo de las bombas influye mayormente en la planificación del caudal de operación, de las propiedades físicas del fluido y de la configuración de la sarta. (Baroid. 1999).

2.3.13 Parámetros que indican el comportamiento de la hidráulica de perforación

Con el propósito de estudiar completamente la hidráulica de perforación, serán descritos los parámetros como el caudal, la presión medida en la tubería vertical, la velocidad anular, la velocidad en los chorros, la caída de presión en la mecha, la

potencia hidráulica, la potencia hidráulica por pulgada cuadrada y la fuerza de impacto. (Baroid, 1999).

2.3.13.1 Caudal

El volumen de fluido a bombear por unidad de tiempo es influenciado por el diseño de la sarta de perforación, las propiedades reológicas y la densidad del fluido necesaria para el control de la presión de la formación. Cabe indicar que en muchos casos las herramientas del ensamblaje de fondo como el motor de desplazamiento positivo, el motor tipo turbina y los instrumentos de medición MWD y LWD, necesitan el bombeo de un caudal mínimo para funcionar correctamente. (Baroid, 1999).

2.3.13.2 Presión medida en la tubería vertical

La presión en la tubería vertical es determinada por la capacidad máxima de presión de las bombas, por lo que ésta es una condición del equipo de superficie. Mientras mayor es la profundidad del hoyo, más alta es la presión medida en la tubería vertical, de forma que este parámetro afecta los que serán explicados seguidamente. (Baroid, 1999).

2.3.13.3 Velocidad anular

La velocidad anular es imprescindible para transportar los recortes producidos por la mecha desde el fondo hasta la superficie. Si la velocidad anular es relativamente baja, los cortes no serán desplazados eficientemente y se acumularán en el anular, creando una obstrucción dentro del hoyo que luego restringiría la circulación del fluido y podría causar el atascamiento de la tubería. Por el contrario, si la velocidad anular es demasiado alta, hay la probabilidad de que el fluido erosione la

pared del hoyo, por lo cual en éste habría una acumulación de los fragmentos de la formación y se requeriría un mayor volumen de cemento para cubrirlo. Según Baroid. (1999), la velocidad anular puede ser calculada a través de la ecuación siguiente:

$$V_a = 24,51 \times Q / (D_h^2 - D_t^2) \quad (2.11)$$

Donde:

Q: caudal en galones por minuto.

D_h: diámetro del hoyo en pulgadas.

D_t: diámetro externo del componente de la sarta en pulgadas.

V_a: velocidad anular en pies por minuto.

2.3.13.4 Velocidad en los chorros de la mecha

La velocidad del fluido a través de cada uno de los chorros es necesaria para limpiar continuamente la mecha y contribuir con la remoción de los recortes de la roca. Para una formación blanda y problemática, más crítica es la velocidad en los chorros, parámetro que es determinado mediante la siguiente ecuación:

$$V_{ch} = \frac{0,32086 \times Q}{A_{ch}} \quad (2.12)$$

Donde:

A_{ch}: suma de las áreas de los chorros en pulgadas cuadradas (área total de flujo).

V_{ch}: velocidad en los chorros en pies por segundo. (Baroid, 1999).

2.3.13.5 Caída de presión en la mecha

El diferencial de presión con el cual el fluido es expulsado a través de los chorros es denominado caída de presión en la mecha, parámetro mediante el cual son removidos los cortes producidos debajo de esta herramienta para mantener una

velocidad de penetración óptima. Según Baroid. (1999), la caída de presión en la mecha es calculada con la ecuación siguiente:

$$P_m = \frac{D_f \times Q^2}{10858 \times A_{ch}^2} \quad (2.13)$$

Donde:

Df: densidad del fluido en libras masa por galón.

Pm: caída de presión en la mecha en libras fuerza por pulgada cuadrada.

2.3.13.6 Potencia hidráulica

La potencia hidráulica es el número de caballos de fuerza con el cual el fluido sale a través de los chorros, para garantizar que los cortes sean retirados del fondo del hoyo. Según Baroid. (1999), la potencia hidráulica puede ser determinada con la ecuación que sigue:

$$P_h = \frac{Q \times P_m}{1714} \quad (2.14)$$

Donde:

Ph: potencia hidráulica en caballos de fuerza.

2.3.13.7 Potencia hidráulica por pulgada cuadrada

Es el número de caballos de fuerza por pulgada cuadrada del área circular de la mecha, con el cual se mueve el fluido por los chorros, y se calcula con la fórmula indicada a continuación:

$$HSI = \frac{P_h}{A_m} \quad (2.15)$$

Donde:

Am: área circular de la mecha en pulgadas cuadradas.

HSI: potencia hidráulica (en caballos de fuerza) por pulgada cuadrada del área circular de la mecha.

En la industria de las mechas PDC, impregnadas y de diamante natural, la potencia hidráulica también es calculada como potencia hidráulica por pulgada cuadrada del área de la mecha, con el fin de establecer los valores de este parámetro que sean guías sobre el buen comportamiento de la hidráulica en la mecha. (Baroid, 1999).

2.3.13.8 Fuerza de impacto

Es el número de libras fuerza con el que el fluido sale a través de los chorros y choca contra la cara de la formación, por lo que ayuda a que ésta sea cortada de forma constante. Según Baroid. 1999, la fuerza de impacto puede ser determinada por la ecuación siguiente:

$$F_i = 0,000515 \times D_f \times Q \times V_{ch} \quad (2.16)$$

Donde:

Df: densidad del fluido en libras masa por galón.

Fi: fuerza de impacto en libras fuerza.

2.3.14 Análisis hidráulico

Según Baker Hughes (2005), el objetivo del análisis hidráulico es el de evaluar los efectos de la viscosidad del fluido de perforación en ciertos parámetros críticos.

Considerando lo siguiente:

- Las propiedades reológicas del fluido de perforación afectan directamente las caídas de presión en el sistema de circulación.
- Se hace necesario que el modelo reológico describa adecuadamente el comportamiento del fluido para garantizar un análisis hidráulico preciso.
- Estudiar las caídas de presión en el sistema de circulación permite realizar ajustes de los parámetros de perforación.
- La máxima presión admisible por el equipo de perforación limitará el caudal que puede ser manejado durante la perforación.

2.3.14.1 Aplicaciones para la optimización de la hidráulica de perforación

Según Baker Hughes. (2005), se puede optimizar la hidráulica de perforación con los siguientes pasos:

- Determinar las pérdidas de presión en el anular para establecer la densidad equivalente de circulación ECD.
- Evaluar los efectos de los cambios del fluido sobre el desempeño hidráulico del sistema.
- Optimizar la hidráulica para un mejor desempeño de la perforación (Por ejemplo: Una mayor ROP).
- Asegurar una buena limpieza del hoyo.
- Evitar la erosión del hoyo debido al flujo turbulento en el espacio anular.
- Evitar la inestabilidad del hoyo y problemas para el control de la presión, debido efectos de succión (Suabeo).
- Evitar pérdidas de circulación al correr la tubería en el hoyo muy rápidamente (Presiones de surgencia).

2.3.14.2 Factores a considerar en la perforación de la hidráulica avanzada

Según Análisis Hidráulico con ADVANTAGE HIDRAULICS SYSTEM (2010), la complejidad de los pozos ha incrementado con el tiempo y por ende los factores a considerar al momento de modelar un cálculo de hidráulico. Estos factores a considerar son:

- Geometría de la hidráulica
- Perfil térmico
- Trayectoria del pozo
- Limitaciones de equipos
- Factores de formación
- Excentricidad
- Carga de cortes en el anular
- Viajes
- Modelo reológico

2.3.15 Limpieza del hoyo

Una función importante del fluido de perforación consiste en transportar los recortes de la perforación desde el fondo del hoyo hasta la superficie, donde pueden ser removidos. Una limpieza de hoyo insuficiente puede ocasionar diferentes problemas graves, incluyendo:

- Elevado arrastre y torque
- Menor tasa de penetración
- Atascamiento de tubería

- Dificultades para correr la tubería de revestimiento
- Fallas en la cementación primaria

La capacidad del fluido para limpiar el hoyo depende de la reología y de la densidad de ese fluido, su caudal y el tamaño de los cortes. Para una partícula de cualquier tamaño (corte), el movimiento hacia arriba de esa partícula con el flujo del fluido será parcialmente negado por el efecto de la gravedad que favorece el asentamiento de las partículas. La tasa de asentamiento se suele denominar velocidad de deslizamiento (V_s). Al comparar V_s con la velocidad anular (V_a) en el intervalo, es posible calcular el tiempo neto de transporte de partículas (NPT) y el tiempo anular de transporte (ATT). Estos valores indicarán el tiempo neto de transporte de partículas (NPT) y el tiempo anular de transporte (ATT). Estos valores indicarán el tiempo mínimo requerido para el transporte de un corte hasta la superficie. (Baker Hughes. 2005).

2.3.16 Cálculo de eficiencia de transporte de cortes

Según Baroid. 1999, la eficiencia del transporte de cortes en pozos verticales se calcula comúnmente mediante:

$$TE (\%) = \left(\frac{V_a - V_{slip}}{V_a} \right) \times 100 \quad (2.17)$$

Donde:

V_{slip} : es la velocidad de deslizamiento de la partícula en pies/s

TE: es la eficiencia del transporte de recortes en por ciento

V_a : es la velocidad anular en pies/s

La ecuación para calcular la velocidad de deslizamiento de partículas que

caensegún Baroid. 1999, es:

$$V_S = 12.0 \left(\frac{\mu_{eff}}{d * r_f} \right) \left[\sqrt{1 - \left(7.27 * d * \left(\frac{r_p}{r_f} - 1 \right) \left(\frac{d * r_f}{\mu_{eff}} \right)^2 \right)} - 1 \right] \quad (2.18)$$

Donde:

V_s : velocidad de deslizamiento laminar de la partícula en cm/s

μ_{eff} : viscosidad efectiva del fluido que la partícula experimenta mientras cae en equilibrio.

d : diámetro promedio de partículas en cm

r_f : densidad del fluido de perforación en g/cm^3

r_p : densidad de la partícula en g/cm^3

La variable de la ecuación anterior es μ_{eff} , que depende de la velocidad de corte del fluido que la partícula experimenta al caer. Las siguientes ecuaciones se usan para calcular μ_{eff} .

Modelo plástico de Bingham:

$$\mu_{eff} = y_p / \gamma + PV \quad (2.19)$$

Modelo ley de la potencia:

$$\mu_{eff} = K \gamma^{n-1} \quad (2.20)$$

Modelo Herschel-Buckley:

$$\mu_{eff} = \tau / \gamma + K \gamma^{n-1} \quad (2.21)$$

Donde:

γ : velocidad de corte en s^{-1}

γ_p : velocidad de corte normalizada en s^{-1}

τ : esfuerzo cortante calculado en $lb/100 \text{ pie}^2$

Velocidad de corte de partículas en deslizamiento:

$$\gamma_p = V_s/d \quad (2.22)$$

Donde:

V_s : es la velocidad de deslizamiento de la partícula en cm/s

γ_p : es la velocidad de corte normalizada en s^{-1}

d: es el diámetro promedio de partículas en cm

En pozos muy oblicuos u horizontales, en pozos desviados u horizontales, no es fácil calcular la eficiencia del transporte de recortes porque es preciso considerar la distribución de velocidades del fluido bajo la tubería excéntrica y el correspondiente efecto de cambios en las velocidades de corte del fluido bajo la tubería de perforación. (Baroid, 1999).

2.3.17 Beneficios de retirar el exceso de cortes del fluido

Según Baker Hughes (1998), los beneficios más notables e importantes una vez retirado el exceso de cortes en el hoyo son:

- Menores costos de tratamiento de fluido.
- Menor torque y arrastre.
- Mayores tasas de penetración.
- Menor pérdida de presión del sistema, lo que genera una menor densidad equivalente de circulación (ECD) y menos casos de pérdida de circulación.
- Se requiere menos agua.
- Mejores trabajos de cementación.
- Menos “pegamiento” o atascamiento diferencial.

- Menos desperdicios, lo cual implica un menor impacto ambiental y menores costos de eliminación de desperdicios.
- Menos daños a la formación.

2.3.18 Descripción del procedimiento de perforación del hoyo de producción por parte de la operadora (SINOVENSA) en el campo Carabobo

Según Proamsa (2010), para esta fase se recomienda el uso de un sistema de fluido base agua polimérico con características Drill-In. Esta formulación proveerá una alta capacidad de acarreo y suspensión durante la perforación horizontal de este intervalo a la vez que minimizará el daño a la arena productora.

Para minimizar la invasión de fluidos y sólidos hacia la arena se utilizará carbonato de calcio como agente de puenteo, combinado con almidón modificado para la formación de un revoque compresible y compacto, pero que sea fácilmente desalojado de las paredes del hoyo con la presión inicial de producción. No se recomienda la utilización de PAC en esta formulación debido al comprobado efecto negativo sobre la productividad de las arenas. Se recomienda utilizar gasoil o aceite mineral en una concentración no mayor del 2% para contrarrestar el efecto taponeante del crudo sobre las mallas de los equipos de control de sólidos.

Para la perforación de esta sección se propone utilizar el sistema polimérico. Este sistema polimérico Drill-In utiliza los siguientes materiales para su formulación:

- **Goma xántica:** es un biopolímero obtenido del procesamiento de la bacteria *Xantomonacampetris*, el cual tiene como función principal conferir, a fluidos de perforación a base de agua, capacidad de acarreo y suspensión. Puede ser mezclado tanto en agua dulce como salada. (Proamsa. 2010).

- **Potasa cáustica o hidróxido de potasio (KOH):** usado principalmente para el control de pH y la alcalinidad. En esta formulación se utiliza para mantener el pH del fluido entre unos valores de 8,5 – 9,0 para evitar el crecimiento bacterial en el ambiente de alta concentración de polímeros de este sistema. (Proamsa. 2010).
- **Carbonato de calcio dolomítico (CaCO₃):** utilizado como agente punteante y densificante en los fluidos de perforación, rehabilitación, completación de la zona productora. Es soluble en ácido clorhídrico en un 95% - 98%, lo cual reduce a un mínimo el taponamiento permanente de la zona productora. (Proamsa. 2010).
- **Almidón:** es un almidón no fermentable resistente a altas temperaturas, usado para el control del filtrado en fluidos base agua. (Proamsa. 2010).
- **Biocida:** es un biocida de tipo aldehído ideal para los fluidos de perforación que contienen almidón, material celulósico para el control de pérdidas y/u otro material orgánico susceptible a la degradación por bacterias. (Proamsa. 2010).

2.4 DEFINICIÓN DE TERMINOS BÁSICOS

Azimuth: es el ángulo fuera del norte del hoyo a través del este que se mide con un compás magnético, con base en la escala completa del círculo de 360°. (Mendoza, p.122).

Angulo de inclinación: es el ángulo fuera de la vertical, también llamado ángulo de deflexión. (Mendoza, p.130).

Fluido Dril-N: fluido Diseñado esencialmente para que no sean dañinos a la formación productora, provean un nivel superior de limpieza del pozo, se presten para fácil limpieza y sean efectivos en relación al costo. (Baroid, p. 4-2).

