


	GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS					  	
	CARTA DE AUTORIZACIÓN						
CÓDIGO	AP-BIB-FO-06	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	1 de 2

Neiva, 28 de Abril de 2016

Señores

CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN





UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

Ciudad

El (Los) suscrito(s):

Daniela Godoy Lozano, con C.C. No. 1110543877, Juan Jarby Salazar Parrací, con C.C. No. 1075265711, autor(es) de la tesis y/o trabajo de grado titulado Evaluación Y Análisis De Un Lodo De Perforación Que Pueda Ser Usado Bajo Las Condiciones Específicas De Un Campo En Colombia presentado y aprobado en el año 2016 como requisito para optar al título de Ingeniero de petróleos; autorizo (amos) al CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN de la Universidad Surcolombiana para que con fines académicos, muestre al país y el exterior la producción intelectual de la Universidad Surcolombiana, a través de la visibilidad de su contenido de la siguiente manera:


- Los usuarios puedan consultar el contenido de este trabajo de grado en los sitios web que administra la Universidad, en bases de datos, repositorio digital, catálogos y en otros sitios web, redes y sistemas de información nacionales e internacionales “open access” y en las redes de información con las cuales tenga convenio la Institución.
- Permita la consulta, la reproducción y préstamo a los usuarios interesados en el contenido de este trabajo, para todos los usos que tengan finalidad académica, ya sea en formato Cd-Rom o digital desde internet, intranet, etc., y en general para cualquier formato conocido o por conocer, dentro de los términos establecidos en la Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, Decreto 460 de 1995 y demás normas generales sobre la materia.
- Continúo conservando los correspondientes derechos sin modificación o restricción alguna; puesto que de acuerdo con la legislación colombiana aplicable, el presente es un acuerdo jurídico que en ningún caso conlleva la enajenación del derecho de autor y sus conexos.
- De conformidad con lo establecido en el artículo 30 de la Ley 23 de 1982 y el artículo 11 de la Decisión Andina 351 de 1993, “Los derechos morales sobre el trabajo son propiedad de los autores” , los cuales son irrenunciables, imprescriptibles, inembargables e inalienables.





	GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS					  	
	CARTA DE AUTORIZACIÓN						
CÓDIGO	AP-BIB-FO-06	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	2 de 2

EL AUTOR/ESTUDIANTE: Daniela Godoy Lozano

Firma: 

EL AUTOR/ESTUDIANTE: Juan Jarby Salazar Parrací

Firma: 

	GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS				  		
	DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO						
CÓDIGO	AP-BIB-FO-07	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	1 de 3

TÍTULO COMPLETO DEL TRABAJO: Evaluación y Análisis de un Lodo de Perforación que Pueda Ser Usado Bajo Las Condiciones Específicas de un Campo en Colombia

AUTOR O AUTORES:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Godoy Lozano	Daniela
Salazar Parrací	Juan Jarby

DIRECTOR Y CODIRECTOR TESIS:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Vargas Castellanos	Constanza

ASESOR (ES):

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre

PARA OPTAR AL TÍTULO DE: Ingeniero de Petróleos

FACULTAD: Facultad de Ingeniería

PROGRAMA O POSGRADO: Ingeniería de Petróleos





CIUDAD: Neiva
65 paginas

AÑO DE PRESENTACIÓN: 2016

NÚMERO DE PÁGINAS:

TIPO DE ILUSTRACIONES (Marcar con una X):

Diagramas X Fotografías___ Grabaciones en discos___ Ilustraciones en general X
Grabados___ Láminas___ Litografías___ Mapas X Música impresa___ Planos___
Retratos___ Sin ilustraciones___ Tablas o Cuadros X

	GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS						 ISO 9001 Iconotec SC 7384-1	 GP 205-1	 CERTIFIED I-Net MANAGEMENT SYSTEM CO-SC 7384-1
	DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO								
CÓDIGO	AP-BIB-FO-07	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	2 de 3		

SOFTWARE requerido y/o especializado para la lectura del documento:

MATERIAL ANEXO:

PREMIO O DISTINCIÓN (*En caso de ser LAUREADAS o Meritoria*):

PALABRAS CLAVES EN ESPAÑOL E INGLÉS:

Español

1. Rata de penetración
2. Viscosidad Plástica
3. Punto de cedencia
4. Índice de capacidad de acarreo
5. Velocidad anular
6. Capacidad anular
7. Limpieza de agujero





Inglés

- Rate of Penetration
- Plastic Viscosity
- Yield Point
- Carrying Capacity Index
- Annular Velocity
- Annular Capacity
- Cleaning hole

RESUMEN DEL CONTENIDO: (Máximo 250 palabras)

En este trabajo se presenta unos análisis detallados de la información de la velocidad de penetración y limpieza de pozos en operaciones de perforación evaluados en dos pozos de un campo ubicado en Colombia, llamados para métodos académicos pozo JAGO 1 y JAGO 2. Se tomarán datos obtenidos gracias a la información consignada en los reportes de Openwells y Mud Check de los cuales serán, la viscosidad plástica, punto de cedencia, densidad del fluido y diámetros de las herramientas.

De acuerdo a los datos obtenidos se harán procedimientos de cálculos con la finalidad de evaluar el índice de limpieza y la rata de penetración, a fin de conocer el procedimiento inadecuado que dio algunos valores y problemas en el agujero; condiciones inapropiadas de trabajo que dieron como resultados grandes costos económicos como es el caso del

	GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS						  
	DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO						
CÓDIGO	AP-BIB-FO-07	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	3 de 3

JAGO 2 y el buen manejo operacional que se le dio al campo JAGO 1 que incurrió a evitar grandes gastos financieros en el trabajo de perforación. Este procedimiento está basado en un modelo empírico establecido por el Instituto Americano del Petróleo en la guía "API RP13D Rheology and Hydraulics of Oil Well Drilling Fluids".

ABSTRACT: (Máximo 250 palabras)

This work presents a detailed analysis of the information of velocity of penetration and clean wells in drilling two wells tested in a field located in Colombia, called for academic methods well JAGO 1 y 15. Data obtained will be taken through of the information found in the reports of open well and mud check of which will be, the plastic viscosity, yield point, fluid density and diameter of the tools.

According to the data obtained will be made calculation procedures in order to assess the rate of cleaning and the rate of penetration in order to meet the inadequate procedure which gave values and problems in the hole; inappropriate working conditions led to great financial cost results as is the case of JAGO 2 and good operational management was given to field JAGO 1 incurred to avoid big financial expenses in the drilling work. This procedure is based on an empirical model established by the American Petroleum Institute in the guide "API RP13D Rheology and Hydraulics of Oil Well Drilling Fluids".

APROBACION DE LA TESIS

Nombre Presidente Jurado:

Firma:

Nombre Jurado: Luis Fernando Bonilla


 Luis Fernando Bonilla
 Jurado

Firma:

Nombre Jurado: Luis Humberto Orduz


 Luis Humberto Orduz
 Jurado

Firma:

**“EVALUACIÓN Y ANALISIS DE UN LODO DE PERFORACIÓN QUE
PUEDA SER USADO BAJO LAS CONDICIONES ESPECÍFICAS DE UN
CAMPO EN COLOMBIA”**

**DANIELA GODOY LOZANO
JUAN JARBY SALAZAR PARRACI**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERIA
INGENIERIA DE PETROLEOS**

NEIVA

2016

**“EVALUACIÓN Y ANALISIS DE UN LODO DE PERFORACIÓN QUE
PUEDA SER USADO BAJO LAS CONDICIONES ESPECÍFICAS DE UN
CAMPO EN COLOMBIA”**

DANIELA GODOY LOZANO

JUAN JARBY SALAZAR PARRACI

Trabajo de grado presentado como requisito académico para optar al título
de Ingeniero de Petróleos.

Directora
Ing. **CONSTANZA VARGAS CASTELLANOS**
Docente del programa de Ingeniería de Petróleos
Universidad Surcolombiana

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

FACULTAD DE INGENIERIA

INGENIERIA DE PETROLEOS

NEIVA

2016

Nota de aceptación

Firma del Director

Firma del Evaluador

Firma del Evaluador

DEDICATORIAS

Dedico este trabajo principalmente a Dios, por cada una de sus bendiciones, por haberme permitido culminar esta etapa satisfactoriamente, a mis padres Gonzalo Godoy y Norma Lozano, por su apoyo y su amor incondicional, por ser mi fuerza y mi soporte permanentemente, a mis hermanos Diana Godoy, Luisa Vejarano y Cristian Godoy, por darme motivación permanente para seguir adelante, a mis sobrinos Juan David, Ana Maria e Isabella, por ser mi alegría y sacarme siempre una sonrisa.

A mis abuelos, Gilberto Lozano y Marina Saavedra, por siempre creer en mí y por enseñarme a valorar los mejores momentos de mi vida, a mi abuelita Ernestina, por ser mi ángel siempre, a mis primos y tíos por estar siempre conmigo, apoyarme y acompañarme.

A mis amigos y futuros colegas del 2011+ por haber sido durante esta etapa mi familia, por ayudarme, acompañarme y aconsejarme, por su siempre buena compañía.

A las familias de mis amigos, por adoptarme como una más de su familia durante mis años de estudio.

A mi familia SPE USCO STUDENT CHAPTER por haberme permitido aprender y crecer como persona en compañía de cada uno de ellos,

A cada uno de mis profesores durante todos mis años de estudio, por haber dado lo mejor de ellos para permitirme llegar a donde estoy y crear siempre el mejor ámbito de estudio.

A mis amigas de siempre, Paula, Lizeth, Alejandra, Angie y Andrea, por acompañarme siempre, regalarme miles alegrías y enseñarme a ver siempre las cosas buenas de la vida.

Daniela Godoy Lozano

Quiero dedicar este trabajo al todo poderoso y padre celestial “Dios”, por darme la tenacidad y sabiduría para afrontar mi vida estudiantil, a él le debo la salud de mi familia, novia, seres queridos y mía, por haberme permitido haber terminado mi carrera de manera satisfactoria y poder disfrutar este triunfo al lado de los míos.

Gracias a mis padres Jarby Salazar Perdomo y María Elena Parrací por su apoyo incondicional, por sus consejos, por ser ese motor en mi vida que me impulsó a cumplir un proyecto tan importante como es este a nivel profesional y a mi hermana María José Salazar por ser esa compañera de juegos y de vida incondicional.

A mi novia Ana María Ávila por ser ese apoyo que necesitaba en mi vida profesional, gracias por ese empuje y recordarme siempre que puedo dar lo mejor de mí en momentos difíciles, por confiar y creer en mí siempre.

A mis amigos y futuros colegas por aportar conocimientos en mi carrera profesional.

A cada uno de los profesores que aportaron en mi formación profesional, pero especialmente a Constanza Vargas y a Enrique Sánchez, con su apoyo incondicional nada de esto hubiera sido posible, gracias.

A mis amigos incondicionales de la infancia, Brian Narváez, Sebastián Ramos, Sergio Aldana, Diego Galvis y a Jhovan Alexis, por ayudarme y darme consejos fortificantes que me ayudaron a convivir y a afrontar los obstáculos del día a día.

Juan Jarby Salazar Parrací

AGRADECIMIENTOS

Gracias a Dios por darnos la capacidad, entendimiento, sabiduría y tenacidad para la culminación de este proyecto.

A la Universidad Surcolombiana por ayudarnos en nuestro proceso de aprendizaje y formación para ser buenos profesionales.

Ingeniera Constanza Vargas Castellanos, gracias por darnos el privilegio de trabajar con usted, por su incondicional ayuda, asesoría, compañía y consejos.

A nuestra familia por su ayuda, apoyo permanente y por creer en nosotros siempre.

Ingeniero Héctor Enrique Sánchez, Ingeniera Luisa Sánchez Posso, Ingeniera Andrea Martínez Hoyos e Ingeniero Alan Traslaviña por facilitarnos la información con la que hemos trabajado en este proyecto.

A nuestros amigos y compañeros de carrera, por cada buen recuerdo y alegría que dejaron en nuestra etapa de la vida, esperamos encontrarnos con ustedes como colegas más adelante.

TABLA DE CONTENIDO

	Pag.
RESUMEN.....	15
ABSTRACT.....	16
GENERALIDADES	17
1.1. INTRODUCCIÓN	17
1.2. RELACIÓN CON LA INDUSTRIA PETROLERA	18
1.3. LOCALIZACION GEOGRÁFICA	18
2. MARCO CONCEPTUAL.....	20
2.1. FLUIDO DE PERFORACION	20
2.2. PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACION.....	23
2.2.1. PUNTO DE CEDENCIA	23
2.2.2. VISCOSIDAD DEL FLUIDO	23
2.2.3. DENSIDAD DEL FLUIDO.....	24
2.2.4 VISCOSIDAD PLASTICA.....	24
2.3. VELOCIDAD DE PENETRACIÓN.....	25
2.3.1. FACTORES QUE AFECTAN LA VELOCIDAD DE PERFORACION ..	25
2.4 LA LIMPIEZA DE POZOS VERTICALES.....	31
2.4.1 INDICE DE CONSISTENCIA.....	32
2.4.2 INDICE DE COMPORTAMIENTO DE FLUJO	32
2.4.3 VELOCIDAD ANULAR.....	32
2.4.4. GRAFICAS DE LIMPIEZA DE AGUJEROS.....	32
2.4.5. INDICE DE TRANSPORTE	34
2.4.6. INDICE DE CAPACIDAD DE ACARREO.....	34
2.4.7. FACTOR DE EMBOLADA DE CIRCULACION.....	35
2.5 TIPOS DE FLUIDOS DE PERFORACION.....	35
2.5.1. LODOS CON MATERIALES POLIMERICOS	35

2.5.2	LODO DE ARRANQUE – SPUD MUD.....	35
2.5.3	DUO-VIS.....	36
2.6	CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES.....	36
2.6.1.	GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO.....	37
2.6.2.	PERFIL ESTATIGRÁFICO.....	37
2.6.3	FORMACIÓN GUAYABO.....	37
2.6.4	FORMACIÓN LEÓN.....	38
2.6.5	FORMACIÓN CARBONERA.....	38
2.6.6	FORMACIÓN MIRADOR.....	38
2.6.7	FORMACIÓN LOS CUERVOS.....	39
2.6.8	FORMACIÓN BARCO.....	39
2.6.9	FORMACION UNE.....	39
2.6.10	FORMACIÓN GUADALUPE.....	40
2.6.11	FORMACION GACHETA.....	41
2.7	CAMPO EN ESTUDIO.....	41
2.7.1	CARACTERÍSTICAS.....	41
2.7.2	ESTRUCTURA GEOLÓGICA DEL CAMPO.....	42
3.	CASOS DE ESTUDIO.....	44
3.1	POZO JAGO 1.....	44
3.2	POZO JAGO 2.....	46
4	PRESENTACION DE RESULTADOS.....	49
4.1	POZO JAGO 1.....	49
4.1.1	PREDICCIÓN REOLOGICA.....	49
4.1.2	DETERMINACION INDICE DE CAPACIDAD DE ACARREO.....	49
4.1.3	DETERMINACION DEL INDICE DE TRANSPORTE Y ROP.....	50
4.1.4	DETERMINACION DEL FACTOR DE EMBOLADA DE CIRCULACION (CSF).....	51
4.1.5	COSTOS.....	52
4.2	POZO JAGO 2.....	52

4.2.1	PREDICCION REOLOGICA	52
4.2.2	DETERMINACION INDICE DE CAPACIDAD DE ACARREO	52
4.2.3	DETERMINACION DEL INDICE DE TRANSPORTE Y ROP	53
4.2.4	DETERMINACION DEL FACTOR DE EMBOLADA DE CIRCULACION (CSF).....	54
4.2.5	COSTOS	54
5	ANALISIS DE RESULTADOS	56
5.1	REOLOGIA	56
5.2	INDICE DE CAPACIDAD DE ACARREO (ICC) Y ROP	58
5.3	FACTOR DE EMBOLADA DE CIRCULACION (CSF)	60
5.4	COSTOS	60
6	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	62
	BIBLIOGRAFIA	64

LISTA DE FIGURAS

	Pag.
Figura 1. Cuenca de los Llanos Orientales (ANH, 2012)	19
Figura 2. Graficas de limpieza de agujeros por diámetro	34
Figura 3. Mapa geológico, cuenca Llanos Orientales (ANH, 2011).....	37
Figura 4. Columna estratigráfica Generalizada Cuenca de los Llanos Orientales	43
Figura 5. Índice de consistencia y comportamiento de flujo JG 1	56
Figura 6. Índice de consistencia y comportamiento de flujo JG 2	57
Figura 7. ICC para JG 1 y JG 2.....	58
Figura 8. ICC general para JG 1 y JG 2.....	59

LISTA DE TABLAS

	Pag.
Tabla 1. Factor de Angulo	33
Tabla 2. Datos Pozo JAGO 1 sección 16 ½”	45
Tabla 3. Datos Pozo JAGO 1 sección 12 ¼”	45
Tabla 4. Datos Pozo JAGO 1 sección 8 ½”	46
Tabla 5. Datos Pozo JAGO 2 sección 16 ½”	47
Tabla 6. Datos Pozo JAGO 2 sección 13” – 12 ¼”	47
Tabla 7. Datos Pozo JAGO 2 sección 13”	47
Tabla 8. Datos Pozo JAGO 2 sección 12 ¼”	48
Tabla 9. Datos Pozo JAGO 2 sección 8 ½”	48
Tabla 10. Predicción reológico Pozo JAGO 1	49
Tabla 11. Determinación índice de capacidad de acarreo Pozo JAGO 1	50
Tabla 12. Determinación del índice de transporte Pozo JAGO 1	50
Tabla 13. Determinación de la ROP Pozo JAGO 1	51
Tabla 14. Factores de ángulo	51
Tabla 15. MD ajustado	52
Tabla 16. Costos Pozo JAGO 1.....	52
Tabla 17. Predicción reológico Pozo JAGO 2	52
Tabla 18. Determinación índice de capacidad de acarreo Pozo JAGO 2....	53
Tabla 19. Determinación del índice de transporte Pozo JAGO 2	54
Tabla 20. Determinación de la ROP Pozo JAGO 2	54
Tabla 21. MD ajustado Pozo JAGO 2.....	54
Tabla 22. Costos Pozo JAGO 2.....	55

LISTA DE ECUACIONES

	Pag.
Ecuación 1. Punto de cedencia	23
Ecuación 2. Índice de capacidad de acarreo	31
Ecuación 3. Índice de consistencia	31
Ecuación 4. Comportamiento de flujo	31
Ecuación 5. Viscosidad plástica	31
Ecuación 6. Punto de cedencia	31
Ecuación 7. Velocidad anular	32
Ecuación 8. Índice de transporte	34

ABREVIATURAS

ROP	Rata de penetración
IT	Índice de transporte
ICC	Índice de capacidad de acarreo
n	Índice de comportamiento de flujo
k	Índice de consistencia
VP	Viscosidad plástica
YP	Punto de cedencia
AF	Factores de ángulos
VA	Velocidad anular
MW	Peso del lodo
RF	Factor reológico
CSG	Casing
DP	Drill Pipe
HWDP	Heavy Weight Drill Pipe
DC	Drill Collar
cP	Centipoises
lb	Libras
ft	Pies
bbbl	Barriles
min	Minutos
in	Pulgadas
ppg	Libras por galón

D	Diámetro
JG	JAGO
MD	Measure Depth

RESUMEN

En este trabajo se presenta unos análisis detallados de la información de la velocidad de penetración y limpieza de pozos en operaciones de perforación evaluados en dos pozos de un campo ubicado en Colombia, llamados para métodos académicos pozo JAGO 1 y JAGO 2. Se tomarán datos obtenidos gracias a la información consignada en los reportes de Openwells y Mud Check de los cuales serán, la viscosidad plástica, punto de cedencia, densidad del fluido y diámetros de las herramientas.

