

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



**PROYECTO DE TRABAJO DE GRADO**

**“EVALUACIÓN DEL FLUIDO POLÍMERO/GLICOL UTILIZADO PARA  
PERFORAR EL HOYO INTERMEDIO DE EL CAMPO MORICHAL/JOBO”**

**REALIZADO POR:**

**JOSÉ MANUEL CARRERA QUEVA**

Trabajo de Grado presentado ante la Universidad de Oriente  
Como requisito parcial para optar al título de:

**INGENIERO DE PETRÓLEO**

Puerto la Cruz, junio 2025

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



**PROYECTO DE TRABAJO DE GRADO**

**“EVALUACIÓN DEL FLUIDO POLÍMERO/GLICOL UTILIZADO PARA  
PERFORAR EL HOYO INTERMEDIO DE EL CAMPO MORICHAL/JOBO”**

---

Ing. Rafael Barrueta  
Tutor Académico

Puerto la Cruz, junio 2025

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



**PROYECTO DE TRABAJO DE GRADO**

**“EVALUACIÓN DEL FLUIDO POLÍMERO/GLICOL UTILIZADO PARA  
PERFORAR EL HOYO INTERMEDIO DE EL CAMPO MORICHAL/JOBO”**

**JURADO CALIFICADOR:**

El Jurado hace constar que asignó a esta Tesis la calificación de:

---

Ing. Rafael Barrueta  
Tutor Académico

---

Ing. Zoranni Salazar  
Jurado Principal

---

Ing. Frank Martínez  
Jurado Principal

Puerto la Cruz, junio 2025

## RESOLUCIÓN

**De acuerdo al Artículo N° 41 del Reglamento de Trabajo de Grado:**

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

## **DEDICATORIA**

## **AGRADECIMIENTOS**

# ÍNDICE GENERAL

RESOLUCIÓN.....	iv
DEDICATORIA .....	V
AGRADECIMIENTOS .....	6
ÍNDICE GENERAL.....	7
INDICE DE FIGURAS.....	x
INDICE DE TABLAS .....	xi
RESUMEN.....	xii
INTRODUCCION .....	xiii
CAPITULO I.....	14
EL PROBLEMA .....	14
1.1    Planteamiento del problema .....	14
1.2    Objetivos de la investigación .....	15
1.2.1    Objetivo General .....	15
1.2.2    Objetivos Específicos.....	16
1.3    Área de estudio .....	16
1.3.1    Cuenca Oriental de Venezuela .....	16
1. Área Mayor Oficina .....	17
2. Norte Anzoátegui .....	17
3. Norte De Monagas .....	17
4. Guárico.....	17
5. Área Temblador .....	17
6. Área Mayor de Anaco .....	17

1.3.2	Ubicación Geográfica del Área Mayor de Temblador .....	17
CAPÍTULO II .....		19
MARCO TEÓRICO .....		19
2.1	Antecedentes .....	19
2.2	Bases teóricas .....	20
2.2.1	Perforación de un Pozo. ....	20
2.2.2	Tipos de Perforación. ....	20
2.2.3	Fluido de Perforación .....	21
2.2.4	Funciones del Fluido de Perforación.....	24
2.2.5	Lodos Base Agua. ....	30
2.2.6	Lodos Base Gaseosa.....	35
2.2.7	Lodo Base Aceite .....	36
2.2.8	Propiedades de los Fluidos de Perforación .....	38
CAPÍTULO III .....		48
METODOLOGÍA APLICADA .....		48
3.1	Recopilar información de pozos perforados en el campo MORICHAL/JOBO. 48	
3.1.1	Revisión bibliográfica .....	48
3.1.2	Búsqueda de Información .....	48
3.1.3	Información de pozos perforados en el campo Morichal/Jobo .....	49
3.2	Revisar el desarrollo y comportamiento de los fluidos utilizados en la fase intermedia durante la perforación. ....	50
3.2.1	Graficas del desempeño del lodo .....	50
3.3	Determinar la mineralogía de las arcillas del área intermedia del campo en estudio. ....	51

3.4	Analizar la relación entre los tipos de fluidos y los problemas operacionales ocurridos, que sirvan como soporte para los futuros diseños de los fluidos de perforación. ....	52
CAPITULO IV .....		53
ANALISIS DE LOS RESULTADOS.....		53
4.1	Recopilar información de pozos perforados en el campo MORICHAL/JOBO. 53	
4.1.1	Lista de verificación de los pozos que cumplen con el criterio de selección.....	53
4.2	Revisar el desarrollo y comportamiento de los fluidos utilizados en la fase intermedia durante la perforación. ....	56
4.2.1	Graficas de desempeño del lodo .....	57
4.3	Determinar la mineralogía de las arcillas del área intermedia del campo en estudio. ....	58
4.4	Analizar la relación entre los tipos de fluidos y los problemas operacionales ocurridos, que sirvan como soporte para los futuros diseños de los fluidos de perforación. ....	61
RECOMENDACIONES .....		72
BIBLIOGRAFIA CITADA .....		73
METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:.....		75

## INDICE DE FIGURAS

<b>Figura 1.1 Distrito Gas Anaco.....</b>	<b>13</b>
<b>Figura 2.1 Ambiente .....</b>	<b>18</b>
<b>Figura 2.2 Impacto Ambiental causado por la industria petrolera.....</b>	<b>19</b>
<b>Figura 2.3 Recorrido del Fluido de Perforación.....</b>	<b>41</b>
<b>Figura 2.4 Acarreo de Recortes a Superficie.....</b>	<b>44</b>
<b>Figura 2.5 Transmitir Potencia Hidráulica a la Mecha.....</b>	<b>45</b>
<b>Figura 2.6 Formación de un revoque en las paredes del pozo.....</b>	<b>46</b>
<b>Figura 2.7 Prevenir la Corrosión.....</b>	<b>47</b>
<b>Figura 2.8 Viscosidad Aparente.....</b>	<b>60</b>
<b>Figura 2.9 Comportamiento de Fluidos Pseudoplásticos.....</b>	<b>62</b>
<b>Figura 2.10. Pega de Tubería.....</b>	<b>63</b>
<b>Figura 2.11 Pérdida de Circulación.....</b>	<b>64</b>
<b>Figura 2.12 Sistema de Circulación .....</b>	<b>65</b>
<b>Figura 3.1 Formato de Lista de verificación de Impacto Ambiental .....</b>	<b>69</b>
<b>Figura 3.2 Matriz de investigación para Impacto Ambiental.....</b>	<b>69</b>
<b>Figura 3.3 Matriz de Leopold para la evaluación del Impacto Ambiental.....</b>	<b>70</b>
<b>Figura 3.4. Ejemplo de diagrama de redes.....</b>	<b>75</b>
<b>Figura 3.5 Diseño de un S.G.A.....</b>	<b>76</b>
<b>Figura 3.6. Sistema de Gestión Ambiental.....</b>	<b>77</b>
<b>Figura 4.1 Red compleja para las actividades de perforación en los pozos RPN-076, RPN-077 y RPN-078 e incidencia en el impacto ambiental provocado.....</b>	<b>90</b>

## INDICE DE TABLAS

<b>Tabla 3.1 Matriz de Leopold.....</b>	<b>71</b>
<b>Tabla 3.2 Atributos de los Impactos Ambientales en la metodología Cualitativa.....</b>	<b>72</b>
<b>Tabla 3.3. Calificación de la importancia de los impactos.....</b>	<b>74</b>
<b>Tabla 3.4. Ejemplo de Matriz de adyacencia.....</b>	<b>74</b>
<b>Tabla 4.1. Lista de verificación para los impactos ambientales presentes en la perforación de los pozos RPN-76, RPN-77 y RPN-78.....</b>	<b>79</b>
<b>Tabla 4.2 Matriz de investigación de impactos ambientales en la refinería.....</b>	<b>80</b>
<b>Tabla 4.3 Matriz de Leopold.....</b>	<b>82</b>
<b>Tabla 4.4 Metodología Cualitativa.....</b>	<b>87</b>
<b>Tabla 4.5 Matriz adyacente para actividades de perforación en los pozos RPN-076, RPN-077 y RPN-078 que producen impacto ambiental.....</b>	<b>89</b>

## RESUMEN

En cuanto a la evaluación del fluido Polímero/Glicol utilizado para perforar el hoyo intermedio del Campo Morichal/Jobo, el cual presentaba problemas de reducción del diámetro del hoyo, atascamiento de la tubería, embolamiento de la mecha, entre otros problemas, relacionados con el fluido utilizado para perforar y el tipo de formación presente en dicha fase, se planteó primeramente recopilar información de los pozos perforados en el campo Morichal/Jobo, posteriormente revisar el desarrollo y comportamiento de los fluidos utilizados en la fase intermedia durante la perforación. Así mismo, determinar la mineralogía de las arcillas del área intermedia del campo en estudio y por ultimo analizar la relación entre los tipos de fluidos y los problemas operacionales ocurridos. Llegando a las siguientes conclusiones en primer lugar se evidenciaron problemas operacionales relacionados a dicho fluido, los cuales fueron embolamiento de mecha, pérdida de circulación, arrastre, disminución de las paredes del hoyo. Se seleccionaron 20 pozos que cumplen con los criterios de selección, 5 de ellos en la parte norte del campo, 9 en el lado oeste, 1 en las coordenadas sureste y 5 en las coordenadas sur, siendo seleccionado el pozo JOC-629. A pesar de que en el Campo Morichal/Jobo sea frecuente el uso de fluidos Polímero/Glicol en la fase intermedia del hoyo, varios pozos presentaron problemas. Se tomaron muestras de núcleo para obtener información litológica y mineralógica del campo a 1521, 2271, 2771, 3478, 3515, 3790 y 3890 pies respectivamente. Las muestras tomadas están compuestas en porcentaje más alto la Arcilla (50%), seguida del Cuarzo (32%) y en porcentajes más bajos el Feldespato K y Feldespato Al. En la formación Freites y Oficina predominan formaciones de arcilla que al entrar en contacto con agua se hinchan hasta dos micrones, lo que está directamente relacionado a los problemas como embolamiento de mecha, disminución de las paredes del hoyo y el arrastre.

## INTRODUCCION

La industria petrolera tiene sus inicios a mediados del siglo XVIII, cuando se comienza a producir el primer pozo petrolero en Pensilvania, desde ese momento una sucesión de pozos se fueron explotando en varias partes del mundo. En 1908 Henry Ford inaugura la industria automovilística con su Modelo T el cual utilizaba diésel para moverse. Es entonces cuando comienza el primer boom petrolero en el mundo, lo que conlleva a que esta industria creciera, hasta lo que se conoce hoy día.

El petróleo es una fuente de energía de gran impacto en la vida de la industrialización, comercio y doméstica, sin embargo, para que llegue el producto final a las manos del consumidor es necesario pasar por ciertas etapas. Una de estas etapas, es la perforación, la cual inicia con una serie de estrategias y planificaciones para llevar a cabo dicho procedimiento en menor tiempo posible y reduciendo costos. Sin embargo, las operaciones de perforación se pueden verse afectadas por problemas relacionados con la mecha, el fluido de perforación y la formación que se esté perforando.

En la Cuenca Oriental de Venezuela, específicamente en el Área Mayor de Temblador está ubicado el yacimiento Morichal/Jobo, el cual cuenta con 152 pozos perforados que se encuentran en desarrollo, es de hacer notar, que los procesos de perforación en esta área se hacen en algunos casos tediosos, debido a que los pozos presentan gran porcentaje de arcillas en las formaciones, esto trayendo como consecuencia el hinchamiento progresivo de las arcillas por contacto con el fluido base agua utilizado en las primeras fases de perforación, que a su vez se traduce en problemas como reducción del diámetro del hoyo, atascamiento de la tubería, pérdida de circulación y embolamiento de la mecha. En tal sentido, es necesario un análisis de los factores que pueden influir en el desarrollo de dichos problemas, para su posterior disminución y lograr la mejora de los tiempos productivos y avances en la perforación, lo que se traduce en ganancias para la empresa.

# **CAPITULO I**

## **EL PROBLEMA**

### **1.1 Planteamiento del problema**

El Área Mayor de Temblador está situada en el sector central del Estado Monagas. Los campos petrolíferos se encuentran en el flanco Sur de la Cuenca Oriental de Venezuela, a lo largo de franjas paralelas de rumbo noreste. En la alineación Norte se ubica el campo Morichal/Jobo, donde en el año 2007 MI-DRILING FLUIDS desarrollo actividades de Servicio Integral de Fluidos de Perforación. Estratégicamente los campos del área tienen una gran semejanza estructural, se componen principalmente de areniscas y lutitas fluvio-deltaicas y de ambiente marino muy somero.

Debido a la litología y mineralogía de la zona la cual se caracteriza por la presencia de arenas no consolidadas y arcilla muy reactivas, se han presentado problemas durante la perforación de la fase intermedia trayendo como consecuencias incremento en el costo y el tiempo de perforación del pozo, siendo los más comunes en el hoyo atascamiento de tubería, pérdida de circulación con más inestabilidad y disminución del diámetro del hoyo por hinchamiento de las arcillas. En el caso del fluido de perforación altas viscosidades, incremento en los filtrados, aumento del MBT (prueba de azul de metileno) y geles progresivos; es por ello que se requiere la utilización de nuevas tecnologías que permitan una óptima construcción del pozo; lo que permite desarrollar el diseño de un fluido para perforar el hoyo intermedio manteniendo una efectiva limpieza del hoyo y un sobre balance de la columna hidrostática que a su vez mantenga la integridad de la formación y de esta manera minimizar los problemas operacionales antes nombrados disminuyendo tiempos y costos.

La utilización de fluidos Polímero/Glicol para la perforación de hoyos en la zona intermedia es una práctica común del área, este sistema requiere de la adición de inhibidores (Acetato de Potasio) que permitan al fluido reducir el linchamiento de las arcillas presentes en la formación freites y oficina, sin embargo, la realidad ha sido otra, siendo una práctica común realizar viajes con arrastres significativos teniendo que sacar tuberías con rotación y circulación (Back Reamer); lo cual ocasiona erosión de las paredes del hoyo e inestabilidad del mismo cambiando los comportamientos de los fluidos de perforación por la incorporación progresiva de arcillas al sistema.

Para dar respuesta al problema descrito, se plantea analizar el sistema de fluidos Polímero/Glicol utilizado en este tipo de perforaciones en el Campo Morichal/Jobo haciendo una recopilación de la información de los últimos pozos perforados, revisando minuciosamente el desempeño y desarrollo de estos fluidos en la fase intermedia, para lograr identificar los problemas generados en esta fase determinando la mineralogía de arcillas, con la finalidad de evaluar el comportamiento de las propiedades del fluido para seleccionar un sistema que cumpla con las especificaciones técnicas establecidas para perforar el área mencionada sin problema y en menor tiempo posible.

## **1.2 Objetivos de la investigación**

### **1.2.1 Objetivo General**

Evaluar del Fluido Polímero/Glicol utilizado para perforar el hoyo intermedio del Campo Morichal/Jobo.

### **1.2.2 Objetivos Específicos**

1. Recopilar información de pozos perforados en el Campo Morichal/Jobo.
2. Revisar el desarrollo y comportamiento de los fluidos utilizados en la fase intermedia durante la perforación.
3. Determinar la mineralogía de las arcillas del área intermedia del campo en estudio.
4. Analizar la relación entre los tipos de fluidos y los problemas operacionales ocurridos, que sirvan como soporte para los futuros diseños de los fluidos de perforación.