Factor de fricción (f): este término adimensional es definido para fluidos de la ley de la potencia en flujo turbulento y relaciona el número de fluido de Reynolds con un factor de “aspereza” de la tubería. (Baroid, p. 9-13).

Gel: estado de suspensión coloidal en el cual las tensiones de corte, por debajo de un cierto valor finito son incapaces de producir deformación permanente, la tensión de corte mínima capaz de producir deformación permanente se conoce como la resistencia al corte. (CIED-PDVSA. p 9).

Gel plano: una condición en la que el esfuerzo de gel a 10 minutos es básicamente igual al esfuerzo de gel inicial. (Manual M-I Drilling Fluids Engineering, p 11; B.11).

Número de Reynolds (NRe): un término numérico adimensional decide si un fluido circulante estará en flujo laminar o turbulento. (Baroid, p. 9-13).

Polímero: es una sustancia formada por la unión de dos o más moléculas del mismo tipo, ligadas de extremo a extremo dentro de un compuesto que tiene los mismos elementos en la misma proporción, pero un peso molecular más alto y diferentes propiedades físicas. (Manual M-I Drilling Fluids Engineering, p 17; B.17).

Punto de arranque (KOP): es la profundidad del hoyo en el cual se coloca la herramienta de deflexión inicial y se comienza el desvío del mismo. (Mendoza, p.130).

Profundidad Vertical (TVD): es la distancia de cualquier punto dado del hoyo al piso de la cabria. (Mendoza, p.130).

CAPÍTULO III

MARCO METODOLÓGICO

3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN

De acuerdo al problema planteado y en función de sus objetivos, la presente investigación se enmarcó dentro de los postulados del tipo de investigación explicativa; en tal sentido Arias, F. (2006) asevera:

La investigación explicativa se encarga de buscar el por qué de los hechos mediante el establecimiento de relaciones causa-efecto. En este sentido, los estudios explicativos pueden ocuparse tanto de la determinación de la causas (investigación post facto), como de los efectos (investigación experimental), mediante la prueba de hipótesis. Sus resultados y conclusiones constituyen el nivel más profundo de conocimientos (p.26).

La investigación realizada se considera de tipo explicativa debido a que permitió analizar los resultados de las pruebas de laboratorio, con el objetivo de realizar un análisis exhaustivo en el comportamiento hidráulico del fluido de perforación en el hoyo de producción.

3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

En relación a los objetivos propuestos, se planteó un diseño de investigación experimental, el cual se fundamentó en pruebas de laboratorio y su posterior análisis mediante la utilización del programa Advantage Hydraulics System. Relacionado con el diseño de la investigación Arias, F. (2006) señala que la investigación experimental: “Es un proceso que consiste en someter a un objeto o grupo de individuos a determinadas condiciones, estímulos o tratamiento (variables

independientes), para observar los efectos o reacciones que se producen (variables dependientes)” (p.33).

3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA

Arias, F. (2006) expresa que: “La población es el conjunto finito o infinito de elementos con características comunes para los cuales serán extensivas las conclusiones de la investigación” y define la muestra como “Un subconjunto representativo y finito que se extrae de la población accesible” (p.83). En esta investigación según lo citado anteriormente, la población estuvo conformada por los fluidos aplicados en el campo Carabobo, Edo Monagas a los cuales se les realizó el estudio hidráulico.

Cabe destacar que la muestra de esta investigación, estuvo conformada por dos formulaciones de fluidos de perforación formulados en el laboratorio, los cuales son utilizados en los pozos de producción del campo Carabobo, con el fin de realizarle los estudios pertinentes en el laboratorio.

3.4 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO

ETAPA I. Definición de los parámetros que intervienen en el diseño del análisis hidráulico

Este objetivo comenzó por la definición de cada uno de los parámetros operacionales, de formación, estructura del hoyo y las propiedades del fluido de perforación que se evaluaron durante el estudio del comportamiento hidráulico. Para ello se acudió al personal que labora en el campo Carabobo, a fin de conocer los parámetros que se consideran para realizar el análisis hidráulico. De igual modo se utilizaron los manuales de ingeniería especializados en fluidos de perforación,

haciendo énfasis en los capítulos de hidráulica y la red de internet para realizar investigaciones.

ETAPA II. Análisis de la relación del esfuerzo de corte y tasas de deformación en el fluido de perforación bajo condiciones de presión y temperatura del hoyo

Inicialmente se formularon dos fluidos de perforación con características Drill-In, a los cuales se les adicionaron los mismos aditivos y en el mismo orden, su diferencia radicó en la variación de las concentraciones de productos entre ambas formulaciones. Esta variación en concentración se hizo con la finalidad de evaluar el comportamiento de cada fluido y determinar cuál poseía mejores características físicas requeridas para el campo Carabobo.

Tabla 3.1. Concentraciones y aditivos para la formulación de los fluidos poliméricos

Aditivos	Concentraciones (lb/bl) Formulación A	Concentraciones (lb/bl) Formulación B
Agua	338	339
Goma Xántica	2	1,5
Almidón	3	2
CaCO₃	22	23
Potasa Cáustica	0,20	0,20
Biocida	0,15	0,15

En la tabla 3.1 se pueden observar los aditivos y concentraciones utilizadas para la formulación de los dos fluidos poliméricos. Cada uno de estos aditivos tuvo una característica y función diferente, la Goma Xántica: posee la capacidad de acarreo y suspensión de sólidos, Almidón: controlador de filtrado en altas temperaturas, Carbonato de Calcio Dolomítico (CaCO₃): utilizado como agente punteante y

densificante, Potasa Cáustica: controlador de pH y alcalinidad del fluido y Biocida que previene el crecimiento bacterial en el fluido.

Posteriormente, se determinaron las propiedades reológicas mediante el uso de un viscosímetro de alta presión y alta temperatura con el cual se obtuvieron los valores de esfuerzo de corte a diferentes tasas de deformación con la finalidad de calcular la viscosidad plástica, punto cedente y medir la fuerza de gel, propiedades necesarias para el cálculo hidráulico en fluidos base agua. Las lecturas del viscosímetro con mayor relevancia fueron las de 600 y 300 rpm debido a que se calculó la viscosidad plástica y el punto cedente de ambos fluidos, y las lecturas de 6 y 3 rpm para simular y analizar la eficiencia del barrido del hoyo en las secciones horizontales del pozo. Todos los procedimientos fueron realizados mediante el procedimiento estándar para las pruebas de campo con fluidos de perforación de base agua, práctica recomendada API 13B-1.

ETAPA III. Establecimiento del modelo reológico que mejor se ajuste al comportamiento del fluido de perforación en la fase de producción mediante el software ADVANTAGE HYDRAULICS System de Baker Hughes

El objetivo de esta etapa fue la obtención de resultados que permitieron realizar los análisis pertinentes para la selección del modelo reológico. Los modelos evaluados fueron: newtoniano, plástico de Bingham, ley exponencial y Herschel-Buckley, a fin de determinar cuál de ellos se adaptaba mejor al comportamiento del fluido y lograr realizar el análisis hidráulico correspondiente, una vez obtenido dicho modelo, se procedió a cargar toda la data necesaria para la aplicación del software como herramienta del cálculo hidráulico.

Esta etapa incluyó la valoración de los resultados obtenidos en el laboratorio y los calculados mediante el software ADVANTAGE HYDRAULICS SYSTEMS, a

fin de determinar el modelo reológico de mejor ajustó a las propiedades reológicas de los dos fluidos en estudio para la perforación del hoyo de producción de los pozos existentes en el campo Carabobo.

ETAPA IV. Determinación de la eficiencia del desempeño hidráulico del fluido durante la perforación de la fase de producción

Luego de haber realizado las pruebas de laboratorio pertinentes, y de haber aplicado el software Advantage Hydraulics Systems, y analizar los resultados obtenidos, se procedió a determinar la eficiencia del desempeño hidráulico del fluido durante la perforación de la fase de producción en el campo Carabobo mediante diferentes gráficas empleadas por el programadas en el software y la comparación con las prácticas recomendadas para la perforación de hoyos altamente inclinados y horizontales.

3.5 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE INFORMACIÓN

Para la formulación de los dos fluidos de perforación, fue necesario el uso de diferentes técnicas que permitieron obtener la información o datos necesarios.

3.5.1 Revisión documental

Para el desarrollo de esta investigación se recurrió a los manuales de ingeniería de fluidos de las empresas PROAMSA y Baker Hughes; manuales correspondientes al manejo y funcionamiento del viscosímetro OFITE 800, Fann 70 y el Software ADVANTAGE HYDRAULICS SYSTEM. De igual manera se hizo una búsqueda de

información en documentos a través de internet y diversas tesis relacionadas al tema investigado.

3.5.2 Técnicas

Según Arias, F. (2006). Se entenderá por técnica: “el procedimiento o forma particular de obtener datos o información”. Consecuente con esto, las técnicas para la recolección de los datos que fueron analizados en la presente investigación, estuvieron basados en la observación directa de los resultados obtenidos a través de pruebas de laboratorio a realizar, los cuales fueron analizados para obtener las conclusiones, así como una revisión de documentos, donde se consultaron manuales de ingeniería de fluidos de la empresa PROAMSA, manuales correspondientes al manejo y funcionamiento de los equipos a emplear, y el uso de Internet para encontrar información referente al tema a desarrollar.

3.5.3 Instrumentos

Se utilizaron diversos instrumentos necesarios para la formulación de los fluidos; entre ellos se tienen: balanza digital, agitador Hamilton Beach, cilindros graduados y beaker de diferentes capacidades, y relojes digitales para la medición del tiempo de mezclado. Por otra parte, Los instrumentos de recolección de información fueron los equipos a utilizar para medir las propiedades físicas de los sistemas de fluido que se formularon, entre los cuales se tienen: el viscosímetro OFITE 800, Fann 70 y el software ADVANTAGE HYDRAULICS SYSTEM.

3.5.4 Observación directa

En el laboratorio, se logró observar los resultados obtenidos por medio de diferentes instrumentos, entre ellos, el FANN 70. A través de este viscosímetro de

alta presión y alta temperatura, se pudo obtener valores reológicos de ambos fluidos a diversas tasas de corte con temperaturas y presiones manejadas en el proceso de circulación en el pozo y de esta manera poder realizar el estudio propuesto.

3.6 RECURSOS

3.6.1 Recursos humanos

En el desarrollo de la investigación se contó con la cooperación de personal especializado de la división de fluidos de perforación de la empresa PRO-AMBIENTE S.A, los cuales son conocedores del área de estudio; por otro lado, la asesoría académica de los profesores de la Escuela de Ingeniería de Petróleo de la Universidad de Oriente, Núcleo de Monagas.

3.6.2 Recursos materiales y tecnológicos

La división de Fluidos de Perforación de la empresa PROAMSA, proporcionó el uso de materiales y equipos de oficina tales como: Computadoras, impresoras, fotocopadoras y papelería en general, acceso directo a internet para la búsqueda en la red de información adicional relacionada con la investigación, así como la utilización del laboratorio de fluidos para la realización de las pruebas pertinentes, entre los equipos utilizados se tuvieron:

Tabla 3.2. Equipos y tecnología utilizados

Equipos y tecnologías Utilizadas	<ul style="list-style-type: none">• Viscosímetro OFITTE 800• Viscosímetro FANN 70• Filtro prensa API• Retorta• Mezcladores• Tamizador de Arena• Balanza Analítica• Software Advantage Hydraulics System.
---	---

3.6.3 Recursos financieros

La empresa PROAMSA, en su división de fluidos de perforación asumió la financiación de gastos relacionados con la investigación durante el tiempo estipulado para la realización de la misma.

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS

4.1 ESTABLECIMIENTO DE LOS PARÁMETROS QUE INTERVIENEN EN EL DISEÑO DEL ANÁLISIS HIDRÁULICO

4.1.1 Presiones y temperaturas de circulación

En la prueba de presión y temperatura con el viscosímetro FANN 70, fue necesario suministrar las condiciones de circulación del fluido de perforación, donde el punto mínimo de presión fue de 14,7 lpcá en superficie (Presión atmosférica) y una temperatura mínima es 116 °F en superficie, específicamente en los tanques de succión, una vez que el fluido ha realizado su recorrido por el sistema de tanques activos. La temperatura de salida del fluido del pozo considerada fue de 122 °F y en el fondo del pozo fue de 150 °F, siendo esta última la mayor temperatura alcanzada.

Los valores de presiones y temperaturas de circulación en el hoyo fueron calculados con la ayuda del programa Advantage Hydraulics System. En el caso de la temperatura, fue necesario contar con el dato de temperatura en el fondo del pozo, la cual fue obtenida de las herramientas de registros de la compañía Halliburton SperrySun. Con base en ese valor de temperatura de fondo y la temperatura en superficie, se generó un perfil de temperaturas a lo largo del pozo, con el que se pudo establecer un perfil para los valores de temperatura con el que se realizó la tabla de prueba Fann 70.

Mediante el programa Advantage Hydraulics System, se logró calcular la tabla Fann 70, con el propósito de medir las propiedades reológicas basadas en condiciones de presión y temperatura presentes en la sarta de perforación y en el espacio anular

del pozo, con la finalidad de acercar a la realidad los resultados hidráulicos del pozo. Advantage HTHP Analysis, requiere de al menos 8 puntos de medición FANN 70, con un mínimo de tres valores de presión. En la siguiente tabla, se muestran los puntos de la tabla Fann 70.

Tabla 4.1. Tabla de temperatura, presión y profundidad calculada por el programa Hydraulics System Advantage

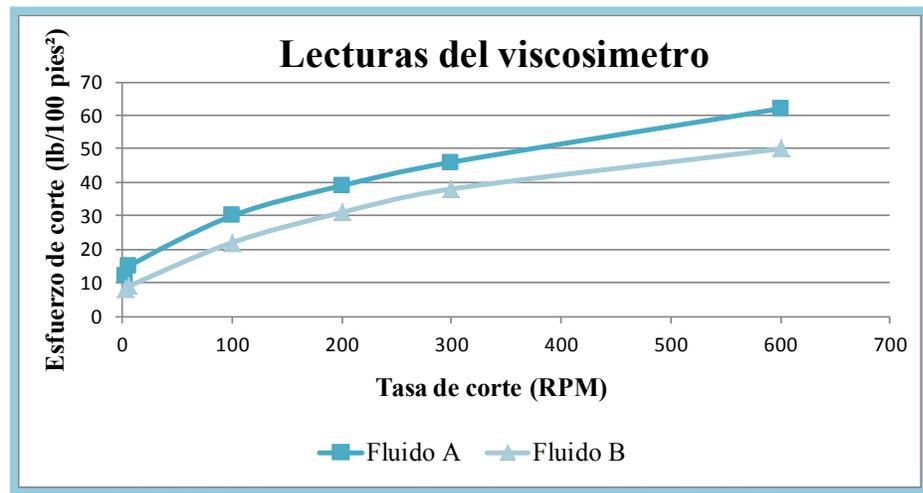
Temperatura (°F)	Presión (lpc)	Profundidad (pies)
116	1294	SPP, Superficie
150	$1941 + 200 = 2141$	MD Sarta 7000 pies
150	$1709 + 200 = 1909$	MD Anular 7000 pies
143	$1618 + 200 = 1818$	6000 Pies, Anular
136	$1558 + 200 = 1758$	4420 Pies, Anular
129	$1290 + 200 = 1490$	2870 Pies, Anular
123	$801 + 200 = 1001$	1640 Pies, Anular
122	14,7	Superficie, Línea de flujo

De acuerdo con el manual de Advantage Hydraulics System, se adicionan 200 psi a cada punto con excepción de los datos de superficie. Esto con la finalidad de minimizar errores en los cálculos hidráulicos y lograr que los resultados obtenidos sean lo más cercanos a la realidad para obtener mayor eficiencia en el proceso.

