

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



**“EVALUCIÓN DE LOS EFECTOS DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN  
EN LOS POZOS DE LOS CAMPOS SANTA ROSA Y EL ROBLE  
PERTENECIENTES AL ÁREA MAYOR DE ANACO, DISTRITO GAS  
ANACO”**

**REALIZADO POR:  
MARIANGEL CAROLINA MAITA CORONEL**

**Trabajo Especial de Grado presentado ante la Universidad de Oriente como  
requisito parcial para optar al Título de:  
INGENIERO DE PETRÓLEO**

**Barcelona, Mayo de 2025**

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



**“EVALUCIÓN DE LOS EFECTOS DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN  
EN LOS POZOS DE LOS CAMPOS SANTA ROSA Y EL ROBLE  
PERTENECIENTES AL ÁREA MAYOR DE ANACO, DISTRITO GAS  
ANACO”**

**Revisado por:**

---

**Ing. Zoranni Salazar  
Tutor Académico**

**Barcelona, Mayo del 2025**

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



**“EVALUCIÓN DE LOS EFECTOS DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN  
EN LOS POZOS DE LOS CAMPOS SANTA ROSA Y EL ROBLE  
PERTENECIENTES AL ÁREA MAYOR DE ANACO, DISTRITO GAS  
ANACO”**

**El jurado hace constar que se asignó a esta Tesis la calificación de:**

---

**Ing. Rafael Barrueta  
Jurado Principal**

---

**Ing. Frank Martínez  
Jurado Principal**

---

**Ing. Zoranni Salazar  
Tutor Académico  
Barcelona, Mayo de 2025.**

## RESOLUCIÓN

De acuerdo con el **ARTÍCULO 41** del reglamento de trabajos de grado de la Universidad de Oriente:

***“Los trabajos 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 deberá participarlo previamente al Consejo Universitario para su autorización”.***



## DEDICATORIA

A Dios por ayudarme a superar cada obstáculo y darme la fuerza necesaria para seguir y no decaer, para lograr una de mis principales metas.

A mis padres Julio Maita y Marisol Coronel de Maita, Por darme siempre su cariño y comprensión en cada momento, por motivarme a seguir adelante y no dejar mi sueño y meta a un lado, por darme siempre todo en la vida los amo.

A mis hermanos Julio y Maria Alejandra Maita por su apoyo, comprensión y el amor que me demuestran, sobre todo a mi hermana por apoyarme cuando más lo necesitaba y darme su apoyo incondicional.

A mi novio Freddy Rodríguez por su apoyo, paciencia y amor han sido la fuerza que me ha impulsado en los momentos difíciles y la alegría que ha acompañado mis logros.

A mis abuelos, Carmen Romero de Maita y Delia Caigua de Coronel, Por apoyarme siempre darme su amor infinito y sentirse orgullosas de su nieta siempre.

A mis dos Abuelos en el cielo Luciano Coronel y Carlos Maita, Por cuidarme y protegerme desde el cielo.

A mis tíos Ramon coronel, Armando Sánchez, Freddy Jiménez, José Gómez, José Coronel, Jesús Maita, Wilman Maita, Luis Maita, Rafael Maita, Carlos Maita, Jose Maita por siempre confiar en mí.

A mis tías Coromoto Coronel, Juana coronel, Mirella Coronel, Marlenis Coronel, Carmen Maita, Maria Maita.

A mis primas y primos Rosslin Maita, Keibis Maita, Ana Maita Wranner Garcia, Josshua Garcia, Oswaldo Droz, Luis Maita.

A mis amigos Incondicionales Alfredo Gutierrez, Ana Landaeta, Yrianny Guerra, Alejandro Simoes, Leonardo Belisario, Alejandro Itriago, Roann Serra, Hector González, Zoranni Salazar, Rafael Barrueta.

## AGRADECIMIENTOS

A Dios, por ser mi guía en los momentos de oscuridad, por darme la fortaleza para superar cada obstáculo y por sostenerme cuando sentí que flaqueaba. Su presencia ha sido luz y esperanza constante en este proceso.

A mis amados padres, Julio Maita y Marisol Coronel de Maita, gracias por su amor incondicional, su apoyo firme y por enseñarme con su ejemplo que los sueños se logran con esfuerzo y dedicación. Su confianza en mí fue el impulso que me permitió no rendirme nunca. Todo lo que soy y he logrado, se lo debo a ustedes.

A mis hermanos, Julio y María Alejandra, por ser siempre un pilar de apoyo. En especial a ti, hermana, gracias por estar cuando más lo necesité, por tus palabras de aliento y tu amor constante. Su compañía ha sido un regalo invaluable.

A mi novio y compañero de vida, Freddy Rodríguez, gracias por tu paciencia infinita, tu comprensión, tu ternura y por ser la fuerza que me sostuvo cuando sentía que no podía más. Tus palabras, tu compañía y tu amor fueron mi refugio y mi impulso.

A mis queridas abuelas, Carmen Romero de Maita y Delia Caigua de Coronel, por su amor inmenso y su orgullo constante, que me motivaron a continuar y dar siempre lo mejor de mí. A mis abuelos que ya no están físicamente, Luciano Coronel y Carlos Maita, gracias por protegerme desde el cielo y acompañarme con su bendición.