## **1.3 Área de estudio**

### **1.3.1 Cuenca Oriental de Venezuela**

Cuenca Oriental de Venezuela puede definirse como una gran depresión estructural ubicada en la zona Centro-Este del país, cuya extensión es de Oeste a Este por los Estados Guárico, Anzoátegui, Monagas, Delta Amacuro y parte del Estado Sucre (Figura 3.1) prolongándose por la Plataforma Deltaica hasta el Sur de Trinidad. Esta cuenca sedimentaria es la segunda en importancia entre la cuenca sedimentarias venezolana, tiene una longitud aproximada de 800 km. en sentido Oeste, una anchura de 2200 km de Norte a Sur y un área total de aproximadamente de 165,000 km. En esta cuenca se pueden distinguir nueve áreas principales productoras de petróleo (Área Guárico, Área Mayor Oficina, Área Mayor Anaco, Área Mayor de Úrica, Área Mayor Santa Bárbara, Área Mayor Jusepín y Área Mayor Quiriquire).



**Figura 1.1 Distrito Gas Anaco**

La cuenca Oriental se ha dividido en siete sub-regiones, las cuales se diferencian entre sí, ya sea por el tipo de acumulación o por las características geológicas, ellas son:

1. Área Mayor Oficina
2. Norte Anzoátegui
3. Norte De Monagas
4. Guárico
5. Área Temblador
6. Área Mayor de Anaco

### 1.3.2 Ubicación Geográfica del Área Mayor de Temblador

El Área Mayor de Temblador está situada en el sector central del Estado Monagas. Se encuentra al este del Área Mayor Oficina y se continúa al sur en el en el sector Cerro Negro de La Faja Petrolífera del Orinoco (Figura 1.2).



**Figura 1.2. Área Mayor Temblador**

Los campos petrolíferos se encuentran en el flanco sur de la Cuenca Oriental de Venezuela, a lo largo de franjas paralelas al rumbo noreste. En la alineación norte se ubican los campos de El Salto y Jobo-Morichal; en la banda Sur, la línea de acumulaciones de Temblador, Isleño, Pílon, Uracoa, Bombal y Tucupita.

En el área de Jobo se habían perforado nueve pozos con producción no comercial antes de 1953. En 1969, con el incremento de la demanda de crudo pesado se perforaron más de 100 pozos. Para febrero de 1972 la perforación alcanzaba 40,000 BD. <sup>[4]</sup>

## CAPÍTULO II

### MARCO TEÓRICO

#### 2.1 Antecedentes

**Aguilar y Uquillas**, realizaron un estudio de los problemas operacionales durante la perforación de los pozos horizontales de tres campos del oriente ecuatoriano en donde describieron y analizaron cada uno de los problemas encontrados en las operaciones de perforación de los pozos perforados en los tres campos de estudio; recolectando la información de los taladros con los que fueron perforados, provenientes de los reportes diarios, reportes de fluidos, reportes de mechas y programas de perforación. Como resultado especificaron nuevas tecnologías o alternativas de herramientas, técnicas o sistemas para reducir la probabilidad de falla o problemas en las operaciones de perforación, basadas en los problemas encontrados en los pozos estudiados. <sup>[1]</sup>

**Campos y Otros** en su investigación llevaron a cabo pruebas de compatibilidad fluido/fluido, identificaron mineralógica basada en el perfil Gamma Ray Espectral, así como también determinaron el radio de garganta poral para evaluar el efecto del fluido de perforación en el posible daño a la formación en el Campo Santa Rosa del Distrito Gas Anaco. Como resultado demostraron que el fluido de perforación evaluado provoca taponamiento e invade la garganta poral, además que tiende a formar emulsiones en contacto con el fluido del reservorio; por lo que recomendaron el uso de fluidos de perforación compatibles con la formación. <sup>[2]</sup>

**Santos**, estudió los problemas operacionales durante la perforación de los pozos direccionales en la plataforma Drago Norte 2 analizó un total de cuatro pozos, quienes empleaban fluidos base agua durante la perforación de cada una de las fases. Concluyó que es importante mantener las propiedades del fluido de perforación dependiendo de la sección que se esté atravesando para tener de esta forma una buena

limpieza del hoyo, así como monitorear la densidad y viscosidad del fluido de perforación a la entrada y salida del sistema para evitar inconvenientes mayores. <sup>[3]</sup>

## **2.2 Bases teóricas**

### **2.2.1 Perforación de un Pozo.**

La única manera de saber realmente si hay petróleo en el sitio donde la investigación geología propone que se podría localizar un depósito de hidrocarburos, es mediante la perforación de un pozo, la profundidad de este es variable, dependiendo de la región y la profundidad a la cual se encuentra la formación seleccionada con posibilidades de contener petróleo. De acuerdo con la profundidad proyectada del pozo, las formaciones que se van a travesar y las condiciones propias del subsuelo, se selecciona el equipo de perforación más indicado <sup>[5]</sup>.

### **2.2.2 Tipos de Perforación.**

#### **2.2.2.1 Perforación vertical**

Se dice que la perforación es convencionalmente vertical cuando su trayecto no rebasa el parámetro de un cilindro imaginario, que se extiende desde la superficie hasta la profundidad total. La perforación de pozo vertical parejo facilita bajar tubería de revestimiento más grande con mínimo espacio.

#### **2.2.2.2 Perforación direccional**

Son pozos con una inclinación mayor de 30°, estos se construyen cuando la perforación de un pozo no puede realizarse por métodos convencionales o por factores tales como complejidad geológica, aumento de área del drenaje del yacimiento, herramienta

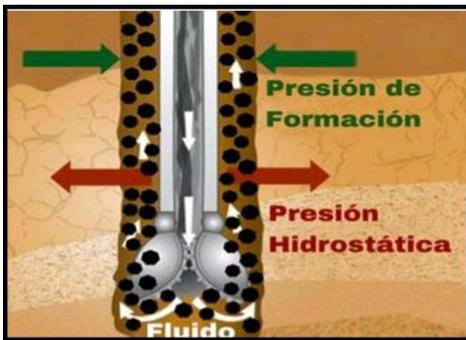
dejada en el hoyo, pozo de alivio, pozos de reentradas, entre otros. La perforación direccional horizontal (HDD) está popularizándose en los campos de petróleo de Venezuela a medida que los productores de energía comienzan a utilizar este modelo versátil de construcción, para instalar tuberías subterráneas de petróleo y gas natural, en zonas donde las condiciones de los terrenos dificultan o imposibilitan las excavaciones.

### **2.2.2.3 Perforación multilateral**

Se define como un pozo multilateral aquel que a partir de una misma boca de pozo se accede con dos o más ramas, a uno o varios horizontes productivos. Hasta la fecha no se ha encontrado una manera de clasificar al tipo de pozo multilateral, ya que la forma y variedad esta solo limitada a las características de los yacimientos <sup>[5]</sup>.

### **2.2.3 Fluido de Perforación**

Es un líquido o gas que circula a través de la sarta de perforación hasta la mecha y regresa a la superficie por el espacio anular existente, presentándose un ciclo, el cual se define como el tiempo que se requiere para que la bomba mueva el fluido de perforación hacia abajo del hoyo y de regreso a la superficie. Es un fluido de características físicas y químicas apropiadas que no debe ser tóxico, corrosivo, ni inflamable, pero sí inerte a las contaminaciones de sales solubles o minerales, y además estable a las temperaturas. Debe mantener sus propiedades según las exigencias de las operaciones y debe ser inmune al desarrollo de bacterias. El propósito fundamental del lodo es ayudar a hacer rápida y segura la perforación. En la Figura 2.1 Se muestra el recorrido del fluido de perforación. <sup>[5]</sup>



**Figura 2.1 Recorrido del Fluido de Perforación.**

Una selección adecuada del fluido de perforación es de vital importancia para el éxito de la perforación, los errores en esta fase pueden resultar muy costoso y difíciles de corregir para evitar estos errores se recomienda considerar los siguientes factores <sup>[5]</sup>:

**a) Factores Ambientales:** Con frecuencia este factor es el de mayor peso para la selección de la fase (agua o aceite) del fluido de perforación. Las regulaciones ambientales son variadas y depende de donde se encuentre localizado el pozo perforar.

**b) Aspectos de Seguridad:** La seguridad es prioritaria, y el fluido seleccionado debe ser capaz de mantener las características o propiedades requeridas para:

1. Ejecutar un efectivo control de la presión de formación
2. Realizar una limpieza efectiva del pozo
3. Debe mantener el control sobre los contaminantes del área
4. Debe permitir la rápida densificación

**c) Domos salinos:** Cuando se tiene programado la perforación de un domo salino, la selección de fluido de perforación debe ser tal que evite los deslaves en la formación la mejor solución para estos casos es un fluido base aceite saturado con sal. Si se opta

por un fluido base agua también deberá saturado con sal. Los principales problemas al perforar un domo salino son:

1. Descalibre del pozo
2. Flujo de sal
3. Incremento de la densidad
4. Pérdida de circulación
5. Contaminación del fluido de perforación

**d) Altas temperatura y Altas presión:** al perforar pozos con altas temperaturas y presión, se debe seleccionar el fluido que presente mejor estabilidad. El fluido base aceite (emulsión inversa) tiene un mejor desempeño en estas condiciones. Los problemas más comunes en estos pozos son:

1. Gelificación
2. Asentamiento de la barita
3. Variaciones en la densidad (disminución)

**e) Lutitas hidrófilas:** cuando se van a perforar zonas de lutitas hidrófilas (que absorben agua), lo más recomendable es el uso de fluido base aceite ya que un fluido base agua causaría una inestabilidad de las lutitas por hinchamiento la problemática más común es inestabilidad del pozo.

**f) Logística:** Debemos considerar la logística para el acarreo del material químico y fluidos para la preparación del lodo. Si el lugar es el de más difícil acceso será preferible un lodo base agua y si es de la costa fuera lo mejor es utilizar lodo preparado con agua del mar.

g) Económico: Deberá utilizarse una lista con los fluidos que técnicamente sean capaces de perforar el pozo con seguridad y eficiencia, realizar un comparativo y finalmente seleccionar el más económico en los costos del fluido se debe considerar:

1. Costo del fluido base
2. Costo de mantenimiento
3. Costo del tratamiento de los recortes

Después de analizar y considerar los factores mencionados, estamos en la posibilidad de seleccionar la base del fluido de perforación a utilizar en cada etapa del pozo. Si seleccionamos un fluido base agua y vamos a perforar una etapa donde tengamos lutitas hidrófilas es necesario conocer las características mineralógicas de dichas formaciones para prevenir problemas de inestabilidad el pozo los indicadores más comunes de inestabilidad son:

1. Presencia de derrumbes
2. Tendencia al empacamiento de la sarta de perforación
3. Excesivos arrastres al sacar la sarta
4. Continuos repasos de agujeros al meter la sarta
5. Altos torques
6. Constantes pegadura de la sarta <sup>[5]</sup>

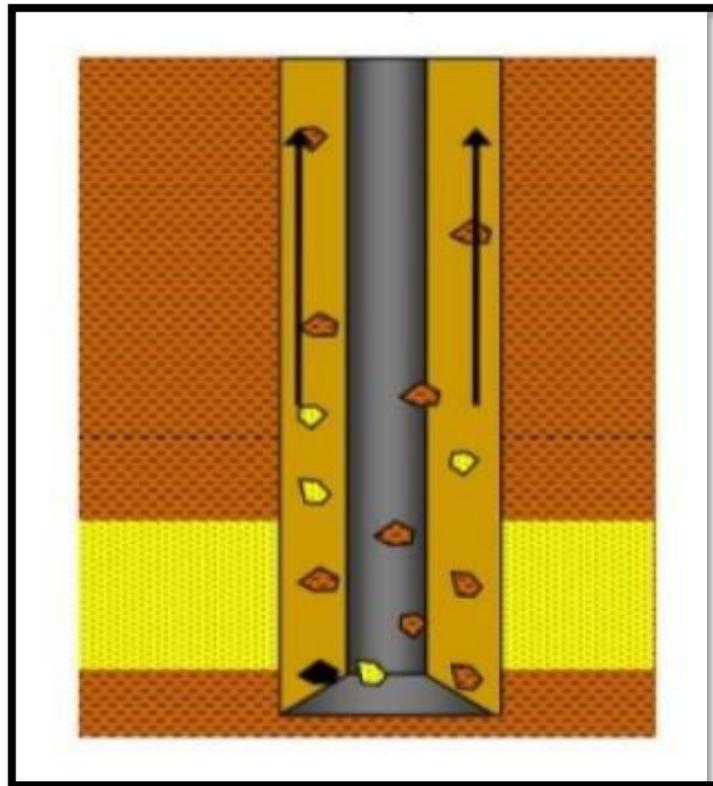
#### **2.2.4 Funciones del Fluido de Perforación.**

Entre las principales funciones que tiene el fluido de perforación se encuentran las siguientes:

- **Remover y Transportar los Recortes o Rípios del Hoyo**

Dado que los cortes y derrumbes son más pesados que el fluido, es necesario garantizar una buena velocidad anular que evite que estas partículas caigan al fondo

del pozo. Esta velocidad depende de la densidad y viscosidad del fluido, así como de un caudal óptimo. (Figura 2.2)<sup>[5]</sup>



**Figura 2.2 Acarreo de Recortes a Superficie.**<sup>[5]</sup>

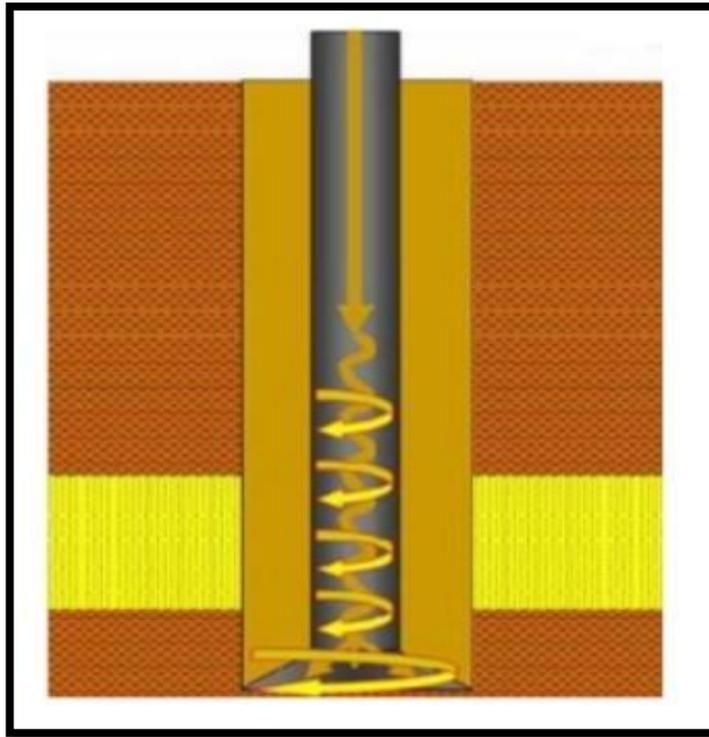
- **Proveer Presión Hidrostática – Control del Pozo**