4.1.2 Reología del fluido de perforación

Durante la perforación de un pozo, la empresa de servicio encargada del fluido debe llevar un control o un reporte diario de las propiedades (físicas, químicas y reológicas), volúmenes, aditivos, concentraciones manejadas, y todo lo concerniente al mismo, a fin de prevenir y detectar a tiempo posibles situaciones que puedan comprometer el desempeño regular de las operaciones de perforación y en el peor de los casos la productividad del pozo. Por esto es de vital importancia el estudio detallado de cada uno de estos parámetros.

Los análisis reológicos rutinarios realizados en el campo Carabobo, son llevados a cabo con el uso de ciertos equipos, como por ejemplo el viscosímetro OFITE 800, mediante el cual se logró determinar el comportamiento de cada fluido a diferentes tasas de cortes (L600, L300, L200, L100, L6 y L3), logrando calcular la viscosidad plástica, el punto cedente y el comportamiento de ambos fluidos con respecto al transporte de los cortes durante la circulación en el pozo; estas mediciones fueron ejecutadas de acuerdo con lo establecido en los procedimientos API, es decir, a una temperatura de 120 °F, que es utilizada para fluidos base agua y a condiciones de presión atmosférica. A continuación, se presentan los resultados obtenidos de ambas formulaciones en el laboratorio con el uso del viscosímetro OFITE 800 siguiendo la norma API:

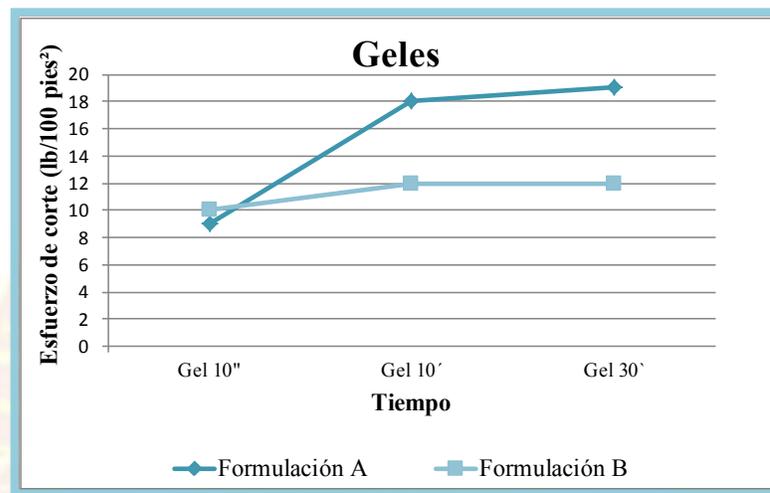


Gráfica 4.1. Comportamiento del fluido de perforación con respecto a las lecturas del viscosímetro OFITTE 800

Tomando en cuenta que un fluido tixotrópico es aquel que disminuye su viscosidad con el esfuerzo de corte (MI Drilling Fluids, 2002); en la gráfica 4.1 se evidencia como a menor tasa de corte ejercida, menor será el esfuerzo de corte, este comportamiento es notable en ambos fluidos, lo cual es un comportamiento típico de los fluidos de perforación, específicamente, de los fluidos tixotrópicos. Sin embargo, las lecturas muestran diferencias entre ambas formulaciones, y esta se debe a la variación en las concentraciones de los aditivos empleados para su formulación, especialmente, a la variación de la goma xántica, obteniéndose en el fluido A valores reológicos mayores a los obtenidos en el fluido B.

Según MI Drilling Fluids. 2002, si las indicaciones del gel inicial, el de 10 y 30 minutos son altas y muestran poca diferencias entre ellos, esto representa la formación de geles planos. En la gráfica 4.2 se observa el proceso de gelificación de los fluidos con el transcurrir del tiempo, donde ambas formulaciones desarrollaron geles planos, estos se caracterizan por generar valores de geles con poca diferencia entre ellos con el transcurrir del tiempo, logrando así, que el fluido vuelva a su estado de fluidez con el mínimo de esfuerzo de corte; no obstante, gráficamente, es notable

como éstos geles poseen una diferencia considerable entre el gel de 10 s y 10 min; sin embargo, a medida que aumenta el tiempo, ésta diferencia disminuye hasta mantener su valor de gelificación en condición estática, lo cual es notable entre el gel de 10 min y 30 min.



Gráfica 4.2. Comportamiento del fluido según los geles de 10 segundos, 10 y 30 minutos

En el fluido A, una vez transcurridos los 10 minutos se obtiene un comportamiento ascendente, logrando duplicar el valor del gel a los 10 segundos; sin embargo, al transcurrir 30 minutos en condición estática, éste solo incrementa su valor en una unidad con respecto a la lectura observada a los 10 minutos. Dicho comportamiento se debe a la concentración de goma xántica contenida en el fluido A, la cual es mayor en comparación con el fluido B, proporcionando mayor gelificación. (MI Drilling Fluids, 2002).

Caso contrario sucede cuando se tienen valores elevados de geles y con gran diferencia entre ellos, se necesitará mayor presión de circulación para poder mover el fluido después de cierto tiempo en condición estática; pero valores muy bajos en estas

lecturas, específicamente, menores a 8 lb/100 pies²; no lograrían mantener los cortes suspendidos y estos se irán al fondo del pozo. Ambas situaciones en el comportamiento de gelificación, no son recomendadas en un fluido de perforación, ya que ocasionarían problemas operacionales cuando se desee reanudar la circulación y continuar con la perforación del hoyo.

4.1.3 Estructura del hoyo

Al hablar de la estructura del hoyo en análisis hidráulicos, es necesario comprender la importancia de los diámetros hidráulicos. Los diámetros hidráulicos son aquellos por donde fluye el fluido, es decir, diámetros internos de tubería de perforación, diámetros anulares, de tuberías, conexiones en superficie y jets o boquillas de la mecha de perforación.

Tabla 4.2. Especificación de diámetros internos (ID), diámetros externos (OD) y profundidades del hoyo

Descripción	OD (pulg)	ID (pulg)	Profundidad superior (pies)	Profundidad fondo (pies)
Tubería	9 5/8	8,921	0	4,516
Hoyo Abierto	8 ½	8 ½	4,516	7,000

Mediante la tabla 4.2 se especifican los diámetros internos y externos del revestidor utilizado en la perforación, a su vez, las profundidades a las cual éste se encuentra y la del hoyo abierto. Cabe destacar que el área en estudio es la perforación del hoyo de producción, por lo que solo se detallan estos diámetros y profundidades utilizadas.

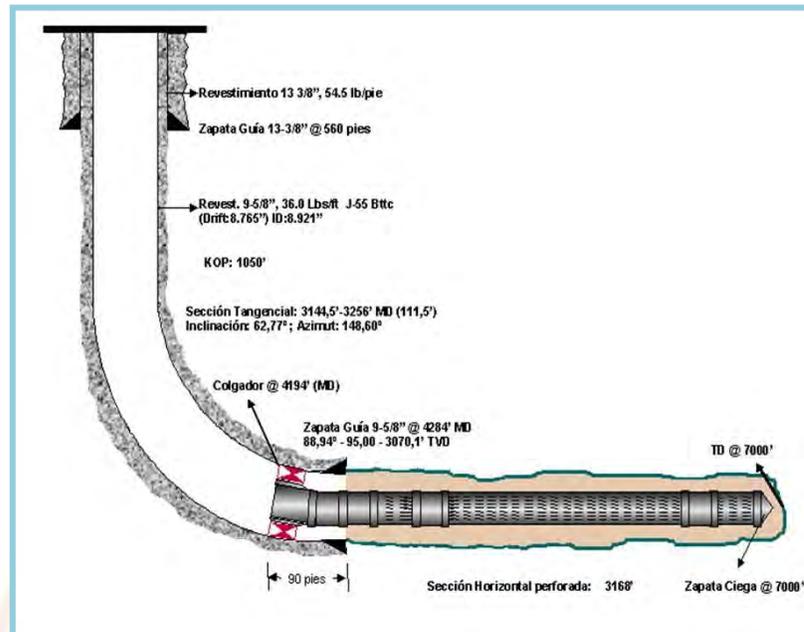


Figura 4.1. Geometría del pozo de perforación, campo Carabobo
Fuente: Proamsa (2010).

En la figura 4.1 se puede observar la geometría del pozo que se utilizó, en el cual la operadora encargada de la perforación (PETRO SINOVENSA) perforó el hoyo superficial con una mecha tricónica de 17½ pulg hasta una profundidad de 570 pies, bajando un revestidor de 13¾ pulg a los 560 pies. Continuando desde 560 pies hasta 700 pies, para dar inicio a la sección de 12¼ pulg, luego se perforó desde 700 pies hasta 1006 pies.

La operadora continuó perforando verticalmente hasta una profundidad de 1050 Pies, donde comienza la perforación direccional (KOP) hasta 2280 Pies. La formación es perforada desde 2280 pies hasta el inicio de la sección tangencial a los 3144,5 pies y se continúa hasta 3256 pies con un total perforado de 111,5 pies, el grado de inclinación de esta sección es de 62.77° y con un azimut de 148,60° con respecto al norte.

Una vez alcanzada la profundidad de 4284 pies, es bajado un revestidor de 9⁵/₈ pulg, grado J-55 y se asienta un colgador a 4194 pies, el cual se encuentra a una distancia aproximada de 90 pies por encima de la zapata. A partir de ahí continuó la perforación de 3168 pies correspondiente a la sección horizontal de hoyo abierto, con una mecha PDC de 8 ¹/₂pulg llegando a una profundidad final de 7000 pies.

4.1.4 Inclinación del hoyo

En el campo Carabobo, se perforan pozos direccionales, donde el ángulo de inclinación es de aproximadamente 90°, siendo un fluido polimérico el utilizado para lograr una buena eficiencia en la remoción de cortes generados durante la perforación del hoyo específicamente en esta zona de inclinación, debido a su comportamiento viscoelástico; acompañado de un caudal adecuado para arrastrar y mantener suspendidos los cortes encontrados durante las operaciones de perforación. Es importante mencionar, que esta área es la de mayor complejidad para su limpieza, debido a su inclinación, al efecto de gravedad, capacidad de arrastre del fluido, velocidades de ascenso y descenso de las partículas, tamaño y forma de las partículas, entre otras; por ello se deben mantener las propiedades reológicas propicias para este pozo.

El ángulo de inclinación del pozo en estudio, se inició en la sección tangencial, la cual se encuentra a 1050 pies (KOP), dando comienzo al ángulo de inclinación (90°), hasta llegar a la sección horizontal a 3070,1 pies (TVD).

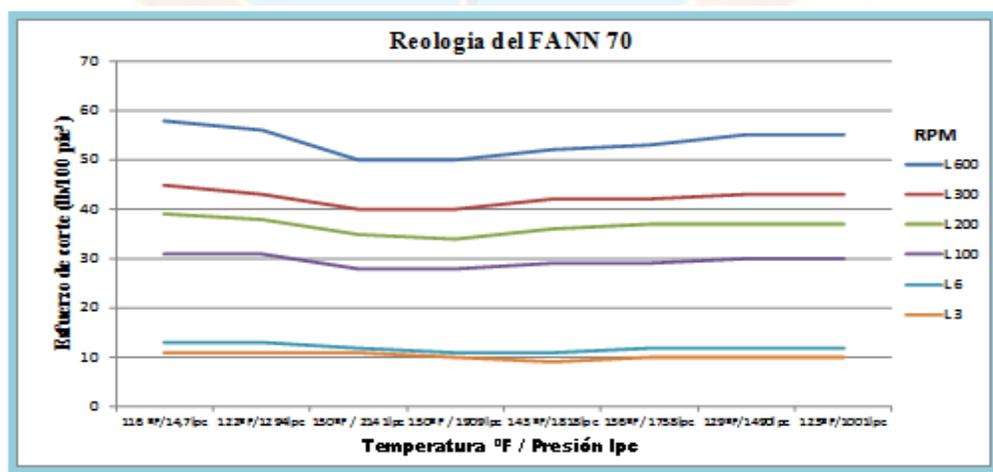
4.1.5 Presión de fractura y presión de poro

Al iniciar una perforación, es necesario calcular la densidad equivalente de circulación (DEC), la cual se obtiene al sumar todas las caídas de presión en el espacio anular; así como también, la presión de poro y de fractura de la formación. En

esta investigación la formación en estudio posee una presión de poro de 8,3 lpg y una presión de fractura de 10,5lpg, estos parámetros son de vital importancia en la perforación de un pozo para prevenir una posible fractura en la formación e inferir la capacidad de limpieza del fluido de perforación y problemas asociados a esta, logrando mantener un valor de DEC menor a la presión de fractura. Al conocer estos valores, se pueden manejar tasas de flujo más idóneas para el pozo, sin poner en riesgo la vida útil del mismo.

4.2 ANÁLISIS DE LA RELACIÓN DEL ESFUERZO DE CORTE Y TASA DE DEFORMACIÓN EN EL FLUIDO DE PERFORACIÓN BAJO LAS CONDICIONES DE PRESIÓN Y TEMPERATURA DEL HOYO

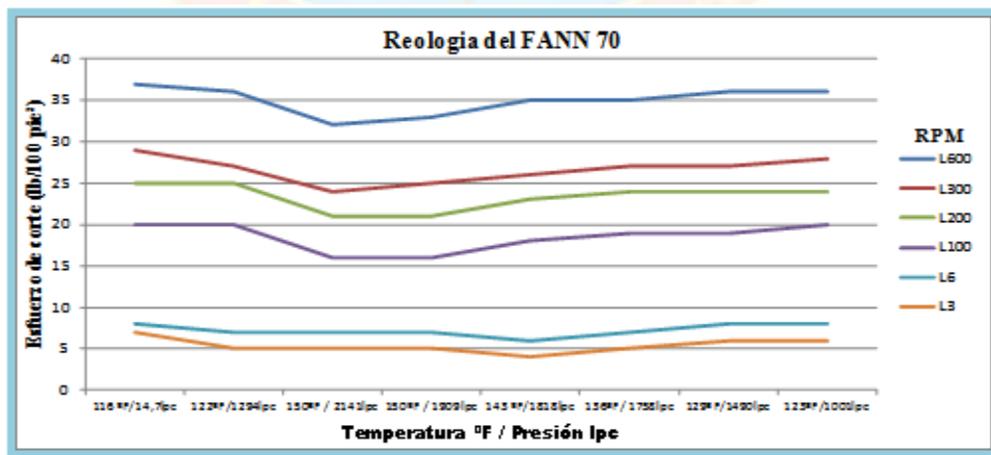
La tasa y esfuerzo de corte son parámetros directamente proporcionales y de mayor relevancia a la hora de realizar estudios exhaustivos del comportamiento hidráulico del fluido de perforación. Una vez determinados dichos parámetros, se puede observar como la temperatura y la tasa de corte afecta la viscosidad de los fluidos, siendo esta una propiedad relevante en el proceso de circulación en el pozo.