De acuerdo a los datos obtenidos se harán procedimientos de cálculos con la finalidad de evaluar el índice de limpieza y la rata de penetración, a fin de conocer el procedimiento inadecuado que dio algunos valores y problemas en el agujero; condiciones inapropiadas de trabajo que dieron como resultados grandes costos económicos como es el caso del JAGO 2 y el buen manejo operacional que se le dio al campo JAGO 1 que incurrió a evitar grandes gastos financieros en el trabajo de perforación. Este procedimiento está basado en un modelo empírico establecido por el Instituto Americano del Petróleo en la guía "API RP13D Rheology and Hydraulics of Oil Well Drilling Fluids".

ABSTRACT

In this work presents a detailed analysis of the information of velocity of penetration and clean wells in drilling two wells tested in a field located in Colombia, called for academic methods well JAGO 1 y 15. Data obtained will be taken through of the information found in the reports of open well and mud check of which will be, the plastic viscosity, yield point, fluid density and diameter of the tools.

According to the data obtained will be made calculation procedures in order to assess the rate of cleaning and the rate of penetration in order to meet the inadequate procedure which gave values and problems in the hole; inappropriate working conditions led to great financial cost results as is the case of JAGO 2 and good operational management was given to field JAGO 1 incurred to avoid big financial expenses in the drilling work. This procedure is based on an empirical model established by the American Petroleum Institute in the guide "API RP13D Rheology and Hydraulics of Oil Well Drilling Fluids".

1. GENERALIDADES

1.1 INTRODUCCION

Para poder llegar a una producción exitosa, en la industria petrolera, es necesario realizar ciertas operaciones previas que se deben llevar a cabo completamente para poder así tener un pozo en óptimas condiciones para su producción; lo primero que se debe hacer es dar inicio con las actividades exploratorias que permiten establecer un área de interés, con esto se tiene certeza de la existencia de hidrocarburos y se confirman que la zona donde se va a hacer el pozo es la correcta para luego empezar la actividad de perforación.

La perforación consiste en penetrar las diversas capas de rocas para así llegar al yacimiento, para esto, se usa un sistema rotatorio que hace girar la broca. Los fragmentos que han sido triturados se desplazan a través de un lodo de perforación hasta la superficie por el espacio anular formado entre las paredes de la formación rocosa y la tubería a la que se encuentra conectada la broca.

Los fluidos de perforación son los principales responsables de atribuir el éxito de dicha operación; este objetivo es realizado bajo la responsabilidad del ingeniero de lodos y por las personas que dirigen la operación de perforación.

Es importante tener en cuenta que en el diseño de un lodo de perforación se deben considerar una gran cantidad de variables y diferentes condiciones que pueden alterar la composición y las características que presenta el fluido, llegando así al no cumplimiento de sus funciones y dificultando de esta manera el desarrollo exitoso de la perforación.

Las variables más determinantes son, temperatura y presión, y los contaminantes como por ejemplo, cemento, sales solubles, gases (H_2S , CO_2), sólidos de perforación entre otros; sin embargo, de todos estos contaminantes el que siempre estará presente en mayor o menor grado durante la perforación de un pozo son los sólidos de formación, los cuales pueden alterar críticamente sus propiedades reológicas.

El volumen y tipo de sólidos que se encuentran en el fluido de perforación influyen directamente en las propiedades del mismo, las tasas de penetración, el torque, la hidráulica, el arrastre, las presiones de surgencia y pistoneo, la pega de tubería, pérdida de circulación, entre otras. La remoción de sólidos es uno de los más importantes aspectos del control del sistema de lodo, ya que tiene un impacto directo sobre la eficacia de la perforación. El dinero invertido en el control de sólidos y la solución de problemas relacionados con los sólidos perforados representa una porción importante de los costos globales de perforación.

El propósito fundamental de este trabajo es evaluar y determinar las falencias que se presenta en el lodo de perforación usado en un campo de Colombia, para así, desarrollar un fluido que cumpla con los requerimientos dados y preste el servicio deseado de manera óptima, de esta manera llegar a la formulación de un lodo que a medida que se perfora, mantendrá las ROP's deseadas y así, generara una ganancia tanto económica como de tiempo comparado con la operación que se realizó en el campo.

1.2 RELACION CON LA INDUSTRIA PETROLERA

En la industria petrolera, se tiene el propósito de optimizar recursos buscando minimizar costos, sin que esto implique reducir la calidad del servicio que se presta, es por esto, que surge la necesidad de mejorar las características y propiedades de equipos, implementos, mano de obra y material que se usa permanentemente en las diferentes operaciones para generar una ganancia adicional representada en la mejora de los diferentes bienes que son necesarios a la hora de realizar un servicio.

El presente proyecto de investigación nace atendiendo a la necesidad de la optimización del lodo utilizado en los pozos JAGO 1 y 2, en los cuales se generó un problema, el cual fue la reducción considerable de la rata de perforación o velocidad de penetración (Rate Of Penetration) (ROP). Este problema afecta directamente los costos de perforación y es uno de los factores más importantes para determinar la eficiencia y los costos totales de una operación de perforación, por lo cual se hace necesaria una investigación detallada.

Por tanto, el departamento de ingeniería requiere concentrar sus esfuerzos en identificar las causas de la disminución de la ROP (Rata de penetración), con base en las características inusuales observadas durante la perforación y establecer los ajustes requeridos para optimizar la ROP.

1.3 LOCALIZACION GEOGRÁFICA

Se analiza, evalúa y optimiza el lodo usado para perforar de los pozos de un proyecto realizado en la cuenca de los Llanos Orientales en Colombia.

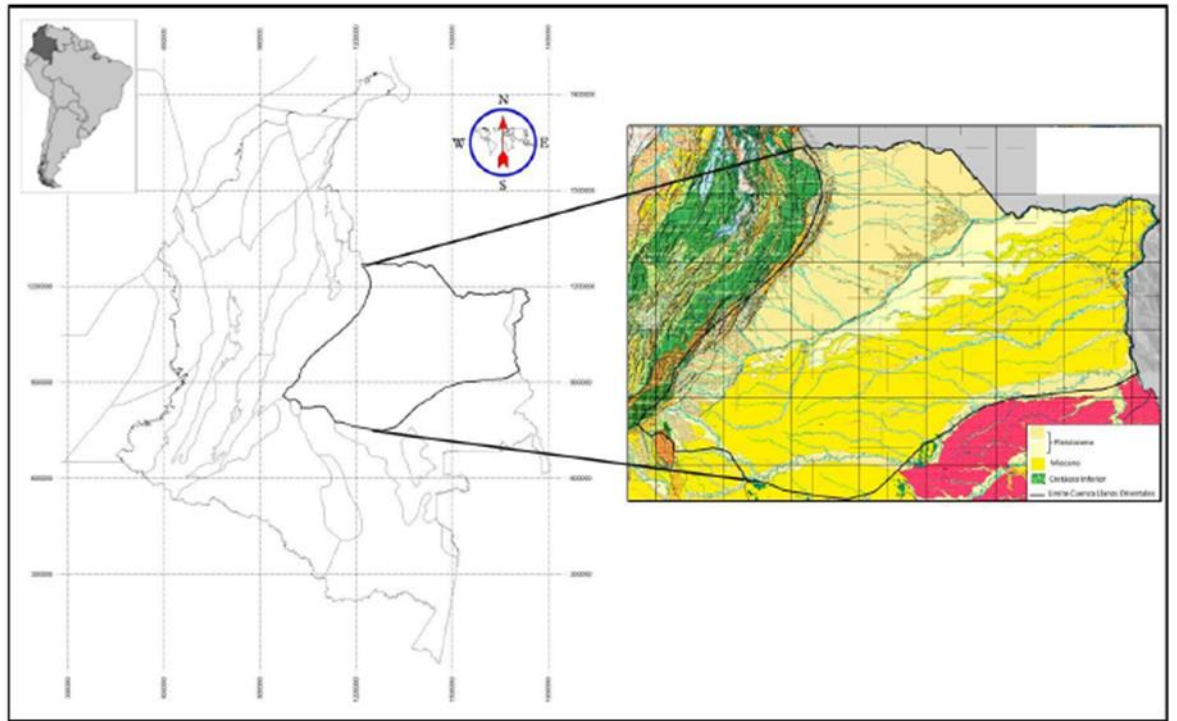


Figura 1. Cuenca de los Llanos Orientales (ANH, 2012)

El campo fue descubierto en el año 2011 por el pozo exploratorio A-1. Este pozo fue perforado como un pozo altamente desviado (65° - 73°) hasta una profundidad total de 18,046 pies MD (9428 ft TVD) y con un desplazamiento horizontal de 4 Km. A-1 atravesó la secuencia sedimentaria regional que incluye rocas que van desde el Cretáceo hasta Pleistoceno.

En el campo se perforaron 22 pozos de los cuales se tienen información de los reportes de Open Wells, Mud check y del programa de lodos. Para propósitos académicos se cambiaron los nombres reales de los pozos problema del campo por los pozos JAGO 1 y JAGO 2.

2. MARCO CONCEPTUAL

2.1. FLUIDO DE PERFORACION

Los lodos de perforación son fluidos que circulan en los pozos de petróleo y gas para limpiar y acondicionar el hoyo, para lubricar la broca de perforación y para equilibrar la presión de formación.

Los lodos de perforación típicamente usan agua o petróleo como fluido base, aunque también, se encuentran disponibles fluidos de perforación a base de sintéticos formulados empleando éster, éteres o polialfaolefinas.

No debe ser tóxico, corrosivo ni inflamable, pero si inerte a contaminaciones de sales solubles o minerales y estable a cambios de temperaturas. Debe mantener sus propiedades según las exigencias de las operaciones y ser inmune al desarrollo de bacterias.

¹Los fluidos de perforación son formulados para llevar a cabo una amplia variedad de funciones. Si bien la lista es extensa y variada, las características de rendimiento clave son las siguientes:

- Control de las presiones de formación: El fluido de perforación es vital para mantener el control de un pozo. El lodo es bombeado a través de la sarta de perforación, a través de la broca y de regreso por el espacio anular.
En agujero descubierto, la presión hidrostática ejercida por la columna de lodo se utiliza para compensar los incrementos de la presión de formación que, de lo contrario, producirían el ingreso de los fluidos de formación en el pozo, causando posiblemente la pérdida de control del pozo. Sin embargo, la presión ejercida por el fluido de perforación no debe exceder la presión de fractura de la roca propiamente dicha; de lo contrario, el lodo fluiría hacia la formación; situación que se conoce como pérdida de circulación.
- Remoción de los recortes del pozo: La circulación del fluido de perforación permite llevar los recortes —fragmentos de rocas generados por la broca— a la superficie. La conservación de la capacidad del fluido para transportar estos trozos sólidos por el pozo hacia la superficie —su capacidad de transporte— es clave para la eficiencia de la perforación y la minimización del potencial para el atascamiento de la tubería. A fin de lograr este objetivo, ¹los especialistas en fluidos de perforación trabajan con el perforador para balancear cuidadosamente la reología del lodo y la tasa de flujo a los efectos de ajustar la capacidad de transporte y a la vez evitar un valor elevado de densidad de circulación equivalente (ECD); la densidad real del lodo más la caída de presión producida en el espacio

¹ . Don Williamson. (2013). Fundamentos de los fluidos de perforación. Oilfield Review, 25, 67, 68, 69.

anular por encima de un punto dado del pozo. Una ECD alta, no controlada, puede producir incidentes de pérdidas de circulación.

- Enfriamiento y lubricación de la broca: A medida que el fluido de perforación pasa a través y alrededor del arreglo de perforación rotativo, ayuda a enfriar y lubricar la broca. La energía térmica es transferida al fluido de perforación, que lleva el calor a la superficie. En ambientes de perforación extremadamente calientes, pueden utilizarse intercambiadores de calor en la superficie para enfriar el lodo.
- Transmisión de la energía hidráulica a la broca y las herramientas de fondo de pozo: El fluido de perforación es descargado a través de las boquillas de la cara de la broca. La energía hidráulica liberada contra la formación ablanda y eleva los recortes lejos de la formación. Además, esta energía acciona los motores de fondo y otros equipos que direccionan la broca y obtienen datos de perforación o de la formación en tiempo real.
- Con frecuencia, los datos recolectados en el fondo del pozo son transmitidos a la superficie mediante el método de transmisión de pulsos a través del lodo, que se basa en los pulsos de presión transmitidos a través de la columna de lodo para enviar los datos a la superficie.
- Mantenimiento de la estabilidad del pozo: Los componentes básicos de la estabilidad del pozo implican la regulación de la densidad, la minimización de la erosión hidráulica y el control de las arcillas. La densidad se mantiene mediante el leve sobrebalance del peso ejercido por la columna de lodo contra la presión de poro de la formación. Los ingenieros minimizan la erosión hidráulica mediante el balance de la geometría del pozo en función de los requerimientos de limpieza, la capacidad de transporte de fluidos y la velocidad de flujo anular. El proceso de control de arcillas es complejo.

Las arcillas presentes en algunas formaciones se expanden en presencia de agua, mientras que otras se dispersan. En cierta medida, estos efectos pueden ser controlados mediante la modificación de las propiedades del fluido de perforación. Sin importar el enfoque utilizado, el control del efecto del fluido en la formación ayuda a controlar el pozo y la integridad de los recortes y se traduce en un fluido de perforación más fácil de mantener.

El diseño y mantenimiento de los fluidos de perforación son procesos iterativos afectados por las condiciones de superficie y de fondo de pozo. Estas condiciones cambian a medida que el pozo se perfora a través de formaciones más profundas y encuentra incrementos graduales de temperatura y presión, y el lodo experimenta alteraciones en la química

generadas por los diferentes tipos de rocas y fluidos de formación. Los especialistas en fluidos que trabajan en sitio y los ingenieros de planta utilizan la ingeniería de procesos continuos para ajustar el fluido de perforación en respuesta a las condiciones variables de pozo y luego evalúan el rendimiento de los fluidos y modifican sus propiedades en un ciclo continuo.

- **Diseño inicial:** En la fase de planeación, los especialistas en fluidos seleccionan diferentes tipos y diseños de sistemas de lodo para cada sección del pozo. Los sistemas están diseñados para cumplir con diversas especificaciones, incluidos los requerimientos de densidad, la estabilidad del pozo, los gradientes térmicos, los aspectos logísticos y los asuntos ambientales.

La perforación puede comenzar con un sistema de fluidos simples. A menudo, el agua es el primer fluido utilizado para perforar hasta la profundidad de entubación inicial. A medida que el pozo se profundiza, el incremento de la presión de formación, el aumento de la temperatura y la presencia de formaciones más complejas requieren niveles más altos de control mecánico y capacidad de limpieza del pozo. Los sistemas de fluidos simples pueden ser desplazados o convertidos en un lodo inhibidor espesado, a base de agua, seguido por fluidos de perforación no acuosos a mayores profundidades.

- **Circulación:** El carácter del fluido de perforación evoluciona constantemente.

En un ciclo de circulación, el fluido consume energía, levanta los recortes, enfría la broca y el pozo, y luego descarga los residuos en la superficie.

Esto exige que los ingenieros y especialistas en fluidos evalúen y recarguen continuamente el sistema con fluidos nuevos y otros aditivos.