Debido a que el agua, petróleo y gas se encuentran en los yacimientos a presión de confinamiento, es necesario generar con el fluido una suficiente presión hidrostática para evitar la entrada de estos fluidos al pozo.<sup>[5]</sup>

- **Transmitir Potencia Hidráulica a la Mecha**

La fuerza hidráulica con que el fluido sale de los chorros o boquillas (jets) de la mecha, hace que los cortes se remuevan eficientemente del fondo, si esto no se logra,

la mecha retriturará los mismos reduciendo la tasa de penetración ROP. El fluido de perforación es un medio para transmitir la potencia hidráulica disponible a través de la mecha, ayudando así a perforar la formación y limpiar el fondo del hoyo. La potencia debe ser considerada dentro del programa del Fluido; en general esto significa que la tasa de circulación, permita alcanzar el rendimiento de la potencia óptima para limpiar la cara del hoyo frente a la mecha. (Figura 2.3) <sup>[5]</sup>



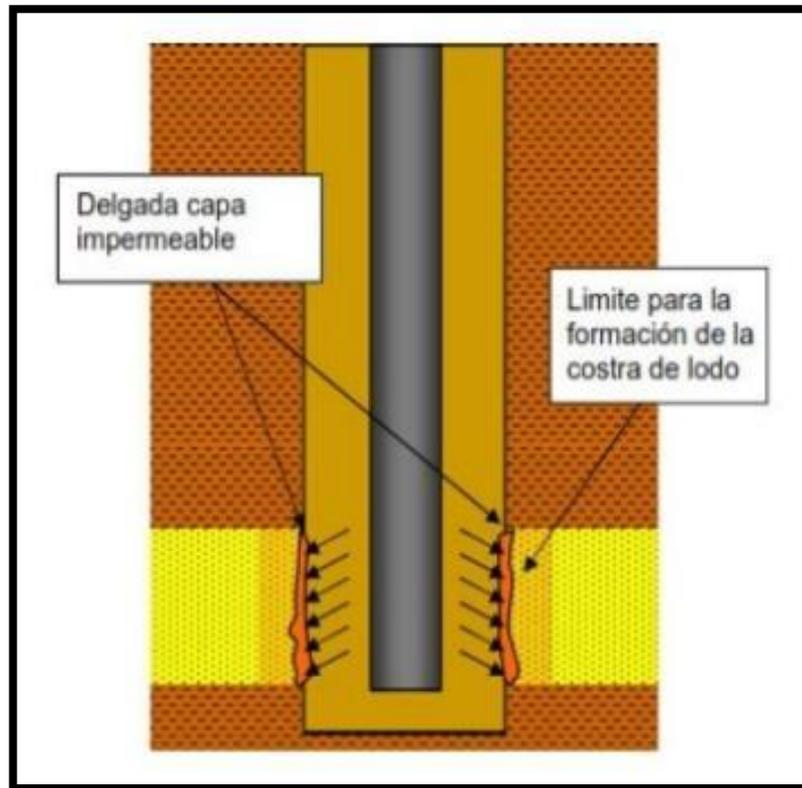
**Figura 2.3 Transmitir Potencia Hidráulica a la Mecha.** <sup>[5]</sup>

- **Refrigerar y Lubricar la Sarta de Perforación y Mecha**

A medida que la sarta de perforación rota en contra de las paredes del hoyo, se genera calor friccional, por lo tanto, el fluido debe absorber este calor y conducirlo fuera del pozo. Igualmente ejercerá un efecto lubricante al conjunto de la sarta y mecha, lo que incrementará la vida útil de la misma. <sup>[5]</sup>

- **Proveer de una Torta o Revoque a la Pared del Pozo**

Una torta o revoque de fluido frente a las paredes del hoyo, evita que parte del fluido pase a las formaciones, dañando zonas de producción, así mismo, es necesario la estabilidad de dichas paredes, que eviten la caída de las mismas al fondo del pozo con resultados muy severos al proceso. (Figura 2.6) <sup>[8]</sup>



**Figura 2.4 Formación de un revoque en las paredes del pozo.** <sup>[5]</sup>

- **Prevenir la Corrosión**

El fluido dentro del pozo debe ser capaz de no crear corrosión que produzca deterioro continuo a la sarta con su exposición. Teniendo en cuenta que un fluido será más corrosivo conforme disminuye el Ph. (Figura 2.5) <sup>[5]</sup>

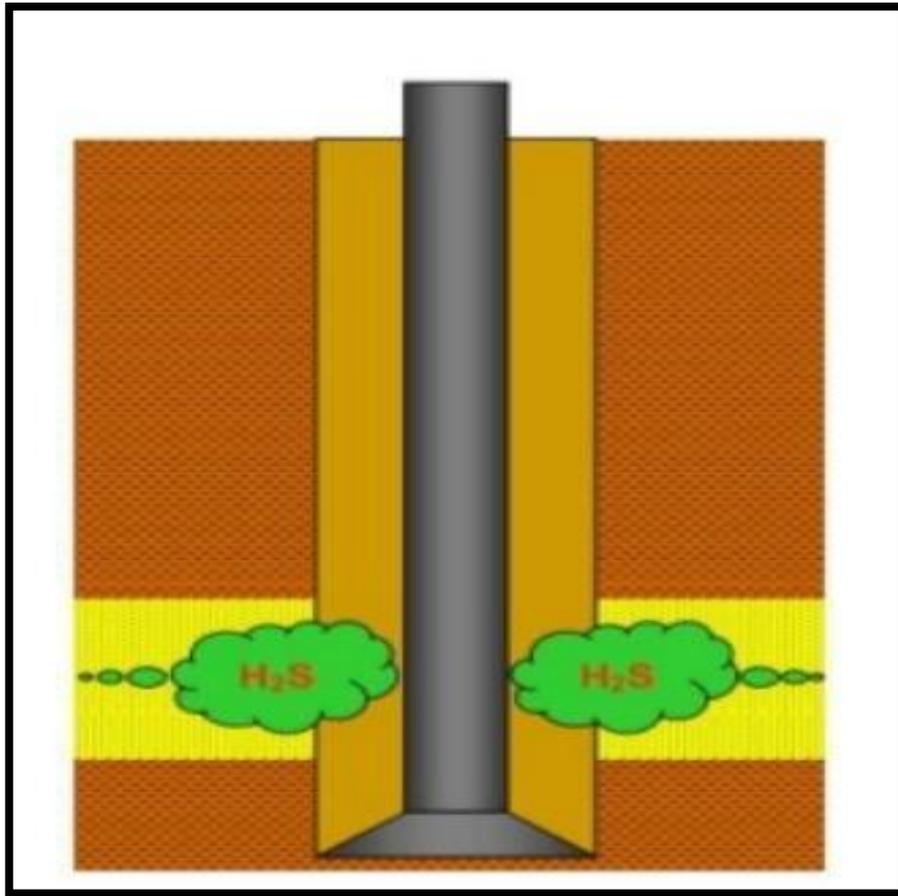


Figura 2.5 Prevenir la Corrosión. <sup>[5]</sup>

- **Mantener en suspensión los ripios y el material densificante cuando se interrumpe la circulación.**

Las propiedades tixotrópicas del lodo, deben permitir en suspensión las partículas sólidas cuando se interrumpen la circulación, para luego depositarlas en la superficie con el inicio del bombeo. Bajo las condiciones estáticas las resistencias o fuerzas de gelatinización deben evitar, en lodos pesados, la decantación del material densificante.

[8]

- **Soportar parte del peso de la sarta de perforación y del revestidor.**

Cuando la sarta de perforación y la tubería de revestimiento se introducen en el hoyo, el fluido de perforación, apoyado en el fenómeno de flotación de sólidos en los líquidos, debe contribuir a soportar el peso de los mismos. El equipo de perforación esta constantemente sometido a grandes esfuerzos por efecto principalmente del peso de la tubería de perforación y del revestimiento. El peso de estas tuberías está parcialmente sostenido por el empuje ascendente del fluido de perforación. Esta presión ascendente depende de la presión ejercida por el fluido, por la sección transversal. El peso de la sarta de perforación de la tubería de revestimiento en el fluido, es igual al peso de la misma en el aire Multiplicado por el factor de flotación. Existen una relación inversa que se cumple: a mayor densidad del lodo, disminuye el peso de la tubería. <sup>[5]</sup>

- **Medio adecuado para el perfilaje por cable.**

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

En la actualidad, se utiliza una serie de equipos de medición instantánea, tanto de los parámetros de perforación en si como de perfilaje durante la perforación (MWD, LWD), cuyo resultado proporciona al ingeniero las herramientas necesarias para optimizar los procesos de perforación y que si unas buenas condiciones de fluidos, serán imposibles su aplicación <sup>[8]</sup>

### **2.2.5 Lodos Base Agua.**

Son aquellos en los cuales la fase continua es el agua y representa el medio de suspensión de los sólidos. <sup>[7]</sup> Estos sistemas son muy versátiles y se utilizan por lo general para perforar formaciones reactivas, productoras o no productoras de hidrocarburo. Los lodos base agua consiste en una mezcla de sólidos, líquidos y químicos con agua siendo la fase continua. De acuerdo con el efecto del lodo sobre los sólidos perforados y sobre las arcillas de formación, Entre ellos se pueden encontrar <sup>[8]</sup>:

- **Lodos de Agua Fresca no Inhibidos**

Tienen como característica básica una fase acuosa que contiene sal a bajas concentraciones y arcillas sódicas. Están diseñados para perforar zonas arcillosas hasta temperaturas de 220 °F y son difíciles de tratar cuando sufren contaminaciones. Este sistema está conformado de la siguiente manera <sup>[5]</sup>:

- **Lodos de Agua Fresca**

Utilizados en formaciones duras. Se emplean altas velocidades anulares para la remoción de los sólidos por sedimentación y se complementa con el bombeo de píldoras viscosas. El agua empleada puede ser dulce o salada. <sup>[5]</sup>

- **Lodos Nativos**

Están formados por la mezcla de las formaciones arcillosas y lutíticas superficiales con el agua, presentando altas viscosidades a medida que se circula el lodo, requiriendo dilución. Son utilizados para perforar zonas superficiales hasta 1.500 pies ya que no requieren de control químico ni de filtrado. Además, su densidad nunca pasa de 10 Lpg y su mantenimiento está limitado a controlar los sólidos durante la perforación. <sup>[5]</sup>

- **Lodos de Agua – Bentonita**

Están constituidos por agua y Bentonita, tienen como característica principal una buena capacidad de acarreo, con viscosidad y filtrado controlados. Es un lodo de inicio, que permite mantener un buen revoque protector sobre la Formaciones perforadas y buena limpieza del hoyo. <sup>[5]</sup>

- **Lodos con Taninos – Soda Cáustica**

Es conocido como lodo rojo y puede ser preparado a partir de lodos naturales, con bajas cantidades de Bentonita para la obtención de buenas propiedades. No son utilizados frecuentemente, ya que son afectados por altas temperaturas. <sup>[6]</sup>

### **Ventajas y desventajas de un lodo Base Agua**

#### **Ventajas:**

1. Incrementa la viscosidad.
2. Reduce la pérdida de fluido (filtración).
3. Encapsular sólidos para prevenir la dispersión.

#### **Desventajas:**

1. Congelamiento con temperatura 0 °C.
2. Se filtra fácilmente en terrenos arenosos o en formaciones quebradas.
3. Las arcillas al estar en contacto con el agua tiendan a expandirse.

- **Lodos Base Agua Inhibidos**

Es un sistema cuya fase acuosa tiene una composición química que le permite evitar la hidratación y desintegración de las arcillas y lutitas hidratables, mediante la adición de calcio al lodo, lo que permite el intercambio iónico para transformar las arcillas sódicas

a cálcicas. La fuente de calcio se obtiene con la adición de Cal, Yeso y Cloruro de Calcio, generando los siguientes tipos de fluidos <sup>[6]</sup>:

- **Lodos de Salmueras de Formiato**

Término aplicado a tres compuestos solubles en agua, Formiato de Sodio ( $\text{NaCOOH}$ ), Formiato de Potasio ( $\text{KCOOH}$ ) y Formiato de Cesio ( $\text{CsCOOH}$ ) las cuales son sales alcalinas metálicas procedentes del Ácido Fórmico. Las salmueras de Formiato proveen soluciones salinas de altas densidades y bajas viscosidades, no son dañinas al medio ambiente y se biodegradan rápidamente, son antioxidantes poderosos que ayudan a proteger a los viscosifijadores y a los Polímeros reductores de filtrado contra la degradación térmica hasta temperaturas de por lo menos  $300^{\circ}\text{F}$ . <sup>[6]</sup>

- **Lodo a Base de Polímeros y Cloruro de Potasio (KCl)**

Su propósito es el de inhibir por encapsulamiento o reemplazo de iones de hidratación a las lutitas de formación con alto contenido arcilloso, minimizando problemas de derrumbes y ensanchamiento de hoyos. Se utiliza agua fresca o de mar en su preparación, además de Polímeros y Bentonitas prehidratadas, las cuales deben agregarse lentamente al agua conjuntamente con el KCl hasta obtener la viscosidad requerida. <sup>[6]</sup>

- **Lodos Tratado con Cal ( $\text{Ca}(\text{OH})_2$ )**

Están compuestos por Soda Cáustica, Dispersante orgánico, Cal, controlador de filtrado y arcillas comerciales. Es empleado en pozos cuyas temperaturas no sean mayores de  $250^{\circ}\text{F}$ , para evitar la gelificación en alto grado. Soportan contaminación con sal hasta concentraciones de 60.000 ppm. <sup>[6]</sup>

### **Ventajas y desventajas de lodos tratados con Cal**

**Ventajas:**

1. Baja viscosidad y buenos geles.
2. Alta tolerancia a los sólidos.
3. Fácil de densificar.
4. Inhibe la hidratación de las arenas arcillosas.
5. Resistentes a los contaminantes como cemento y sal.

**Desventajas:**

1. La gelificación puede ocurrir a temperaturas excesivas a 300°F.
2. Un alto PH puede causar problemas de seguridad.
3. Estabilización de las paredes del pozo.

- **Lodos Tratados con Yeso**

Utilizan Sulfato de Calcio ( $\text{CaSO}_4$ ) como electrolito para obtener la inhibición de las arcillas y lutitas hidratables. Son utilizados para perforar zonas de Anhidritas, pero tienen tendencia a flocularse por deshidratación del lodo por temperatura. Pueden ser tratados con Lignosulfonato Ferrocromico para el control de la viscosidad, resistencia al gel y alcanzar altas densidades. Son resistentes a la solidificación por temperatura debido a su baja alcalinidad. <sup>[6]</sup>

**Ventajas y desventajas de lodos tratados con Yeso****Ventajas:**

1. Baja viscosidad y buenos geles.
2. Alta tolerancia a los sólidos.
3. Fácil de densificar.
4. Resistente a los contaminantes como cemento, anhidritas y sal.

**Desventajas:**

1. La gelificación puede ocurrir a temperaturas excesivas de 350 ° F.
2. Valores altos durante la conversión pueden causar daños al pozo.