Gráfica 4.3. Comportamiento del fluido de perforación A mediante el viscosímetro FANN 70

Al observar la gráfica 4.3 se puede distinguir que la presión y temperatura a la cual fue sometido el fluido por medio del viscosímetro FANN 70, no afectó en gran manera sus propiedades reológicas, esto se debe a que los fluidos base agua son poco influenciados por los efectos de la presión, ya que el agua es no compresible; sin embargo, es afectado directamente por la temperatura, la cual fue aplicada en un rango de ± 116 a 150 °F. Éste rango utilizado, no ejerció grandes cambios en las propiedades del fluido de perforación, debido a que son valores relativamente bajos en comparación con las temperaturas y presiones encontradas en otras formaciones.

Una vez culminado la corrida bajo condiciones de alta presión y alta temperatura, en el cual fue evaluado el comportamiento del fluido mediante el FANN 70, se puede inferir que éste no requerirá de mayor tratamiento para reacondicionarlo, luego de completar el proceso de circulación en el pozo, debido a que el fluido no tuvo grandes cambios en su comportamiento reológico con respecto al realizado mediante el viscosímetro OFITE 800. Gráficamente, es notable como las propiedades reológicas del fluido vuelven a ser prácticamente las mismas, al disminuir su temperatura, lo que significa que los aditivos empleados para la formulación de este fluido son térmicamente estables hasta la temperatura aplicada en este estudio.



Gráfica 4.4. Comportamiento del fluido de perforación B mediante el viscosímetro FANN 70

Al analizar la gráfica 4.4 se observa como los valores reológicos descienden al aumentar la temperatura ejercida por el FANN 70; sin embargo, el cambio obtenido en la reología del fluido B es poca en comparación con el fluido A, y con la prueba realizada con el viscosímetro OFITE 800, debido a los bajos valores de temperatura utilizados, que oscilan aproximadamente entre ± 116 y 150 °F.

Finalizada la prueba a condiciones del hoyo, se pudo demostrar que la variación obtenida en las propiedades reológicas de los fluidos fue poco notoria. Comprobando que luego de ser circulado totalmente el fluido por el pozo, se estima que éste no requerirá de grandes cambios para reacondicionarlo y por lo tanto, no generará costos adicionales para su buen desempeño. Los productos utilizados para esta formulación, demostraron ser eficientes bajo los efectos de presión y temperatura aplicados en el campo Carabobo.

La diferencia entre los dos fluidos evaluados corresponde a la variación de concentración de polímero en cada una de las formulaciones, lo cual hace que el fluido A posea mayor viscosidad y por ende mayores valores reológicos. Cabe destacar que estos estudios no determinan cual de los fluidos es más eficiente, para ello es necesario complementar esta información con el programa ADVANTAGEHYDRAULICS SYSTEM.

4.3 DETERMINACIÓN DEL MODELO REOLÓGICO QUE MEJOR SE AJUSTE AL COMPORTAMIENTO DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN EN LA FASE DE PRODUCCIÓN MEDIANTE EL SOFTWARE ADVANTAGE HYDRAULICS SYSTEM DE BAKER HUGHES

La selección del modelo reológico fue realizado mediante un análisis matemático asociado al comportamiento real de los fluidos de perforación, que se obtuvo mediante el modelo de estimación de parámetros BHI, del programa

ADVANTAGE HYDRAULICS SYSTEM, en el cual se suministraron los datos necesarios de cada fluido y del pozo en estudio, como lo son las lecturas del viscosímetro FANN 70, densidad, ángulo de desviación, entre otros.

El programa realiza una serie de cálculos que facilitan la determinación de la viscosidad plástica (VP), punto cedente (PC), índice de comportamiento de flujo (n) e índice de consistencia (K) y con ello, determina el modelo reológico más idóneo a usar en la corrida hidráulica para el fluido en estudio, logrando así mayor precisión y exactitud en los resultados. Dichos valores facilitan la determinación del comportamiento reológico de los fluidos, obteniendo de esta manera las gráficas necesarias para evaluar y analizar cada parámetro. En la tabla 4.4 y 4.5 se pueden observar los valores arrojados por el sistema para ambos fluidos.

Tabla 4.3. Resultados del fluido A mediante el modelo BHI del programa Advantage Hydraulics System de Baker Hughes para la obtención del modelo reológico

Modelos reológicos	VP (cP)	PC (Lb/100pie²)	n	K
Newtoniano	23			
Plástico de Bingham	15	11		
Ley exponencial			0,35	3,435
Herschel-Buckley		2	0,38	2,700

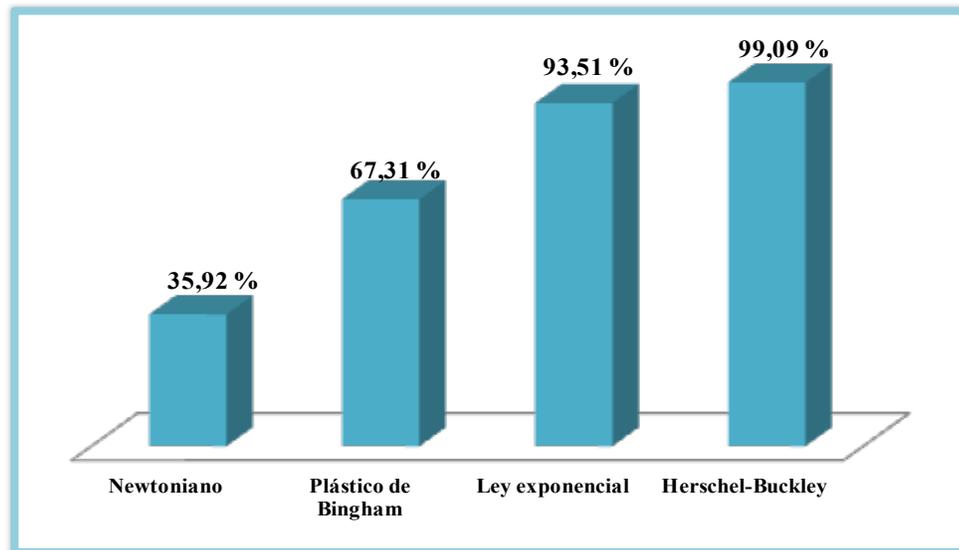
Tabla 4.4. Resultados del fluido B mediante el modelo BHI del programa Advantage Hydraulics System de Baker Hughes para la obtención del modelo reológico

Modelos reológicos	VP (cP)	PC (Lb/100pie²)	n	K
Newtoniano	35			
Plástico de Bingham	23	17		
Ley exponencial			0,37	4,865
Herschel-Buckley		5	0,39	3,722

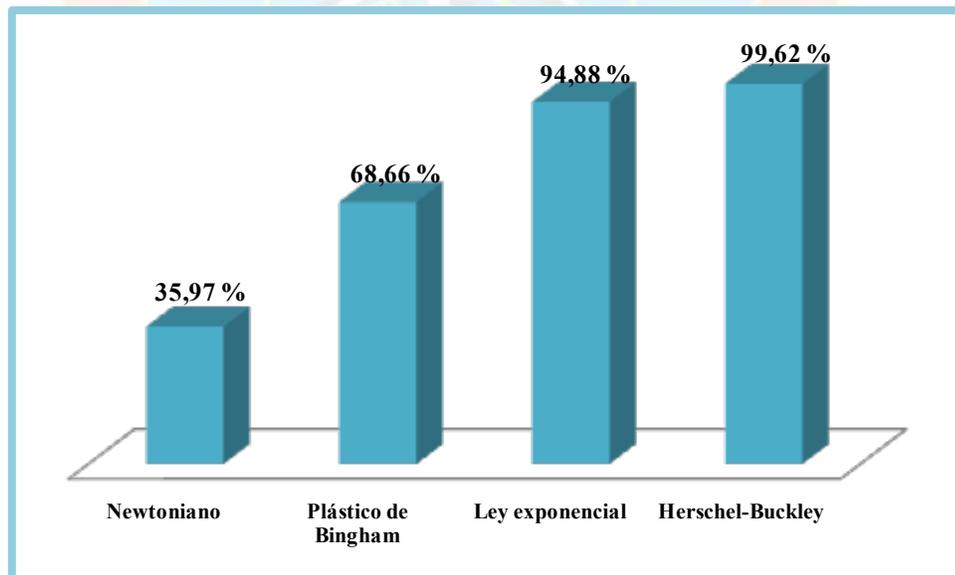
En las tablas 4.3 y 4.4 se puede observar que los valores del índice de comportamiento de flujo (n) para los modelos de la ley exponencial y Herschel-Buckley poseen entre sí una diferencia de 2,7%. A medida que “n” se aleja del comportamiento newtoniano con valores por debajo de 1, el fluido reducirá más su viscosidad al incrementar la tasa de corte, logrando que las capas de fluido viajen a una misma velocidad, permitiendo que la eficiencia del transporte de cortes de perforación se incremente. De igual modo, a medida que el coeficiente de consistencia (K) aumenta, el fluido tiende a ser más viscoso, esto se debe a la cantidad de goma xántica existente en el fluido.

En ambas tablas se logra determinar cómo el valor de k es mayor para el modelo de la ley exponencial, en comparación con Herschel-Buckley, teniendo la primera formulación (A) el valor más bajo debido a que la concentración de la goma xántica utilizada fue menor en comparación con el segundo fluido (B), razón por la

cual se evidencia un mayor coeficiente de consistencia que está directamente relacionado con la viscosidad.



Gráfica 4.5. Ajuste del modelo reológico en la formulación A con Advantage Hydraulics System de Baker Hughes



Gráfica 4.6. Ajuste del modelo reológico en la formulación B con Advantage Hydraulics System de Baker Hughes

Es necesario que el modelo reológico describa adecuadamente el comportamiento del fluido para garantizar un análisis hidráulico preciso, por ello fue realizado un estudio exhaustivo de cada uno de los modelos reológico mediante el programa Advantage Hydraulics System de Baker Hughes, considerando ciertos factores en cada modelo reológico.

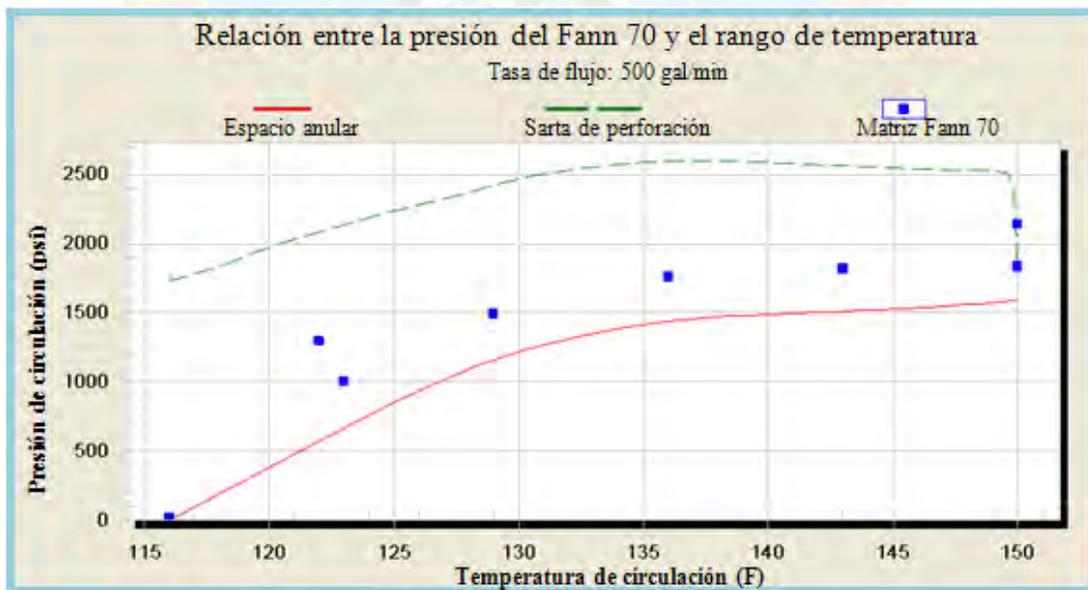
El modelo de Bingham es un modelo lineal en el cual solo se consideran dos (2) puntos del programa para hacer todos los cálculos, ha sido el más básico de todos los modelos reológicos a nivel operacional, el modelo exponencial se amolda un poco más al comportamiento de los fluidos de perforación; sin embargo su debilidad es que la gráfica comienza desde un punto (0,0) lo cual no es real para los fluidos de perforación ya que para su comportamiento tixotrópico se necesita un mínimo de esfuerzo para entrar en movimiento.

El modelo Herschel-Buckley abarca todas las debilidades de los modelos anteriores y considera en primer lugar que los fluidos no tienen comportamientos lineales y segundo que los fluidos necesitan un mínimo esfuerzo para entrar en movimiento. Tomando en cuenta todas estas consideraciones y los cálculos realizados por el programa ADVANTAGE HYDRAULICS SYSTEMS, el modelo reológico que mejor se ajusta al comportamiento del ambos fluidos según sus características reológicas y la limpieza del hoyo es el modelo Herschel-Buckley, con un 99,09 % de aceptación para el fluido A y con 99,62 % para el fluido B, como se puede observar en las graficas 4.5 y 4.6, obteniendo un margen de diferencia para ambos fluidos de un 5 % entre este modelo y el de la Ley exponencial. “Cuanto más preciso sean los modelos reológicos utilizados para describir el fluido de perforación, más preciso podrá ser el análisis hidráulico” (Baker Hughes. 2010).