- **Medición y rediseño:** El especialista en fluidos de perforación mide ciertas propiedades del lodo de retorno. Por lo general, las propiedades específicas medidas son una función del tipo de fluido que se utiliza, pero habitualmente incluyen la densidad, la reología, la tasa de filtración, las relaciones y el contenido de la fase continua, y el contenido y la clasificación de sólidos. El fluido es analizado posteriormente para la estimación del pH, la dureza, la alcalinidad, los cloruros, el contenido de gas ácido y otros parámetros específicos de ciertos tipos de fluidos. Luego, el especialista diseña un programa de tratamiento para las 12-24 horas siguientes. El perforador, el enganchador y el especialista en fluidos monitorean constantemente las condiciones del pozo y las características del fluido de retorno y luego efectúan en el lodo los ajustes que imponen las condiciones de pozo y de perforación.

2.2. PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACION

2.2.1. PUNTO DE CEDENCIA

²Es parte de la resistencia inicial al flujo que se debe a las fuerzas electroquímicas entre partículas. Estas fuerzas son causadas por las cargas localizadas en la superficie de las partículas dispersas en la fase fluida. Representa una medida de las fuerzas electroquímicas y puede ser controlado mediante un tratamiento químico y mecánico apropiado.

El punto de cedencia bajo es un índice de la viscosidad del lodo en el espacio anular: mientras más grandes sean los recortes más elevado será el valor punto de cedencia bajo.

$$YP = 2\theta_3 - \theta_6$$

Ecuación 1. Punto de cedencia

Dónde: θ_3 y θ_6 son las velocidades bajas de un viscosímetro a 3 [rpm] y a 6 [rpm].

2.2.2. VISCOSIDAD DEL FLUIDO

Es un término general utilizado para definir la fricción interna generada por un líquido cuando se aplica una fuerza para hacer que fluya. Esta fricción interna es resultado de la atracción entre las moléculas de un líquido y se relaciona con un esfuerzo cortante. Cuanto mayor es la resistencia a la tensión de cizallamiento o corte, mayor es la viscosidad.

De hecho, las mediciones estándar de la viscosidad no definen el comportamiento del flujo dentro de los rangos de velocidad de corte impuestas en la broca, el espacio anular y el agujero. La viscosidad afecta la tasa de penetración en la broca, que será mejor cuando la viscosidad es menor, por otro lado la viscosidad en el espacio anular influye en la eficiencia, la limpieza del agujero y la eficacia de las técnicas de separación de sólidos.

Numerosos aditivos se añaden a la formulación con el fin de alcanzar la optimización de las operaciones de limpieza de pozos que a veces son contraproducentes. Por ejemplo, el lodo de perforación tiene que ser lo suficientemente viscoso para ser capaz de levantar los cortes hasta la superficie, pero al mismo tiempo, la viscosidad no debe ser demasiado alta con el fin de minimizar la pérdida²a de presión por fricción.

². García Montes Pedro, Hernández Rosas Edgar. (2010). Limpieza De Pozos Verticales Con Sistemas De Fluidos Base No Acuosa Empleados Durante La Perforación En Aguas Profundas. Ciudad De México, México: Universidad Nacional Autónoma De México.

La viscosidad de un fluido es entendida como la resistencia que presenta un fluido al movimiento y es definida como el cociente del esfuerzo de corte entre la velocidad de corte.

La medida métrica de la viscosidad absoluta es el [Poise], que es definida como la fuerza necesaria para mover un centímetro cuadrado de área sobre una superficie paralela a la velocidad de 1 [cm/s]. Sus unidades están representadas por [Dina-s/ cm²]. La viscosidad varía para la mayoría de los fluidos de perforación, y varía con la velocidad de corte.

El término de viscosidad efectiva es utilizado para describir la viscosidad ya sea medido o calculado a la velocidad de corte correspondientes a condiciones de flujo existentes en la tubería de perforación del pozo; mientras la viscosidad aparente se define como la viscosidad de un fluido medida a una velocidad de corte determinada a una temperatura fija.

2.2.3. DENSIDAD DEL FLUIDO

Una de las principales propiedades del lodo de perforación es su densidad, cuya función es mantener los fluidos propios del yacimiento dentro del agujero mientras se está perforando y ser suficiente para promover la estabilidad del pozo. El control de la densidad es crítica puesto que la presión hidrostática ejercida por la columna de líquido es necesaria para contener presiones de formación y para ayudar a mantener abierto el agujero, es por ello que la densidad de cualquier fluido debe ser dictada por presiones de la formación.

Los fluidos de alta densidad facilitan la limpieza del pozo aumentando las fuerzas de flotación que actúan sobre los recortes, lo cual contribuye a la remoción del pozo. En comparación con los fluidos de menor densidad, los fluidos de alta densidad pueden limpiar el agujero de manera adecuada, aún con velocidades anulares más bajas y propiedades reológicas inferiores. Sin embargo, el peso del lodo en exceso del que se requiere para equilibrar las presiones de la formación tiene un impacto negativo sobre la operación de perforación; por lo tanto, este peso nunca debe ser aumentado a efectos de limpieza del agujero. La densidad del fluido puede variar de acuerdo a las necesidades del pozo, en perforación generalmente se expresa con la letra ρ y sus unidades en [lbs. /Gal] o [gr/cm³].

2.2.4. VISCOSIDAD PLASTICA

¹²La viscosidad plástica o VP es³ la pendiente de la línea de esfuerzo cortante/velocidad de corte arriba del umbral de fluencia plástica. La VP representa la viscosidad de un lodo cuando se extrapola a una velocidad de

12. Schlumberger. (2015). Oilfield Glossary Sitio web: <http://www.glossary.oilfield.slb.com>.

corte infinita sobre la base de las matemáticas del modelo de Bingham. Una PV baja indica que el lodo es capaz de perforar rápidamente debido a la baja viscosidad del lodo que sale en la broca. Una VP alta es causada por un fluido de base viscosa y por el exceso de sólidos coloidales. Para bajar la VP se puede lograr una reducción del contenido de sólidos mediante la dilución del lodo.

2.3. VELOCIDAD DE PENETRACIÓN

Velocidad con que se penetra la roca en un pequeño intervalo de tiempo, depende de muchos factores externos como (factores geológicos) tales como las propiedades físicas de la roca y la resistencia a la compresión. Si bien es difícil determinar la velocidad de penetración, ésta define un conjunto de parámetros de rendimiento. Existen dos procedimientos para determinar la velocidad de penetración:

1. Calcular la velocidad de penetración a partir de la resistencia a la compresión de la roca, utilizando formulas empíricas que relacionan el avance de la broca por cada revolución.
2. Realizar ensayos reales con rocas representativas y perforarlas. En función de los resultados obtenidos, se determinan una serie de parámetros de diseño, como tipo de broca recomendada, el empuje requerido y la duración de los aceros de perforación.

2.3.1. FACTORES QUE AFECTAN LA VELOCIDAD DE PERFORACION

-Tipo de formación: Los costos de perforación dependen de los proyectos de la Localización y de la profundidad. En relación a la profundidad. Ésta es gobernada por la litología que debe ser penetrada. La tasa de penetración que puede ser ganada en varias formaciones varía en proporción inversa con la comprensibilidad de la roca y esfuerzo de corte. Sin embargo sobre el factor del tipo de formación que se perfora tenemos muy poco control con respecto a la dureza y condiciones abrasivas, pero cada día se sabe más sobre la mecánica de las rocas.

-Presiones en el pozo: Los esfuerzos de la roca tienden a incrementar con la profundidad al profundizar, debido al confinamiento de presión causado por el peso de la sobrecarga de los estratos.

Las presiones existentes en el hoyo cuando se perfora son:

- Presión hidrostática. Es la presión ejercida por el peso de una columna de fluido en función a la densidad del fluido y longitud de la columna del mismo

- Presión de sobrecarga. Es la presión ejercida por el peso combinado de la matriz de la roca
- Presión de formación. Una condición muy importante en la relación entre estas variables es la de conseguir un control de pozo tanto en estado estático como dinámico o circulando, bien sea perforando o no con el fin de mayor avance o mayor tasa de penetración. Las definiciones y características de cada tipo de presión se verán con mayores detalles en los tópicos de métodos de control de arremetidas. Se ha concluido que la tasa de penetración decrece si aumentamos en exceso a la presión hidrostática; pero depende más aun de la presión diferencial entre la presión hidrostática y la presión de la formación.

- **Tipo y diseño de la broca:** Sabemos que algunas brocas trabajan triturando la roca, y otras raspando las paredes y el fondo del hoyo. La mayoría de la broca sin embargo, está dotada de estas dos características, y el máximo rendimiento en la perforación depende de la elección de la broca apropiada, según las condiciones de la formación. La selección de brocas no es sencilla ya que se basa en un estudio de los pozos perforados en esa área y un análisis de los costos por pie. En los recientes años esta selección se ha vuelto más compleja debido a la extensa variedad de sus diseños, sin embargo con el uso del computador la optimización de brocas de perforación mediante análisis de costo por pie, se pueden obtener los programas de brocas

-**Peso aplicado sobre la broca:** Se sabe por experiencia que la tasa de penetración aumenta a mayor peso y a mayor velocidad de rotación. No obstante, esta regla no siempre se cumple si tomamos en cuenta lo siguiente:

- Más peso y mayor velocidad de rotación acelera usualmente el desgaste en las partes de la broca al producir mayor vibración.
- Esto no se cumple muy eficientemente si la limpieza es pobre.
- El excesivo peso sobre la broca, puede producir desviación y falla de la tubería de perforación. Esto también depende tanto de las condiciones del hoyo referente a la aplicación hidráulica y las propiedades del lodo como de la naturaleza de la formación que se perfora.

-**La hidráulica en la perforación:** La perforación de pozos petroleros requiere de una hidráulica que cumpla con los objetivos de mejorar la eficiencia de la broca y proveer un eficiente acarreo de los recortes de formación a la superficie. El sistema hidráulico está integrado por el equipo superficial, la sarta de perforación, y el espacio anular. El cálculo hidráulico en este sistema define el diámetro óptimo de las toberas de la broca, con el

cual se obtendrá la potencia hidráulica del flujo del fluido de perforación que promueva la óptima remoción de recortes, incremento en la velocidad de penetración y en la vida de la broca. En consecuencia, una reducción en el costo total de la perforación.

-Tipo de lodo y su control: Se debe contar con un lodo que permita la aplicación hidráulica eficiente y que imparta condiciones favorables al hoyo para permitir una mayor tasa de penetración

Un aspecto también importante que se puede mencionar, aquí es la aplicación de tácticas o maniobras para atacar problemas potenciales en las operaciones de perforación.

- Problemas de desviación de pozos.
- Problemas de pérdidas de circulación.
- Problemas de atascamiento de tubería.
- Derrumbes del hoyo.
- Descontrol del pozo. (Presiones anormales).
- Altas temperaturas.
- Falla de tubería.

-Factores de Formación: La mayoría de las brocas de roca trabajan bien en casi todas las formaciones. A fin de obtener la cantidad de pies perforados y las tasas de penetración máxima para así bajar los costos de perforación, se debe seleccionar un tipo de broca de roca diseñada para la formación específica que se va a perforar.

Las brocas de dientes de acero son útiles para formaciones blandas, medianamente blandas y de dureza media. Una broca de roca con cortadores de rodillo puede usarse en formaciones blandas plásticas si la broca tiene dientes largos y bien separados con suficiente acción de raspaduras en el fondo. Esta acción se obtiene por la excentricidad de los conos, pero también es importante que los dientes estén bien separados para evitar el embotamiento de la broca.

El embotamiento ocurre cuando la formación se empaca muy apretada entre los dientes, tal que la corriente de lodo no logra mantenerlos limpios. Los dientes, también, deben ser tan largos como sea posible para permitir la máxima penetración en la formación, obteniendo de esta manera cortes grandes. Estas brocas se rotan normalmente algo rápido, de 200 a 250 rpm; y el tiempo de rotación puede ser tanto como 30 horas. En formaciones blandas con frecuencia se encuentra arena, por esto, los dientes se fortifican contra la abrasión aplicándoles carburos de tungsteno.

Las brocas de dientes de acero diseñadas para formaciones medianamente blandas utilizan algunas de las mismas características de diseño usadas para formaciones blandas.

Excentricidad es empleada en un menor grado para darle a los dientes una acción de raspadura y torcedura en el fondo del hoyo. Para este tipo de formación, los dientes usados en las brocas son un poquito más cortos, debido a que la penetración de los mismos no es tan grande como en las rocas blandas. Se necesitan más dientes un poquitos más fuertes para una vida más larga, pero manteniendo espacio para que el fluido remueva los cortes fácilmente. Debido a que la formación puede ser abrasiva, las superficies de los dientes y de los conos se revisten con un material duro.

Las formaciones de dureza media tales como caliza dura, dolomitas y Lutitas duras son demasiado duras y quizás demasiado abrasivas para los diseños de brocas de dientes de acero discutidos anteriormente. Los dientes no penetran muy profundo en este tipo de roca, pero estas pueden ser astilladas y trituradas por la aplicación de una acción de torsión moderada. Por eso, a los conos de la broca para este tipo de formación se les da una pequeña cantidad de excentricidad. Los dientes están menos espaciados y sin interrupción porque la ventilación no es necesaria. Para formaciones que son abrasivas y de resistencia relativamente baja, a los flancos de los dientes se les aplica revestimiento duro para fortificarlos contra el desgaste. En las formaciones que tienen alta resistencia a la compresión y que requieren bastante peso para triturarse y desmenuzarse efectivamente, máximo rendimiento se puede obtener sin revestimiento duro de los dientes.

Las brocas de inserciones de carburo de tungsteno fueron desarrolladas originalmente para perforar pedernales y cuarcitas extremadamente duras, pero pueden ser usadas para perforar formaciones duras, medias duras, medianas y blandas. Este tipo de broca no tiene los dientes fresados de las brocas Convencionales. En su lugar inserciones cilíndricas de carburo de tungsteno son presionadas en huecos taladrados a precisión en los conos de aleación de acero para formar así los dientes.

Para las formaciones más duras se usan inserciones de extremo esférico. La proyección de la nariz de las inserciones fuera del cono de acero es pequeña y están espaciadas, estrechamente. Los extremos esféricos, o de forma de bola, de las inserciones expuestas producen una acción de desmenuzamiento y trituración en la roca, perforando así el hoyo a medida que la broca es rotada bajo peso.

Las brocas de inserciones de carburo de tungsteno también se pueden usar para formaciones de dureza media. El buen rendimiento de las primeras brocas de este tipo en formaciones duras condujo rápidamente a la expansión de su uso en formaciones algo más blandas. Las brocas para formaciones de dureza media usan una proyección mayor de las inserciones fuera de los conos de acero, sus surcos de "ventilación" son profundos y sus inserciones están hechas para tener extremos cónicos. Estas brocas

perforan más rápidamente en formaciones medianamente duras que las de inserciones de extremos redondeados.

Como en formaciones medias, el uso de inserciones en forma de cincel ha conducido a la aplicación exitosa de este tipo de broca para perforar lutitas y otras formaciones plásticas más blandas. Igual que con las brocas de dientes de acero, es necesario diseñar una acción de raspadura y arrancadura, o sea excentricidad, en lugar de apoyarse principalmente en el tipo de acción trituradora utilizada en la clase de brocas, para formaciones duras, de inserciones de carburo de tungsteno.

Las brocas de inserciones de carburo de tungsteno han sido aplicadas exitosamente en las formaciones más blanditas usando inserciones de diámetro más grande, puntiagudas, con un espaciamiento más grande y una acción máxima de raspadura y arrancadura, así como también una cubierta carburizada de mayor espesor y más resistente a la abrasión en el cono con cojinetes de muñones de larga duración. Se ha obtenido duraciones de brocas hasta de 300 horas. En algunos casos, se necesitan solamente una o dos brocas para perforar un pozo hasta la profundidad total.

-Velocidad de rotación: Entre los factores principales que afectan al rendimiento de una broca de perforación se encuentran el peso sobre ella y la velocidad de rotación. Un incremento en el peso sobre la broca y en la velocidad de rotación, aumenta la tasa de perforación o penetración. Sin embargo, estos aumentos aceleran también el desgaste de la broca. Pruebas de campo han mostrado que la tasa de perforación aumenta en proporción directa al peso sobre la broca.

En formaciones blandas plásticas, la utilización de mucho peso sobre la broca es restringida, debido a la tendencia de la broca de dientes de acero a embolarse. Es posible incrementar la velocidad de rotación para compensar la reducción de peso; buena limpieza por la alta velocidad del fluido de perforación permite, rápidas tasas de penetración en estas formaciones. La magnitud a la cual la velocidad de rotación puede ser aumentada está limitada por las propiedades abrasivas de la formación. En formaciones más duras es necesario utilizar mayores pesos para vencer su resistencia. En este caso, velocidades de rotación excesivas producen cargas de choque demasiado grandes para la estructura cortante, y el incremento en la abrasividad produce aumentos en el desgaste de los dientes y los cojinetes.

Pruebas teóricas y de campo han mostrado que pesos moderados y altas velocidades de rotación son los mejores para utilizar brocas de dientes de acero informaciones no abrasivas perforadas rápidamente. Pesos más grandes y velocidades de rotación bajas, sin embargo, son mejores para formaciones abrasivas perforadas lentamente. Estos procedimientos han indicado que en general, la combinación óptima de peso y velocidad de rotación varía para formaciones blandas, medias y duras. Esta prueba ha

indicado también que, usando brocas de dientes de acero a medida que la estructura cortante se gasta progresivamente, el peso sobre la broca debe aumentarse con el fin de mantener la tasa de perforación más económica. En la siguiente tabla se presentan las combinaciones óptimas de peso y velocidad de rotación.