- **Lodos tratados con Lignosulfonato de Cromo**

El Lignosulfonato de Cromo reduce la fuerza de atracción entre las partículas y tiende a inhibir las arcillas manteniéndolas en su condición natural. Entre sus ventajas destaca el control de la estabilidad del hoyo, la compatibilidad con diversos aditivos y su capacidad para controlar el filtrado. Proporcionan buena tasa de penetración, gran flexibilidad y menor daño a las formaciones.<sup>[6]</sup>

**Ventajas y desventajas de un lodo Lignosulfonato de Cromo****Ventajas:**

1. Fácil de densificar hasta 18 Lb/gal.
2. Buen control de filtrado con un revoque de baja permeabilidad.
3. Simple de elaborar y fácil de mantener.
4. Buena protección a la corrosión.
5. Económico de preparar y mantener hasta 325°F.
6. Efectivo en rango de salinidad de agua fresca a agua salada.
7. Fácil de convertir a un lodo de calcio o yeso (lodos inhibidos).

**Desventajas:**

1. Recortes dispersos, hacen fácil la remoción mecánica.
2. Se requiere velocidades anulares altas para una adecuada limpieza del pozo-baja reología.
3. Problemas del pozo en formaciones arcillosas.
4. Consideraciones en la descarga de efluentes-(oxígenos biológicos).
5. Disposición de sólidos que contienen metales pesados o cromo.
6. Se deteriora a temperaturas mayores a 325°F.

- **Lodos Agua Salada**

Tienen una concentración de sal por encima de 10.000ppm hasta valores de 315.000ppm. La sal generalmente actúa como un contaminante en los sistemas de agua dulce, produciendo incremento de viscosidad, de la resistencia de gel y de las pérdidas de filtrado. Los lodos salinos pueden ser utilizados para perforar zonas con agua salada y domos de sal. <sup>[8]</sup>

- **Lodos de Bajo Coloide**

Son lodos base agua con Polímeros como agentes viscosificantes y con bajo contenido de Bentonita o compuesto coloidal, lo que disminuye la tendencia a la floculación y degradación de los aditivos cuando puedan existir problemas de hinchamiento de arcillas, efectos de altas presiones y temperaturas, presencia de formaciones solubles de Calcio, flujo de agua salada e intercalaciones de Sal. Producen un incremento en la tasa de penetración y mejoran la limpieza y estabilidad del hoyo. <sup>[8]</sup>

### **2.2.6 Lodos Base Gaseosa.**

Su fase continua está constituida por gas o aire, es utilizado en áreas donde las pérdidas de circulación son severas y también en zonas extremadamente duras o altamente consolidadas, ya que permite obtener altas tasas de penetración. Además, proporcionan una mayor eficiencia y duración de la mecha, un control estricto sobre las pérdidas de circulación, mínimo daño a las formaciones y una evaluación continua e inmediata de los hidrocarburos. Los más utilizados son:

- **Lodo con Aire**

El aire es circulado a presión para poder levantar los cortes hechos por la mecha durante la perforación. Su principal desventaja es la posibilidad de incendio y explosión en el fondo del pozo por formación de ánimos de lodo entre los recortes de perforación y la humedad. Además, al detener la circulación el gas comienza a acumularse produciéndose ignición cuando la relación gas/aire alcanza el 15%. También produce chispas dentro del hoyo al perforar arenas de Cuarzo con mechas de Carburo de Tungsteno, y forma agujeros pequeños en la sarta, por medio de los cuales pasa aire presurizado, y la fricción producida hace que el gas recaliente la tubería generando una zona de alta temperatura que favorece la ignición de la mezcla. [6]

- **Lodos Espumosos con Niebla**

La presencia de acuíferos o hidrocarburos durante la perforación de un pozo, hace necesario utilizar una mezcla de aire (40%) y jabones, los cuales forman un fluido capaz de limpiar los cortes y producen un hoyo estable. Tienen como ventaja que si el flujo de agua es muy severo, se hace necesario inyectar aire al agua para reducir la presión hidrostática sobre la formación. [6]

### **2.2.7 Lodo Base Aceite**

Están basados en una emulsión donde el agua es la fase dispersa y el aceite la fase continúa. Estos son preparados en aceite con un porcentaje de 1 al 5% de volumen de agua, Tiene la propiedad de estabilizar lutitas con problemas. Se tienen los tipos especificados a continuación [6]:

- **Lodos bases aceites con control de filtrado (sistema convencional)**

Se aplican en áreas con zonas de pérdidas de circulación o en formaciones con presión subnormal. Son sistemas bastante estables y resistentes a la contaminación y a elevadas temperaturas. Entre sus desventajas se encuentra la disminución de la tasa de penetración.

- **Lodos Base Aceite con relación 50/50**

Se utiliza en zonas ambientalmente sensibles, donde el descarte de ripios es problemático, de allí que la cantidad de aceite a utilizar se reduce. Debido a esto, la emulsión formada es poco estable y requiere de grandes cantidades de emulsificantes para poder mantener la estabilidad eléctrica entre 200 y 300 voltios. Tiene alto consumo de Cloruro de Calcio.

- **Lodos Base Aceite sin Control de Filtrado (Sistema Relajado)**

En su emulsión no está el emulsificante primario ni Lignito como controlador de filtrado, mejorando la tasa de penetración. Es un sistema poco estable a altas temperaturas y requiere un mayor consumo de aceite. <sup>[6]</sup>

Las propiedades de los lodos base aceite influyen los siguientes:

- Relación aceite/agua
- Tipos y concentración de emulsionantes
- Contenido en solidos
- Temperatura y presión pozo abajo

Estos fluidos son:

- Altamente inhibidos
- Resistentes a contaminantes
- Estables a la temperatura y presión
- De alta lubricidad
- Evita la corrosión a la broca y a la sarta
- Evita problemas de arcillas sensibles

### **Ventajas y desventajas de un lodo Base Aceite**

**Ventajas:**

1. Bueno para ambiente de baja temperatura
2. Bueno para perforación en formación lutíticas
3. Funciona como buen lubricante, reduciendo con ello los torques de perforación.

**Desventajas:**

1. Es muy difícil mantener el taladro limpio durante la perforación
2. Los costos de este sistema de fluidos son mayores de los lodos base agua
3. Es considerado como residuo tóxico, por lo tanto no puede ser dispuesto directamente al ambiente.

- **Fluidos Neumáticos**

Son aquellos cuya fase continua es gas. Se utilizan para la perforación de zonas agotadas o zonas con bajas presiones anormales. Su ventaja sobre los fluidos líquidos son sus excelentes tasas de penetración.

**Las ventajas de este fluido son:**

1. Mayores velocidades de penetración
2. Mejor control en áreas de pérdida de circulación
3. Daño a la formación mínimo a las zonas productoras
4. Evaluación inmediata y continua de los hidrocarburos

**2.2.8 Propiedades de los Fluidos de Perforación**

Las propiedades de un fluido de perforación son de mucha importancia ya que suministran información sobre el estado del pozo en el momento de la perforación, y están relacionadas con las funciones del lodo. [7]

- **Densidad**

Está definida como la masa por unidad de volumen y es una de las principales propiedades del fluido de perforación. Una de las funciones principales es mantener una presión hidrostática adecuada para mantener los fluidos de la formación en sitio. Su valor no debe ser demasiado alto para fracturar la formación debido a altas presiones hidrostáticas.

- ✓ El requerimiento primario de desempeño para un fluido de perforación es el control de las presiones.
- ✓ La densidad de cualquier lodo está directamente relacionada con la cantidad y gravedad específica promedio de los sólidos en el sistema.
- ✓ El control de densidad es importante ya que la presión hidrostática ejercida por la columna de fluido se requiere para contener la presión de la formación y para ayudar a mantener el agujero abierto.
- ✓ La densidad de los fluidos de perforación debe ser dictada por las presiones de la formación.
- ✓ La presión ejercida por la columna de fluido debe ser igual a o ligeramente mayor que la presión de la formación.
- ✓ El control de la densidad es importante.
- ✓ La densidad necesitara ajustarse durante las operaciones en el pozo.
- ✓ Se utilizará material densificante como la barita debido a su alta gravedad específica (mínimo de 4.2gr/cc).
- ✓ La presión efectiva en el fondo del pozo será mayor en condiciones dinámicas de bombeo (presión por circulación).

- **Reología**

Esta propiedad se encarga de medir la deformación que experimenta un fluido de Perforación debido a la operación de perforación y agregado de aditivos químicos; se le realizan algunas mediciones al fluido de perforación a ciertas condiciones de temperatura, presión y velocidades de corte. En 1833, Osborne Reynolds llevo a cabo experimentos con varios líquidos que fluían a través de un tubo de vidrio.

- ✓ El tipo de flujo en el que todo el movimiento del fluido es en dirección del flujo es ahora llamado flujo laminar.
- ✓ Se le llama flujo turbulento a un movimiento rápido y caótico en todas direcciones en el fluido.
- ✓ El flujo de un fluido a velocidades de flujo extremadamente bajas es un flujo de tapón.
- ✓ Al flujo que puede alterar entre laminar y turbulento se le denomina flujo transicional.

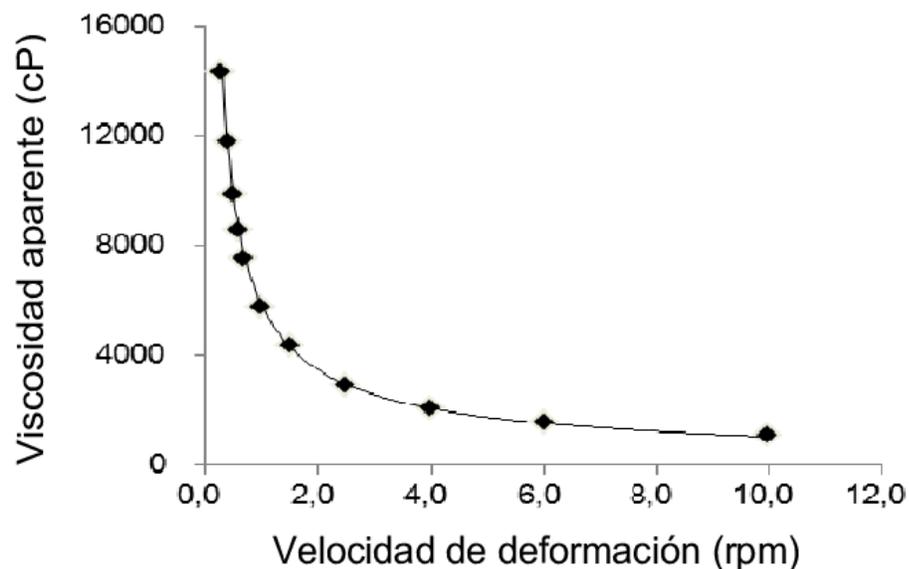
Las principales son:

- **Viscosidad Plastica**

Es la viscosidad que resulta de la fricción mecánica entre: sólidos y líquidos. Depende de la concentración, tamaño y forma de los sólidos presentes en el fluido, y se controla con equipos mecánicos de control de sólidos. Este control se hace indispensable ya que mejora el comportamiento reológico del fluido. Para obtener altas tasas de penetración (ROP) se debe tener en cuenta los valores de viscosidad plástica. Las mediciones de la viscosidad plástica y el punto cedente son extremadamente útiles para determinar la causa de viscosidades anormales en los fluidos de perforación, es la parte de resistencia de flujo causada por la fricción mecánica. Altas concentraciones de solidos llevan a una alta fricción que aumentara la viscosidad plástica. El disminuir el tamaño de los sólidos a volúmenes constantes también aumenta la viscosidad plásticas debido a que hay un aumento en el área de contacto entre las partículas que aumentan la fricción <sup>[7]</sup>.

- **Viscosidad Aparente**

Es una medida aparente de la resistencia de los fluidos a fluir, esto debido a los efectos de adhesión y cohesión generados por la atracción entre moléculas y su comportamiento en la suspensión del fluido de perforación, se define entre el esfuerzo cortante y la velocidad de deformación a una temperatura fija. Se da mediante la división del esfuerzo de cortadura entre la viscosidad y la deformación del fluido, en ese sentido adquiere un comportamiento no lineal. (Figura 2.6) <sup>[7]</sup>



**Figura 2.6 Viscosidad Aparente.** <sup>[7]</sup>

- **Punto Cedente**

Es la resistencia al flujo que es causada por las fuerzas de atracción entre partículas, estas fuerzas son consecuencia de las cargas (positivas y negativas) que hay sobre la superficie de las partículas que se encuentran dispersas en la fase fluida, el punto cedente se relaciona con la capacidad de limpieza del fluido en condiciones dinámicas.

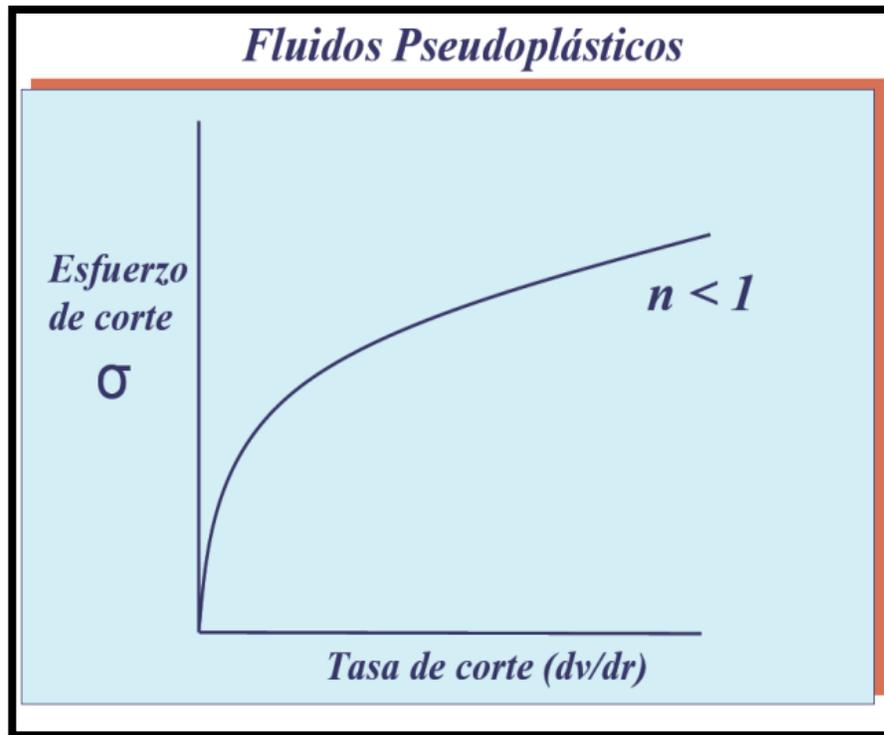
El punto de cedencia, el segundo componente de resistencia al flujo de un fluido de perforación, es la medida de una fuerza electroquímica o de atracción en el lodo. Estas fuerzas son el resultado de cargas positivas o negativas localizadas cerca de las superficies de las partículas. [7]

- **Tixotropía y esfuerzos de gel**

Esta resistencia o fuerza de gel es una medida de la atracción física y electroquímica bajo condiciones estáticas, regresando luego al estado de fluido cuando se aplica un esfuerzo de corte. Está relacionada con la capacidad de suspensión del fluido y se controla, en la misma forma, como se controla el punto cedente. Debe ser lo suficientemente adecuada para facilitar el asentamiento de los sólidos en los tanques de superficie, principalmente en la trampa de arena; permitir buen rendimiento de las bombas y una adecuada velocidad de circulación; minimizar el efecto de succión cuando se saca la tubería y permitir el desprendimiento del gas incorporado al fluido. [7]

- **Pseudoplástico**

La viscosidad aparente disminuye al aumentar el régimen o tasa de corte. Este tipo de fluido requiere una presión por encima de cero, para empezar a moverse. No posee tixotropía. El valor real del punto cedente de los fluidos Pseudoplástico es 0 y su comportamiento reológico, es expresado por medio de la ecuación de la ley de la potencia. En estos fluidos a aumentar la tasa de corte aumenta la velocidad angular, disminuyendo la viscosidad aparente; en otras palabras disminuye la lectura a 600 rpm, lo cual trae como consecuencia un aumento del punto cedente, esta situación no se da con todos los fluidos plásticos. (Figura 2.7) [7].