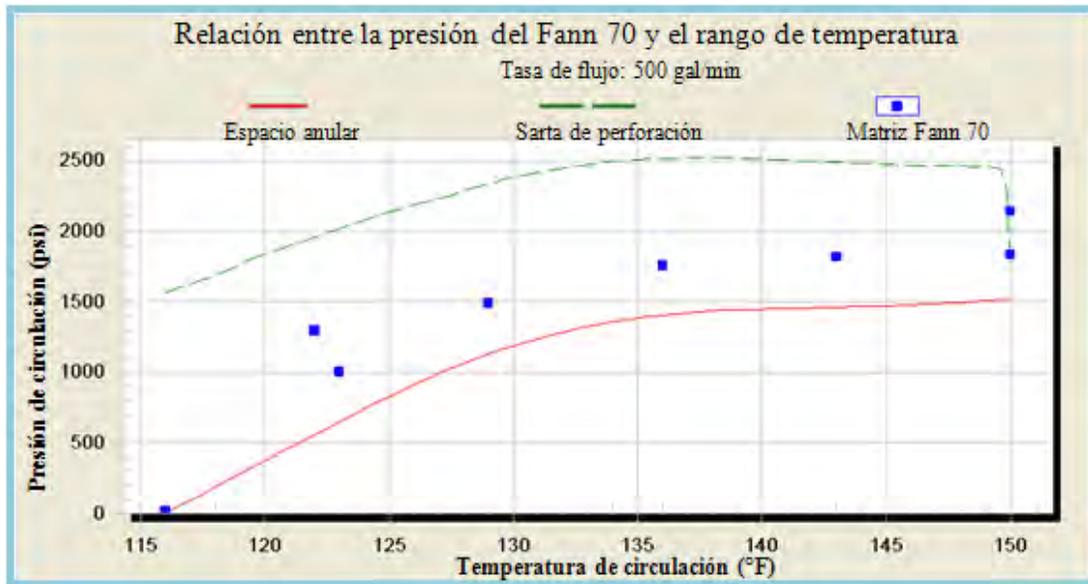
4.4 OBTENCIÓN DE LA EFICIENCIA DEL DESEMPEÑO HIDRÁULICO DEL FLUIDO DURANTE LA PERFORACIÓN DE LA FASE DE PRODUCCIÓN

Se probaron los diferentes modelos reológicos (Bingham, Ley de la Potencia y Herschel-Buckley) y el que mejor se adaptó por los resultados fue el modelo combinado de Herschel-Buckley ya que toma en consideración el origen y traza la mejor curva tomando en cuenta todos los puntos de las lecturas en la gráfica.

Para obtener la eficiencia del desempeño hidráulico, se suministraron unos datos de entrada en el programa Advantage Hydraulics System de Baker Hughes, en el cual se hicieron los cálculos de hidráulica para determinar el porcentaje de limpieza. Los datos suministrados fueron: geometría del hoyo, geometría de la sarta de perforación, densidad del fluido, propiedades reológicas del fluido y galonaje o tasas de flujo.



Gráfica 4.7. Relación entre la presión del Fann 70 y el rango de temperatura para el fluido A



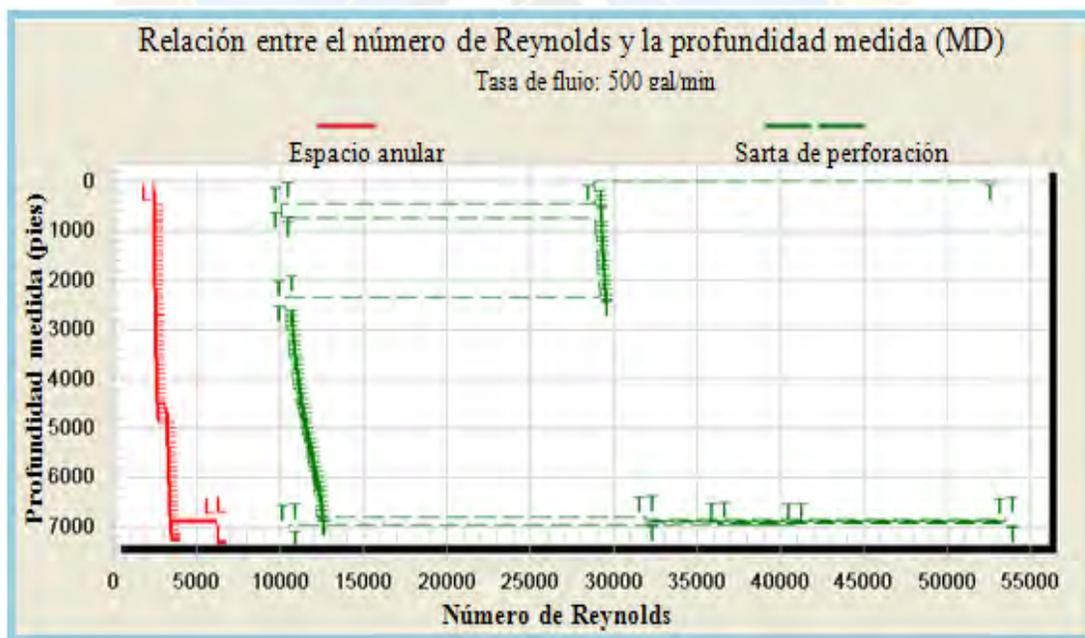
Gráfica 4.8. Relación entre la presión del Fann 70 y el rango de temperatura para el fluido B

4.4.1 Comportamiento del rango de presión y temperatura del fluido de perforación evaluado por el Fann 70 en comparación con el Advantage

Una vez calculada la matriz del Fann 70, utilizando las especificaciones del programa hidráulico ADVANTAGE, se procedió a determinar el modelo reológico más preciso para este fluido y así poder suministrarle al programa toda la data necesaria para lograr realizar la corrida hidráulica y de esta manera corroborar que los cálculos realizados en la determinación de la matriz se encuentren a una presión (< 2600 psi) y temperatura (115 a 150°F) necesarios para cumplir con las exigencias del programa y lograr una mejor comparación entre éste y la matriz calculada. Al observar las gráficas 4.7 y 4.8, se puede notar que la matriz del Fann 70 se encuentra dentro de las condiciones de presión y temperatura calculadas por el programa, lo que garantiza que los resultados son confiables y de mayor precisión.



Gráfica 4.9. Relación entre el número de Reynolds y la profundidad medida para el fluido A



Gráfica 4.10. Relación entre el número de Reynolds y la profundidad medida para el fluido B

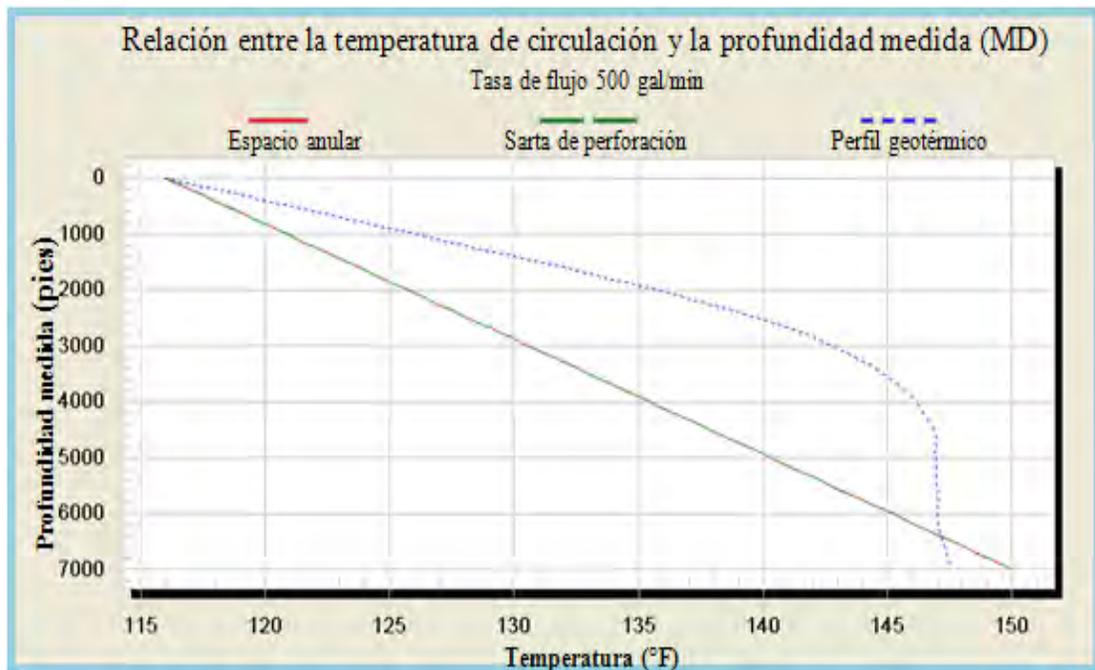
4.4.2 Comportamiento del régimen de flujo en la sarta de perforación:

El flujo en el interior de la sarta de perforación desarrolla un comportamiento turbulento, debido a la alta velocidad y agitación con que éste fluye durante su trayectoria, consiguiéndose con distintas restricciones de diámetros, que a su vez ocasionan cambios en el comportamiento, de la presión, velocidad y fluidez. Se puede observar en las gráficas 4.9 y 4.10, que el régimen de flujo presente en la sarta de perforación es turbulento. Éste comportamiento es el más idóneo en esta sección, ya que al salir el fluido por las boquillas (jets), se necesitará de un flujo turbulento para lograr remover la mayor parte de los cortes generados por la mecha y de esta manera desplazarlos hasta el espacio anular.

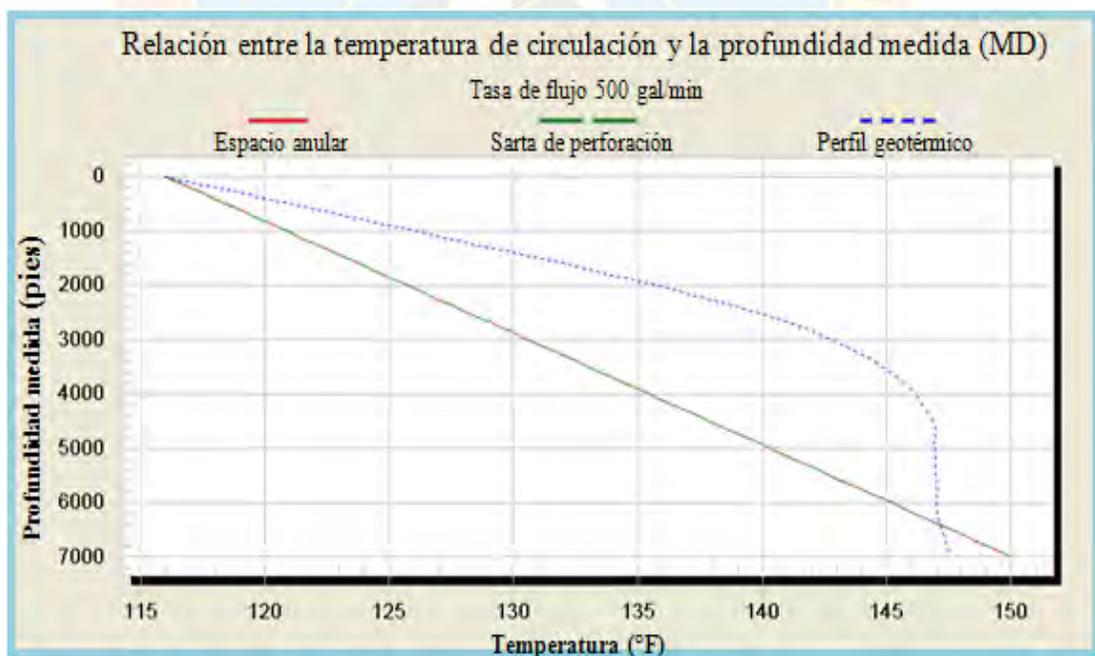
La eficiencia del flujo turbulento en la sarta de perforación, radica en la disminución de la viscosidad efectiva durante su trayectoria en la sarta, generando un desplazamiento más óptimo y a una mayor velocidad por toda el área.

4.4.3 Comportamiento del régimen de flujo en el espacio anular:

En el espacio anular es necesario un flujo laminar, ya que este comportamiento en el fluido permite obtener mayor uniformidad para desplazar los cortes satisfactoriamente desde el fondo hasta la superficie, debido a su baja velocidad y a su alta viscosidad. Éste régimen de flujo es beneficioso en el espacio anular, debido a que la presencia del flujo turbulento podría erosionar las paredes del hoyo, logrando el ensanchamiento del mismo.



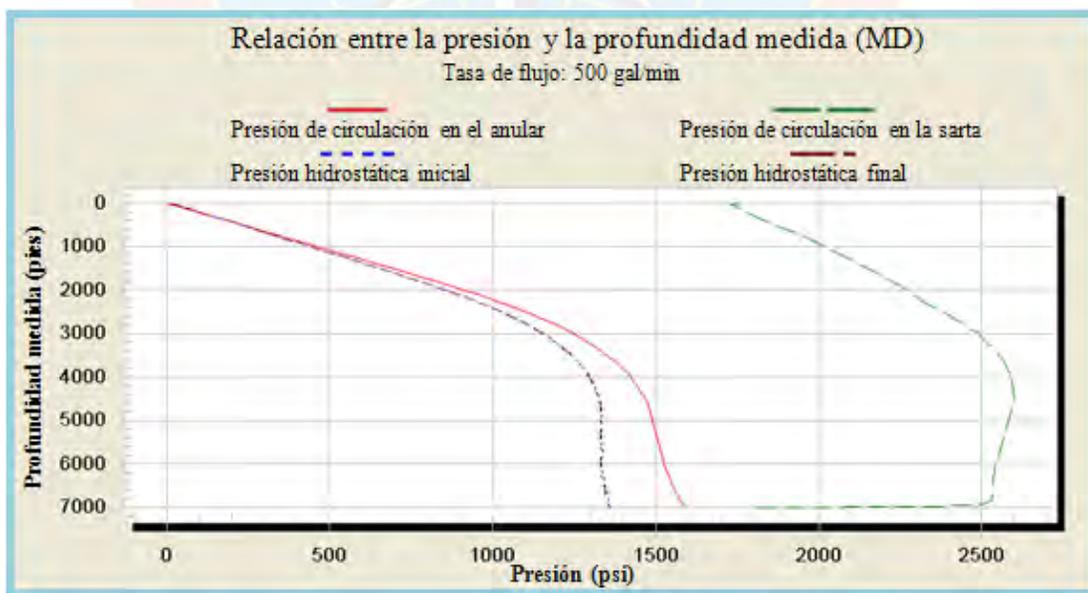
Gráfica 4.11. Relación entre la temperatura de circulación y la profundidad medida para el fluido A



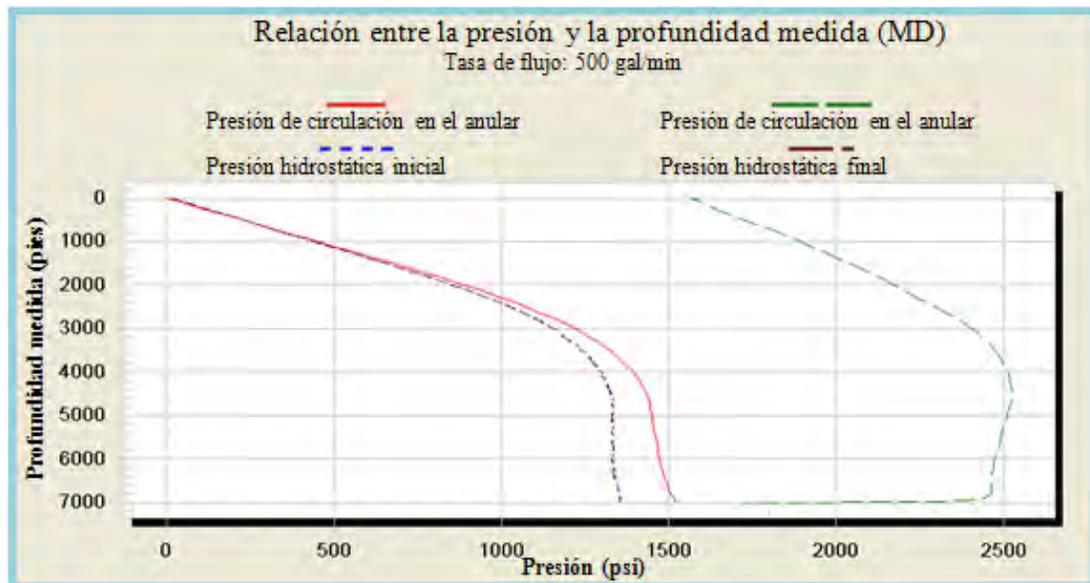
Gráfica 4.12. Relación entre la temperatura de circulación y la profundidad medida para el fluido B

4.4.4 Comportamiento de la temperatura de circulación con la profundidad del pozo.

En la gráfica número 4.11 y 4.12 se muestra el perfil de temperatura dentro de la sarta de perforación y en el espacio anular así como el perfil geotérmico de temperatura. Ambas gráficas poseen el mismo comportamiento, sin distinción entre ellas, esto se debe a que ambos escenarios tienen los mismos intervalos de profundidad y temperatura, obteniendo un mismo resultado para los dos fluidos. Se puede apreciar como la curva del espacio anular y de la sarta de perforación varían con respecto al perfil geotérmico; sin embargo, su comportamiento no se encuentra fuera de los valores calculados mediante la matriz del Fann 70, dejando en evidencia que su máxima temperatura es de 147,8 °F, siendo la calculada de 150 °F a los 7000 pies por la matriz. El comportamiento de la curva del perfil geotérmico a 4200 pies, se debe a que los cálculos realizados mediante la matriz fueron basados en la profundidad medida (MD), mientras que para el programa, se utilizó la profundidad vertical verdadera (TVD).