A mis tíos, quienes han sido una fuente de confianza y cariño: Ramón Coronel, Armando Sánchez, Freddy Jiménez, José Gómez, Jesús Maita, Wilman Maita, Luis Maita, Rafael Maita, Carlos Maita y José Maita. A mis tías Coromoto, Juana, Mirella, Marlenis, Carmen y María, gracias por estar presentes en mi vida con su afecto sincero. A mis primos y primas, Rosslin, Keibis, Ana, Wranner, Josshua, Oswaldo y Luis, gracias por su apoyo, por creer en mí y por compartir esta etapa con alegría y orgullo familiar.

Y a mis amigos incondicionales, Alfredo Gutiérrez, Ana Landaeta, Yrianny Guerra, Alejandro Simoes, Leonardo Belisario, Alejandro Itriago, Roann Serra, Héctor González, Zoranni Salazar y Rafael Barrueta. Gracias por su compañía leal, por sus palabras de ánimo y por celebrar cada logro como si fuera suyo. Su amistad ha sido un verdadero tesoro en este recorrido. Finalmente, agradezco a todos aquellos docentes, asesores y compañeros de carrera que, de una u otra manera, formaron

parte de mi formación académica. Este logro no es solo personal, también es el reflejo del acompañamiento y apoyo que he recibido de cada uno de ustedes.

## RESUMEN

El Objetivo Principal de este trabajo es la evaluación de los efectos de los tipos de fluidos de Perforación en los Campos Santa Rosa y el Roble ya que estos poseen un estudio característico el cual es el punto de partida para reconocer la evolución de los distintos problemas operacionales que se presentaron durante la perforación en los pozos de estos campos. Para dar así información puntual del tipo de problema operacional y el tipo de fluido utilizado. Haciendo énfasis en las propiedades del fluido, así como las acciones tomadas para solventar el problema presentado durante en el proceso de perforación. Para lograr lo ante expuesto, se establecerán los pozos perforados durante los años 2008 al 2016 para llevar una planificación adecuada de cada pozo que tenga como finalidad la optimización, estabilidad, mejor interpretación en los datos que nos puedan proporcionar una modificación o actualización y así obtener un completo conocimiento del problema incluyendo el impacto asociado ya sea de seguridad, ambientales, de producción o de costos de mantenimiento. Una vez se establecieron los pozos, se identificaron cuáles de ellos presentaron problemas operacionales al igual que aquellos eventos cuyas causas no fueron fáciles de identificar causados por el fluido de perforación, se requirió especial atención o tratamiento. En cuanto a la organización de matrices de datos por pozos se obtuvo la información de conocimientos ya que a través de ella se identificaron que tipo de lodo se deben utilizar en las diferentes fases de cada pozo, así como también la habilidad de determinar la relación directa que existe entre el tipo de fluido y los problemas operacionales. Para la identificación de los tipos de lodos por fases se tiene que para la etapa superficial en su mayoría se utilizó lodo base agua, en la etapa intermedio también lodo base agua y por último tenemos en la etapa de producción el lodo en su mayoría es de base aceite. Dando como resultado la evaluación de la relación de las matrices que existe entre los fluidos de perforación y los problemas operacionales presentados en general que fueron mecha embolada, taponamiento, pérdida de circulación, y pega de tubería.

# CONTENIDO

RESOLUCIÓN .....	iv
DEDICATORIA.....	v
AGRADECIMIENTOS.....	vi
RESUMEN.....	viii
CONTENIDO .....	ix
ÍNDICE DE TABLAS.....	xii
<b>ÍNDICE DE FIGURAS .....</b>	<b>xiv</b>
INTRODUCCIÓN .....	xv
CAPITULO I.....	16
EL PROBLEMA .....	16
<b>1.1 Planteamiento del Problema .....</b>	<b>16</b>
<b>1.2. Objetivos de la Investigación .....</b>	<b>17</b>
<b>1.2.1. Objetivo General .....</b>	<b>17</b>
<b>1.2.2. Objetivos Específicos .....</b>	<b>17</b>
CAPITULO II.....	19
MARCO TEÓRICO .....	19
<b>2.1. Antecedentes de la Investigación .....</b>	<b>19</b>
<b>2.2. Fundamentos Teóricos .....</b>	<b>20</b>
2.2.1. Generalidades Distrito Gas Anaco .....	20
2.2.2. Perforación de un Pozo .....	21
2.2.3. Tipos de Perforación .....	21
2.2.5. Perforación direccional.....	22
2.2.6. Perforación multilateral .....	22
2.2.7 Sarta de Perforación .....	22
2.2.8. Tubería de Perforación .....	22
2.2.9 Fluido de Perforación .....	23
2.2.10. Funciones del Fluido de Perforación .....	26
2.2.11. Lodos Base Agua.....	30

2.2.12 Lodo Base Aceite.....	36
2.2.13 Propiedades de los Fluidos de Perforación .....	38
2.2.14 Problemas Operacionales Relacionados con el Fluido de Perforación	42
2.2.15. Problemas que se pueden presentar en el hoyo .....	46
CAPÍTULO III.....	48
MARCO METODOLÓGICO.....	48
<b>3.1. Nivel de la investigación .....</b>	<b>48</b>
<b>3.2. Diseño de la investigación.....</b>	<b>48</b>
<b>3.3. Población y muestra.....</b>	<b>49</b>
<b>3.4. Procedimiento Metodológico.....</b>	<b>50</b>
3.4.1. Revisión Bibliográfica .....	50
3.4.2 Identificar los pozos perforados en los Campos Santa Rosa y el Roble entre los años 2008 y 2016 que presentaron problemas operacionales por el fluido de perforación.....	50
3.4.3 Construir matrices por pozos de los tipos de fluido y problemas operacionales presentes durante el proceso de perforación en los campos Santa Rosa y el Roble. ..	53
3.4.4. 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.....	55
CAPÍTULO IV.....	57
ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS .....	57
<b>4.1. Identificar los pozos perforados en los Campos Santa Rosa y el Roble entre los años 2008 y 2016 que presentaron problemas operacionales por el fluido de perforación.....</b>	<b>57</b>
<b>4.2. Pozos perforados que presentaron problemas operacionales por el fluido de perforación entre el año 2008 hasta el 2016.....</b>	<b>60</b>
<b>4.3 Construir matrices por pozos de los tipos de fluido y problemas operacionales presentes durante el proceso de perforación en los campos Santa Rosa y el Roble.</b>	