Esta segunda presión final, establecida después de que la broca ha empezado a perforar es importante mantenerla en la mente constantemente mientras la broca está en el fondo del hoyo. Si esta presión final de la bomba aumenta o disminuye, es una indicación definitiva de que algo anormal está sucediendo y la causa debe ser determinada y corregida. De otra manera, la broca de diamante puede ser dañada o tiempo de taladro puede ser consumido costosamente sin necesidad. Existen varias causas posibles que producen cambios en la presión de bombeo. Aumento o disminución de presión puede ser debido a un cambio en el volumen bombeado.

-Tipo de broca y diámetro de la broca: Una adecuada selección de brocas contribuye a mejorar significativamente la velocidad de perforación, por el contrario la mala selección nos traerá problema el ROP.

-Tamaño de las boquillas o Jet de la broca: Conjuntamente con una buena hidráulica de la broca nos ayuda a obtener mayores ROP durante la perforación.

-Desgaste de la broca: Siempre el desgaste de la broca no disminuirá la velocidad de perforación debido a su desgaste.

-Viscosidad efectiva del lodo: El efecto de la viscosidad sobre la velocidad de penetración puede ser contemplado como un problema de limpieza en el fondo del pozo. La limpieza del agujero es mayor cuando se emplean fluidos de baja viscosidad que permiten el flujo más fácilmente. En otro enfoque, la velocidad de perforación puede ser una función del número de Reynolds, el cual se evalúa con la viscosidad, junto a otras variables

-Contenido de sólidos: Un incremento en el contenido de sólidos reduce sustancialmente el ritmo de penetración, debido al incremento en densidad, viscosidad, etc. porque existen más sólidos en el lodo de perforación. Por lo tanto, para lograr una perforación eficiente es necesario mantener el contenido de sólidos tan bajo como sea posible ya que entre más pequeñas sean las partículas de sólidos y mayor sea la dispersión mayor es el efecto de reducción.

-Filtrado: El filtrado depende principalmente del contenido y tipo de sólidos en el lodo, de la permeabilidad de la formación y de la presión diferencial. Si se forma un enjarre rápidamente y este es impermeable, dará como resultado un menor filtrado. Un fluido con alta pérdida inicial de filtrado tiende

a incrementar el ritmo de penetración, sin embargo un alto filtrado inicial causará un alto daño a la formación.

2.4. LA LIMPIEZA DE POZOS VERTICALES

En un equipo de perforación existen variables relacionadas en fluidos de perforación que pueden controlar la limpieza del pozo:

- Densidad del fluido de perforación.
- Viscosidad del fluido de perforación
- Velocidad anular.

El aumento de cualquiera de estas variables mejora la limpieza del pozo. A partir de observaciones en el campo, se ha desarrollado una ecuación que puede predecir una buena limpieza del pozo. El Índice de Capacidad de Acarreo (ICC), el cual describe la limpieza del pozo está dado por:

$$ICC = \frac{\rho K V_a}{400000}$$

Ecuación 2. Índice de capacidad de acarreo

Siendo K el índice de consistencia dado por:

$$k = \frac{VP + YP}{511^n}$$

Ecuación 3. Índice de consistencia

Aquí n es el comportamiento de flujo:

$$n = 3.32 \log_{10} \frac{(2VP + YP)}{VP + YP}$$

Ecuación 4. Índice de comportamiento de flujo

VP es la velocidad plástica y YP es el punto de cedencia:

$$VP = R600 - R300$$

Ecuación 5. Velocidad plástica

$$YP = R300 - VP$$

Ecuación 6. Punto de cedencia

Cuando los resultados arrojan valores de índice de capacidad de acarreo (ICC) igual o mayor a 1 se dice que existe una buena limpieza, cuando el ICC tiene un valor de 0.5, los recortes han sido redondeados y generalmente son muy pequeños (finos). Cuando ICC tiene un valor de menos de 0.3. Los recortes son aproximadamente del tamaño de un grano.

Si el ICC es inferior a valores de 1.0, o los recortes descargados por las zarandas vibratorias presentan bordes redondeados, es necesario calcular el punto de fluencia necesaria para aumentar la capacidad de carga.⁴

2.4.1. INDICE DE CONSISTENCIA

El índice de consistencia es el factor de consistencia del flujo laminar. Un aumento de K indica un aumento en la concentración de solidos o disminución del tamaño de las partículas. Indica la consistencia del fluido, es decir, si el valor de K es alto, el fluido es más “viscoso”

2.4.2. INDICE DE COMPORTAMIENTO DE FLUJO

El índice de comportamiento de flujo es la relación numérica entre el esfuerzo de corte y la velocidad de corte. Entre más alejado de la unidad sea el valor de n, mas no newtoniano es el comportamiento del fluido.

2.4.3. VELOCIDAD ANULAR

Es la velocidad promedio a la cual el fluido de perforación se mueve hacia arriba por el espacio anular cuando el pozo es circulado. Esta velocidad varia, a lo largo de la trayectoria del pozo debido al cambio en los diámetros de la tubería de perforación, collares y de la geometría del pozo.

$${}^3Va \text{ (Ft/min)} = \frac{\text{Rata de flujo} \left(\frac{\text{bbl}}{\text{min}}\right)}{\text{Capacidad anular} \left(\frac{\text{bbl}}{\text{ft}}\right)}$$

Ecuación 7. Velocidad anular

2.4.4. GRAFICAS DE LIMPIEZA DE AGUJEROS

⁴El efecto del Angulo del agujero es aproximado en un grupo de factores denominado “The Angle Factor” (AF) mostrados a continuación .

Angulo del agujero (deg)	Factores de ángulo
25	1.51

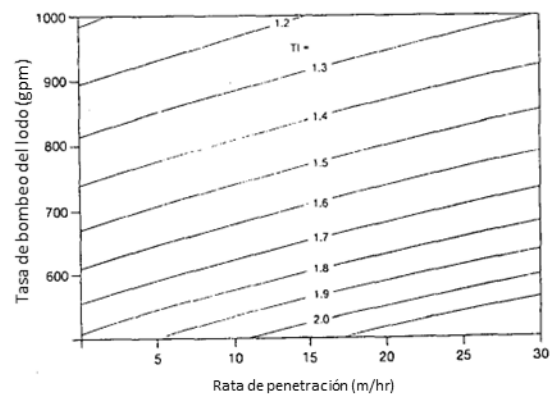
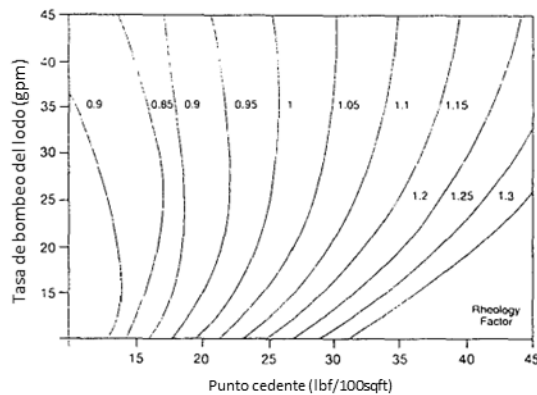
- IOM3 Oil and Gas Division, UK. (2013). Annular Velocity Calculation. , de Drilling Formulas Sitio web: <http://www.drillingformulas.com/>
- Yuejin Luo, P.A. Bern. B.D. Chambers, and D.S. Kellingray, BP Exploration. (15-18 Febrero 1994). Simple Charts to Determine Hole Cleaning Requirements in Deviated Wells. IADC/SPE 27486. De OnePetro Base de datos.

30	1.39
35	1.31
40	1.24
45	1.18
50	1.14
55	1.10
60	1.07
65	1.05
70 – 80	1.02
80 – 90	1.0

Tabla 1. Factor de Angulo

Para la VP y YP del lodo, se determinó un parámetro denominado factor reológico (RF) que puede ser usado para describir sus efectos. Para esto, se construyeron una serie de gráficas para los diferentes diámetros de pozos, estas son:

Diámetro 12-1/4"



Diámetro 8-1/2"

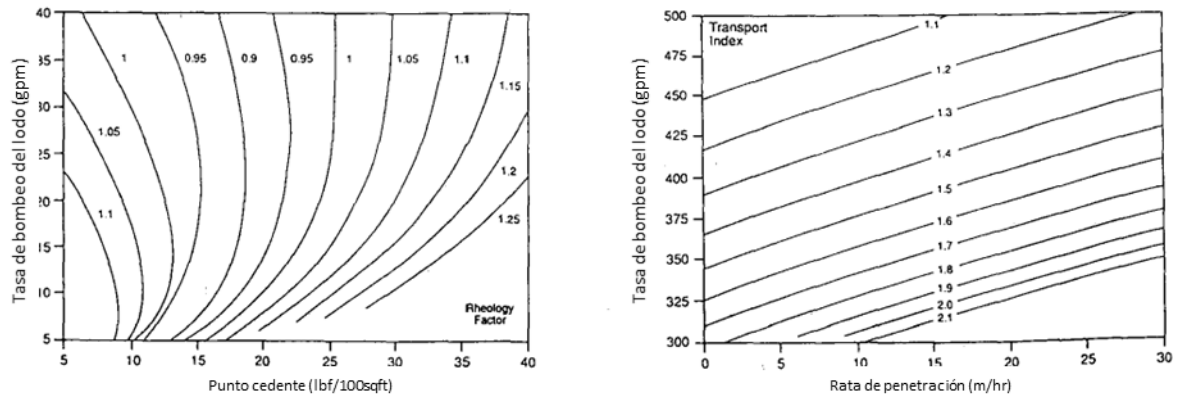


Figura 2. Graficas de limpieza de agujeros por diámetro

2.4.5. INDICE DE TRANSPORTE

El índice de transporte es la capacidad de arrastre que puede proporcionar el lodo en uso se determina por medio ⁵de las gráficas para limpiar agujeros se obtendrá un valor de RF que es el factor de reología, esta variable junto con el factor de Angulo, obtenido de tablas y el peso del lodo. Esto de la siguiente manera:

$$IT = RF * AF * \frac{MW}{8.33}$$

Ecuación 8. Índice de transporte

2.4.6. INDICE DE CAPACIDAD DE ACARREO

Una función importante del fluido de perforación es el transporte de las partículas generadas por la broca (recortes) hasta la superficie. Esto es comúnmente referido como la capacidad de acarreo de los recortes.

La capacidad de acarreo de los recortes depende de:

- Gasto de flujo (velocidad anular del fluido)
- Propiedades reológicas del fluido.
- Velocidad de asentamiento de la partícula
- Tamaño y geometría de la partícula
- Concentración de las partículas
- Densidad del fluido
- Geometría del espacio anular (inclinación, excentricidad)
- Rotación de la sarta

Cuando los resultados arrojan valores de índice de capacidad de acarreo (ICC) igual o mayor a 1 se dice que existe una buena limpieza, cuando el ICC tiene un valor de 0.5, los recortes han sido redondeados y generalmente

son muy pequeños (finos). Cuando ICC tiene un valor de menos de 0.3. Los recortes son aproximadamente del tamaño de un grano. Si el ICC es inferior a valores de 1.0, o los recortes descargados por las zarandas vibratorias presentan bordes redondeados, es necesario calcular el punto de fluencia necesaria para aumentar la capacidad de carga.

2.4.7. FACTOR DE EMBOLADA DE CIRCULACION

Para calcular la cantidad de veces que se debe circular un pozo se estima un factor de embolada de circulación (CSF por sus siglas en inglés Circulating Stroke Factor) para cada sección, esto consiste en ajustar las profundidades totales del pozo, para esto, se toman los factores de ángulo de la tabla 14. y considerando los ángulos de inclinación de cada sección y el diámetro del agujero y se multiplica por la longitud de cada sección, finalmente se suman todos los valores y de esta manera se obtiene la longitud ajustada. Para obtener la cantidad de veces que debe circularse verdaderamente un pozo consiste en la relación entre el MD ajustado y el MD del pozo.

2.5. TIPOS DE FLUIDOS DE PERFORACION

2.5.1. LODOS POLIMERICOS

¹³Son aquellos base agua dulce o salada, que tienen incorporados compuestos químicos de cadena larga y peso molecular alto, que pueden contribuir: (1) al control de pérdidas de filtrado y de propiedades reológicas, (2) a la estabilidad térmica, (3) a la resistencia ante contaminantes, (4) a la protección de zonas potencialmente productoras, (5) a mantener la estabilidad de las formaciones atravesadas, (6) a dar lubricación a la sarta, prevenir pegas y corrosión, (7) a mejorar la perforabilidad, (8) a mantener un ambiente limpio, etc. Entre los materiales poliméricos más usados están: el almidón, la gomas de “Guar”, “Xanthan” y de algarrobo, CMC, el lignito, la celulosa polianiónica, los poliacrilatos, el copolimero de vinil amida/vinil sulfonato, la poliacrilamida parcialmente hidrolizada, los ácidos poliaminados y la metilglucosa, entre otros. La desventaja relativa más prominente de los lodos con materiales poliméricos parece ser su alto costo siendo superados en costo por lodos base aceite y base material sintético.

2.5.2. LODO DE ARRANQUE – SPUD MUD

¹²Lodo utilizado para perforar un pozo desde la superficie hasta una profundidad superficial. La goma de guar o el gel de sal se utilizan comúnmente costa afuera como lodo de arranque. En tierra, el lodo de

13. OilandGas. (2009). Tipos de lodos. Oil World Sitio web: <http://oilworld2008.blogspot.com.co/2009/01/tipos-de-lodos.html>.

12. Schlumberger. (2015). Oilfield Glossary Sitio web: <http://www.glossary.oilfield.slb.com>.

arranque suele ser un lodo a base de agua que contiene arcilla de bentonita que está floculada con cal. En un agujero de superficie de gran diámetro, un lodo de base arcilla floculada puede quitar los recortes de perforación grandes que se encuentran a poca profundidad, siendo sencillo y barato.

2.5.3. DUO-VIS

DUO VIS XANTHA GUM biopolímero DISPERSABLE, NO clarificado, de alto peso molecular que es utilizado para aumentar la viscosidad en sistemas de fluidos de perforación base agua. Cuenta con una gravedad específica de 1,5 y una densidad por bulto de 50 libras/ft³ (800 kg/m³).

La principal función del Duo-Vis es incrementar la viscosidad para mejorar el transporte y la suspensión de los ripios. Es efectivo en todos los fluidos a base de agua, que van desde sistemas de fluidos de alto peso hasta sistemas de bajo contenido de sólidos, incluyendo también agua dulce, agua de mar, la sal y los sistemas de fluidos de salmuera pesada.

2.6. CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

⁶La cuenca Llanos Orientales está localizada en el noreste de Colombia. Es una cuenca antepais. De acuerdo con la ANH (2012) e ICP/ECOPETROL (1991), es una depresión topográfica plana, de orientación suroeste - noreste, con alturas que oscilan entre 200 y 500 metros, que se desarrolló en el flanco occidental del Escudo de Guyana. Cubre una extensión de 225.603 km² (22.560.327 hectáreas). Sus límites geomorfológicos son la cuenca Apure - Barinas, al norte (de la cual se separa por el límite internacional de Colombia con Venezuela); la Serranía de La Macarena y el Arco del Vaupés, al sur; el sistema de fallas de Guaicáramo y la Cordillera Oriental, al oeste; y el Escudo de Guyana, al este. Está recubierta, en gran parte, por rocas del Terciario Superior y Cuaternario.

Desde el punto de vista hidrocarburífero, la cuenca Llanos Orientales ha sido dividida en tres sectores que muestran características geológicas propias: Arauca, Casanare y Meta (Bueno, 1985). Estos coinciden aproximadamente con los límites políticos de los departamentos de Arauca, Casanare y Meta, respectivamente

5. Agencia Nacional de Hidrocarburos. (2012). Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos Cuenca Llanos Orientales. Colombia: INGRAIN.

6. Agencia Nacional de Hidrocarburos. (2010). Llanos Orientales. 2010, de Agencia Nacional de Hidrocarburos Sitio web: [http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Llanos%20\(pdf\)-Ronda%20Colombia%202010.pdf](http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Llanos%20(pdf)-Ronda%20Colombia%202010.pdf)

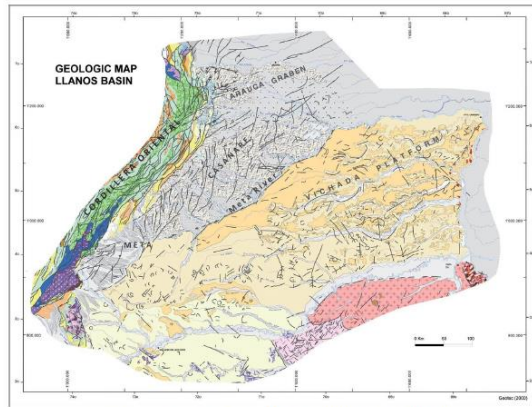


Figura 15. Mapa geológico, cuenca Llanos Orientales (tomado de ANH, 2011).