Gráfica 4.13. Relación entre la presión y la profundidad medida para el fluido A



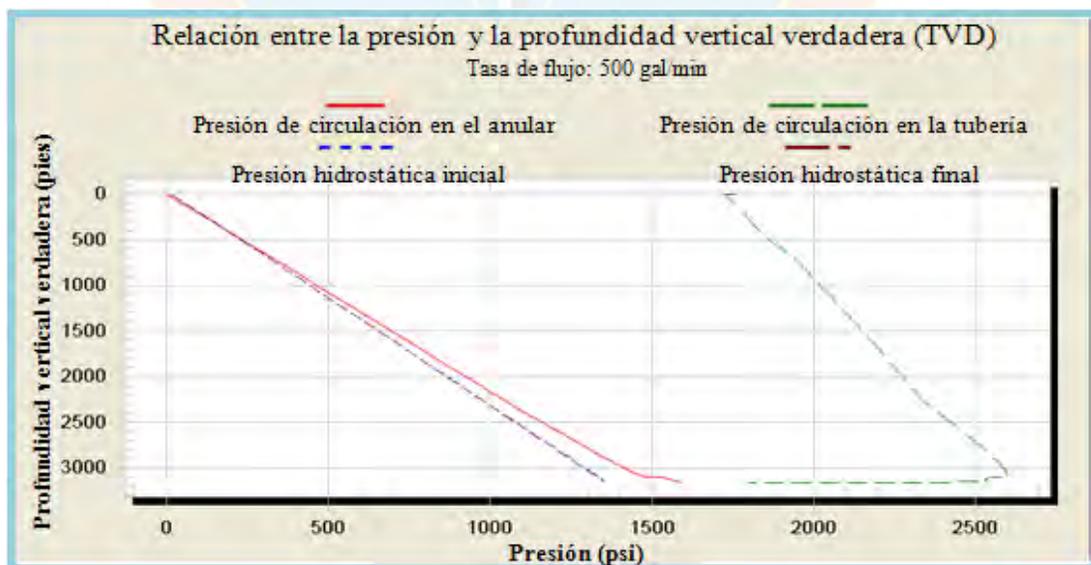
Gráfica 4.14. Relación entre la presión y la profundidad medida para el fluido B

4.4.5 Comportamiento del fluido de perforación con respecto a la presión y profundidad medida (MD)

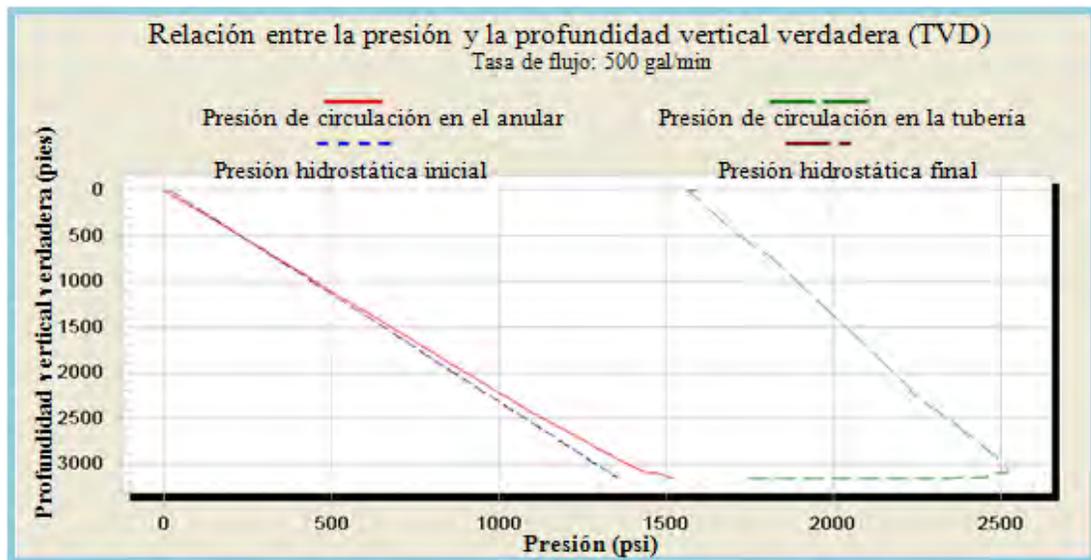
En las gráficas 4.13 y 4.14 se puede apreciar como la presión de circulación en la sarta de perforación incrementa en ambos fluidos a medida que el fluido fluye en su interior a una profundidad dada, este aumento de presión se debe directamente a la viscosidad del fluido, la cual está relacionada con la concentración de goma xántica aplicada en cada formulación. A 4000 pies de profundidad se observa en ambas gráficas una disminución de presión considerable, siendo ésta mayor en la sarta con respecto a la del espacio anular; no obstante, se logró determinar la máxima caída de presión en la sarta y en el anular, la cual es a la profundidad de 6.999,28 pies para ambos fluidos, producto de las velocidades y los cambios de diámetros hidráulicos. A esta profundidad, el fluido A requiere una presión de circulación de 2520 psi y el fluido B 2430 psi, por esto, la primera formulación necesitará de mayor presión de bomba para alcanzar su circulación idónea por la sarta. También es notable en ambas

gráficas que la presión hidrostática inicial y final para ambos fluidos es la misma en cualquier punto de profundidad determinado, debido a que los factores que intervienen en su comportamiento, como la profundidad medida y la densidad del fluido son las mismas.

Al analizar el comportamiento de la presión de circulación en el espacio anular, es notable como la viscosidad del fluido afecta directamente su circulación, generando una mayor resistencia en su desplazamiento. El fluido A posee 0,5 lpb más de goma xántica en comparación con el fluido B, ocasionando que éste requiera de mayor presión de bomba para lograr la misma fluidez que la segunda formulación, para ser más específicos, el fluido A necesita 1600 psi a 7000 pies de profundidad, mientras que el fluido B requiere de 1508 psi a la misma profundidad, lo cual determina que ambos fluidos poseen una diferencia entre sí de 98 psi a la profundidad estudiada, siendo necesario el aplicar mayor fuerza de bomba para el fluido A para lograr que circule por el espacio anular con la mayor fluidez posible hasta llegar a la superficie.



Gráfica 4.15. Relación entre la presión y la profundidad vertical verdadera para el fluido A



Gráfica 4.16. Relación entre la presión y la profundidad vertical verdadera para el fluido B

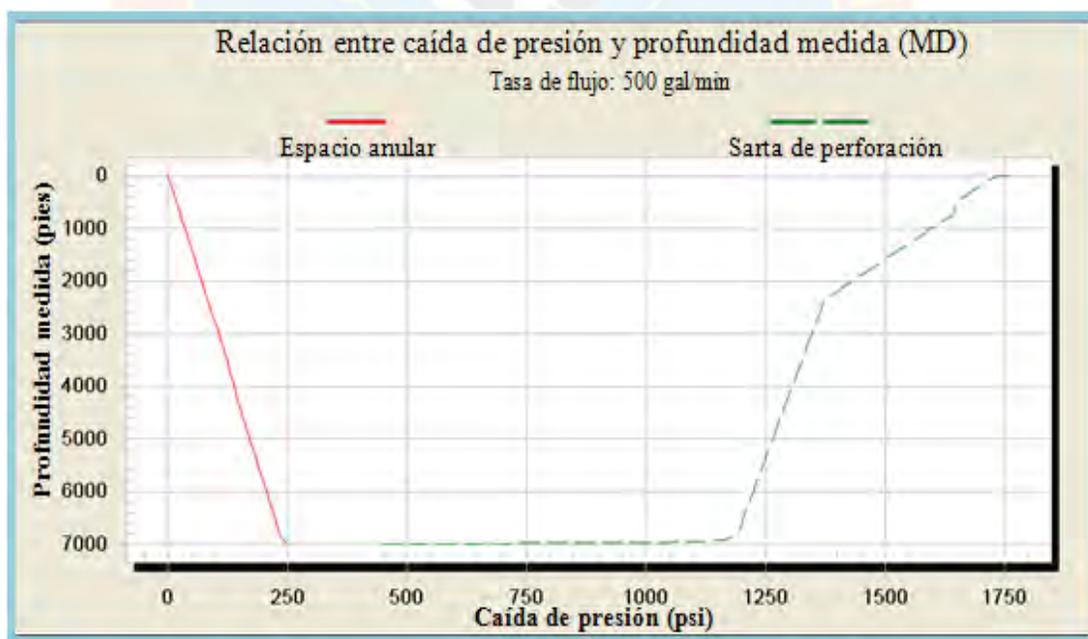
4.4.6 Comportamiento del fluido de perforación con respecto a la presión y Profundidad vertical verdadera (TVD)

Se puede observar en las gráficas 4.15 y 4.16 que la presión hidrostática inicial y final de ambos fluidos poseen un mismo comportamiento, debido a que las profundidades medidas y la densidad del fluido son las mismas y son estos factores los que se necesitan para la determinación de la presión hidrostática de un fluido. Sin embargo, la presión de circulación en la tubería para ambos fluidos a una profundidad dada aumenta a medida que el fluido fluye por la sarta, este aumento en la presión se debe directamente a las velocidades del fluido.

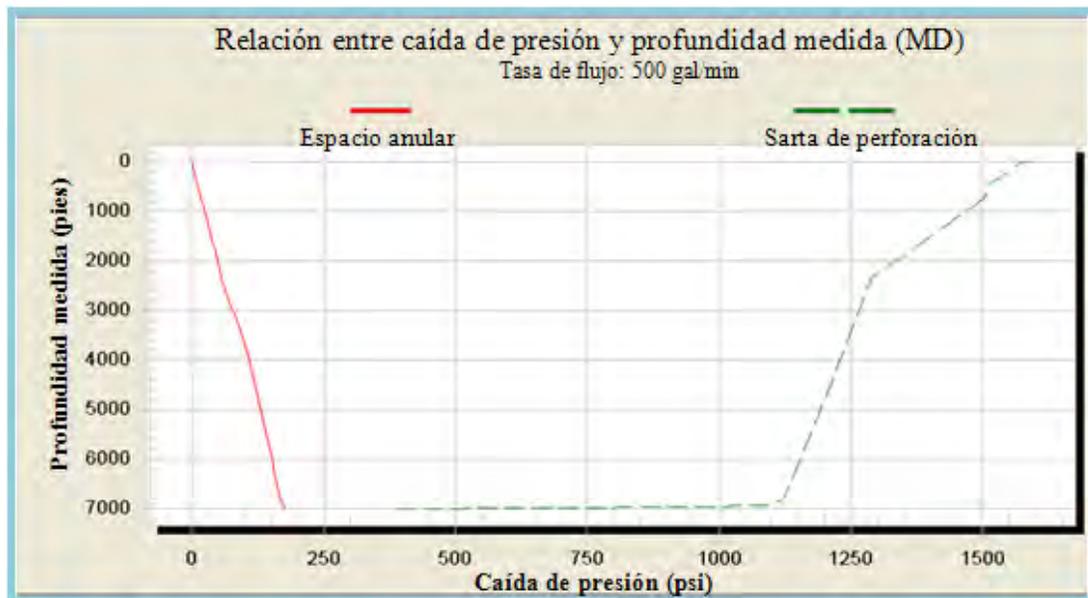
La máxima caída de presión en la sarta y en el anular se puede observar a la profundidad de 3100 pies para ambos fluidos, la cual es generada al inicio del ángulo de inclinación del pozo, es decir, por la excentricidad del pozo y por el cambio en el comportamiento de las propiedades reológicas del fluido. A esta profundidad, el fluido A requiere una presión de 2550 psi y el fluido B de 2510 psi, por esto, la

primera formulación necesitará de mayor presión de bomba para alcanzar su circulación idónea por la sarta.

Al analizar el comportamiento de la presión de circulación en el espacio anular, es notable como la viscosidad del fluido afecta directamente su circulación, generando una mayor resistencia en el desplazamiento. El fluido A posee 0,5 lpb más de goma xántica en comparación con el fluido B, ocasionando que éste requiera de mayor presión de bomba para lograr la misma fluidez que la segunda formulación, para ser más específicos, el fluido A necesitara aproximadamente 40 psi por encima de la presión a la cual fue evaluado el fluido y a una profundidad de 3100 pies para lograr que el fluido circule por el espacio anular con la mayor fluidez posible hasta llegar a la superficie.



Gráfica 4.17. Relación entre la caída de presión y la profundidad medida para el fluido A



Gráfica 4.18. Relación entre la caída de presión y la profundidad medida para el fluido B

4.4.7 Comportamiento del fluido de perforación con respecto a la profundidad en la sarta de perforación

A la profundidad estudiada, la caída de presión del fluido A es levemente mayor a la del fluido B, con una variación aproximada de 150 psi. Esta diferencia está asociada al comportamiento reológico de ambos fluidos, debido al uso de una mayor concentración de goma xántica en el fluido A, siendo este más viscoso que el fluido B y por ende necesitará mayor presión inicial en las bombas de fluido para alcanzar el mismo caudal de circulación. Cabe destacar que para ambos fluidos la densidad es de 8,6 lb/gal. Por otra parte se debe acotar que a mayor profundidad medida (MD), siempre habrá mayor caída de presión por la fricción en la sarta con respecto al espacio anular.