**Figura 2.7 Comportamiento de Fluidos Pseudoplásticos.**<sup>[7]</sup>

### 2.2.9 Problemas Operacionales Relacionados con el Fluido de Perforación

El lodo de perforación puede ayudar con los problemas de perforación debido a la inestabilidad del hoyo, entre los principales se encuentran <sup>[8]</sup>:

- **Formaciones con Presiones Anormales**

La densidad de los lodos debe ser mantenida suficientemente alta como para asegurar la estabilidad del hueco, pero al mismo tiempo no debe comprometer la integridad mecánica de la formación, fracturando la misma.

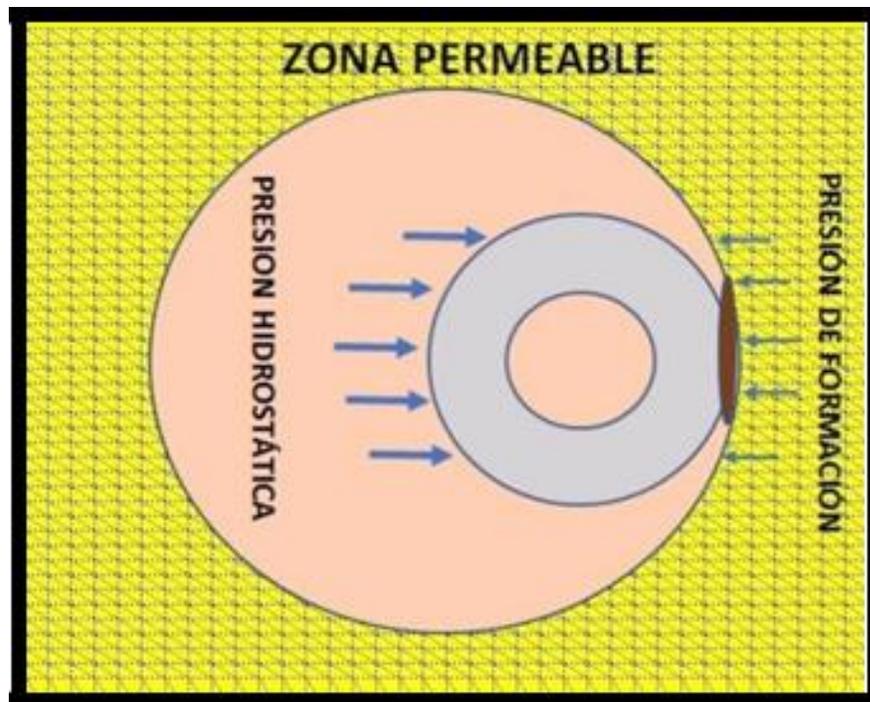
- **Falla del Hoyo por Colapso**

La falla del hoyo por colapso debido a las fallas compresivas o por fracturación, se puede prevenir mediante el empleo de fluidos de perforación que puedan impactar

sobre estas fallas ya sea mediante reacciones químicas con la formación, presiones hidrostáticas o hidráulicas anular.

- **Atascamiento o Pega Diferencial**

La correcta selección de las profundidades para la instalación de tuberías de revestimiento con el fin de disminuir las presiones diferenciales (presión del lodo mayor a la presión de formación) y bajas perdidas de filtrado ayudan a controlar el problema (Figura 2.8). El fluido de perforación debe tener una concentración mínima de sólidos. Los lubricantes pueden ayudar en muchos casos, especialmente si se usan fluidos de bajas densidades.

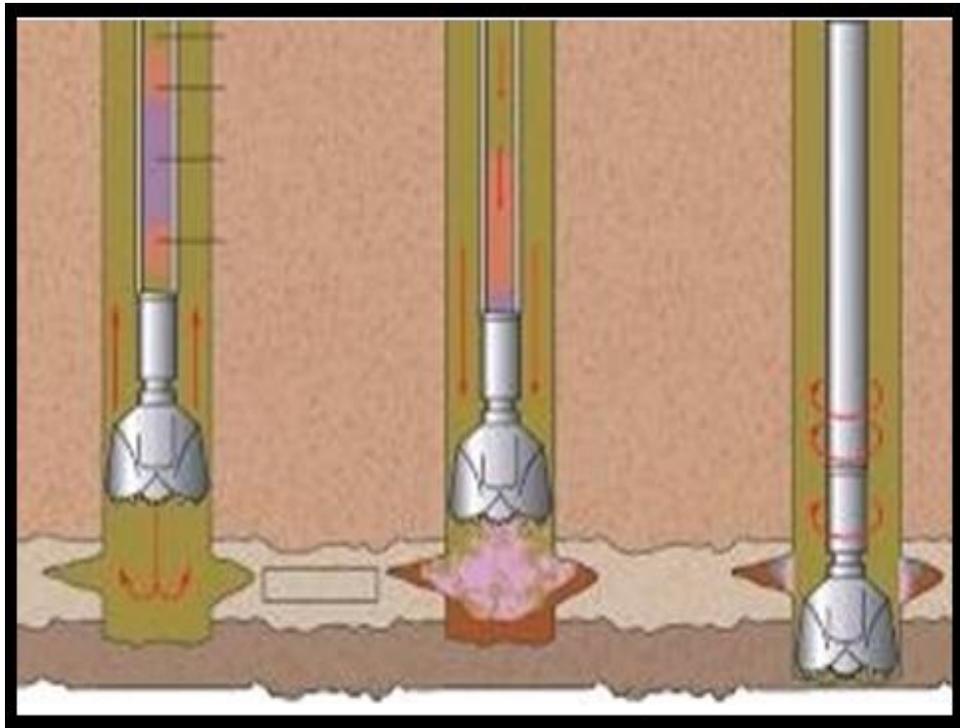


**Figura 2.8. Pega de Tubería.**

- **Pérdida de Circulación.**

Describe la pérdida parcial o total de fluido a la formación como resultado de la presión anular ejercida por el fluido de perforación. Es identificada por una reducción en la

velocidad de retorno comparada con la velocidad a la cual el fluido es bombeado hacia el pozo, produciendo una disminución del volumen anular y a un impedimento en las operaciones de perforación. En casos extremos, puede llevar a problemas de control de pozos, incluyendo reventones. Puede ser causada por densidades de fluido de perforación mayores de lo necesario. Antes de perforar una formación se deben conocer las zonas de pérdidas potenciales, de forma tal que las prácticas de perforación y las propiedades del fluido puedan ser controladas, minimizando el potencial de pérdidas inducidas.<sup>[8]</sup> (En la figura 2.9). Se muestra un ejemplo.



**Figura 2.9 Pérdida de Circulación.**

- **Consecuencia de las Pérdidas de Circulación**

- ✓ Disminución de la presión hidrostática del lodo.
- ✓ Atascamiento de la tubería.
- ✓ Daño a la formación.

- ✓ Alto costo en la operación de perforación.

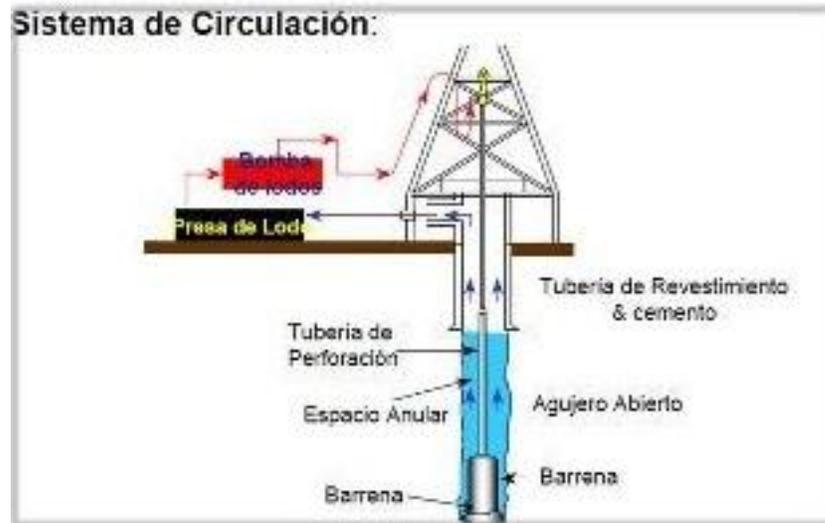
- **Clasificación de la pérdida de Circulación**

- ✓ Moderadas (1 – 10 bph)
- ✓ Parcial (10 - 15bph)
- ✓ Severa (> 15 bph)
- ✓ Total (no se obtiene retornos)

- **Sistema de Circulación**

En la perforación de los pozos por el método rotatorio se circula un fluido a través de un sistema que se conoce con el nombre de sistema de circulación constituido por las siguientes partes:

- ✓ Tanques: almacenan, reacondicionan y permiten la succión del lodo.
- ✓ Bombas: transmiten energía al fluido de perforación.
- ✓ Conexiones superficiales: permiten conectar la bomba con la sarta de perforación. Están constituidas por el tubo vertical, la manguera de perforación, la unión giratoria y el cuadrante.
- ✓ Sarta de perforación: conecta la superficie con el fondo del pozo, permitiendo la penetración y profundización del mismo. Está constituida por la tubería de perforación portamechas o mechas.
- ✓ Espacio anular: a través de él regresa a la superficie del fluido y los cortes de formación que produce la mecha.
- ✓ Equipo de control de solidos: permiten sacar del sistema los cortes o los ripios que producen la mecha. Está constituido por la zaranda, limpiadores de lodo, desarenadores, deslimadores y centrifugas decantadoras. (Figura 2.10).<sup>[8]</sup>



**Figura 2.10 Sistema De Circulación. [8]**

- **Bombas de Perforación**

Las bombas que utilizan para transmitir el fluido la energía necesaria para vencer las pérdidas de presión por fricción en cada parte del sistema. La bomba usada en los taladros usa pistones como elementos propulsores; su mecanismo es similar al de un embolo, donde un pistón confinado dentro de una camisa empuja el fluido hacia una descarga.

## **CAPÍTULO III**

### **METODOLOGÍA APLICADA**

Para llevar a cabo la evaluación de los fluidos Polímero/Glicol, utilizados para perforar los hoyos intermedio del campo Morichal/Jobo, se requirió realizar un conjunto de actividades organizadas con base en los objetivos específicos establecidos. A continuación, se describe la metodología utilizada para cumplir los objetivos planteados en esta investigación.

#### **3.1 Recopilar información de pozos perforados en el campo MORICHAL/JOBO.**

##### **3.1.1 Revisión bibliográfica**

En la realización de esta investigación se recolectó y consultó la información bibliográfica relacionada con el proceso de perforación e impacto del lodo de perforación, en los cuales se obtuvo información relevante de revistas científicas, papers, trabajos de grados referentes al tema en estudio, que permitan obtener la información necesaria para el desarrollo del proyecto.

##### **3.1.2 Búsqueda de Información**

Se llevó a cabo la búsqueda de información con relación a los lodos Polímero/Glicol y como estos podían afectar los procesos de perforación, así mismo, se buscó información referente al campo en estudio (Morichal/Jobo) específicamente en la etapa intermedia de la perforación de los pozos, tipo de formación perforada y plan de perforación, problemas más recurrentes con este tipo de lodos en dicha formación, ente otros. Mediante el Código Geológico de PDVSA Intevep 1997, Manual de

ingenieros de MI-DRILLING, reportes del DIM de PDVSA, reportes de fluido de MI-DRILLING y resumen de pozos perforados en el área.

### 3.1.3 Información de pozos perforados en el campo Morichal/Jobo

Se realizara mediante una revisión exhaustiva de las bases de datos disponibles para el campo en estudio, la selección de los pozos que cumplen con ciertos criterios, primeramente que los pozos sean de tipo vertical, que abarquen una profundidad promedio de 8000 pies, que se encuentran ubicados en el campo Morichal/Jobo, Estado Monagas, y que sean pozos clasificados como pozos en desarrollo, posteriormente se escogerá una muestra, tomando como criterio la experiencia de los problemas operacionales relacionados con la hidratación de la arcilla y lutita al perforar con fluido a base de agua.

### 3.1.4 Lista de verificación de los pozos que cumplen con el criterio de selección.

El Campo Morichal/Jobo está compuesto de 152 pozos productores o en desarrollo, 91 pozos completados en el Yacimiento Morichal-01 y 61 pozos completados en el yacimiento Jobo-01. Como se mencionó anteriormente para escoger la muestra, se tomarán criterios específicos, de los pozos pertenecientes a dicho campo. Que se encuentren clasificados con en desarrollo, posean una perforación de tipo vertical y con profundidad de 8000 pies promedio, la información obtenida de la recopilación de información referente a estos pozos se muestra sintetizaran en la tabla 3.1

**Tabla 3.1 Pozos seleccionados del Campo Morichal/Jobo.**

Pozo	Tipo de perforación	Yacimiento	Profundidad (ft)	Ubicación

### 3.2 Revisar el desarrollo y comportamiento de los fluidos utilizados en la fase intermedia durante la perforación.

Con el fin de realizar la revisión del desarrollo y comportamiento de los fluidos de perforación utilizados en la fase intermedia del hoyo, se tomó como base el análisis del área y luego se establecieron los pozos perforados, se identificaron todos los pozos que presentaron problemas operacionales, especificando cuáles fueron aquellos eventos adversos durante la operación que requirieron de una atención. Así mismo, se consideraron factores como severidad, recurrencia del evento, impactos y problemas asociados; tales como embolamiento de mecha, arrastre, disminución de las paredes del pozo trayendo como consecuencia dificultades para introducir los revestidores entre otros al igual que aquellos eventos cuyas causas no fueran fácilmente identificables. En la tabla 3.2 se exponen las variables a considerar en el desarrollo y comportamiento de los fluidos en la fase intermedia de los pozos en estudios.

**Tabla 3.2 variables a considerar en el desarrollo y comportamiento de los fluidos en la fase intermedia de los pozos en estudio.**

Pozo	Fluido de perforación	Densidad del fluido	Problema relacionado	profundidad	Formación

#### 3.2.1 Graficas del desempeño del lodo

Con los resultados de la metodología expuesta anteriormente se expresaron en forma gráfica para visualizar el desempeño del lodo usado en la etapa intermedia del pozo escogido según los criterios de selección. Tomando en consideración la densidad, profundidad y problema relacionado al fluido de perforación utilizado en las distintas

fases de perforación, haciendo énfasis en la fase intermedia y el fluido Polímero/Glicol. Estos datos se reflejarán en la tabla 3.3 mostrada a continuación.