<b>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.....</b>	<b>72</b>
CAPÍTULO V.....	76
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	76
<b>5.1. Conclusiones .....</b>	<b>76</b>
<b>5.2. Recomendaciones .....</b>	<b>77</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA.....</b>	<b>77</b>
BIBLIOGRAFÍA ADICIONAL .....	77
METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO: .....	78

## ÍNDICE DE TABLAS

<u>Tabla 3.1. Representación de Datos de Pozos Perforados en el Área Mayor de Anaco</u> .....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
<u>Tabla 3.2. Representación de Datos de Pozos por Campos</u> .....	52
<u>Tabla 3.3. Representación de Datos de Totalidad de Pozos por Campos con Problemas Operacionales</u> .....	53
<u>Tabla 4.1. Pozos Perforados en el Área Mayor de Anaco desde el 2008 hasta 2016</u> .....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
<u>Tabla 4.2. Representación de los Campos Seleccionados y Pozos Perforados desde el 2008 hasta 2016</u> .....	58
<u>Tabla 4.3. Pozos Identificados con Problemas operacionales</u> ;	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
<u>Tabla 4.4. Campo El Roble Etapa Superficial</u> .....	62
<u>Tabla 4.5. Campo El Roble Etapa Intermedia Caso 1</u> ;	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
<u>Tabla 4.6. Campo El Roble Etapa Intermedia Caso 2</u> ;	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
<u>Tabla 4.7. Campo El Roble Etapa de Producción Caso 1</u> .....	65
<u>Tabla 4.8. Campo El Roble Etapa de Producción Caso 2</u> ;	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
<u>Tabla 4.9. Campo San Joaquín Etapa Superficial</u> ;	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
<u>Tabla 4.10. Campo San Joaquín Etapa Intermedia Caso 1</u> .....	66
<u>Tabla 4.11. Campo San Joaquín Etapa Intermedia Caso 2</u> ;	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
<u>Tabla 4.12. Campo San Joaquín Etapa de Producción Caso 1</u> ;	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
<u>Tabla 4.13. Campo San Joaquín Etapa de Producción Caso 2</u> .....	69
<u>Tabla 4.14. Campo Guarío Etapa Superficial</u> .....	71
<u>Tabla 4.15. Campo Guarío Etapa Intermedia Caso 1</u> .....	71

<u>Tabla 4.16. Campo Guarío Etapa Intermedia Caso 2.....</u>	<u>72</u>
<u>Tabla 4.17. Campo Guarío Etapa de Producción .....</u>	<u>72</u>

## ÍNDICE DE FIGURAS

<u>Figura 2.1. Distrito Gas Anaco</u> .....	20
<u>Figura 2.2. Tubería de Perforación</u> .....	
<u>Figura 2.3. Recorrido del Fluido de Perforación</u> .....	28
<u>Figura 2.4. Acarreo de Recortes a Superficie</u> .....	28
<u>Figura 2.5. Transmitir Potencia Hidráulica a la Mecha</u> .....	29
<u>Figura 2.6. Formación de un Revoque en las Paredes del Pozo</u> .....	28
<u>Figura 2.7. Prevenir la Corrosión</u> .....	29
<u>Figura 2.8. Viscosidad Aparente</u> .....	40
<u>Figura 2.9. Comportamientos de Fluidos pseudoplásticos</u> .....	42
<u>Figura 2.10. Pega de Tubería</u> .....	43
<u>Figura 2.11. Pérdida de Circulación</u> .....	44
<u>Figura 2.12. Sistema de Circulación</u> .....	45
<u>Figura 4.1. Pozos Perforados por Año</u> .....	59
<u>Figura 4.2. Pozos Perforados por Campos</u> .....	61
<u>Figura 4.3. Problemas Operacionales</u> .....	62

## INTRODUCCIÓN

Resulta importante conocer detalladamente las funciones que debe cumplir y las propiedades que debe mantener el fluido de perforación con la finalidad de alcanzar el objetivo propuesto y garantizar la seguridad y rapidez del proceso de perforación. Debe ser capaz de facilitar el avance de las operaciones y minimizar cualquier problema que pueda afectar la estabilidad del hoyo y el desarrollo de las actividades. Por lo tanto, una planificación detallada ayuda a prevenir posibles problemas y la correcta identificación del mismo permitirá reducir los riesgos y al mismo tiempo incrementar el rendimiento en forma significativa. Además, el manejo adecuado de los problemas operacionales constituirá un camino seguro para alcanzar los objetivos futuros de mayor productividad en los Campos de estudio.