Figura 3. Mapa geológico, cuenca Llanos Orientales (ANH, 2011)

2.6.1. GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO

⁷En la cuenca de los llanos orientales se han realizado algunos estudios consideran que el volumen de petróleo por descubrir en la cuenca alcanza unos 124000 MBP. Dos campos gigantes (Caño Limón y Rubiales), dos mayores (Apiay y Castilla), y más de ochenta campos menores han sido descubiertos en esta región. La principal roca generadora en esta área son las lutitas marinocontinentales de la Formación Gachetá, localizadas por debajo del flanco oriental de la Cordillera Oriental. Estas rocas poseen Llanos Orientales un kerógeno tipo II y III, rangos de TOC entre 1 y 3% y un espesor efectivo de 50 a 100 metros. En esta cuenca se han documentado dos pulsos de migración: el primero durante el Eoceno tardío-Oligoceno y el segundo comenzó en el Mioceno y continúa en la actualidad. Las arenitas de las formaciones Carbonera (C-3, C-5 y C-7) y Mirador, de edad paleógeno, son excelentes almacenadoras de hidrocarburos. En la secuencia cretácica algunos intervalos arenosos son también excelentes reservorios. Su rango de porosidad varía entre el 10 al 30%. El sello regional de la cuenca es la Formación León. Por otra parte, las unidades C-2, C-4, C-6 y C-8 de la Formación Carbonera son reconocidas como sellos locales, y además las lutitas cretácicas de las formaciones Gachetá y Guadalupe pueden actuar como sellos intraformacionales. Hasta el momento, la exploración se ha concentrado en las fallas normales antitéticas. Sin embargo, los anticlinales asociados a fallas inversas y estructuras de bajo relieve, así como las trampas estratigráficas, pueden representar un importante objetivo exploratorio.

2.6.2. PERFIL ESTATIGRÁFICO

2.6.3. FORMACIÓN GUAYABO

⁸Formación constituida hacia el tope por continuos paquetes de arenas cuarzosas de grano fino a medio, angular a subredondeado, granocrecientes a medida que avanza en profundidad, estas arenas son intercaladas por

menores niveles de arcillolitas de color marrón, rojizas, amarillas, blandas, amorfas, en menor proporción de fractura blocosa, ocasionalmente son limosas

Arenisca: cuarzo, translúcido menor proporción amarillo subtraslúcido, rosado subtraslúcido, naranja claro subtraslúcido; predomina grano grueso, menor medio, ocasional fino; subangular, menor subredondeado, subelongado, moderada selección, sin manifestación de aceite.

Arcillolita: predomina marrón medio a claro, marrón rojiza, blanco, ocasional naranja rojizo claro, gris claro; blanda a muy blanda, amorfa, plástica a gomosa; soluble en un 30%, no calcárea.

Limolita: predomina moderadamente rojo moteado amarillo, consolidada, dura, subangular, no calcárea.

2.6.4. FORMACIÓN LEÓN

⁹La sección tipo proviene de la quebrada León, afluente del Río Zulia en el flanco este del Anticlinal de Petróleá definida por Notestein et al. (1944). Está constituida predominantemente por Shale de color gris a gris verdoso con esporádicas intercalaciones de arenisca y láminas carbonosas. El espesor de la formación es variable entre 1673' a 2575'. Los contactos inferior y superior de la formación son concordantes y su ambiente de depósito es de agua salobre (Bouman y Gibson, 1964).⁹

2.6.5. FORMACIÓN CARBONERA

El nombre de la formación se debe a la Quebrada Carbonera afluente del Río Zulia definida por Notestein et al. (1944). Consiste de una secuencia gruesa de intercalaciones de arcillas, shales grises, limolitas, areniscas de grano fino a grueso en delgadas capas y en menor proporción horizontes de carbón. Hacia el tope y base de la formación se presentan capas delgadas de areniscas glauconíticas y calizas, las cuales registran incursiones marinas. El espesor de esta unidad varía entre los 1300 y los 1900 pies hacia el sureste y noroeste de la Cuenca del Catatumbo respectivamente (Bouman y Gibson, 1964). El contacto con la suprayacente Formación León es concordante y gradacional.

2.6.6. FORMACIÓN MIRADOR

-
7. Arias Martínez Heydy Yurany. (2012). Patronamiento De Las Tendencias Direccionales En Las Formaciones En La Cuenca De Los Llanos Orientales. (Municipios De Acacias Y Castilla La Nueva, Departamento Del Meta). Colombia: Universidad Industrial De Santander - Weatherford.
 8. Núñez Trigos Mayerly, Saavedra Ahumada José Luis. (2006). Definición De Un Modelo Estático Para Las Formaciones Barco Y Catatumbo, Campo Sardinata, Cuenca Catatumbo, Colombia. Colombia: Universidad Industrial De Santander.

El nombre proviene del cerro Mirador en la parte alta del río Iora en Venezuela, definida por Notestein et al. (1944). Está constituida por arenisca con algunas intercalaciones de Shale y Shale arenoso. Su espesor es variable entre 525'- 1312'; se aprecia un aumento de espesor hacia al oeste y el norte. Su contacto inferior es nítido y localmente discordante, y su contacto superior es concordante transicional con la Formación Carbonera. El ambiente de sedimentación es continental (fluvial y deltaico). (Bouman y Gibson, 1964).

2.6.7. FORMACIÓN LOS CUERVOS

La sección tipo se encuentra localizada en la quebrada Los Cuervos afluente del río Catatumbo (Notestein, 1944 en Escalante y Rojas Op Cit). Litológicamente está constituida por intercalaciones de arcillolita verde a grisácea, limolita icácea carbonosa, capas de carbón y arenisca lodosa; hacia el tope el color de la arcillolita es roja. Su espesor es variable entre 804'- 1607' con aumento hacia el norte. Su contacto inferior con la formación Barco se considera conforme y transicional; el contacto superior con Mirador es localmente discordante. El ambiente de depósito se ha interpretado como Albúfera. (Bouman y Gibson, 1964).

2.6.8. FORMACIÓN BARCO

La sección tipo se encuentra localizada en el flanco Oriental del Anticlinal de Petróleá definida por Notestein et al. (1944). Está compuesta por intercalaciones de areniscas de grano fino a medio y lodolitas. Con delgadas secuencias granocrecientes de arenisca de grano fino a medio bioturbadas y secuencias granodecrescientes de areniscas de grano fino con estratificación cruzada y Lodolita gris café. Algunos horizontes de carbón están presentes principalmente hacia el tope de esta unidad. El espesor de la Formación Barco varía entre los 500 pies en el noreste a 700 pies hacia el sureste de la cuenca. El contacto inferior de esta unidad es transicional con la infrayacente Formación Catatumbo y el contacto superior es concordante. El ambiente de depósito es deltaico. (Bouman y Gibson, 1964).

2.6.9. FORMACION UNE

¹⁰Secuencia predominantemente arenítica que suprayace la Formación Fómez e infrayace la Formación Chipaque en las áreas de Bogotá y Piedemonte Llanero; en la región de Boyacá suprayace la Formación Tibasosa e infrayace al Grupo Churuvita y en la región de la Sierra Nevada

del Cocuy suprayace la Formación Tibú-Mercedes e infrayace la Formación Chipaque

La Formación Une en su sección tipo y regionalmente se caracteriza por estar constituida por una sucesión de capas de arenitas de cuarzo, las cuales predominan hacia la parte inferior, mientras que en la parte media y superior presenta intercalaciones importantes de lodolitas. El nivel antracítico que Hubach (1931b) describe en la sección tipo, y que se halla en la parte alta de la unidad, no es una característica regional de la formación, por tratarse de capas lenticulares. Las capas areníticas tienen geometría cuneiforme y convergente. Esta unidad litoestratigráfica constituye el nivel detrítico más constante a través del flanco oriental de la Cordillera Oriental, y se destaca morfológicamente por dar escarpes muy pronunciados, contrastando con las unidades infrayacente y suprayacente.

2.6.10. FORMACIÓN GUADALUPE

¹¹Está compuesta por cuatro miembros: La Arenisca Dura en la base, los Plaeners, la Arenisca de Labor, y la Arenisca Tierna en la parte superior. Genéticamente son depósitos de playa y por ello varían facialmente. Aunque algunos autores le dan rango de grupo, considero que es mejor conservar el rango de Formación dentro de la nomenclatura estratigráfica, ya que es muy difícil, si no imposible, la cartografía de los diferentes miembros en toda la Sabana

El Miembro Arenisca Dura está compuesto por bancos medianos hasta gruesos de areniscas ortocuarcíticas de color blanco-amarillento hasta gris-negro, de grano muy fino hasta medio, subredondeado, con esfericidad media a alta, bien sorteada, con estratificación de muy delgada hasta muy gruesa, duras, compactas, en general bien cementadas por sílice o carbonatos, y con esporádicas intercalaciones de limolitas síliceas grises claras en capas de 3 a 10 cm y arcillolitas negras hasta grises claras finamente laminadas en bancos hasta de 5 m de espesor. Aunque el contacto geomorfológico entre el Grupo Villeta y la Formación Guadalupe en el borde de la Sabana es neto, el contacto litológico en el campo y en el subsuelo es difícil de identificar, ya que hay arcillolitas negras en ambas unidades. Normalmente se coloca la base del miembro en el primer banco muy grueso de arenisca. El espesor de la Arenisca Dura varía entre 300 m en la parte occidental de la Sabana y 460 m en la parte oriental de la misma. El Miembro Plaeners está compuesto por arcillolitas laminadas, de dureza baja y resistencia débil, en capas delgadas; limolitas síliceas laminadas, en

-
9. Instituto De Investigación E Información Geocientífica Minero - Ambiental Y Nuclear. (2000). Caracterización De Unidades Geológicas Y Geomorfológicas De Colombia. Colombia: INGEOMINAS.
 10. Alberto Lobo-Guerrero Uscátegui. (1992). Geología e Hidrogeología de Santafé de Bogotá y su Sabana. Colombia: VII JORNADAS GEOTECNICAS DE LA INGENIERIA DE COLOMBIA Sociedad Colombiana de Ingenieros – Sociedad Colombiana de Geotécnia.

capas de 2 a 10 cm, compactas, con fractura concóidea, en estratos entre 5 y 20 m; y por areniscas ortocuarcíticas de grano fino a muy fino, subredondeado, con esfericidad media a alta, bien sorteadas, compactas, con estratificación gruesa a muy gruesa. Las rocas son de colores blanco, gris claro, gris verdoso, gris oscuro y negro. El espesor total oscila entre 85 y 200 m.

El Miembro Arenisca de Labor está compuesto por areniscas cuarzosas, blancas o grises claras y ocasionalmente amarillentas, de grano muy fino hasta medio, con dureza y resistencia moderadas, en bancos delgados hasta muy gruesos, con intercalaciones delgadas hasta gruesas de arcillolitas grises verdosas, laminadas, débiles, y limolitas silíceas grises.

El Miembro Arenisca Tierna está compuesto por areniscas cuarzosas y feldespáticas, blanco amarillentas, de grano medio hasta conglomerático, con estratificación cruzada, en estratos delgados hasta muy gruesos, débilmente cementados, friables, con algunas muy delgadas intercalaciones de lutitas grises. Su espesor oscila entre 100 y 125 m. Esta unidad no aparece en todas partes de la Sabana; se conoce en el sector de La Cita - Codito, en Sibaté, en La Herrera, y en las Piedras de Tunja (Facatativá).

2.6.11. FORMACION GACHETA

La Luna describe tres miembros, estos son: Miembro Salada, shales limosos finamente laminados con ocasionales capas delgadas de caliza negra de grano fino; le asigna una edad de Turoniano Temprano con base en amonitas recolectadas en la Quebrada Aguablanca, que está ubicada 8 Km al Nor-este del campo Totumal, y define los contactos así: descansa de manera conforme sobre la Formación El Salto y es suprayacida por el Miembro Pujamana. Esta unidad forma una moderada cuchilla baja al costado Norte del Río Sogamoso y presenta un espesor de entre 50 y 100 m. Miembro Pujamana, shales calcáreos en capas delgadas de color gris a negro. Según fósiles que de igual manera se colectaron en la Q. Aguablanca se le dio una edad de Turoniano Tardío a Coniaciano Temprano. Miembro Galembo, shale calcáreo con intercalaciones de calizas arcillosas, con intercalaciones comunes de chert negro. Está expuesto donde el Río Sogamoso corta al Cerro del mismo nombre, le asigna una edad que incluye desde Turoniano Tardío hasta Santoniano, basados en fauna recolectada en la Q. Aguablanca; tiene un espesor de 180 m. y descansa concordante sobre el Miembro Pujamana y es suprayacido por la Formación Umir.

Se tiene entonces que la Formación La Luna está compuesta principalmente por shales calcáreos con algunas intercalaciones de calizas.

2.7. CAMPO EN ESTUDIO

2.7.1. CARACTERÍSTICAS

El campo fue descubierto en el año 2011 por el pozo exploratorio A-1. Este pozo fue perforado como un pozo altamente desviado (65° -73°) hasta una profundidad total de 18,046 pies MD (9428 ft TVD) y con un desplazamiento horizontal de 4 Km. A-1 atravesó la secuencia sedimentaria regional que incluye rocas que van desde el Cretáceo hasta Pleistoceno.

Los objetivos exploratorios del pozo A-1 fueron los yacimientos del Carbonera Inferior M1A y M2A que fueron encontrados a las profundidades esperadas, con lo cual se tiene una gran confianza en la interpretación estructural y la configuración de la trampa.

La interpretación de los registros eléctricos, indicaron la presencia de arena neta petrolífera en los intervalos M1A y M2A de la Formación Carbonera Inferior con un espesor neto petrolífero de 17 pies y 26 pies respectivamente y espesor neto petrolífero de 9 pies para K2A. Debido a problemas operativos asociados con el pozo altamente desviado, no fue posible probar el intervalo del K2A. Se decidió probar los yacimientos pertenecientes a la Formación Carbonera Inferior (Reservorios M1A y M2A), de edad Oligoceno.

Las pruebas de producción se realizaron inicialmente en el yacimiento M2A. Una vez se adquirió la información necesaria en este yacimiento, se procedió a aislarlo e iniciar las pruebas de producción del intervalo M1A. Actualmente el pozo se encuentra produciendo en conjunto de las arenas M1A y M2A con una producción de 2,470 BOPD y un corte de agua de 86%. Dado el carácter altamente desviado del pozo A-1, no se cuenta con "Y tool" para determinar la distribución de producción de aceite. Esta distribución se está realizando mediante análisis geoquímicos (geochemical allocation), metodología que se ha probado con éxito en dicho pozo. Actualmente la producción de aceite es del 40% proveniente del intervalo M1A y 60% del M2A. La producción acumulada a la fecha es de 2.1 MMBO.

2.7.2. ESTRUCTURA GEOLÓGICA DEL CAMPO

La trampa del campo es una estructura anticlinal con cierre en cuatro direcciones. En la siguiente Figura se presenta una línea sísmica en dirección N-S donde se pueden observar la configuración del Campo en los principales horizontes sísmicos: C3, Guafita, Cret y K3. La estructura se extiende en dirección SW-NE sobre aproximadamente 4 Kms de distancia.

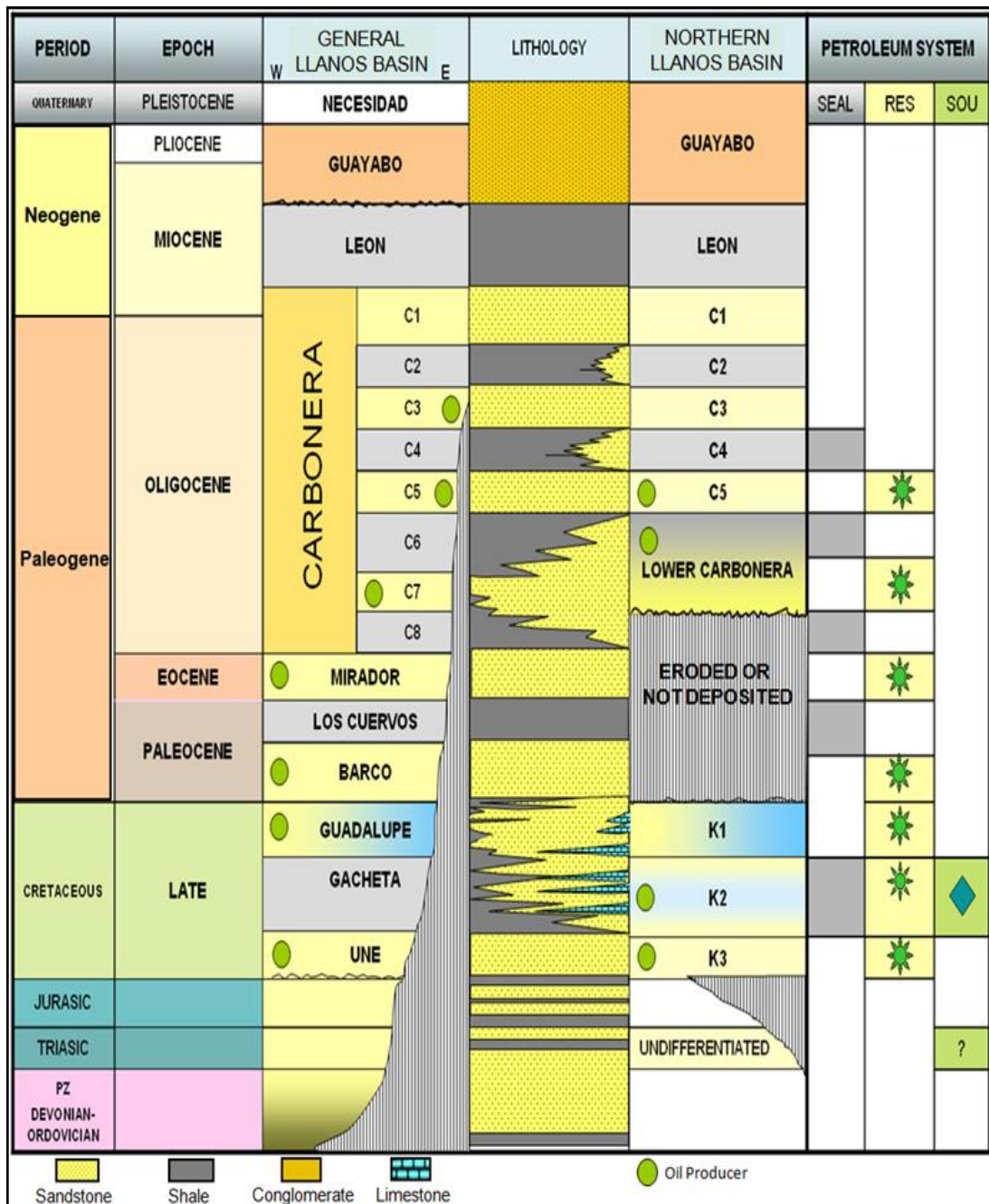


Figura 4. Columna estratigráfica Generalizada Cuenca de los Llanos Orientales

3. CASOS DE ESTUDIO

Se cuenta con la información de 22 pozos localizados en un campo ubicado en la cuenca de los llanos orientales, por motivos de autorización de la empresa se debe cambiar el nombre de los pozos por JAGO. A partir de la información consignada en los Open Wells y Mud Check se observa que se tienen dos pozos problemas llamados JAGO 1 y JAGO 2, de los cuales se van analizar, obtener densidad de los fluidos, el diámetro del pozo, la rata de bombeo, la velocidad plástica y el punto de cedencia y además realizar los siguientes cálculos.