**Tabla 3.3 Problemas relacionados con el fluido de perforación en fase intermedia.**

Tipo de Fluido	Profundidad (ft)	Densidad del Fluido (Lb/gal)	Problema relacionado

### 3.3 Determinar la mineralogía de las arcillas del área intermedia del campo en estudio.

Durante la realización de este objetivo, se procedió a realizar la siguiente metodología, primeramente se tomó información del resumen de pozos perforados en el área, el reporte del DIMS y el reporte de MI-DRILLING del pozo JOC-629, el cual se le tomo una muestra de núcleo durante el proceso de perforación, realizando una base de datos a diferentes profundidades para determinar la composición mineralógica y la capacidad de intercambio catiónico de arcillas presentes en la formación Freites y Oficina, caracterizando el área con su identificación y los minerales que la componen, estudiando el porcentaje presente a diferentes profundidades. Dichos datos se vaciaron en la tabla a continuación. Tabla 3.3

**Tabla 3.3 Información Geológica de Campo Morichal/Jobo**

Formación	Miembro	Espesor	Litología	Información Geológica

Posteriormente se graficarán los % de minerales presentes en cada muestra en relación a las profundidades, para determinar cuál mineral predomina en la formación

Freites y Oficina y pudiera estar ocasionando los problemas operacionales en el desarrollo de la perforación.

**3.4 Analizar la relación entre los tipos de fluidos y los problemas operacionales ocurridos, que sirvan como soporte para los futuros diseños de los fluidos de perforación.**

En cuanto al análisis de los datos obtenidos en los objetivos anteriores, se realizó determinando la relación existente entre el tipo de fluido empleado (Polímero/Glicol) y los problemas operacionales ocurridos, en los pozos del Campo en estudio. Este proceso comprendió una serie de decisiones y acciones asociadas, que se deben tomar durante la planificación y la ejecución de un proyecto futuro en los Campos que pretendan culminar en un pozo completado. Comparando los Glicoles e inhibidores con diferentes porcentajes de dilución en el fluido y observar cual tienen mejor desempeño en cuanto a la inhibición del hinchamiento de las arcillas presentes en la formación en estudio (Tabla3.4).

**Tabla 3.4 Cuadro comparativo de los Fluidos de perforación utilizados en el pozo JOC-629.**

<b>Fluidos</b>	<b>Ventajas</b>	<b>Desventajas</b>
<b>Agua-gel</b>		
<b>Polímero/Glicol</b>		
<b>Inhibidores</b>		

## **CAPITULO IV**

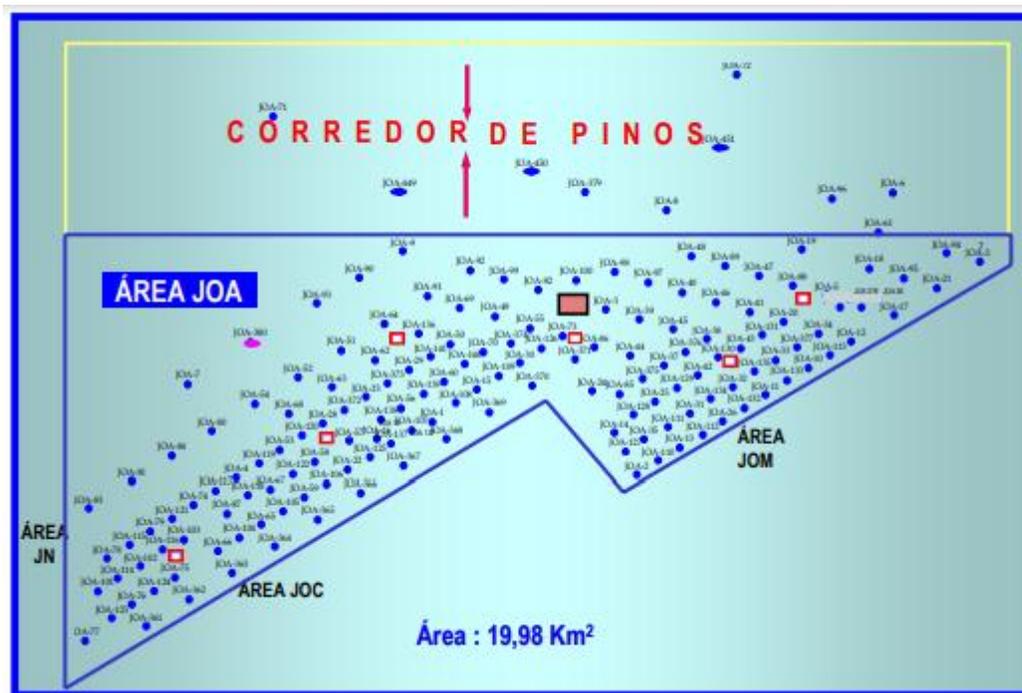
### **ANALISIS DE LOS RESULTADOS**

En este capítulo se presenta el análisis de los resultados obtenidos del estudio de los efectos del fluido Polímero/Glicol, utilizado para perforar la fase intermedia del Campo Morichal/Jobo, razón por la cual fue necesaria una recopilación de información del campo en cuestión, una revisión exhaustiva de la fase intermedia de los pozos perforados, así como un análisis de la mineralogía de las arcillas presentes en las formaciones, así como poder deducir si los problemas presentados al perforar estaban directamente relacionados con el fluido utilizado. El análisis de estos resultados se realizó de acuerdo a los objetivos específicos planteados, tal como se muestra a continuación.

#### **4.1 Recopilar información de pozos perforados en el campo MORICHAL/JOBO.**

##### **4.1.1 Lista de verificación de los pozos que cumplen con el criterio de selección.**

Luego de aplicar la metodología definida en el capítulo anterior para este objetivo, se obtuvo la lista de verificación que se muestra en la Tabla 4.1, donde se representan los pozos que cumplen con los criterios de selección. Tomando en cuenta que el Campo Morichal/Jobo está compuesto de 152 pozos productores o en desarrollo, 91 pozos completados en el Yacimiento Morichal-01 y 61 pozos completados en el yacimiento Jobo-01. Así mismo, en la figura 4.1 se muestra la ubicación de los pozos pertenecientes al campo Morichal/Jobo, siendo sus prefijos JOM al Sureste, JOC al Sur, JN al Oeste y JOA al Norte.



**Figura 4.1 Ubicación de los pozos del Campo Morichal/Jobo**

Los criterios de selección que se tomaron para escoger la muestra son los siguientes:

1. Pozos en desarrollo.
2. Profundidad promedio 8000 ft.
3. Tipo de perforación vertical.
4. Contar con la información geológica y de mineralogía para la formación perforada en la etapa intermedia.
5. Contar con información del fluido de perforación utilizado.

Luego de analizar y filtrar la base de datos, se muestran los resultados obtenidos en la tabla 4.1 de 20 pozos que cumplen con los criterios de selección, 5 de ellos en la parte norte del campo (JOA-23, JOA-25, JOA-28, JOA-66 y JOA-67), 9 en el lado oeste (JN-101, JN-102, JN-111, JN-114, JN-118, JN-120, JN-123, JN-131, JN-139), 1 en las coordenadas sureste (JOM-361) y 5 en las coordenadas sur (JOC-622, JOC-623, JOC-626, JOC-629 y JOC-633).

**Tabla 4.1. Pozos seleccionados del Campo Morichal/Jobo.**

<b>Pozo</b>	<b>Tipo de perforación</b>	<b>Yacimiento</b>	<b>Profundidad (ft)</b>	<b>Ubicación</b>
JOA-23	Vertical	Jobo-01	7825	Norte
JOA-25	Vertical	Jobo-01	7950	Norte
JOA-28	Vertical	Jobo-01	8050	Norte
JOA-66	Vertical	Jobo-01	7550	Norte
JOA-67	Vertical	Morichal-01	7685	Norte
JN-101	Vertical	Jobo-01	8125	Oeste
JN-102	Vertical	Jobo-01	8030	Oeste
JN-111	Vertical	Morichal-01	7985	Oeste
JN-114	Vertical	Jobo-01	7955	Oeste
JN-118	Vertical	Morichal-01	8010	Oeste
JN-120	Vertical	Morichal-01	7895	Oeste
JN-123	Vertical	Jobo-01	8150	Oeste
JN-131	Vertical	Morichal-01	8100	Oeste
JN-139	Vertical	Morichal-01	8050	Oeste
JOM-361	Vertical	Morichal-01	8010	Sureste
JOC-622	Vertical	Morichal-01	8010	Sur
JOC-623	Vertical	Morichal-01	7995	Sur
JOC-626	Vertical	Morichal-01	7895	Sur
<b>JOC-629</b>	<b>Vertical</b>	<b>Morichal-01</b>	<b>8005</b>	<b>Sur</b>
JOC-633	Vertical	Morichal-01	7825	Sur

Donde solo se tiene información de tomas de muestras de núcleo de los pozos ubicados en las coordenadas Sur (JOC), específicamente los pozos JOC-623, JOC-626 Y JOC-629. Cuya información es necesaria para conocer la columna estratigráfica que se perforo en la etapa intermedia de estos pozos. En tal sentido, se escogió como pozo de estudio el JOC-629. Además de acercarse más a la profundidad, información de fluido y tipo de perforación requerida en los criterios de selección.

#### **4.2 Revisar el desarrollo y comportamiento de los fluidos utilizados en la fase intermedia durante la perforación.**

La revisión del desarrollo y comportamiento de los fluidos utilizados en la fase intermedia durante la perforación, arrojaron los siguientes resultados, en cuanto al fluido utilizado fue base agua, específicamente Polímero/Glicol. Para escoger las muestras se tomó como criterio de experimento de problemas operacionales relacionados con hidratación de arcilla y lutita al perforar con un sistema de fluidos base agua los pozos vecinos, tales problemas se manifestaban en embolamiento en mecha, arrastre, disminución de la pared del hoyo, trayendo como consecuencia dificultades para introducir los revestidores entre otros.

La utilización de fluidos Polímero/Glicol para la perforación de hoyos en las zonas intermedias es una práctica común en el área, este sistema requiere de la adición de inhibidores (Acetato de Potasio) que permitan al fluido reducir el hinchamiento de las arcillas presentes en la formación Freites y Oficina. Sin embargo, la realidad ha sido otra, siendo común realizar viajes de arrastre significativos teniendo que sacar tuberías con rotación y circulación, debido a la litología y mineralogía de la zona la cual se caracteriza por la presencia de arenas no consolidadas y arcillas muy reactivas se ha presentado problemas durante la perforación de la fase intermedia, trayendo como consecuencia el incremento del costo y tiempo de perforación del pozo. Siendo los problemas más comunes en el hoyo el atascamiento de la tubería, la pérdida de circulación, inestabilidad del hoyo y disminución del diámetro del hoyo por el hinchamiento de las arcillas, en cuanto a el fluido de perforación altas viscosidades, incremento de los filtrados con aumento del MBT y geles progresivos, es por ello que se requiere la utilización de nuevas tecnologías que permiten una óptima construcción del pozo. (Tabla 4.2)

**Tabla 4.2 Desarrollo y comportamiento de los fluidos en la fase intermedia de los pozos en estudio.**

Pozo	Fase	Fluido de perforación	Densidad del fluido (Lb/gal)	Problema relacionado	Profundidad (ft)	Formación
JOC-629	Intermedia 12 1/4"	Polímero/Glicol	8,7 a 9,3	Atascamiento de la tubería, la pérdida de circulación, inestabilidad del hoyo, disminución del diámetro del hoyo, embolamiento de la mecha.	1521/3890	Freites/Oficina

#### 4.2.1 Graficas de desempeño del lodo

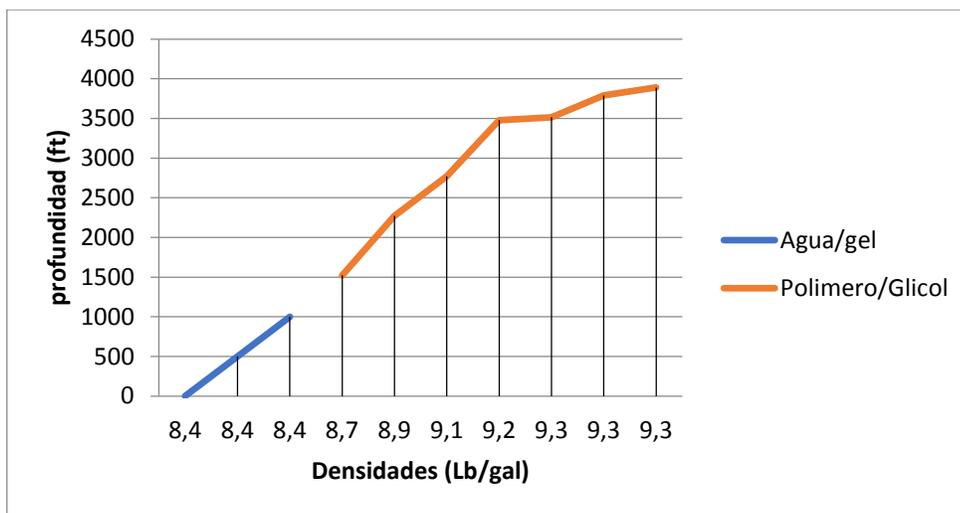
Una vez obtenido los problemas operacionales relacionados al fluido de perforación, se procede a mostrar gráficamente el desempeño del lodo Polímero/Glicol utilizado en la fase intermedia a razón de los pies perforados en el pozo JOC-629, dichos resultados se muestran en la tabla 4.3 y figura 4.1 respectivamente.

**Tabla 4.3 Desempeño del lodo Polímero/Glicol utilizado en la fase intermedia a razón de los pies perforados en el pozo JOC-629.**

Tipo de Fluido	Profundidad (ft)	Densidad del Fluido (Lb/gal)	Fase de perforación
Agua-gel	0	8,4	Superficial
Agua-gel	500	8,4	Superficial
Agua-gel	1000	8,4	Superficial
Polímero/Glicol	1521	8,7	Intermedia
Polímero/Glicol	2271	8,9	Intermedia
Polímero/Glicol	2771	9,1	Intermedia
Polímero/Glicol	3478	9,2	Intermedia
Polímero/Glicol	3515	9,3	Intermedia
Polímero/Glicol	3790	9,3	Intermedia

Es de notar, que aproximadamente 1500 ft se tuvo que modificar el sistema de fluidos utilizados (base agua) debido a que la formación Freites y Oficina contiene gran

cantidad de lutitas, lo que representa un hinchamiento progresivo de dicha arcilla, de no hacerse las modificaciones correspondientes. Sin embargo, a medida que se avanzó en el proceso de perforación surgió la necesidad de densificar el fluido y aunado a esto, como se mencionó anteriormente, a pesar de que el Polímero/Glicol es de uso común en los pozos de la zona, en el pozo JOC-629 así como en pozos vecinos, se presentaron los problemas operacionales mencionados en la tabla 4.2



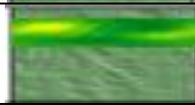
**Figura 4.2 Desempeño del lodo Polímero/Glicol utilizado en la fase intermedia a razón de los pies perforados en el pozo JOC-629.**

#### **4.3 Determinar la mineralogía de las arcillas del área intermedia del campo en estudio.**

En cuanto a los resultados de la mineralogía de las arcillas de la fase intermedia del pozo JOC-629, se tomó del reporte del DIMS y el reporte de MI-DRILLING, los datos de la mineralogía de la muestra de núcleo, en la formación Freites y Oficina, caracterizando el área con su identificación y los minerales que la componen, estudiando el porcentaje presente a diferentes profundidades. Las muestras de arcilla fueron tomadas desde 1521 ft de la formación Freites caracterizada por la presencia de lutita de color gris verdoso, con intercalaciones de arena fina y gruesas y capas de lutita

de gran espesor, las siguientes muestras de lutita se obtuvieron en la formación Oficina a 3515 ft, representada por la presencia de lutita de color gris oscuro, calcárea, folisifera, glauconítica y piritica y con intercalaciones delgadas de caliza y capas del lignito (Tabla 4.4).