Para darle solución a esta problemática se realizara una evaluación donde detalle el tipo de fluido y los distintos problemas operacionales presentados durante la perforación de pozos en los campos Santa Rosa y el Roble perteneciente al área mayor de anaco, con el fin de crear un análisis de los datos obtenidos relacionando el tipo de fluido utilizado, y las eventualidades o problemas operacionales indicando profundidad del evento y condiciones del fluido, gracias a esta evaluación se obtendrá una información detallada de los problemas presentados en los campos de estudio sirviendo como soporte para los futuros diseños de fluidos de perforación.

La presente investigación está enfocada en realizar una evaluación detallada del tipo de lodo y los distintos problemas operacionales presentados durante la perforación de pozos en los Campos Santa Rosa y El Roble, todos pertenecientes al Área Mayor de Anaco. Está distribuida en cinco capítulos, el primero abarca el planteamiento del problema y los objetivos; el segundo los antecedentes previos que soportan la investigación y la información teórica vinculada al tema. El tercer capítulo, comprende el procedimiento metodológico empleado para el logro de los objetivos propuestos; mientras que el cuarto capítulo expresa el análisis y discusión de los resultados obtenidos. Por último, se presentan las conclusiones y recomendaciones en el capítulo cinco.

# CAPITULO I

## EL PROBLEMA

### 1.1 Planteamiento del Problema

El Gas Natural es un recurso no renovable considerado como uno de los combustibles fósiles más limpios y respetuosos con el medio ambiente, ya que en su combustión produce de un 40 a un 45% menos de Dióxido de Carbono que el Carbón, y entre un 20 y un 30% menos que los productos derivados del petróleo. Venezuela se encuentra en una posición privilegiada por ser el octavo país del mundo y el primero en América Latina en lo que a reservas probadas de gas se refiere. De acuerdo con sus características combustibles se le ha dado una amplia gama de aplicaciones, que van desde el uso doméstico hasta las diversas ramas industriales. Para que este combustible pueda llegar a manos del consumidor, es necesario cumplir con las etapas del proceso productivo (Exploración, Perforación, Producción, Acondicionamiento, Transporte y Comercialización).

Actualmente y debido al auge que tiene el negocio del gas natural como energía alternativa, surge la necesidad de perforar una sucesión de pozos en zonas gasíferas para su producción y comercialización, como es el caso del Distrito Gas Anaco, dividido en dos grandes áreas (Área Mayor Oficina y Área Mayor Anaco) formando parte de la Cuenca Oriental de Venezuela y se caracteriza por ser un importante centro de operaciones petroleras, ya que en ellas existe la mayor reserva de gas en tierra del país. Sus principales campos extendidos por el estado Anzoátegui, Monagas y Guárico son: Santa Rosa, San Joaquín, Santa Ana, El Roble, Guarió y El Toco. Donde predominan yacimientos de condensado asociado con petróleo, aunque también existe la presencia de yacimientos de gas seco en las zonas someras.

Para el período comprendido entre los años 2008 al 2016 existieron ciertos inconvenientes en los Campos Santa Rosa, San Joaquín, Guarió y El Roble, que llevaron a la disminución de la producción; como consecuencia de la

complejidad geológica, presencia de gas superficial, arcillas altamente hidratables y yacimientos de baja presión, lo que influyó directamente en el fluido de perforación empleado durante las operaciones; causando pérdidas de circulación, inestabilidad del hoyo y pega de tuberías. La pérdida de circulación es una realidad que genera retrasos en las operaciones y por ende aumento de los costos. Variaciones de las presiones de formación, debido a la estructura geológica presentada y la explotación a la que son sometidos, producen una declinación de la energía, que provocan pérdidas de fluidos, y al perder la altura de la columna hidrostática, se desequilibran las presiones del subsuelo, poniendo en peligro la estabilidad de los pozos.

Uno de los aspectos más importantes durante la perforación de pozos es el fluido de perforación, ya que es indispensable que éste cumpla con todas sus funciones y que su aplicación sea económicamente factible. Además de ser un factor determinante para realizar con éxito las operaciones y su selección debe efectuarse tomando en cuenta los criterios adecuados, tales como las propiedades de la formación litológica que se pretende atravesar y las características de la operación, poniendo especial atención en la optimización de costos y disminución del impacto ambiental. Es por ello, que con el fin de entender la naturaleza de los problemas que se podrían encontrar durante la perforación se hace necesario realizar una evaluación de los fluidos empleados en los campos Santa Rosa y El Roble, de modo que se puedan tomar acciones efectivas e inmediatas al encontrar condiciones adversas no previstas.

## **1.2. Objetivos de la Investigación**

### **1.2.1. Objetivo General**

Evaluar los efectos de los fluidos de perforación en los pozos de los Campos Santa Rosa y el Robles pertenecientes al Área Mayor de Anaco, Distrito Gas Anaco.

### **1.2.2. Objetivos Específicos**

1. Identificar los pozos perforados en los Campos Santa Rosa y el Roble entre los años 2008 y 2016 que presentaron problemas operacionales por el fluido de perforación.
2. Construir matrices por pozos de los tipos de fluido y problemas operacionales presentes durante el proceso de perforación en los campos Santa Rosa y el Roble.
3. 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.