Por medio de la ecuación 5 se determina la velocidad anular para cada condición. Posteriormente, con las ecuaciones 3 y 4 se calcula los índices de consistencia (k) y el comportamiento de flujo (n) respectivamente, una vez se tiene este valor, se procede a calcular el índice de capacidad de acarreo (ICC) con la ecuación 2.

3.1 POZO JAGO 1

PRIMERA SECCION 16 1/2"

DATO 1

	Capacidad anular (bbl/ft)
DP 5"	0.2401
HWDP (2X5")	0.2401
DC 8"	0.2023
TOTAL	0.6825

DATO 2

	Capacidad anular (bbl/ft)
DC 8"	0.1865
DC 6,5"	0.2076
DP 5"	0.2401
HWDP (2X5")	0.2401
TOTAL	0.8743

VP (cP)	YP ($\frac{lb}{100ft^2}$)	n	K (cP)
8	10	0.5305262	336.36063
8	11	0.50697096	411.229017

SPUD MUD		
	DATO 1	DATO 2
Q (bbl/min)	5.238079	10.714252
densidad (ppg)	8.6	8.8
D (in)	16 1/2	16 ½
VA (FT/min)	7.67484103	12.2546632
Q (gal/min)	0.5190412	1.06167512
ICC	0.05550256	0.11086841

Tabla 2. Datos Pozo JAGO 1 sección 16 ½”

SEGUNDA SECCION 12 ¼”

	Capacidad anular (bbl/ft)
CSG-DP (13,375"-5")	0.1495
HUECO-DP (12,25" - 5")	0.1215
Dc (1x6,5")	0.1231
DP 5"	0.1215
HWDP 5"	0.1215
TOTAL	0.6371

VP (cP)	YP ($\frac{lb}{100ft^2}$)	n	K (cP)
9	12	0.51458431	433.440304
13	14	0.56705287	401.760123
12	16	0.51458431	577.920405
18	18	0.58497516	479.03191
17	22	0.521964	768.753838

DATO	1	2	3	4	5
q (bbl/min)	19.04756	19.04756	19.04756	19.04756	19.04756
densidad (ppg)	8.8	9.3	9.2	9.3	9.8
D (in)	12 1/4	12 1/4	12 1/4	12 1/4	12 1/4
VA (FT/min)	29.897283	29.897283	29.897283	29.897283	29.897283
ICC	0.285091123	0.279268215	0.397399748	0.332980748	0.563099451

Tabla 3. Datos Pozo JAGO 1 sección 12 ¼”

TERCERA SECCION 8 ½”

	Capacidad anular (bbl/ft)
CSG-DP (9,625"-5")	0.0657
HUECO-DP (8,5" - 5")	0.0459
Dc 6,5"	0.0291

HWDP 5"	0.1399
TOTAL	0.2806

VP (cP)	YP ($\frac{lb}{100ft^2}$)	n	K (cP)
15	27	0.440582128	1375.271196
16	29	0.438893741	1489.10195
19	29	0.481137104	1220.50721
18	30	0.459441563	1397.336505
18	24	0.514584311	866.8806072

DATO	1	2	3	4	5
q (bbl/min)	7.1428	13.0952	13.0952	13.0952	13.0952
densidad (ppg)	9.6	9.7	9.7	10	10
D (in)	8 1/2"	8 1/2"	8 1/2"	8 1/2"	8 1/2"
VA (FT/min)	25.45557733	46.66855666	46.66855666	46.66855666	46.66855666
ICC	0.840199735	1.556411603	1.381263264	1.630291947	1.011401668

Tabla 4. Datos Pozo JAGO 1 sección 8 1/2"

3.2 POZO JAGO 2

PRIMERA SECCION 16 1/2"

	Capacidad anular (bbl/ft)
DP 5"	0.2402
HWDP (2X5")	0.2402
DC 6,5"	0.2234
TOTAL	0.7038

VP (cP)	YP ($\frac{lb}{100ft^2}$)	n	K (cP)
11	12	0.563913091	349.0074794
11	16	0.493050683	637.3762673

	Lodo de inicio (SPUD MUD)		AGUA-DUOVIS
q (bbl/min)	8.33	10.714252	16.6666
densidad (ppg)	8.6	8.8	9.1
D (in)	16 1/2	16 1/2	16 1/2
VA (FT/min)	11.83574879	15.22343279	23.68089514
Rata De Flujo	8.33	10.714252	16.666614

ICC	0.088811444	0.213467205	0.343380323
-----	-------------	-------------	-------------

Tabla 5. Datos Pozo JAGO 2 sección 16 1/2"

SEGUNDA SECCION 13" – 12 1/4"

VP (cP)	YP ($\frac{lb}{100ft^2}$)	n	K (cP)
10	17	0.4545757	810.218826
13	16	0.53434799	529.151003
10	18	0.44058213	916.847464
16	19	0.54315408	604.503859
15	18	0.54058008	579.183855
16	20	0.5305262	672.72126

Tabla 6. Datos Pozo JAGO 2 sección 13" – 12 1/4"

SECCION 13"

	Capacidad anular (bbl/ft)
CSG-DP (13,375"-5")	0.1495
HUECO-DP (13" - 5")	0.1399
Dc (1x6,5")	0.1231
HWDP 5"	0.1399
TOTAL	0.5524

DATOS	AGUA-DUOVIS		POLIMERICO	
	1	2	3	4
q (bbl/min)	8.333307	19.0475	19.999937	19.999937
densidad (ppg)	8.7	9.3	9.1	9.5
D (in)	13	13	13	12 1/4
VA (FT/min)	15.085639	34.4813541	36.205534	36.205534
ICC	0.26584305	0.42421585	0.75518516	0.51980164

Tabla 7. Datos Pozo JAGO 2 sección 13"

SECCION 12 1/4"

DESPUES DE MEJORAR ROP SE CAMBIO EL BHA	
	Capacidad anular (bbl/ft)
CSG-DP (13,375"-5")	0.1495
HUECO-DP (13" - 5")	0.1399
HUECO-DP (12,25" - 5")	0.1215
Dc 6,5"	0.1047
HWDP 5"	0.1399

TOTAL	0.5156
--------------	---------------

	POLIMERICO	POLIMERICO
DATOS	1	2
q (bbl/min)	19.999937	19.999937
densidad (ppg)	9.7	10
D (in)	12 1/4	12 1/4
VA (FT/min)	38.7896373	38.7896373
ICC	0.54480854	0.65236534

Tabla 8. Datos Pozo JAGO 2 sección 12 ¼"

TERCERA SECCION 8 ½"

	Capacidad anular (bbl/ft)
CSG-DP (9,625"-5")	0.0657
HUECO-DP (8,5" - 5")	0.0459
Spiral Dc 6,5"	0.0291
HWDP 5"	0.1399
TOTAL	0.2806

VP (cP)	YP ($\frac{lb}{100ft^2}$)	n	K (cP)
15	26	0.44981265	1267.42644
16	26	0.46567365	1176.06125
17	26	0.48063624	1096.79158

DATOS	1	2	3
q (bbl/min)	13.0952	13.0952	11.1904
densidad (ppg)	9.5000	9.8000	10.0000
D (in)	8 ½"	8 ½"	8 ½"
VA (FT/min)	46.6686	46.6686	39.8804
ICC	1.4048	1.4491	1.0935

Tabla 9. Datos Pozo JAGO 2 sección 8 ½"

4. PRESENTACION DE RESULTADOS

4.1 POZO JAGO 1

4.1.1 PREDICION REOLOGICA

SECCIÓN JG 1	FLUIDO	VISCOSIDAD PLASTICA (VP)	PUNTO DE CEDENCIA (YP)	INDICE DE COMPORTAMIENTO DE FLUJO (n)	ÍNDICE DE CONSISTENCIA (K)
16,5"	Lodo de inicio (SPUD MUD)	8	10	0.53	336.36
		8	11	0.507	411.23
12,25"	AGUA- DUOVIS	9	12	0.515	433.44
		13	14	0.567	401.76
	POLIMERICO	12	16	0.515	577.92
		18	18	0.585	479.03
		17	22	0.522	768.75
8,5"	POLIMERICO	15	27	0.441	1375.27
		16	29	0.439	1489.1
		19	29	0.481	1220.51
		18	30	0.459	866.88
		18	24	0.515	866.88

Tabla 10. Predicción reológico Pozo JAGO 1

4.1.2 DETERMINACIÓN ÍNDICE DE CAPACIDAD DE ACARREO

Una vez obtenida la predicción reológica se calcula la capacidad anular, la velocidad anular y el índice de limpieza. Los cálculos que se obtienen son:

SECCIÓN JG 1	FLUIDO	VISCOSIDAD PLASTICA (VP)	PUNTO DE CEDENCIA (YP)	CAPACIDAD ANULAR (BBL/FT)	VELOCIDAD ANULAR (FT/MIN)	ICC
16.5"	Lodo de inicio (SPUD MUD)	8	10	0.6825	7.674841026	0.055503
		8	11	0.8743	12.25466316	0.110868
12.25"	AGUA- DUOVIS	9	12	0.6371	29.897283	0.285091
		13	14		29.897283	0.279268
	POLIMERICO	12	16		29.897283	0.3974
		18	18		29.897283	0.332981
		17	22		29.897283	0.563099
8.5"	POLIMERICO	15	27	0.2806	25.45557733	0.8402
		16	29		46.66855666	1.556412
		19	29		46.66855666	1.381263
		18	30		46.66855666	1.630292

		18	24		46.66855666	1.011402
--	--	----	----	--	-------------	----------

Tabla 11. Determinación índice de capacidad de acarreo Pozo JAGO 1

Según los cálculos realizados, para el pozo JAGO 1 se obtuvo una limpieza óptima con el lodo polimérico, cuando el ICC tiene un valor de 0.5 o cercano, se dice que los recortes han sido redondeados y generalmente son muy pequeños (finos), lo cual imposibilita la realización de una limpieza adecuada; mientras que, cuando se obtienen valores menores a 0.3 es porque los recortes son aproximadamente del tamaño de un grano que, es lo que se observa en la mayoría de las secciones perforadas.

4.1.3 DETERMINACIÓN DEL ÍNDICE DE TRANSPORTE Y ROP

Para hallar el índice de transporte, debemos saber el valor de tres variables las cuales son, "Factores de ángulos (AF)", "Densidad del lodo en gravedad específica" y "Factor de Reología (RF)", todo esto se halla gracias a los datos encontrados en los Open Wells y en los Mud check de los pozos correspondientes. Luego procedemos a hallar el ROP teórico¹⁵ y lo comparamos con el ROP encontrado en los pozos

SECCIÓN JG 1	FLUIDO	FACTORES DE ANGULOS (AF)	DENSIDAD Lodo en gravedad específica	FACTOR REOLOGÍA (RF)	IT	ROP TEÓRICO MÁXIMO (FT/HR)	ROP REAL (FT/HR)	%
16.5"	Lodo de inicio (SPUD MUD)						96	
							128	
12.25 ¹³ "	AGUA-DUOVIS POLIMERICO	1.8221	1.056422569	0.875	1.684	122.493	197.000	160.8
		1.6345	1.116446579	0.868	1.584	88.091	62.750	71.23
		1.6021	1.104441777	0.85	1.504	58.563	127.000	216.9
		1.8257	1.116446579	0.9	1.834	176.854	65.000	36.75
		1.7921	1.176470588	0.981	1.891	194.236	28.600	14.72
8.5"	POLIMERICO	1.8245	1.152460984	1.1	2.31	54.006	30.300	56.1
		1.8433	1.164465786	1.125	2.41	165.587	26.600	16.06
		1.906	1.164465786	1.104	2.45	172.671	59.000	34.17
		1.906	1.200480192	1.131	2.59	200.597	62.600	31.21
		1.906	1.200480192	1.037	2.37	157.090	62.600	39.85

Tabla 12. Determinación del índice de transporte Pozo JAGO 1

SECCIÓN	PROFUNDIDAD	ROP TEÓRICO	ROP REAL	%
---------	-------------	-------------	----------	---

15. Mitchell, J. (2001). Perforando Sin Problemas (Apéndice A, pag. 273-275). Drillbert Engineering Inc.

JG 1	(Pies)	MÁXIMO (FT/HR)	(FT/HR)	
16.5"	31		96	
	1322		128	
12.25"	1780	122.493	197.000	160.824941
	5200	88.091	62.750	71.2335197
	6416	58.563	127.000	216.860505
	8026	176.854	65.000	36.7535478
	8459	194.236	28.600	14.724389
8.5"	8650	54.006	30.300	56.1049754
	8785	165.587	26.600	16.0640368
	9195	172.671	59.000	34.1691058
	9568	200.597	62.600	31.20683
	9568	157.090	62.600	39.849794

Tabla 13. Determinación de la ROP Pozo JAGO 1

Como se observa, comparando las tasas de penetración y relacionándolas con los índices de capacidad de acarreo, en las secciones de diámetro mayor, la ROP manejada es mucho mayor que la teórica máxima, lo que quiere decir que se sobrepasaron los límites indicados para las condiciones en las que se estaba perforando, esto puede deberse a la necesidad de ganar tiempo en la operación, pero, al incrementar la ROP se tuvo una muy mala limpieza del pozo, ya que una alta tasa de penetración genera recortes muy finos y así se dificulta mantener limpio el pozo. En este pozo, los valores de ROP real que se encuentran por debajo del teórico máximo se ven a partir de la sección de 12 ¼", que según los cálculos realizados, cuenta con un valor adecuado de ICC.

4.1.4. DETERMINACIÓN DEL FACTOR DE EMBOLADA DE CIRCULACIÓN (CSF)

Para determinar el número total de emboladas necesarias para limpiar el hueco, es necesario saber la tabla de factores dependiendo del ángulo del pozo y del diámetro del agujero, estas variaciones van de 0°-30°, 30°-60° y de 60°-90°; los dos pozos en estudio no superan el ángulo de 30°, por tal motivo se trabaja con las constantes de esa variable y darán los siguientes resultados a continuación

	27 ½"	17 ½"	16 ½"	13"	12 ¼"	8 ½"
0°-30°	2.25	1.75	1.706	1.514	1.5	1.25

Tabla 14. Factores de ángulo

JAGO 1:

MD TOTAL	9568 ft
-----------------	---------

MD Ajustado	14347.082
--------------------	-----------

Tabla 15. MD ajustado

Para limpiar este pozo, un fondo debe ser circulado como si fuera un pozo vertical de **14347,082 ft** u otro modo de ver esto es circular **1,50 veces de fondo**.

4.1.5. COSTOS DEL JAGO 1

POZO	Costo estimado (\$)	COSTO REAL (\$)	Diferencias costos (\$)	Tiempo, días
JAGO 1	2,868,079.65	3,375,838.83	-507,759.19	11

Tabla 16. Costos Pozo JAGO 1

Problemas operacionales conllevaron al pago por RIG en tiempo no productivo, además, cambios en el BHA y aditivos para el lodo fueron las razones que generaron el desfase en el presupuesto del pozo JAGO 1.