**Tabla 4.4 Información geológica del Campo Morichal/Jobo.**

Formación	Miembro	Espesor (ft)	Litología	Información Geológica
Las Piedras		Superficie		Arenisca, conglomerados, limolitas, arcillitas
Freites		1260-3250		Lutitas de color gris a verdosa, con intercalaciones de arena fina a gruesa. Presenta capas de lutitas de gran espesor.
Oficina	Pilón	3350		Limos y lutita
	Jobo	3490		Lutitas de color gris oscura, calcáreo, fusilera, glauconítica y piritica con intercalaciones delgadas de caliza.
	Yabo	3560		
	Morichal	3670-540		
Canoa	Temblador	5410		Arenas no consolidadas de granos finos a gruesos, con mal encogimiento de intercalaciones de lutitas de color gris, marrón o verde.

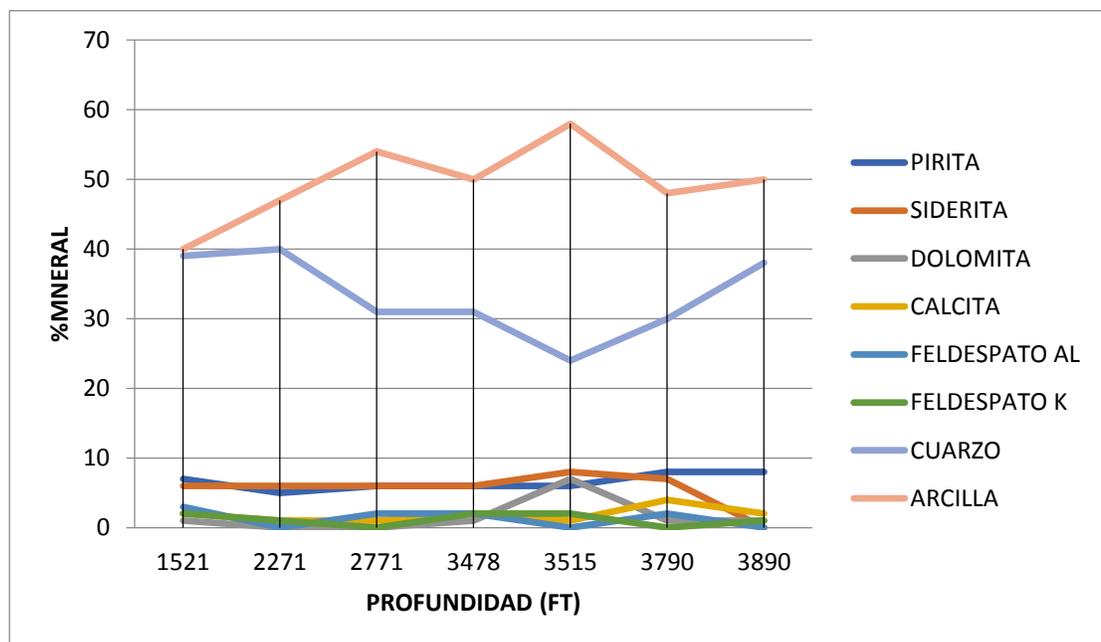
De las muestras tomadas para determinar la composición mineralógica y la capacidad de intercambio catiónico de las arcillas presentes en la formación Freites y Oficina, se logró identificar los minerales que la componen, estudiando el porcentaje

presente a diferentes profundidades, esto es mostrado en la Tabla 4.5

**Tabla 4.5 Mineralogía de las arcillas de la formación Freites y Oficina.**

Profundidad (ft)	1521	2271	2771	3478	3515	3790	3890
<b>Minerales</b>	<b>%</b>						
<b>Arcilla</b>	<b>40</b>	<b>47</b>	<b>54</b>	<b>50</b>	<b>58</b>	<b>48</b>	<b>50</b>
<b>Cuarzo</b>	<b>39</b>	<b>40</b>	<b>31</b>	<b>31</b>	<b>24</b>	<b>30</b>	<b>38</b>
<b>Feldespató K</b>	<b>2</b>	<b>1</b>	<b>-</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>-</b>	<b>1</b>
<b>Feldespató Al</b>	<b>3</b>	<b>-</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>-</b>	<b>2</b>	<b>-</b>
<b>Calcita</b>	<b>2</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>1</b>	<b>4</b>	<b>2</b>
<b>Dolomita</b>	<b>1</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1</b>	<b>7</b>	<b>1</b>	<b>1</b>
<b>Siderita</b>	<b>6</b>	<b>6</b>	<b>6</b>	<b>6</b>	<b>8</b>	<b>7</b>	<b>-</b>
<b>Pirita</b>	<b>7</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>6</b>	<b>6</b>	<b>8</b>	<b>8</b>

Dicha mineralogía es graficada en la Figura 4.3 que se muestra a continuación, donde en el eje de las ordenadas se leen los porcentajes de cada mineral y en el eje de las abscisas las profundidades a las cuales se tomaron las distintas muestras y se evaluaron, con el fin de apreciar la composición mineralógica y determinar qué porcentaje se tenía de este.



**Figura 4.3 Composición mineralógica de las muestras tomada en el pozo JOC-629.**

Se evidencia que el mineral que arrojó el porcentaje más alto es la Arcilla, seguida del Cuarzo y en porcentajes más bajos el Feldespato K y Feldespato Al. De acuerdo a los resultados obtenidos, se puede decir que las muestras tomadas están compuestas mineralógicamente por Arcillas, Feldespatos, Cuarzo, mineral orgánico entre otros. La fracción de arcilla varía de una lutita a otra y esto determina su clase y el grado de interacción en presencia de agua. El agua es desplazada medida que los sedimentos son compactados a grandes profundidades por medio de capas depositadas a lo largo del tiempo geológico, lo que ocasiona que su contenido de agua sea bajo, menor de 30%. El grado de compactación de los sedimentos y la densidad de la roca son por proporcionales a la profundidad de la deposición. Su granulometría muy pequeña, es característica de este tipo de rocas, lo que ocasiona que sea poco conocida y comprendidas. Los minerales de arcilla son de naturaleza cristalina, y la estructura atómica de sus cristales es el factor primordial que determina sus propiedades. La identificación de la arcilla, se llevó a cabo por medio del análisis de fracción de rayos x (encontrada en la base de datos MI-DRILLING). Desde el punto de vista mineralógico, son silicatos de aluminio hidratado de dos, tres y cuatro capas, que desarrollan plasticidad cuando se mojan, las cuales tienen un máximo tamaño de partículas de dos micrones. En la naturaleza consisten de una mezcla heterogénea en minerales finamente divididos, como Feldespato, Calcita, Pirita y una amplia mayoría de minerales de arcilla.

**4.4 Analizar la relación entre los tipos de fluidos y los problemas operacionales ocurridos, que sirvan como soporte para los futuros diseños de los fluidos de perforación.**

Los resultados del análisis de la relación de los fluidos con el tipo de lodo utilizado para perforar el pozo JOC-629 se reflejan en la Tabla 4.6.

**Tabla 4.6 Comparación de fluidos utilizados en pozo JOC-629.**

<b>Fluidos</b>	<b>Ventajas</b>	<b>Desventajas</b>
<b>Agua-gel</b>	Control de presiones, suspensión de recortes, estabilidad del pozo, reducción de la pérdida de fluido, enfriamiento de la mecha, bajo costo y menor impacto ambiental.	Sensible a contaminantes, limitaciones en altas temperaturas, potencial de daño a la formación, corrosión, dificultad en la perforación de ciertas formaciones, necesidad de aditivos, control de viscosidad.
<b>Polímero/ Glicol</b>	Excelente inhibición de arcillas y lutitas, reducción del torque y la fricción, mejor transporte de recortes, menor daño a la formación productora, estabilidad térmica mejorada, compatibilidad con elastómeros, potencial para reducir la pérdida de fluidos.	Costo más elevado, sensibilidad a ciertos contaminantes, control de viscosidad más complejo, potencial de fermentación, eliminación y disposición, menor densidad en comparación con fluidos pesados, análisis y mantenimiento
<b>Inhibidores (Inhibitor-105)</b>	Máxima estabilidad del pozo, reducción de los costos de perforación, mejor calidad del registro geofísico, mayor velocidad de penetración (ROP), menor daño a la formación productora, reducción de la generación de recortes problemáticos, facilita las operaciones de cementación.	Mayor costo del fluido, mayor complejidad en la gestión del fluido, potencial impacto ambiental, posible corrosión, sensibilidad a la dilución, necesidad de compatibilidad con otros fluidos y aditivos, optimización específica para cada formación.

#### **4.4.1 Fluido Agua-Gel**

##### **Ventajas:**

- 1. Control de la presión de formación:** La densidad del gel ayuda a equilibrar la presión del subsuelo, previniendo influjos no deseados de fluidos de la formación hacia el pozo.

2. **Suspensión de recortes:** La viscosidad del gel permite transportar eficientemente los fragmentos de roca (recortes) generados por la broca hasta la superficie, manteniendo limpio el pozo.
3. **Estabilidad del pozo:** El gel ayuda a mantener la integridad de las paredes del pozo, previniendo derrumbes y facilitando las operaciones.
4. **Reducción de la pérdida de fluidos:** El gel puede formar una capa delgada (revoque) en las paredes permeables de la formación, disminuyendo la filtración de agua hacia la formación.
5. **Enfriamiento y lubricación de la broca:** El fluido ayuda a disipar el calor generado por la fricción de la broca y a lubricar las partes móviles, prolongando su vida útil.
6. **Costo relativamente bajo:** En comparación con los fluidos base aceite, los fluidos base agua-gel suelen ser más económicos.
7. **Menor impacto ambiental:** Los fluidos base agua son generalmente considerados menos dañinos para el medio ambiente que los fluidos base aceite.

#### **Desventajas:**

1. **Sensibilidad a contaminantes:** El agua-gel puede degradarse o perder sus propiedades en presencia de ciertos contaminantes como sales, cemento o fluidos de la formación.
2. **Limitaciones en altas temperaturas:** A temperaturas elevadas, la viscosidad y las propiedades del gel pueden disminuir, afectando su rendimiento.

3. **Potencial de daño a la formación:** La infiltración excesiva de agua del gel en formaciones sensibles puede causar hinchamiento de arcillas y reducir la permeabilidad.
4. **Corrosión:** Los fluidos base agua pueden favorecer la corrosión de la tubería y las herramientas de perforación si no se utilizan los aditivos inhibidores adecuados.
5. **Dificultad en la perforación de ciertas formaciones:** En formaciones muy reactivas o con presencia de hidrocarburos, los fluidos base aceite pueden ofrecer un mejor rendimiento.
6. **Necesidad de aditivos:** Para optimizar las propiedades del agua-gel según las condiciones del pozo, a menudo se requiere el uso de diversos aditivos químicos, lo que puede aumentar la complejidad y el costo.
7. **Control de viscosidad:** Mantener la viscosidad adecuada del agua-gel puede ser un desafío, requiriendo un monitoreo constante y ajustes en la composición del fluido.

El fluido agua-gel es una opción común y económica para la perforación de pozos petroleros, ofreciendo buenas propiedades de control de presión, transporte de recortes y estabilidad del pozo. Sin embargo, su rendimiento puede verse afectado por la presencia de contaminantes y las altas temperaturas, y requiere una gestión cuidadosa para minimizar el daño a la formación y la corrosión. La elección del fluido de perforación óptimo siempre dependerá de las características específicas del pozo y de las formaciones a atravesar.

#### 4.4.2 Fluido Polímero/Glicol

**Ventajas:**

1. **Excelente inhibición de arcillas y lutitas:** Los polímeros y el glicol trabajan sinérgicamente para inhibir la hidratación y dispersión de las arcillas y lutitas presentes en las formaciones. Esto ayuda a mantener la estabilidad del pozo, prevenir derrumbes y reducir los problemas relacionados con el hinchamiento de estas rocas.
2. **Reducción del torque y la fricción:** Los fluidos de polímero/glicol suelen presentar buenas propiedades lubricantes, lo que disminuye la fricción entre la sarta de perforación y las paredes del pozo. Esto se traduce en menor torque requerido para rotar la sarta, menor desgaste de las herramientas y potencialmente una mayor velocidad de penetración.
3. **Mejor transporte de recortes:** La viscosidad controlada que proporcionan los polímeros facilita la suspensión y el transporte eficiente de los recortes de perforación hasta la superficie, manteniendo el pozo limpio y optimizando la eficiencia de la mecha.
4. **Menor daño a la formación productora:** En comparación con los fluidos base agua convencionales, los fluidos de polímero/glicol tienden a causar menos daño a la permeabilidad de la formación productora, lo que es crucial para una buena productividad del pozo. Esto se debe a la menor interacción del fluido con las arcillas y a la formación de un revoque más delgado y menos invasivo.
5. **Estabilidad térmica mejorada:** El glicol puede ayudar a mejorar la estabilidad del fluido a altas temperaturas en comparación con los fluidos base agua simple, manteniendo sus propiedades reológicas en condiciones de pozo profundo.

6. **Compatibilidad con elastómeros:** En general, estos fluidos suelen ser más compatibles con los elastómeros utilizados en los equipos de subsuelo que los fluidos base aceite, reduciendo el riesgo de fallas en sellos y empaquetaduras.
7. **Potencial para reducir la pérdida de fluidos:** La capacidad de los polímeros para formar un revoque de filtración de baja permeabilidad puede ayudar a minimizar la pérdida de fluido hacia formaciones permeables.

#### **Desventajas:**

1. **Costo más elevado:** Los fluidos de polímero/glicol suelen ser más costosos que los fluidos base agua convencionales debido al precio de los polímeros y el glicol.
2. **Sensibilidad a ciertos contaminantes:** Algunos contaminantes, como el cemento o altas concentraciones de sales, pueden afectar la viscosidad y las propiedades de inhibición del fluido.
3. **Control de viscosidad más complejo:** Mantener la viscosidad óptima puede requerir un control más riguroso y la adición precisa de polímeros, lo que puede complicar la gestión del fluido en el sitio.
4. **Potencial de fermentación:** Algunos polímeros pueden ser susceptibles a la degradación por microorganismos, lo que puede requerir el uso de biocidas para mantener la integridad del fluido.
5. **Eliminación y disposición:** La disposición adecuada de grandes volúmenes de fluidos de polímero/glicol puede presentar desafíos y costos asociados, dependiendo de las regulaciones ambientales locales.

6. **Menor densidad en comparación con fluidos pesados:** Si se requiere un fluido de perforación de alta densidad para controlar presiones de formación muy elevadas, los fluidos de polímero/glicol pueden no ser la opción más adecuada, necesitando la adición de agentes densificantes.
7. **Análisis y mantenimiento:** El análisis y el mantenimiento de las propiedades del fluido pueden requerir equipos y personal especializado.