La mayor caída de presión producida fue a la profundidad de 6.999,28 pies de profundidad, donde el fluido baja a alta velocidad y al salir por las boquillas de la

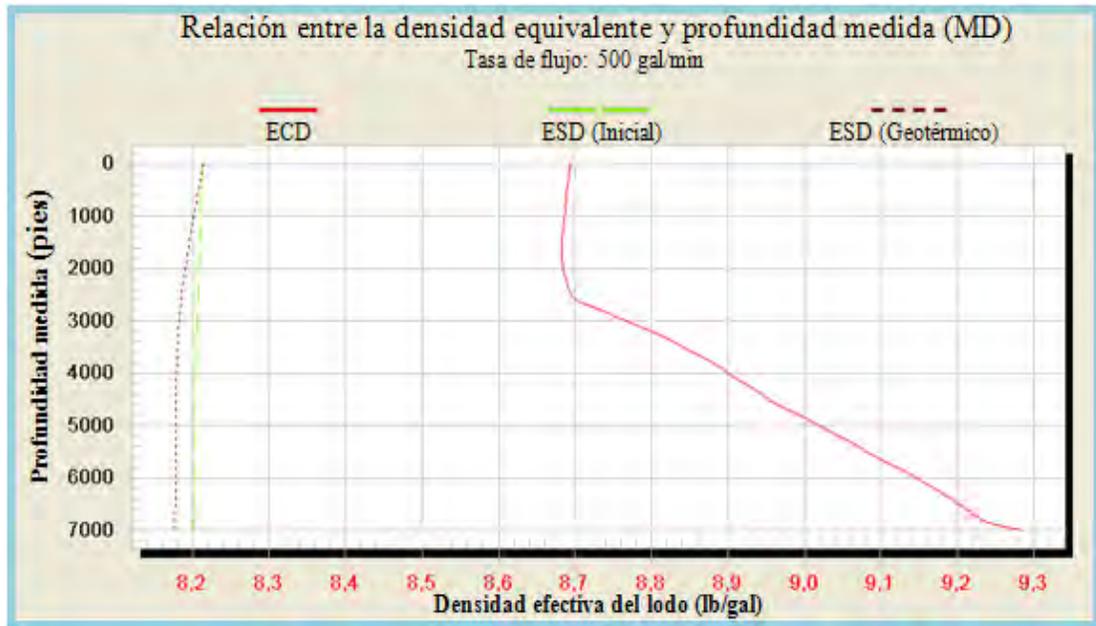
mecha (jets) se consigue con un diámetro mayor al de la restricción de los jets, generando la mayor caída de presión en el fondo del hoyo y manteniéndose relativamente constante hasta llegar al espacio anular.

4.4.8 Comportamiento del fluido de perforación con respecto a la profundidad en el espacio anular

En el espacio anular la presión inicial del fluido A es de 250 psi y la del fluido B es de 175 psi, lo que demuestra que el fluido A aporta una mayor presión al inicio del desplazamiento fondo-superficie por su mayor viscosidad, obteniendo una diferencia de 75 psi por encima del fluido B, esto corrobora que la caída de presión del mismo es más significativa. Este comportamiento está estrechamente relacionado con las propiedades reológicas del fluido, por lo cual el fluido A necesitará de mayor presión de bombas para lograr desplazarse por el espacio anular.



Gráfica 4.19. Relación entre la densidad equivalente y la profundidad medida para el fluido A

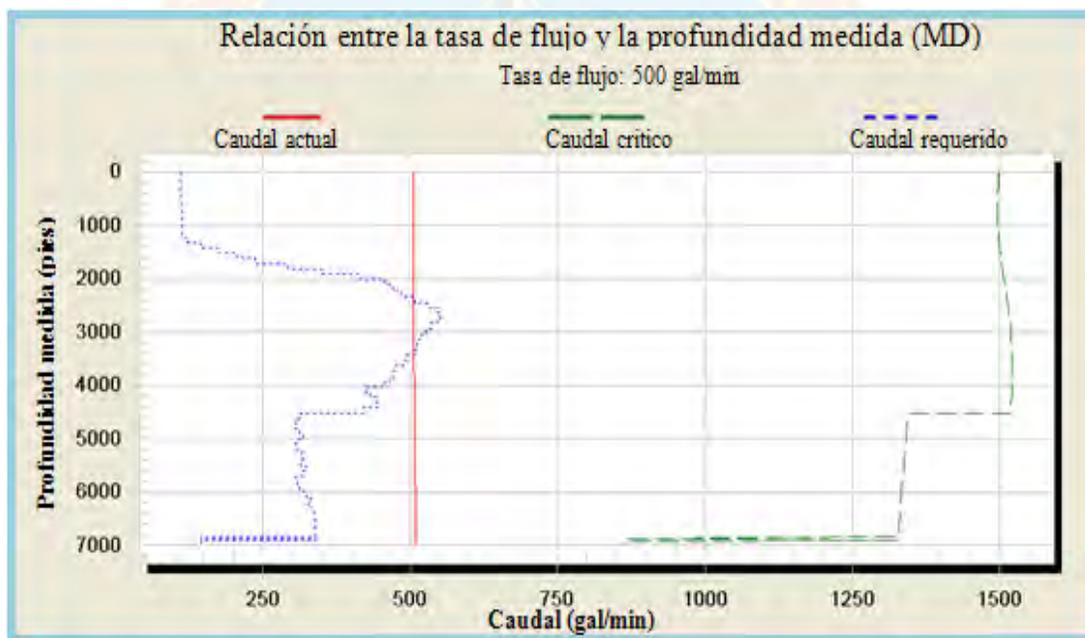


Gráfica 4.20. Relación entre la densidad equivalente y la profundidad medida para el fluido B

4.4.9 Comportamiento de la densidad estática y de circulación del fluido por el pozo

El comportamiento de la densidad equivalente de circulación (DEC) es un parámetro tan importante en el buen funcionamiento de un fluido de perforación como la densidad estática equivalente (ESD). Al observar las gráficas 4.19 y 4.20 se puede notar como la DEC para la primera formulación comienza en 8,9 lb/gal a diferencia de la segunda formulación que empieza en 8,69 lb/gal, obteniendo una diferencia de 0,21 lb/gal al inicio de su circulación. Esta variación se debe directamente a la viscosidad de cada fluido, provocando un valor más elevado en la DEC y por ende el fluido requerirá de mayor presión de bomba para lograr desplazarlo.

La DEC siempre será mayor que la densidad del fluido debido al arrastre de los cortes y a la sumatoria de las caídas de presión anulares. Es notable que los valores de DEC son mayores a medida que aumenta la profundidad a una tasa de bombeo determinada; sin embargo, esta no debe alcanzar la presión de fractura (10,5 lb/gal), más aun, en el fondo del pozo estará por debajo de 9,75 lb/gal para ambos fluidos. La determinación de esta última presión ayuda a prevenir que la formación no sea fracturada y que la perforación del hoyo culmine de manera exitosa, es por esto que la presión de fractura juega un papel muy importante en la determinación del DEC.



Gráfica 4.21. Relación entre la tasa de flujo y la profundidad medida para el fluido A



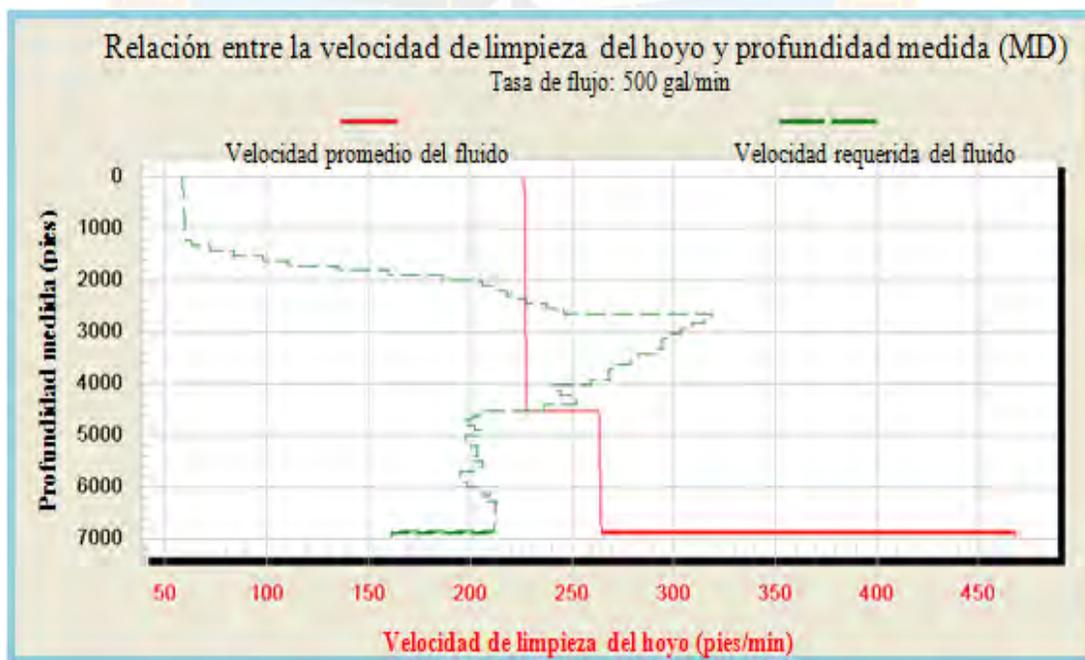
Gráfica 4.22. Relación entre la tasa de flujo y la profundidad medida para el fluido B

4.4.10 Eficiencia del caudal operacional y la Profundidad medida

La importancia de las gráficas 4.21 y 4.22 radica en poder observar el galonaje requerido para limpiar el hoyo, comparándolo con la tasa de flujo actual y el caudal crítico. Al analizar ambas gráficas, es notable como el caudal de operación o caudal actual, supera el galonaje requerido para limpiar el hoyo. Sin embargo; para el intervalo de profundidad comprendido entre 2.200 a 4300 pies, la tasa de flujo utilizada para los dos escenarios, establecida en 500 gal/min, no es suficiente para transportar los cortes generados por la mecha, lo que podría ocasionar una acumulación de cortes en esta área del pozo. Para ello es necesario elevar la tasa de flujo a 550 bls/min para el fluido A y 800 bls/min aproximadamente para el fluido B, logrando así un trabajo más eficiente en la limpieza del hoyo y sin exceder los límites establecidos por el flujo crítico. “La bomba también deberá ser capaz de enviar un caudal mayor, a una presión determinada, que sea suficiente como para transportar los ripios hacia arriba y fuera del pozo.” (Baker Hughes, 2010).



Gráfica 4.23. Relación entre la velocidad de limpieza del hoyo y la profundidad medida para el fluido A



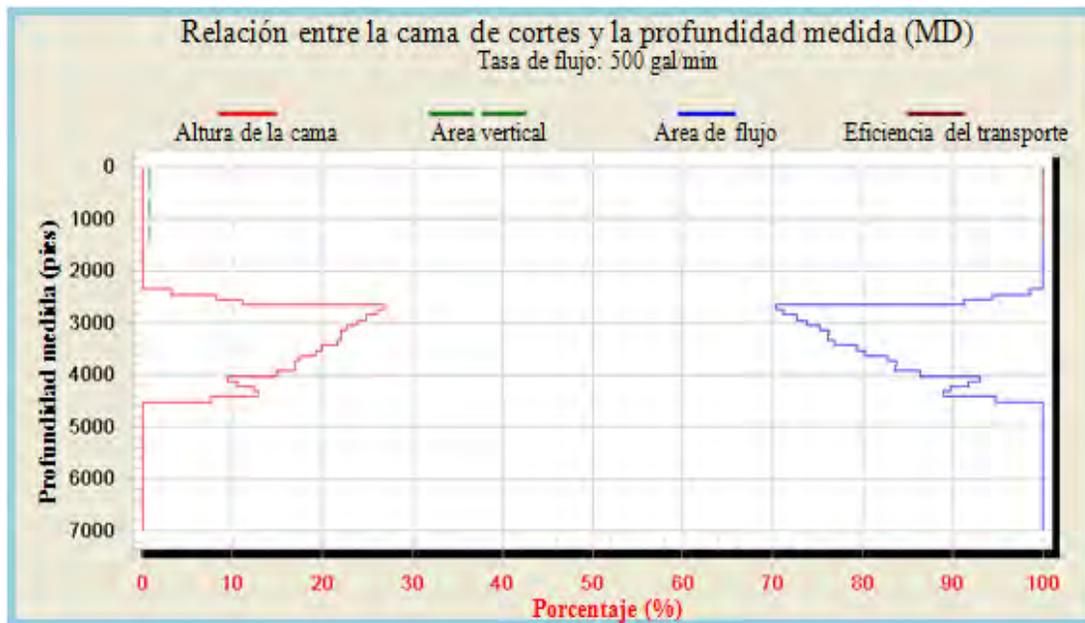
Gráfica 4.24. Relación entre la velocidad de limpieza del hoyo y la profundidad medida para el fluido B

4.4.11 Eficiencia de la velocidad del fluido de perforación en la limpieza del hoyo con respecto a la profundidad medida del pozo

La velocidad ejercida por el fluido A para el transporte eficiente de los cortes está por encima de la velocidad requerida, lo que demuestra como el fluido cumple con la función primordial que es la limpieza del hoyo; sin embargo, se puede observar que a una profundidad mayor de 2400 pies, la velocidad requerida en ambos fluidos excede la ejercida en el pozo, esto es un indicativo de que a esta profundidad y hasta los 3400 pies para el primer fluido y 4600 pies para el segundo fluido, existe una velocidad de limpieza deficiente, lo que conlleva a una acumulación de cortes ocasionados por la viscosidad del fluido y su baja capacidad de arrastre, para ello es necesario elevar la velocidad a 250 pies/min para el fluido A y a 330 pies/min para el fluido B. La velocidad de asentamiento de los cortes para el fluido A calculada fue de 40,203 pies/min y para el fluido B de 62,302 pies/min, donde la velocidad de arrastre de ambos fluidos es superior a la velocidad de asentamiento de los cortes, garantizando el transporte de los cortes hasta superficie.



Gráfica 4.25. Relación entre la cama de cortes y la profundidad medida para el fluido A



Gráfica 4.26. Relación entre la cama de cortes y la profundidad medida para el fluido B

4.4.12 Determinación de la eficiencia del fluido de perforación en la limpieza del hoyo

Una vez analizadas todas las gráficas anteriores, se puede apreciar de manera más clara, la necesidad de aumentar la tasa de flujo y por ende la presión de bomba, las cuales van relacionadas a la velocidad de limpieza del hoyo, ya que al no tener un flujo mínimo adecuado para el transporte de los cortes, estos se acumularan formando una cama de cortes. En la gráfica 4.25 y 4.26 se puede observar como en el intervalo de profundidad comprendido entre 2.200 a 3.400 pies en la primera formulación y hasta 4.600 pies en la segunda formulación, se forma la mayor altura de la cama de cortes, generada por el bajo galonaje bombeado y provocando una deficiencia en limpieza del hoyo para el escenario del fluido B; sin embargo, para el fluido A se obtuvo una eficiencia de limpieza en el hoyo del 90% y para el fluido B un 70%, concluyendo que el fluido A es el más ideal para este pozo, debido a que cumple con las funciones necesarias para el transporte de los cortes en el hoyo. Es importante mencionar que no existe un porcentaje de limpieza establecido como el más óptimo

pero lo más recomendable es que dicho valor éste lo más cercano al 100% dependiendo de las condiciones y exigencias del programa utilizado en la simulación, como pasa en el escenario del fluido A, el cual tuvo un porcentaje de limpieza en el hoyo por encima de 90%.