4.2. JAGO 2

4.2.1 PREDICCIÓN REOLÓGICA

Observamos los primeros resultados para predecir el Índice de Capacidad de acarreo (ICC) del pozo JAGO 2, que se muestra a continuación:

SECCIÓN JG 2	FLUIDO	VISCOSIDAD PLASTICA (VP)	PUNTO DE CEDENCIA (YP)	INDICE DE COMPORTAMIENTO DE FLUJO (n)	ÍNDICE DE CONSISTENCIA (K)
16.5"	Lodo de inicio (SPUD MUD)	11	12	0.564	349
		11	16	0.493	637.38
	AGUA-DUOVIS	11	16	0.493	637.38
13"-12.25"	AGUA-DUOVIS	10	17	0.455	810.22
		13	16	0.534	529.15
	POLIMERIC	10	18	0.441	916.85
		16	19	0.543	604.5
		15	18	0.541	579.18
		16	19	0.543	604.5
8 1/2"	POLIMERIC	15	26	0.45	1267.43
		16	26	0.466	1176.06
		17	26	0.481	1096.79

Tabla 17. Predicción reológica Pozo JAGO 2

4.2.2 DETERMINACIÓN ÍNDICE DE CAPACIDAD DE ACARREO

SECCIÓN JG 2	FLUIDO	VISCOSIDAD PLASTICA (VP)	PUNTO DE CEDENCIA (YP)	CAPACIDAD ANULAR (BBL/FT)	VELOCIDAD ANULAR (FT/MIN)	ICC
16.5"	Lodo de inicio (SPUD MUD)	11	12	0.7038	11.83574879	0.088811
		11	16		15.22343279	0.213467
	AGUA-DUOVIS	11	16		23.68089514	0.34338
13"	AGUA-DUOVIS	10	17	0.5524	15.08563903	0.265843
		13	16		34.48135409	0.424216
	POLIMERICO	10	18		36.20553403	0.755185
12.25"	POLIMERICO	16	19	0.5156	36.20553403	0.519802
		15	18		38.78963732	0.544809
		16	19		38.78963732	0.652365
8 1/2"	POLIMERICO	15	26	0.2806	46.66855666	1.404788
		16	26		46.66855666	1.44915
		17	26		39.88040271	1.093512

Tabla 18. Determinación índice de capacidad de acarreo Pozo JAGO 2

Al igual que en el pozo JAGO 1, en este, los mejores resultados de ICC, es decir mayores de 1, se observan con el lodo polimérico para el menor de los diámetros, mostrando una pobre limpieza con los otros dos tipos de fluidos llevando a considerar que la reología no era la indicada para el tipo de perforación que se estaba llevando a cabo.

4.2.3 DETERMINACIÓN DEL ÍNDICE DE TRANSPORTE Y ROP

SECCIÓN JG 2	FLUIDO	FACTORES DE ANGULOS (AF)	DENSIDAD Lodo en gravedad específica	FACTOR REOLOGÍA (RF)	IT	ROP TEÓRICO MÁXIMO (FT/HR)	ROP REAL (FT/HR)	%
16.5"	Lodo de inicio (SPUD MUD)	-----					138	----
							186	
	AGUA- DUOVIS						184	
13"- 12.25"	AGUA- DUOVIS	1.963	1.044417767	0.9	1.85	255.300	138.000	54.05
		1.786	1.116446579	0.875	1.74	144.160	56.000	38.85
	POLIMERICO	1.779	1.092436975	0.925	1.8	165.652	116.000	70.03
		1.757	1.140456182	0.879	1.76	153.968	13.800	8.963
		1.797	1.164465786	0.904	1.89	254.483	99.500	39.1
		1.792	1.164465786	0.925	1.93	207.335	132.000	63.67
8 1/2"	POLIMERICO	1.818	1.140456182	0.95	1.97	101.220	129.000	127.4

		1.856	1.176470588	0.929	2.03	360.166	110.160	30.59
		1.874	1.200480192	0.931	2.09	247.733	159.000	64.18

Tabla 19. Determinación del índice de transporte Pozo JAGO 2

SECCIÓN JG 2	PROFUNDIDAD (Pies)	ROP TEÓRICO MÁXIMO (FT/HR)	ROP REAL (FT/HR)	%
16.5"	228	-----	138	----
	320		186	
	639		184	
13"- 12.25"	1032	255.300	138.000	54.0540541
	3315	144.160	56.000	38.8456987
	4100	165.652	116.000	70.0263202
	7343	153.968	13.800	8.96290138
	8040	254.483	99.500	39.0988789
	8226	207.335	132.000	63.6650831
8 1/2"	8688	101.220	129.000	127.445169
	9256	360.166	110.160	30.5858965
	9508	247.733	159.000	64.1820024

Tabla 20. Determinación de la ROP Pozo JAGO 2

A diferencia del pozo JAGO 1, en JAGO 2 la ROP fue manejada de manera adecuada, por esto, se puede decir que los bajos valores de ICC y por esto la pobre limpieza del agujero se debe a los factores reológicos del fluido de perforación significando esto que no se dio el manejo adecuado tanto a la viscosidad platica como al punto de cedencia.

4.2.4 DETERMINACIÓN DEL FACTOR DE EMBOLADA DE CIRCULACIÓN (CSF)

JAGO 2:

MD TOTAL	9508 ft
MD Ajustado	14167.41

Tabla 21. MD ajustado Pozo JAGO 2

Para limpiar este pozo, un fondo debe ser circulado como si fuera un pozo vertical de **14167,41ft** u otro modo de ver esto es circular **1,49 veces de fondo**.

4.2.5 COSTOS DEL JAGO 2

POZO	Costo estimado (\$)	COSTO REAL (\$)	Diferencias costos (\$)	Tiempo, días
------	---------------------	-----------------	-------------------------	--------------

JAGO 2	3,218,902.49	3,017,796.05	201,106.44	14
--------	--------------	--------------	------------	----

Tabla 22. Costos Pozo JAGO 2

5. ANALISIS DE RESULTADOS

5.1 REOLOGIA

Se realizaron gráficas de acuerdo a los datos obtenidos de las tablas 10 y 17 con el fin de generar un mejor análisis:

JAGO 1

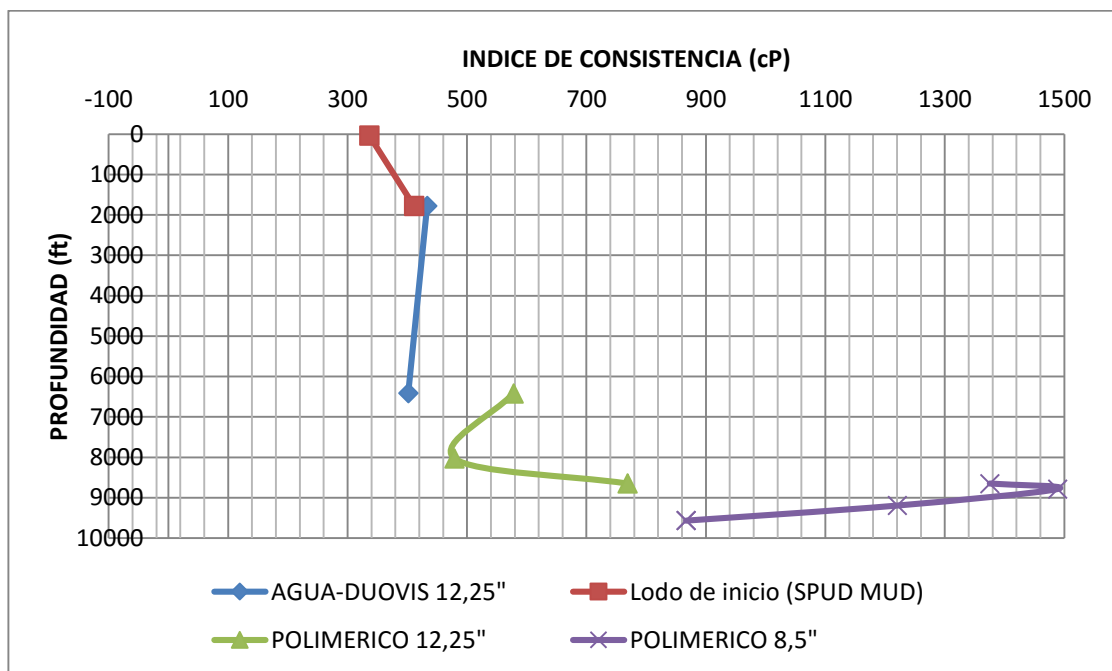
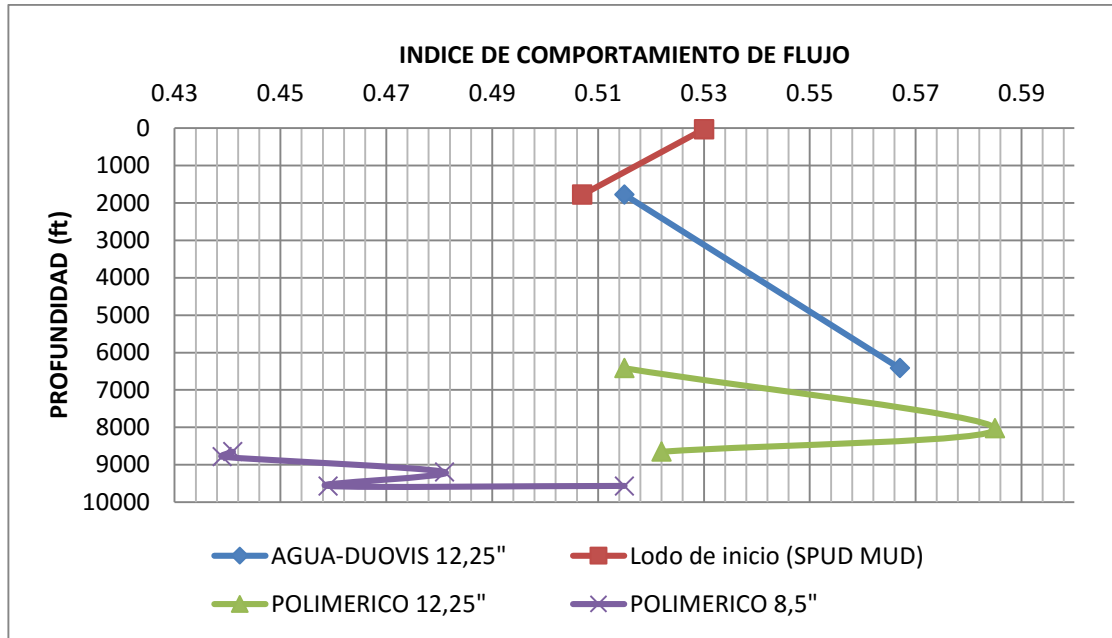


Figura 5. Índice de consistencia y comportamiento de flujo JG 1

JAGO 2

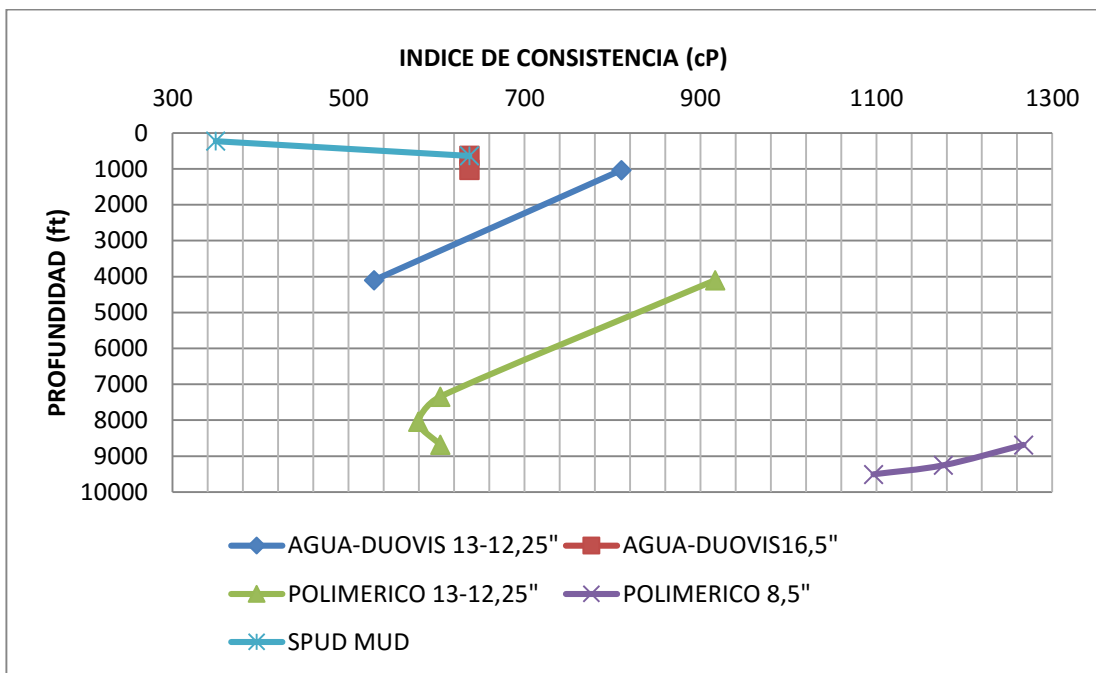
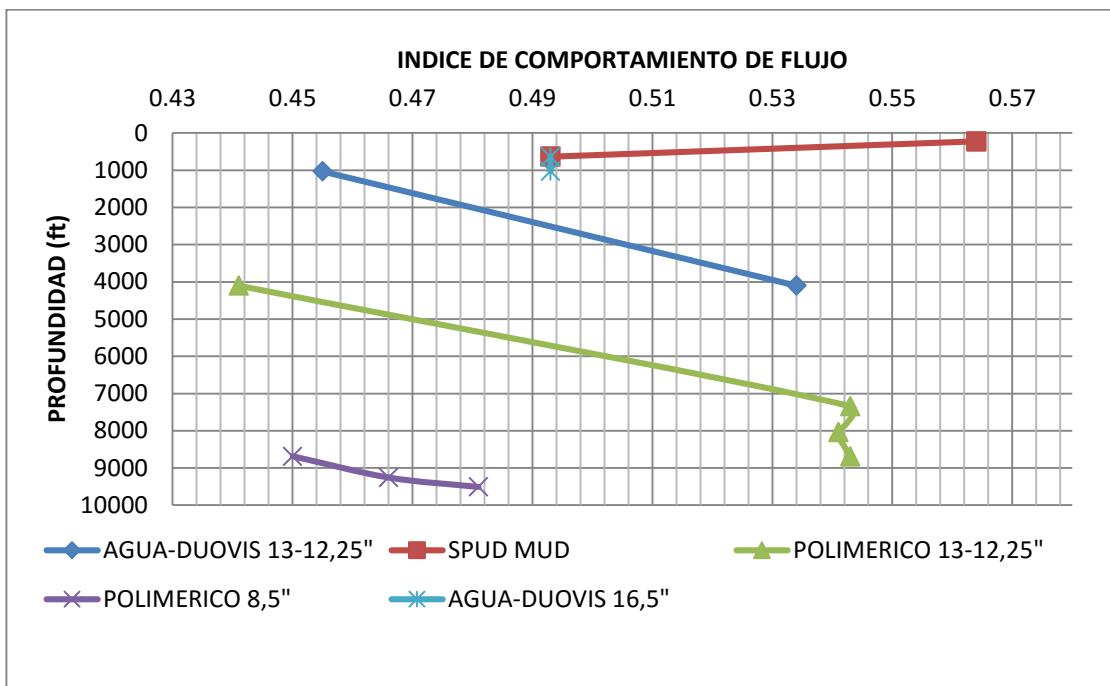


Figura 6. Índice de consistencia y comportamiento de flujo JG 2

Se observa en las gráficas del índice de consistencia de ambos pozos que el fluido Polimérico en un tamaño de agujero de 8,5" aumenta considerablemente dado a que el fluido se vuelve más viscoso conforme aumenta la viscosidad plástica y el punto de cedencia, esto quiere decir que

el fluido va obtener valores favorables de limpieza ya que entre más viscoso sea el fluido más fácil será el arrastre de recortes en el pozo, por consiguiente obtendremos un barrido óptimo y resultados adecuados de índice de capacidad de acarreo (ICC).

Contrariamente a lo que se observa en el fluido Polimérico de 8,5", se puede observar valores bajos para los fluidos de Spud Mud (Lodo de iniciación), Agua-Duovis (diámetros 13-12,25") y Polimérico (diámetros 13-12,25"), de estos datos se espera que la limpieza no sea la más favorable ya que el lodo no alcanzó una viscosidad adecuada para limpiar los cortes que se encuentran en el agujero.