En conclusión, los fluidos de perforación Polímero/Glicol ofrecen ventajas significativas en términos de inhibición de arcillas, lubricidad y reducción del daño a la formación. Sin embargo, su mayor costo y la necesidad de un control más riguroso de sus propiedades son factores importantes a considerar al seleccionar el fluido de perforación adecuado para un pozo petrolero específico. La decisión final dependerá de un análisis técnico-económico detallado de las condiciones del pozo y los objetivos de perforación

#### 4.4.3 Fluido Inhibidor

##### Ventajas:

1. **Máxima estabilidad del pozo:** Esta es la principal ventaja. Los fluidos inhibidores están formulados para prevenir o reducir significativamente la hidratación, hinchamiento, dispersión y desmoronamiento de las arcillas y lutitas sensibles al agua. Esto conduce a un pozo más estable, con menor riesgo de derrumbes, pegaduras de tubería y otros problemas relacionados con la integridad del pozo.
2. **Reducción de los costos de perforación:** Al minimizar los problemas de inestabilidad del pozo, se pueden reducir los tiempos no productivos (NPT) asociados a reparaciones, reacondicionamientos y pesca de tubería. Esto se traduce en menores costos operativos generales.

3. **Mejor calidad del registro geofísico:** Un pozo estable y con un mínimo de hinchamiento de arcillas facilita la obtención de registros geofísicos de mayor calidad, lo que a su vez permite una mejor evaluación de la formación y la toma de decisiones.
4. **Mayor velocidad de penetración (ROP):** Al reducir la pegajosidad de las arcillas y mantener la broca más limpia, se puede lograr una mayor velocidad de perforación.
5. **Menor daño a la formación productora:** Al limitar la interacción del fluido con la formación, especialmente en la zona productora, se minimiza el daño a la permeabilidad y se preserva el potencial de producción del pozo.
6. **Reducción de la generación de recortes problemáticos:** La inhibición efectiva de las arcillas puede reducir la cantidad de recortes finos y pegajosos que dificultan el transporte y la disposición.
7. **Facilita las operaciones de cementación:** Un pozo estable y con un revoque de filtración de buena calidad facilita una mejor colocación y adherencia del cemento durante las operaciones de cementación.

#### **Desventajas:**

1. **Mayor costo del fluido:** Los fluidos inhibidores suelen ser más costosos que los fluidos base agua no inhibidos debido a la adición de productos químicos específicos (sales, polímeros, glicoles, etc.) en concentraciones adecuadas.

2. **Mayor complejidad en la gestión del fluido:** Mantener las propiedades de inhibición requiere un control más riguroso de los parámetros del fluido y, a menudo, un mayor número de pruebas y ajustes en el sitio.
3. **Potencial impacto ambiental:** Algunos aditivos inhibidores pueden tener un impacto ambiental mayor que los componentes básicos de un fluido no inhibido, lo que requiere una gestión y disposición más cuidadosas.
4. **Posible corrosión:** Algunas sales utilizadas como inhibidores pueden aumentar la corrosividad del fluido, lo que requiere el uso de inhibidores de corrosión adicionales y una selección cuidadosa de los materiales de la sarta de perforación.
5. **Sensibilidad a la dilución:** La efectividad de la inhibición puede disminuir si el fluido se diluye excesivamente con fluidos de formación o agua de lavado.
6. **Necesidad de compatibilidad con otros fluidos y aditivos:** Es crucial asegurar la compatibilidad del fluido inhibidor con otros fluidos que puedan entrar en contacto con él en el pozo (por ejemplo, fluidos de cementación, fluidos de prueba de presión) y con otros aditivos que se puedan necesitar.
7. **Optimización específica para cada formación:** La formulación óptima de un fluido inhibidor puede variar significativamente dependiendo de la mineralogía y la reactividad de las formaciones a atravesar, lo que requiere un análisis previo y, a veces, ajustes durante la perforación.

La perforación con un fluido inhibidor ofrece beneficios sustanciales en términos de estabilidad del pozo y reducción de problemas relacionados con las formaciones reactivas. Sin embargo, estos beneficios a menudo vienen acompañados de un mayor costo del fluido y una mayor complejidad en su gestión. La decisión de utilizar un

fluido inhibidor se basa en un análisis cuidadoso de los riesgos geomecánicos, los costos y los beneficios esperados para un proyecto de perforación específico.

## CONCLUSIONES

1. A pesar de que en el Campo Morichal/Jobo sea frecuente el uso de fluidos Polímero/Glicol en la fase intermedia del hoyo, se evidenciaron problemas operacionales relacionados a dicho fluido, los cuales fueron embolamiento de mecha, pérdida de circulación, arrastre, disminución de las paredes del hoyo.
2. De la recopilación de información del campo el Morichal/Jobo se seleccionaron 20 pozos que cumplen con los criterios de selección, 5 de ellos en la parte norte del campo, 9 en el lado oeste, 1 en las coordenadas sureste y 5 en las coordenadas sur, siendo seleccionado el pozo JOC-629.
3. Se tomaron muestras de núcleo para obtener información litológica y mineralógica del campo a 1521, 2271, 2771, 3478, 3515, 3790 y 3890 pies respectivamente, compuestas mineralógicamente de acuerdo a lo siguientes, en

porcentaje más alto la Arcilla con un promedio de 50%, seguida del Cuarzo con 32% aproximadamente y en porcentajes más bajos el Feldespato K y Feldespato Al.

4. En la formación Freites y Oficina predominan formaciones de arcilla que al entrar en contacto con agua se hinchan hasta dos micrones, lo que está directamente relacionado a los problemas como embolamiento de mecha, disminución de las paredes del hoyo y el arrastre.

## RECOMENDACIONES

1. Hacer pruebas de laboratorio como la Difracción de Rayos X o el Hinchamiento lineal para tener mayor información del comportamiento de la arcilla en presencia de agua.
2. Aumentar el % V/V del glicol (Glydril-LC) utilizado en el fluido de perforación, específicamente cuando se perfora la fase intermedia (formación Freites/Oficina), para evitar el hinchamiento progresivo de las arcillas inertes en estas formaciones.
3. Aplicar los sistemas de perforación base agua que contengan en su formulación aditivos inhibidores como complejo aluminicos, glicoles y salmueras (NaCl), ya que los mismos reducen la dispersión y el hinchamiento lineal de las arcillas.
4. Extender el estudio tomando en consideración la composición mineralógica de las demás fases (superficie y producción).

## BIBLIOGRAFIA CITADA

1. Aguilar, A. y Uquillas, G., **“Estudio de los problemas operacionales durante la perforación de los pozos horizontales de tres campos del oriente ecuatoriano”**, Quito- Ecuador (2013).
2. Rondón, J.; Meléndez, H.; Palenca, M.; Díaz, I.; Campos, K.; Campos, B.; Idrogo, C.; Lugo, C. y Rodríguez, R., **“Estudio del efecto de daño a la formación originado por el uso de los fluidos de perforación en el Campo Santa Rosa del Distrito Gas Anaco”**, SPE-WVS-285, Nueva Esparta- Venezuela (2013).
3. Santos, O., **“Estudio de los problemas operacionales durante la perforación de los pozos direccionales en la plataforma Drago Norte 2”**, Quito-Ecuador (2015).
4. PDVSA. Proyectos mayores (2009).
5. Martínez, H., **“Caracterización del Modelo Dinámico del Yacimiento Jm-19 en la Arena Me-C del Campo San Joaquín en El Área Mayor de Anaco”**, Universidad central de Venezuela- Caracas- Venezuela (2007).
6. Villarroel, L.; Izurieta, G., **“Diseño de un fluido de perforación DRILL-IN compuesto por carbonato de calcio para minimizar el daño en formaciones productoras en el campo Sacha”**, Ecuador (2014).
7. Salas, R. **“Fluidos de Perforación”**, Fondo Editorial UDO-Anzoategui, Puerto La Cruz, Venezuela (2010).
8. Centro Internacional de Educación y Desarrollo (CIED PDVSA). **“Fluidos de Perforación”**. Venezuela (2002).
9. BAKER HUGHES. **“Drilling Fluids, Reference Manual”**.(2006).
10. Molero J; **“Diseños de sartas de Perforación. Diseño de sartas de Perforación. Diseño API de Revestidores. Introducción a la cementación de pozos. Mechas, fluidos e Hidráulicas de Perforación (Teoría-Diseño-**

- 11. Calculo). Planificación de la Perforación de pozos y selección de taladros”,**  
Venezuela (2008).
- 12. IMCO, “Tecnología Aplicada de Lodos”, (1996).**
- 13. CIED, “Avances en Perforación”, Ingeniería de Perforación, Maracaibo,**  
Venezuela (1995).
- 14. Boroid, “Manual de Fluidos Baroid” (2002).**

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

<b>TÍTULO</b>	“Evaluación del fluido polímero/glicol utilizado para perforar el hoyo intermedio de el campo Morichal/Jobo”
<b>SUBTÍTULO</b>	

**AUTOR (ES)**

<b>APELLIDOS Y NOMBRES</b>	<b>CÓDIGO CVLAC / E_MAIL</b>
Carrera Q., José M	ORCID: CVLAC: 26.733.329 E_MAIL: carrerajose26733@gmail.com

**PALABRAS O FRASES CLAVES:**

fluido
perforación
arcillas
polímero
glicol

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

<b>ÁREA</b>	<b>SUBÁREA</b>
Escuela de ingeniería y ciencias aplicadas	Ingeniería de petróleo

### **RESUMEN (ABSTRACT):**

En cuanto a la evaluación del fluido Polímero/Glicol utilizado para perforar el hoyo intermedio del Campo Morichal/Jobo, el cual presentaba problemas de reducción del diámetro del hoyo, atascamiento de la tubería, embolamiento de la mecha, entre otros problemas, relacionados con el fluido utilizado para perforar y el tipo de formación presente en dicha fase, se planteó primeramente recopilar información de los pozos perforados en el campo Morichal/Jobo, posteriormente revisar el desarrollo y comportamiento de los fluidos utilizados en la fase intermedia durante la perforación. Así mismo, determinar la mineralogía de las arcillas del área intermedia del campo en estudio y por último analizar la relación entre los tipos de fluidos y los problemas operacionales ocurridos. Llegando a las siguientes conclusiones en primer lugar se evidenciaron problemas operacionales relacionados a dicho fluido, los cuales fueron embolamiento de mecha, pérdida de circulación, arrastre, disminución de las paredes del hoyo. Se seleccionaron 20 pozos que cumplen con los criterios de selección, 5 de ellos en la parte norte del campo, 9 en el lado oeste, 1 en las coordenadas sureste y 5 en las coordenadas sur, siendo seleccionado el pozo JOC-629. A pesar de que en el Campo Morichal/Jobo sea frecuente el uso de fluidos Polímero/Glicol en la fase intermedia del hoyo, varios pozos presentaron problemas. Se tomaron muestras de núcleo para obtener información litológica y mineralógica del campo a 1521, 2271, 2771, 3478, 3515, 3790 y 3890 pies respectivamente. Las muestras tomadas están compuestas en porcentaje más alto la Arcilla (50%), seguida del Cuarzo (32%) y en porcentajes más bajos el Feldespato K y Feldespato Al. En la formación Freites y Oficina predominan formaciones de arcilla que al entrar en contacto con agua se hinchan hasta dos micrones, lo que está directamente relacionado a los problemas como embolamiento de mecha, disminución de las paredes del hoyo y el arrastre.

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

CONTRIBUIDORES:

<b>APELLIDOS Y NOMBRES</b>	<b>ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL</b>				
	<b>ROL</b>	<b>CA</b>	<b>AS</b>	<b>TU X</b>	<b>JU</b>
BARRUETA, RAFAEL	<b>ORCID</b>				
	<b>E_MAIL</b>	rbarrueta53@gmail.com			
	<b>E_MAIL</b>				
	<b>ROL</b>	<b>CA</b>	<b>AS</b>	<b>TU X</b>	<b>JU</b>
MARTÍNEZ, FRANK	<b>ORCID</b>				
	<b>E_MAIL</b>	Frankliud.martinez7@gmail.com			
	<b>E_MAIL</b>				
	<b>ROL</b>	<b>CA</b>	<b>AS</b>	<b>TU X</b>	<b>JU</b>
SALAZAR, ZORANNI	<b>ORCID</b>				
	<b>E_MAIL</b>	zorannisalazar@gmail.com			
	<b>E_MAIL</b>				
	<b>ROL</b>	<b>CA</b>	<b>AS</b>	<b>TU X</b>	<b>JU</b>

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

<b>AÑO</b>	<b>MES</b>	<b>DÍA</b>
2025	06	10

**LENGUAJE:** SPA

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

**ARCHIVO (S):**

<b>NOMBRE DEL ARCHIVO</b>	<b>TIPO MIME</b>
NAZTTG_CQJM2025	Aplicación/Microsoft Word

**CARACTERES EN LOS NOMBRES DE LOS ARCHIVOS:**

**ALCANCE:**

**ESPACIAL:** inespacial (OPCIONAL)

**TEMPORAL:** intemporal (OPCIONAL)

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

Ingeniero de petróleo

**NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:**

Pregrado

**ÁREA DE ESTUDIO:**

Departamento de petróleo

**INSTITUCIÓN:**

Universidad de Oriente/Núcleo de Anzoátegui

# METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:



UNIVERSIDAD DE ORIENTE  
CONSEJO UNIVERSITARIO  
RECTORADO

CUN°0975

Cumaná, 04 AGO 2009

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

Estimado Profesor Martínez:

Cumplo en notificarle que el Consejo Universitario, en Reunión Ordinaria celebrada en Centro de Convenciones de Cantaura, los días 28 y 29 de julio de 2009, conoció el punto de agenda "SOLICITUD DE AUTORIZACIÓN PARA PUBLICAR TODA LA PRODUCCIÓN INTELECTUAL DE LA UNIVERSIDAD DE ORIENTE EN EL REPOSITORIO INSTITUCIONAL DE LA UDO, SEGÚN VRAC N° 696/2009".

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

UNIVERSIDAD DE ORIENTE  
SISTEMA DE BIBLIOTECA

RECEIBIDO POR: *[Firma]*

FECHA: 05/08/09 HORA: 5:30

Comunicación que hago a usted a los fines consiguientes.

Cordialmente,

*[Firma]*  
JUAN A. BOLAÑOS CUMBELO  
Secretario



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

JABC/YGC/maruja

Apartado Correos 094 / Telfs: 4008042 - 4008044 / 8008045 Telefax: 4008043 / Cumaná - Venezuela

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

### **DERECHOS:**

De acuerdo al Artículo 41 del reglamento de trabajo de grado (Vigente a partir del II Semestre 2009, según comunicación CU-034-2009)

“Los trabajos especiales de grado son de la exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente y solo podrán ser utilizados para otros fines con el consentimiento del Consejo de núcleo respectivo, quien lo participara al Consejo Universitario, para su aprobación”.

---

**JOSÉ MANUEL CARRERA QUEVA**

---

**RAFAEL BARRUETA**  
**TUTOR**

---

**FRANK MARTÍNEZ**  
**JURADO**

---

**ZORANNI SALAZAR**  
**JURADO**

---

**POR LA SUBCOMISIÓN DE TESIS**  
**RAFAEL BARRUETA**