## CAPITULO II

### MARCO TEÓRICO

#### 2.1. Antecedentes de la Investigación

**Aguilar, A. y Uquillas, G.**, 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, B.; Campos, K.; Díaz, I.; Idrogo, C.; Lugo, C.; Meléndez, H.; Palenca, M.; Rodríguez, R. y Rondón, J.**, 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, O.** 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. Fundamentos Teóricos

### 2.2.1. Generalidades Distrito Gas Anaco

El Distrito Gas Anaco (DGA) se encuentra geográficamente ubicado en la parte central del estado Anzoátegui, abarcando parte de los estados Monagas y Guárico con un área aproximada de 13.400 km<sup>2</sup>. El Distrito Gas Anaco fue nombrado “Centro Gasífero de Venezuela” en el año 1999 consolidándose progresivamente como el centro de producción y manejo de gas para el país. Es un Distrito importante porque posee yacimientos petrolíferos productores de hidrocarburos livianos y condensados, así como también grandes cantidades de gas natural. El Distrito se encuentra formado por dos grandes áreas operacionales: El Área Mayor de Oficina (AMO), integrada por los campos Soto-Mapiri, la Ceibita, Zapatos, Mata R y Aguasay y el Área Mayor de Anaco (AMA), integrada por los campos Santa Rosa, Guarío, San Joaquín, Santa Ana, El toco, y el Roble (Figura 2.1).<sup>[4]</sup>



**Figura 2.1. Distrito Gas Anaco**

El Área Mayor de Anaco se encuentra ubicada en la cuenca Oriental de Venezuela, sub cuenca de Maturín. Está situada en el bloque levantado al Norte del corrimiento de Anaco, cuyo rumbo aproximado es de N 50° E a lo largo del cual resalta la presencia de una serie de domos, que son las estructuras donde se localizan las

acumulaciones de hidrocarburos de la región y las cuales han dado origen a una serie de Campos. El Campo San Joaquín se encuentra ubicado aproximadamente a ocho kilómetros al suroeste de la población de Anaco, en la parte central del Estado Anzoátegui, Cuenca Oriental de Venezuela este Campo fue descubierto en el año 1954, muestra tres domos y un pronunciado declive hacia el noroeste denominado Campo Guarío.

Al Norte de San Joaquín se encuentra el Campo el Roble, donde el entrapamiento parece ser una terraza formada dentro del flanco Noroeste del levantamiento San Joaquín-Guarío. Estos Campos se encuentran en el lado deprimido de la falla normal que atraviesa el Área Mayor de Anaco, siendo este el componente estructural que limita la disposición de los fluidos en el cuadrángulo San Joaquín – Guarío - El roble, estableciéndose yacimientos independientes en ambos lados de las fallas, salvo algunas excepciones donde los yacimientos exceden el nivel sellante de la misma y se extiende a ambos lados de la falla. <sup>[5]</sup>

### **2.2.2. Perforación de un Pozo**

La única manera de saber realmente si hay petróleo en el sitio donde la investigación geológica 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.

### **2.2.3. Tipos de Perforación**

#### **2.2.3.1 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.

### **2.2.5. 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.

### **2.2.6. 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.

### **2.2.7 Sarta de Perforación**

Está compuesta de tubería de perforación y una tubería especial de paredes gruesa llamadas portamechas. El fluido circula a través de ellas al igual que la tubería de perforación. Transmite la potencia hidráulica a la mecha para poder perforar.

- Sarta vertical: Es una sarta estándar que no tiene posibilidades de ser redireccionada es la más común y solo está en sentido vertical.
- Sarta Direccional: Es una sarta que posee movimiento en su extremo inferior haciendo posible la perforación de pozos inclinados con desvío.

### **2.2.8. Tubería de Perforación**

Constituyen la mayor parte de la sarta de perforación, esta soportada en la parte

superior por el cuadrante, el cual transmite la rotación a través de la mesa rotatoria. Un tubo de perforación mide aproximadamente 30 pies, cada tubo tiene 2 roscas, una interna denominada caja y otra externa conocida como espigas o pin. Cuando se conecta un tubo a otro la espiga se inserta en la caja y la conexión se enrosca. La tubería de perforación puede sufrir falla originada por corrosión, la cual comienza generalmente en el interior de la tubería. (Figura 2.2)



**Figura 2.2. Tubería de Perforación**

### **2.2.9 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, mediante el cumplimiento de ciertas funciones. <sup>[6]</sup> (En la figura 2.3) Se muestra el recorrido del fluido de perforación.

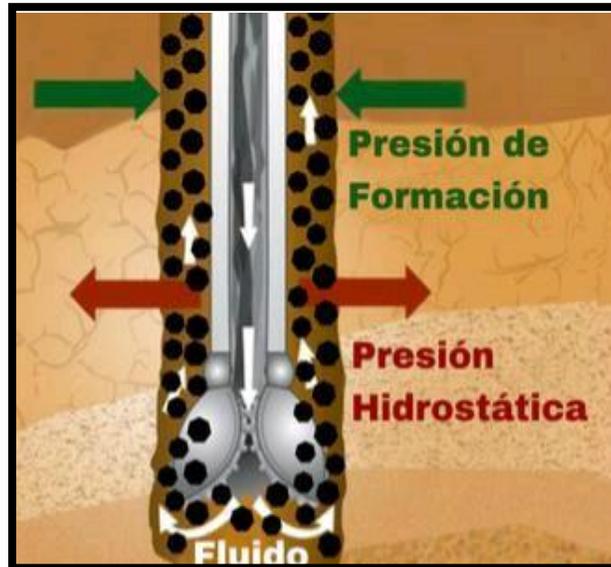


Figura 2.3. Recorrido del Fluido de Perforación

- **Factores a considerar en la selección de un 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:

- **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.
- **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