Las propiedades reológicas, la velocidad de desplazamiento, la presión de bomba, la geometría del pozo, entre otros, son factores fundamentales en la eficacia de la limpieza de un pozo. La diferencia entre ambos fluidos radica principalmente en la concentración de goma xántica, siendo el fluido A el que posee 0,5 lpb más que el fluido B, generando que éste sea más viscoso y logre una mayor eficiencia en el transporte de los cortes. Al analizar estos fluidos bajo el mismo escenario, se puede observar que el galonaje y la velocidad del fluido justo donde comienza el ángulo de inclinación, no son totalmente eficiente para lograr una buena limpieza del hoyo, lo que a su vez podría ocasionar diversos problemas operacionales como una disminución de la tasa de penetración, atascamiento de tubería, dificultades para correr la tubería de revestimiento, entre otros.

CAPÍTULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- El parámetro con mayor influencia para realizar un análisis hidráulico con un fluido base agua es la temperatura.
- El sistema de fluido A con un 0,5 lb/gal más de goma xántica en su formulación en comparación con el fluido B, mostró un mejor comportamiento reológico.
- Los cambios de presión y temperatura aplicados mediante el Fann 70, no arrojaron cambios en el comportamiento reológico de ambos fluidos.
- El sistema polimérico siempre va a requerir un valor de esfuerzo inicial para que el fluido pueda entrar en movimiento.
- El modelo reológico que mejor se ajusta al comportamiento real de los fluidos poliméricos es el modelo combinado de Herschel-Buckley.
- Se determinó que la tasa de circulación (galonaje) óptima en el transporte de cortes para el fluido A debe de 550 gal/min.
- Al simular los ensamblajes de fondo en la fase de estudio, la pérdida de presión en el sistema de circulación nunca alcanzó la presión permisible máxima de las bombas, por lo que estos equipos funcionaron sin riesgo de ser forzados.
- Durante la perforación de la fase 8 ½ pulgadas con el fluido A, hubo una limpieza óptima de 90% en el hoyo en comparación con el fluido B.
- La limpieza lograda con el fluido A es mejor a la obtenida con el fluido B mediante el software Advantage Hydraulics System.

5.2 RECOMENDACIONES

- Cumplir estrictamente el orden de agregado y mezclado de los aditivos usados en la formulación de sistemas para garantizar la estabilidad y el buen desempeño de los mismos.
- Es recomendable mantener la continuidad y control de calidad de los productos para optimizar las operaciones a nivel de campo.
- Llevar un control estricto de la hidráulica y consumo de productos en la operación de manera de garantizar las propiedades ya que el consumo excesivo de productos trae como consecuencia altos costos lo que haría inviable el uso de este sistema de fluidos.
- Analizar el comportamiento del fluido a utilizar antes de ser aplicado en las operaciones de campo.
- Conocer la presión de poro y la presión de fractura de las formaciones en el campo Carabobo para que éstas sean perforadas con la aplicación de las densidades del fluido más apropiadas y mantener valores de DEC por debajo de estos para garantizar que no habrá fractura en la formación durante la perforación.
- Mantener siempre un caudal de operación menor que el caudal crítico mínimo correspondiente al intervalo de hoyo 8 ½ pulgadas, para evitar que el régimen de flujo sea turbulento en el espacio anular y erosione las paredes del pozo
- Para garantizar una buena limpieza del hoyo es recomendable que los resultados de la corrida de hidráulica sean igual o mayor a un 80% para evitar diversos problemas operacionales producto de la acumulación de cortes.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ADVANTAGE HYDRAULICS SYSTEM. 2007. MANUAL DE BAKER HUGHES INTEQ.
- ADVANTAGE SYSTEM. 2001. BAKER HUGHES INTEQ DRILLING FLUIDS.
- API ENERGY. 2001. Manual de fluidos de perforación. Dallas, Texas.
- ANÁLISIS HIDRÁULICO CON ADVANTAGE HYDRAULICS SYSTEM. 2010. Julián Carmona, Monagas, Venezuela.
- ARIAS F. 2006. El proyecto de investigación, Editorial Episteme, (5ta. Edición). Caracas, Venezuela.
- BAKER HUGHES INTEQ. 1998. Manual de Ingeniería de Fluidos de Perforación. Houston, Texas, USA.
- BAKER HUGHES INTEQ. 2005. Manual de Ingeniería de Fluidos de Perforación.
- BALESTRINI M. 2001. Cómo se elabora el proyecto de investigación, BL Consultores Asociados, Caracas, Venezuela.
- BAROID. 2004. Manual de Fluidos, Houston-Estados Unidos.
- BAROID. 1999. Manual de Fluidos de Perforación, Baroid.
- CENTRO INTERNACIONAL DE EDUCACIÓN Y DESARROLLO. 1997. Problemas asociados a los fluidos de perforación, CIED, Maracaibo, Venezuela.

COBRA INDUSTRIES INC. 2006. Seminar Drillstring hydraulics, PDC operating procedures, Cobra Industries Inc., Goshen, Estados Unidos.

Chowdhury, D; Skalle, P y Mahbubur, R. 2009. Prediction Of Stand Pipe Pressure Using Conventional Approach, Trondheim, Noruega.

González, F. 2003. Pozos I. Guía de estudios para la materia Pozos I. Universidad Central de Venezuela.

Hussain, H. 2010. Simulation of the Cuttings Cleaning During the Drilling Operation, Tronoh, Perak, Malasia.

KELCO OIL FIELD GROUP. 2002. Technical Handbook.

Kelessidis, V y Mpandelis, G. 2004. Hydraulic Parameters Affecting Cuttings Transport For Horizontal Coiled Tubing Drilling, La Canea, Grecia.

MENDOZA L. 2010. Ingeniería de Perforación. Manual Técnico. Global Management.

MI DRILLING FLUIDS. 2002. Manual de Fluidos, Houston-Estados Unidos.

PRIETO O. 2007. Tecnología de los fluidos de perforación. Manual técnico. APOCA.

PROAMSA. 2010. Manual de Fluidos, Venezuela.



APÉNDICES

HOJA DE METADATOS

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 1/6

Título	EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO HIDRÁULICO DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN EN HOYOS DE 8 ½ PULGADAS EN EL CAMPO CARABOBO, MONAGAS - VENEZUELA
Subtítulo	

El Título es requerido. El subtítulo o título alternativo es opcional.

Autor(es)

Apellidos y Nombres	Código CVLAC / e-mail	
Cesín Romero, Alba Samira	CVLAC	C.I: 18.173.963
	e-mail	albacesin@gmail.com
	e-mail	

Se requiere por lo menos los apellidos y nombres de un autor. El formato para escribir los apellidos y nombres es: "Apellido1 InicialApellido2., Nombre1 InicialNombre2". Si el autor esta registrado en el sistema CVLAC, se anota el código respectivo (para ciudadanos venezolanos dicho código coincide con el numero de la Cedula de Identidad). El campo e-mail es completamente opcional y depende de la voluntad de los autores.

Palabras Claves
Fluido de perforación
Hidráulica
Limpieza de Hoyo

El representante de la subcomisión de tesis solicitará a los miembros del jurado la lista de las palabras claves. Deben indicarse por lo menos cuatro (4) palabras clave.

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 2/6

Líneas y sublíneas de investigación:

Área	Sub-área
Tecnología (Ciencias Aplicadas)	Petróleo

Debe indicarse por lo menos una línea o área de investigación y por cada área por lo menos un subárea. El representante de la subcomisión solicitará esta información a los miembros del jurado.

Resumen (Abstract):

El presente trabajo tuvo como objetivo principal, la formulación de un fluido polimérico diseñado para comportarse como un fluido viscoelástico, capaz de transportar los cortes en la sección horizontal del pozo ubicado en el campo Carabobo-Venezuela. Para ello, fueron formulados dos fluidos poliméricos con distintas concentraciones de gomas xánticas y carbonato de calcio, los cuales fueron evaluados mediante las pruebas de reología, filtrado API y retorta. Posteriormente ambos fluidos fueron sometidos a condiciones de presión y temperatura del hoyo, las cuales oscilaron entre 116 °F y 150 °F para la temperatura y para la presión desde 14,7 lpca hasta 2141 lpc, mediante el equipo Fann 70, en esta prueba no se evidenciaron cambios bruscos en el comportamiento reológico con respecto a los resultados obtenidos previamente con el viscosímetro Ofitte 800. Luego, fue determinado el modelo reológico de mejor ajuste según las características de los fluidos mediante el software ADVANTAGE HYDRAULICS SYSTEM, el cual fue Herschel-Buckley. Finalmente se realizó la corrida hidráulica para las dos formulaciones con este mismo software para determinar la eficiencia de limpieza en el hoyo de 8 ½ pulgadas; concluyéndose que al comparar los dos sistemas de fluidos poliméricos, la formulación A tuvo el mejor desempeño hidráulico, comportamiento reológico y la mejor limpieza en el hoyo en comparación con la formulación B, obteniendo aproximadamente 90 % de eficiencia en el transporte de los cortes.

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 3/6

Contribuidores:

Apellidos y Nombres	Código CVLAC / e-mail	
Vega, Rubén	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input checked="" type="checkbox"/> JU <input type="checkbox"/>
	CVLAC	C.I. 10.100.632
	e-mail	rvegas@udo.edu.ve
	e-mail	
Otahola Jesús	ROL	CA <input checked="" type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input type="checkbox"/>
	CVLAC	C.I. 14.940176
	e-mail	jotahola@udo.edu.ve
	e-mail	
Marín Tomas	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input checked="" type="checkbox"/>
	CVLAC	C.I. 11538773
	e-mail	tmarin@@@udo.edu.ve
	e-mail	
García, María	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input checked="" type="checkbox"/>
	CVLAC	C.I. 15.510.689
	e-mail	mariagarcia@@@udo.edu.ve
	e-mail	

Se requiere por lo menos los apellidos y nombres del tutor y los otros dos (2) jurados. El formato para escribir los apellidos y nombres es: "Apellido1 InicialApellido2., Nombre1 InicialNombre2". Si el autor esta registrado en el sistema CVLAC, se anota el código respectivo (para ciudadanos venezolanos dicho código coincide con el numero de la Cedula de Identidad). El campo e-mail es completamente opcional y depende de la voluntad de los autores. La codificación del Rol es: CA = Coautor, AS = Asesor, TU = Tutor, JU = Jurado.

Fecha de discusión y aprobación:

Año	Mes	Día
2012	11	01

Fecha en formato ISO (AAAA-MM-DD). Ej: 2005-03-18. El dato fecha es requerido.

Lenguaje: spa

Requerido. Lenguaje del texto discutido y aprobado, codificado usando ISO 639-2. El código para español o castellano es spa. El código para inglés en. Si el lenguaje se especifica, se asume que es el inglés (en).

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 4/6

Archivo(s):

Nombre de archivo
Alba Cesín

Caracteres permitidos en los nombres de los archivos: **A B C D E F G H I J K L M N O P Q R S T U V W X Y Z a b c d e f g h i j k l m n o p q r s t u v w x y z 0 1 2 3 4 5 6 7 8 9 _ - .**

Alcance:

Espacial: _____ (opcional)

Temporal: _____ (opcional)

Título o Grado asociado con el trabajo

Ingeniero de Petróleo.

Dato requerido. Ejemplo: Licenciado en Matemáticas, Magister Scientiarium en Biología Pesquera, Profesor Asociado, Administrativo III, etc

Nivel Asociado con el trabajo:

Ingeniería

Dato requerido. Ejs: Licenciatura, Magister, Doctorado, Post-doctorado, etc.

Área de Estudio

Tecnología (Ciencias Aplicadas)

Usualmente es el nombre del programa o departamento.

Institución(es) que garantiza(n) el Título o grado

Universidad de Oriente Núcleo Monagas

Si como producto de convenciones, otras instituciones además de la Universidad de Oriente, avalan el título o grado obtenido, el nombre de estas instituciones debe incluirse aquí.

Hoja de metadatos para tesis y trabajos de Ascenso- 5/6



UNIVERSIDAD DE ORIENTE
CONSEJO UNIVERSITARIO
RECTORADO

CU Nº 0975

Cumaná, 04 AGO 2009

Ciudadano
Prof. JESÚS MARTÍNEZ YÉPEZ
Vicerrector Académico
Universidad de Oriente
Su Despacho

Estimado Profesor Martínez:

Cumplo en notificarle que el Consejo Universitario, en Reunión Ordinaria celebrada en Centro de Convenciones de Cantaura, los días 28 y 29 de julio de 2009, conoció el punto de agenda **"SOLICITUD DE AUTORIZACIÓN PARA PUBLICAR TODA LA PRODUCCIÓN INTELECTUAL DE LA UNIVERSIDAD DE ORIENTE EN EL REPOSITORIO INSTITUCIONAL DE LA UDO, SEGÚN VRAC Nº 696/2009"**.

Leído el oficio SIBI - 139/2009 de fecha 09-07-2009, suscrita por el Dr. Abul K. Bashirullah, Director de Bibliotecas, este Cuerpo Colegiado decidió, por unanimidad, autorizar la publicación de toda la producción intelectual de la Universidad de Oriente en el Repositorio en cuestión.

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
SISTEMA DE BIBLIOTECA
RECIBIDO POR *[Firma]*
FECHA 5/8/09 HORA 5:30

Comunicación que hago, a usted a los fines consiguientes.

Cordialmente,

[Firma]
JUAN A. BOLANOS CUNTELE
Secretario



C.C: Rectora, Vicerrectora Administrativa, Decanos de los Núcleos, Coordinador General de Administración, Director de Personal, Dirección de Finanzas, Dirección de Presupuesto, Contraloría Interna, Consultoría Jurídica, Director de Bibliotecas, Dirección de Publicaciones, Dirección de Computación, Coordinación de Teleinformática, Coordinación General de Postgrado.

JABC/YGC/maruja

Hoja de metadatos para tesis y trabajos de Ascenso- 6/6

Artículo 41 del REGLAMENTO DE TRABAJO DE PREGRADO (Vigente a partir del II semestre del 2009 según comunicado CU 034-2009).” Los Trabajos de Grado son de exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente y sólo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del consejo de núcleo respectivo, quien lo participará al Consejo Universitario.



Alba Samira Cesín Romero
Autora



Msc. Rubén Vega
Asesor



Ing. Jesús Otahola
Co-Asesor