5.2 ÍNDICE DE CAPACIDAD DE ACARREO (ICC) y ROP

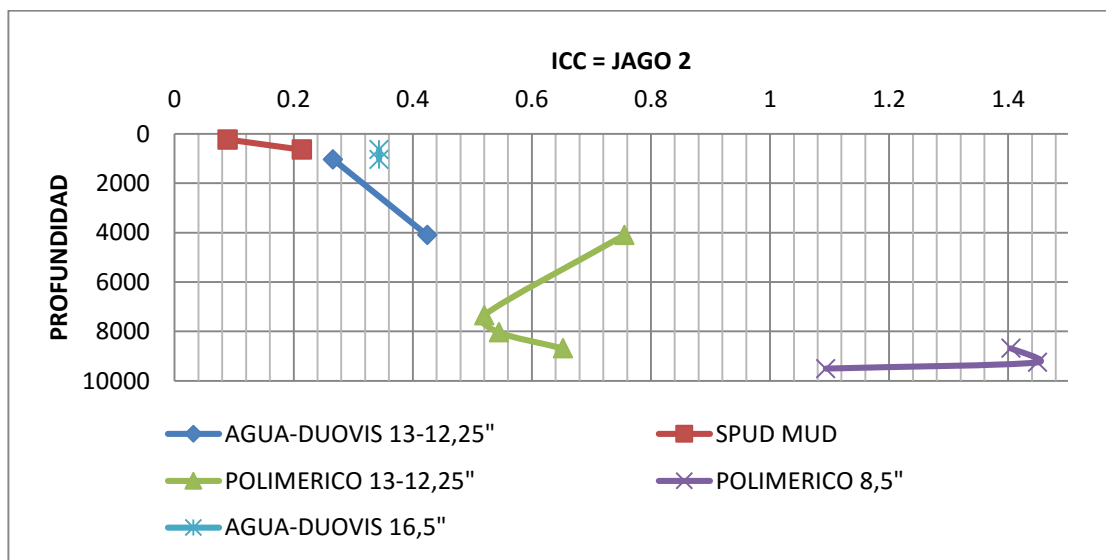
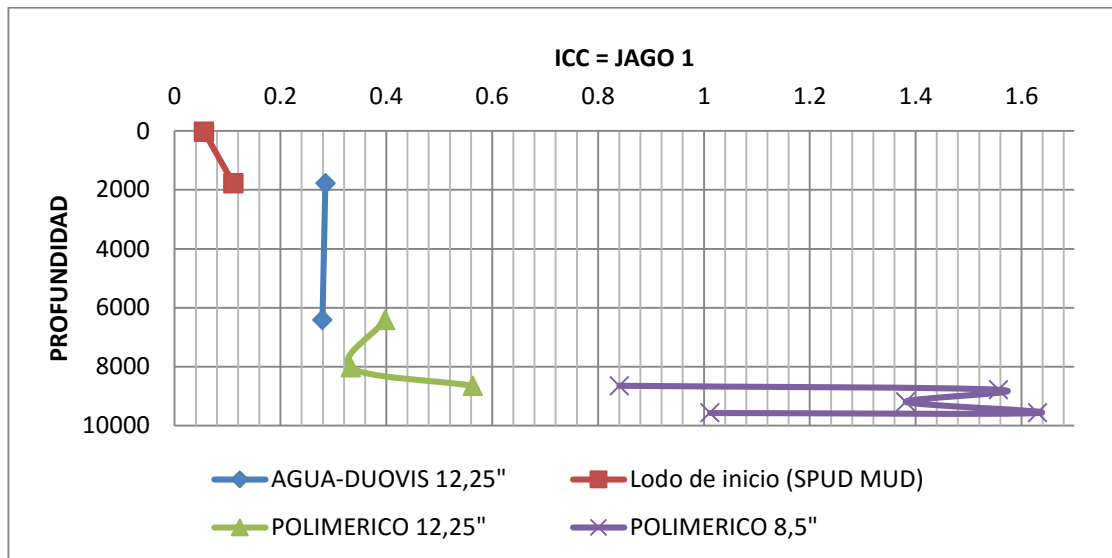


Figura 7. ICC para JG 1 y JG 2

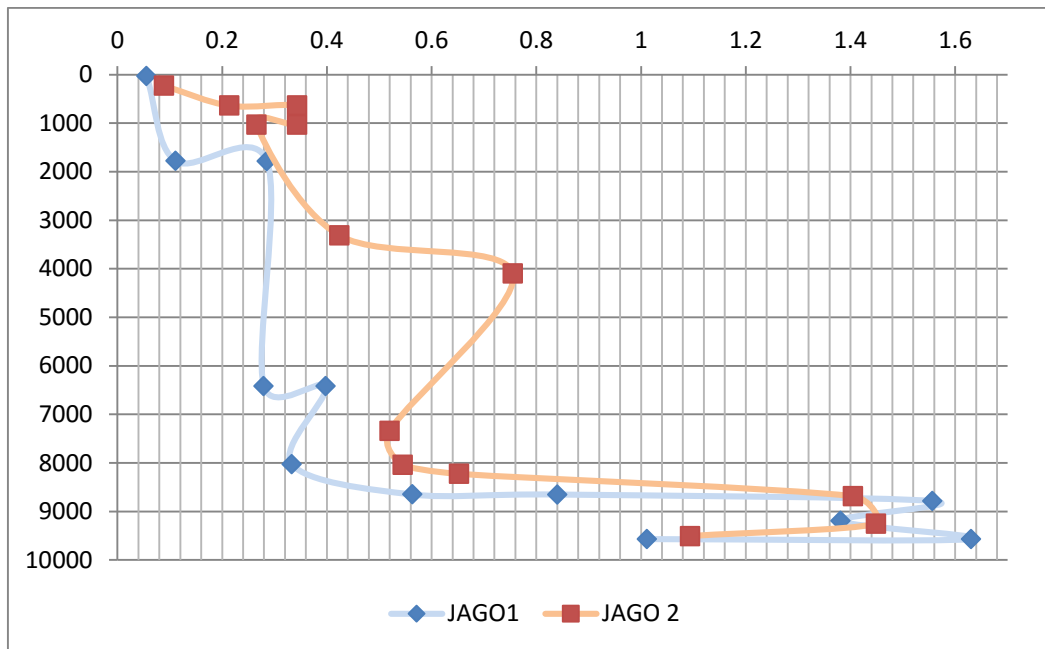


Figura 8. ICC general para JG 1 y JG 2

Como se había dicho en la sección 5.1, los valores de ICC mostrados en la Figura 8 para ambos pozos JG 1 y JG 2 con fluido Polimérico de diámetro de broca de 8 1/2" son muy favorables con respecto a los anteriores, ya que estos sobrepasan el valor de 1 y obtuvieron valores muy cercanos; todo esto debido a que el diámetro incide en la limpieza del agujero, ya que una disminución de la misma favorecen la velocidad anular y por consiguiente el arrastre de los recortes.

Podemos observar que en la Figura 7 para el campo JAGO 2 en el fluido Agua-Duovis para el diámetro de broca de 13" los valores de ICC eran muy bajos, por consiguiente a la profundidad de 3980 pies se prosiguió a cambiar el fluido a Polimérico con el fin de ajustar los valores, esto se logró y obtuvo un valor del ICC de 0,755, esto se consiguió a la profundidad de 4100 pies. Pero a medida que se iba avanzado en el pozo a la profundidad de 7343 pies se observan unos valores muy bajos de ROP y consecuentemente se puede observar en la gráfica el decrecimiento del índice de limpieza.

El problema deducible en el pozo JAGO 2 fue principalmente el mal manejo que se le dio a las propiedades del fluido de perforación, debido a esta dificultad se ocasionó la pérdida de dientes en la broca denominado embolamiento; este inconveniente provoca menores velocidades de penetración, suaveo y empacamiento; los datos de tasa de penetración se observan en la Tabla 20., se tiene a la profundidad de 4100 pies una ROP de 116ft/hr y debido al problema bajó abruptamente a 13,8ft/hr a una profundidad de 7343 pies, esto generó que subieran herramientas, cambiaran de broca de 13" por una de 12,25" y adicionar píldoras viscosificantes para tener un mejor arrastre de los cortes en el pozo y la

broca pueda trabajar de la mejor manera generando valores favorables de ROP; se puede observar en la tabla anterior que estos datos empiezan a aumentar gradualmente.

Para el pozo JAGO 1 ocurre un caso diferente al anterior, los problemas de ROP se vieron marcados en la sección de 8 1/2" a las profundidades de 8650 y 8785 pies donde se dieron los valores más favorables del índice de limpieza. Observando el reporte de Openwells del pozo se puede analizar que el problema de la tasa de penetración se dio más por un trabajo operacional que por el manejo incorrecto de la propiedad del lodo; el inconveniente demarcado para esta profundidad fue el trabajo de deslizamiento el cual ocasionó el estancamiento del motor de lodo

Durante el modo de deslizamiento, la sarta de perforación no gira, solo lo hace el motor de fondo debido a que el flujo de lodo se desvía a este haciendo que gire. En el modo de deslizamiento, la falta de rotación introduce otras dificultades, donde la sarta de perforación yace en el lado bajo del pozo, el fluido de perforación fluye de manera despareja alrededor de la tubería y perjudica la capacidad del lodo para eliminar recortes de perforación, también disminuye la potencia disponible para hacer girar la broca, lo cual a su vez, combinado con la fricción de deslizamiento, disminuye la velocidad de penetración (ROP) e incrementa la probabilidad de atascamiento por presión diferencial¹⁶.

Para empezar a mejorar las condiciones del pozo se empezó a girar la sarta, haciendo que se tenga una buena limpieza del agujero y aumentando los valores de ROP.

5.3 FACTOR DE EMBOLADA DE CIRCULACIÓN (CSF):

Los pozos JG 1 y JG 2 son pozos con dirección no muy pronunciada, su desviación varía entre 0°-30°, por consiguiente se debe realizar este tipo de procedimiento con el fin de conocer cuántas veces se debe circular el pozo direccional como si fuera uno totalmente vertical. El valor de los dos es aproximadamente el mismo debido a que la profundidad del JG 2 al JG 1 aumenta unos 60 pies. Se debe circular el pozo entre 1,5 y 1,49 veces para que el pozo este completamente limpio.

5.4 COSTOS

Como se observa en las tablas 16 y 22, el pozo JG 2 fue el que alcanzó las expectativas proyectadas para la realización del proyecto y el pozo JG 1 se

16. Edwin Felczak, Ariel Torre, Neil D. Godwin, Kate Mantle, Sivaraman Nagathan, Richard Hawkins, Ke Li, Stephen Jones, Fred Slayden. (2012). Lo mejor de ambos mundos: Un Sistema rotativo direccional híbrido. Texas: Schlumberger

desfasó unos 507.759,19 dólares del presupuesto planeado para la ejecución del mismo.

El motivo por el cual el pozo JAGO 1 tuvo un desfase muy marcado, fue el del problema de ROP que ocurrió a la profundidad de 8468 pies. Éste problema incurrió en muchos riesgos económicos para la operación de perforación; uno de ellos fue el de subir herramientas y cambiar una broca de 13" por una de 12,25" el cual no se tenía presupuestada en el proyecto, la parada de la operación y el consumo de tiempo son enemigos permanentes de los presupuestos, así mismo el envío de píldoras viscosificantes fueron factores determinantes para el desfase de los fondos. Por todos estos infortunios el contratista de la obra tuvo que gastar un valor de 507.759,19 dólares de más para poder terminar el proyecto estimado.

Para el pozo JAGO 2 el presupuesto se manejó mejor a pesar del problema operacional que se tuvo en el pozo. Esta operación adecuada no generó un gasto de más en la operación, por eso fue que el costo real de la operación de perforación no sobrepasó el valor estimado de la misma.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- En los dos pozos, la mejor limpieza de agujero se tiene a un menor diámetro, esto se observa en la sección 8 ½" donde se tienen los valores más altos para índice de capacidad de acarreo.
- Al comparar los ICC obtenidos durante la perforación de los dos pozos, se evidencia que el fluido polimérico genero una mejor limpieza del agujero con índices de capacidad de acarreo superiores a la unidad.
- La circulación de los pozos debe realizarse 1,5 veces conforme a las condiciones de profundidad e inclinación de éstos, evidenciándose un mal manejo operacional ya que ambos pozos solo se circularon una vez.
- El aumento de la ROP lleva a obtener un mayor volumen de ripios dificultando así la limpieza del agujero, esto se evidencia en el pozo JAGO 1 con los ICC obtenidos, donde también, se presentaron restricciones al realizar el registro open hole a las profundidades de 9,080 ft y 9,414 ft donde se tiene una tensión en cabeza de herramienta de 8000 libras, siendo la normal de 2800 libras, ocasionando la rotura del cable de la unidad de Wireline, conllevando esto a una pesca que no solo aumento el tiempo de operación sino incrementó los costos en 507,759.16 USD.
- En la sección 8 ½" del pozo JAGO 1 se realizó deslizamiento a una profundidad de 8,330 ft, dejando la sarta de perforación sin rotación desde la superficie, lo cual generó un estancamiento del motor de fondo de lodo, esto redujo la potencia disponible para hacer girar la broca disminuyendo la velocidad de penetración y así, se perjudicó la capacidad del lodo para eliminar los recortes de perforación llevando a tener una mala limpieza en el pozo con Índices de capacidad de acarreo por debajo de uno.
- Para el pozo JAGO 2, se evidencia los problemas en reología, ya que el punto de cedencia tuvo valores que oscilaron entre 12 y 26; y la viscosidad plástica de 10 y 17, lo que originó una deficiente limpieza del pozo, e inconvenientes como un embolamiento de la broca, causando así suaveo, empacamiento, unos bajos valores del índice de limpieza y unos valores de velocidad de penetración no recomendados teniendo cambios como el ocurrido entre la profundidad de 4,100 ft donde se tiene una ROP de 116 ft/hr y la profundidad de 7,343 ft con una ROP de 13,8 ft/hr.
- Los aspectos operacionales de la perforación, entre otros, deben permitir controlar el tamaño y el volumen de los recortes, como mecanismo de optimización de la perforación misma; para esto, se debe controlar la rata de penetración y la broca usada, controlar la velocidad de flujo y

mantener las buenas prácticas en las actividades de perforación como seguir el planning realizado para la operación, mantener el control y monitoreo de las propiedades del fluido, controlar el gasto de bomba y otras prácticas son recomendadas para tener un buen desarrollo de la perforación.

- Se recomienda realizar una selección adecuada del fluido de perforación, la reología del fluido y el diseño de parámetros operaciones de perforación tales como velocidad anular, gasto de bombeo y velocidad de penetración que ayuden a optimizar la limpieza del pozo.
- Un YP alto implica que el fluido no es newtoniano, siendo el fluido newtoniano el que transporta los recortes de mejor manera. El YP puede bajarse adicionando defloculante al fluido para que así los resultados de limpieza sean los esperados y el comportamiento del fluido sea más cercano a uno Newtoniano.
- Una VP alta es causada por un exceso de sólidos coloidales presentes en el lodo, para bajarla, se recomienda diluir el fluido para así reducir el contenido de sólidos.
- Es importante vigilar las mallas para así monitorear continuamente los recortes, la concentración, forma, tamaño y la cantidad de acuerdo a la tasa de penetración que se esté usando.
- Se aconseja realizar una circulación completa del pozo, ya que de esta manera se garantiza que el agujero se encuentra limpio.
- Usar una rata de penetración que no exceda el valor de ROP teórico máximo, para así evitar inconvenientes como los ocurridos en el pozo JAGO 1, minimizando así el tiempo de operación y los costos de la perforación.

BIBLIOGRAFIA

- ¹Don Williamson. (2013). Fundamentos de los fluidos de perforación. Oilfield Review, 25, 67, 68, 69.
- ²García Montes Pedro, Hernández Rosas Edgar. (2010). Limpieza De Pozos Verticales Con Sistemas De Fluidos Base No Acuosa Empleados Durante La Perforación En Aguas Profundas. Ciudad De México, México: Universidad Nacional Autónoma De México.
- ³IOM3 Oil and Gas Division, UK. (2013). Annular Velocity Calculation. , de Drilling Formulas Sitio web: <http://www.drillingformulas.com/>
- ⁴Yuejin Luo, P.A. Bern. B.D. Chambers, and D.S. Kellingray, BP Exploration. (15-18 Febrero 1994). Simple Charts to Determine Hole Cleaning Requirements in Deviated Wells. IADC/SPE 27486. De OnePetro Base de datos.
- ⁵John Mitchell, Drilbert Engineering Inc. (2001). Perforando sin problemas. Drlbert Engineering Inc.
- ⁶Agencia Nacional de Hidrocarburos. (2012). Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos Cuenca Llanos Orientales. Colombia: INGRAIN.
- ⁷Agencia Nacional de Hidrocarburos. (2010). Llanos Orientales. 2010, de Agencia Nacional de Hidrocarburos Sitio web: [http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Llanos%200\(pdf\)-Ronda%20Colombia%202010.pdf](http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Llanos%200(pdf)-Ronda%20Colombia%202010.pdf)
- ⁸Arias Martínez Heydy Yurany. (2012). Patronamiento De Las Tendencias Direccionales En Las Formaciones En La Cuenca De Los Llanos Orientales. (Municipios De Acacias Y Castilla La Nueva, Departamento Del Meta). Colombia: Universidad Industrial De Santander - Weatherford.
- ⁹Núñez Trigos Mayerly, Saavedra Ahumada José Luis. (2006). |Definición De Un Modelo Estático Para Las Formaciones Barco Y Catatumbo, Campo Sardinata, Cuenca Catatumbo, Colombia. Colombia: Universidad Industrial De Santander.
- ¹⁰Instituto De Investigación E Información Geocientífica Minero - Ambiental Y Nuclear. (2000). Caracterización De Unidades Geológicas Y Geomorfológicas De Colombia. Colombia: INGEOMINAS.

- ¹¹Alberto Lobo-Guerrero Uscátegui. (1992). Geología e Hidrogeología de Santafé de Bogotá y su Sabana. Colombia: VII JORNADAS GEOTECNICAS DE LA INGENIERIA DE COLOMBIA Sociedad Colombiana de Ingenieros – Sociedad Colombiana de Geotécnia.
- ¹²Schlumberger. (2015). Oilfield Glossary Sitio web: <http://www.glossary.oilfield.slb.com>.
- ¹³OilandGas. (2009). Tipos de lodos. Oil World Sitio web: <http://oilworld2008.blogspot.com.co/2009/01/tipos-de-lodos.html>
- ¹⁴Schlumberger. (2011). Duo-Vis. MI SWACO de Product Sheets Base de datos.
- ¹⁵Mitchell, J. (2001).Perforando Sin Problemas (Apéndice A, pag. 273-275). Drillbert Engineering Inc.
- ¹⁶Edwin Felczak, Ariel Torre, Neil D. Godwin, Kate Mantle, Sivaraman Nagathan, Richard Hawkins, Ke Li, Stephen Jones, Fred Slayden. (2012). Lo mejor de ambos mundos: Un Sistema rotativo direccional hibrido. Texas: Schlumberger
- American Petroleum Institute. “*API Recommended Practice 13D – Rheology and hydraulics of oil-well drilling fluids*” 2009-10-05.