- **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. Perdida de circulación
  5. Contaminación del fluido de perforación
- **Altas temperatura y Altas presión:** al perforar pozos con altas temperaturas y presión, se debe selección 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)
- **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.
- **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.
- **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:

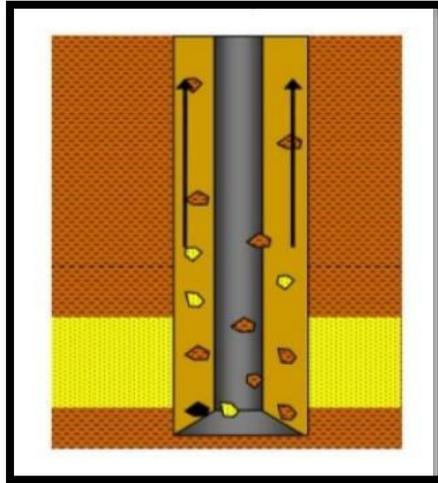
1. Presencia de derrumbes
2. Tendencia al empacamiento de la sarta de perforación
3. Excesivos arrastres al sacar la sarta
4. Continuos repasos de agujeros al meter la sarta
5. Altos torques
6. Constantes pegadura de la sarta

### **2.2.10. 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 Ripios 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 2.4)



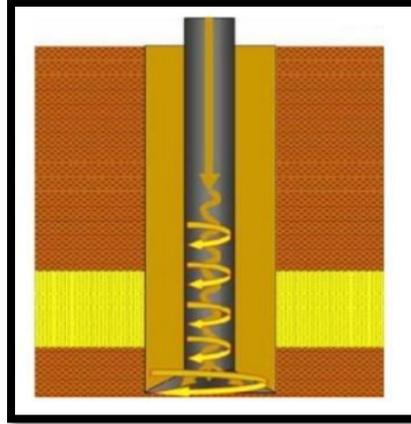
**Figura 2.4. Acarreo de Recortes a Superficie.**

- **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.

- **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 retriturrará 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 2.5)



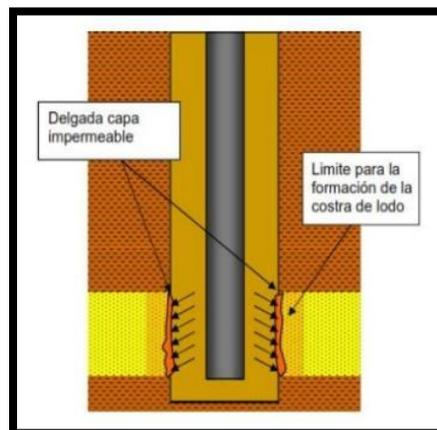
**Figura 2.5. Transmitir Potencia Hidráulica a la Mecha.**

- **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.

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

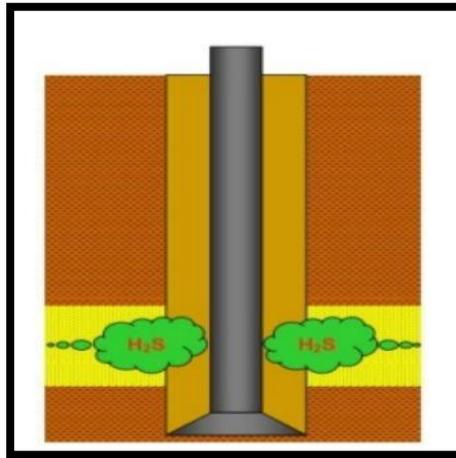
Una torta o revoque de fluido frente a las paredes del hoyo, evita que parte del fluido pase a las formaciones, dañando zonas de producción, así mismo, es necesario la estabilidad de dichas paredes, que eviten la caída de las mismas al fondo del pozo con resultados muy severos al proceso. (Figura 2.6)



**Figura 2.6. Formación de un revoque en las paredes del pozo.**

- **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 2.7)



**Figura 2.7. Prevenir la Corrosión.**

- **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.

- **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.

- **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

### **2.2.11. 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:

- **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:

- **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.

- **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.

- **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.

- **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>[7]</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:

- **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 viscosificadores y a los Polímeros reductores de filtrado contra la degradación térmica hasta temperaturas de por lo menos 300°F.

- **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.

- **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 ° F, para evitar la gelificación en alto grado. Soportan contaminación con sal hasta concentraciones de 60.000 ppm.

### **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.

### **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, anhídritas 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>[7]</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.

- **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.

### **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.

- **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.

### **2.2.12 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:

- **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.

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

### **2.2.13 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. <sup>[8]</sup>

- **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.

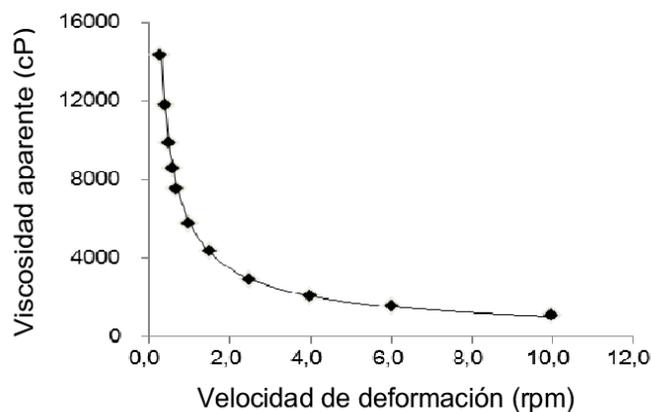
Las principales son:

- **Viscosidad Plástica**

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 sólidos llevan a una alta fricción que aumentara la viscosidad plástica. El disminuir el tamaño de los sólidos a volúmenes constantes también aumenta la viscosidad plástica debido a que hay un aumento en el área de contacto entre las partículas que aumentan la fricción.

- **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 2.8)



## Figura 2.8. Viscosidad Aparente

- **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.

- **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.

- **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 anular, 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 2.9).

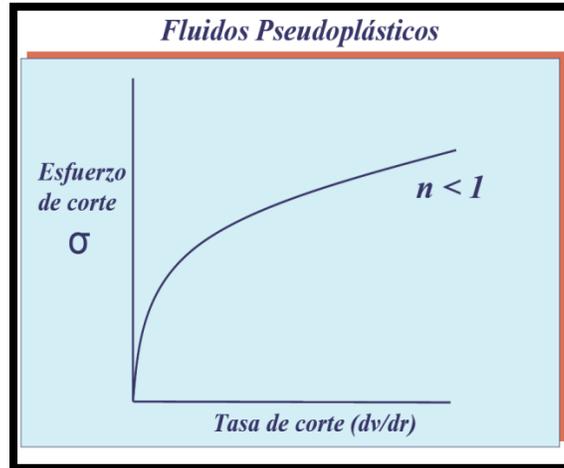


Figura 2.9. Comportamiento de Fluidos Pseudoplásticos

#### 2.2.14 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:

- **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.

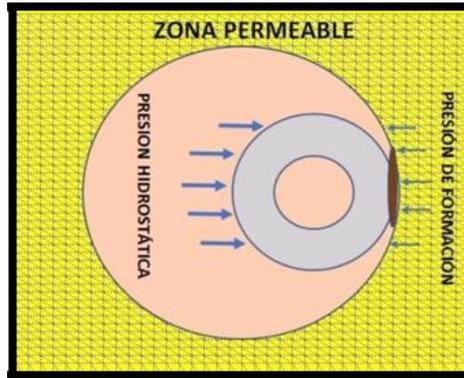
- **Falla del Hoyo por Colapso**

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

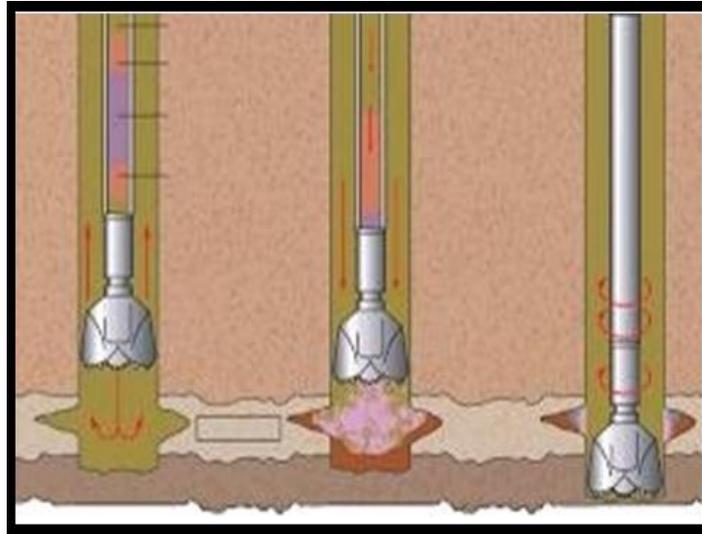
mayor a la presión de formación) y bajas pérdidas de filtrado ayudan a controlar el problema (Figura 2.10). El fluido de perforación debe tener una concentración mínima de sólidos. Los lubricantes pueden ayudar en muchos casos, especialmente si se usan fluidos de bajas densidades.



**Figura 2.10. 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>[9]</sup> (En la figura 2.11). Se muestra un ejemplo.



**Figura 2.11. 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.

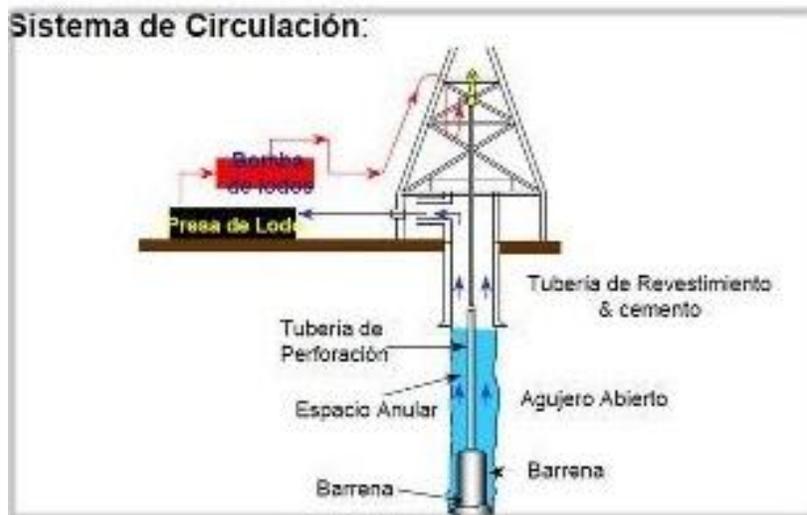
- **Clasificación de la pérdida de Circulación**

- 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 sólidos: 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 2.12).



**Figura 2.12. Sistema De Circulación.**

- **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.

### **2.2.15. Problemas que se pueden presentar en el hoyo**

Durante la perforación de un pozo se puede presentar diferentes problemas, estos problemas pueden estar asociados a la operación de perforación (problemas con el lodo, pérdida de circulación, pega de tuberías, entre otras) y/o debidos a la formación (estabilidad del hoyo, formaciones sensibles, etc.)

- **La pega de tubería:** es uno de los problemas que se pueden presentar durante una operación de perforación y pueden generarse de varias formas: causados por una obstrucción o restricción física (empaquetamiento del pozo o puente y/o perturbación en la geometría del hoyo) o por presión diferencial.
- **Formaciones reactivas:** Arcillas sensibles al agua (esmeclita) se hinchan al absorber agua del lodo, lo que puede originar un atascamiento del BHA. Este problema ocurre generalmente con lodo base agua, pero puede ocurrir en lodos base aceite, dependiendo de la salinidad de la formación con relación a la de la fase acuosa del lodo. Para prevenirlo es necesario correr revestidor para proteger este tipo de formación; mantener propiedades del lodo dentro de sus especificaciones; utilizar lodos base aceite con salmueras concentradas.
- **Formaciones poco consolidadas, fracturadas, falladas o presurizadas:** Las altas velocidades de circulación genera un efecto de sensibilidad que puede causar presiones altas de tal forma que aumentan los esfuerzos en las paredes del hoyo originándose astillamiento. Para prevenirlo no se debe exceder las velocidades de tasas de limpieza y retorno de circulación; chequear constantemente el estado del hoyo; detener y circular si es

necesario antes de perforar a través de zonas de fuerte potencial de pérdida; limitar velocidad de rotación a repasar estas zonas; restringir velocidades de viaje a través de formaciones fracturadas.

## **CAPÍTULO III**

### **MARCO METODOLÓGICO**

#### **3.1. Nivel de la investigación**

Un concepto antiguo, pero de gran vigencia con respecto al significado de una investigación, es el definido por los autores Cerro y Bervian (1989), quienes expresan que se trata de una actividad encaminada a la solución de problemas, cuyo objetivo consiste en hallar respuestas a preguntas mediante el empleo de procesos científicos. Al respecto, Arias (2006) define al nivel de la investigación como el grado de profundidad con que se aborda un fenómeno u objeto de estudio.

Según el nivel, la investigación se clasificó en investigación descriptiva y explicativa; descriptiva porque consistió en la caracterización de un hecho con el fin de establecer su estructura o comportamiento y explicativa porque se encargó de buscar el porqué de los hechos mediante el establecimiento de relaciones causa-efecto. En base a esto, la investigación se centró en la identificación de pozos perforados en diversos Campos y la consecuente descripción de los problemas operacionales presentados durante las operaciones de perforación, creando y evaluando matrices explicativas que detallen las variables involucradas en el proceso, con el fin de evitar acontecimientos similares en el área durante las futuras labores de perforación.

#### **3.2. Diseño de la investigación**

El diseño de la investigación se refiere a la estrategia que adopta el investigador para responder al problema, dificultad o inconveniente planteado en el estudio. Considerando las características presentes en la investigación titulada Análisis de los tipos de Fluidos de Perforación en los Campos Santa Rosa y El Roble, pertenecientes al Área Mayor de Anaco; se estableció que el diseño de la misma es de tipo documental. Esto debido a que la investigación se encuentra principalmente basada en la búsqueda, recuperación, análisis, crítica e

interpretación de datos secundarios, obtenidos y registrados por los trabajadores presentes en las actividades de perforación desarrolladas durante el período comprendido entre los años 2008 al 2016, quienes dejaron constancia de los hechos ocurridos en los Campos Santa Rosa y El Roble, a través de fuentes documentales, de tipo impresas, audiovisuales y electrónicas; las cuales se encuentran bajo el resguardo del Distrito Gas Anaco.

El propósito fundamental del desarrollo de este diseño es el aporte de nuevos conocimientos, los cuales serán suministrados por medio de matrices por pozo capaces de determinar la relación existente entre el fluido de perforación empleado en la fase de perforación y los problemas operacionales suscitados durante su empleo, como base para ser considerados al momento de la realización de futuros programas de perforación en el área, disminuyendo de esta forma, los tiempos no productivos producidos por la ocurrencia de los inconvenientes presentados en las actividades realizadas con anterioridad en los diferentes Campos.

### **3.3. Población y muestra**

Arias (2006), define a la población como el conjunto finito o infinito de elementos con características comunes para los cuales serán extensivas las conclusiones de la investigación, y que se encuentra delimitada por el problema y por los objetivos del estudio. Mientras que la muestra es un subconjunto representativo y finito que se extrae de la población accesible. Definiendo a una muestra representativa como aquella que por su tamaño y características similares a las del conjunto, permite hacer inferencias o generalizar los resultados al resto de la población con un margen de error conocido. Según lo mencionado, la población corresponde al Distrito Gas Anaco, y la muestra considerada para el estudio estuvo representada por los pozos perforados en los Campos Santa Rosa y el Roble, desde el 2008 hasta el 2016.

### **3.4. Procedimiento Metodológico**

#### **3.4.1. Revisión Bibliográfica**

Según Hart (1998), la revisión bibliográfica consiste en la selección de los documentos disponibles sobre el tema de estudio, que contengan información, ideas, datos y evidencias por escrito sobre un punto de vista en particular para cumplir con los objetivos o expresar determinadas opiniones sobre la naturaleza del tema y la forma en que se va a investigar, así como la evaluación eficaz de estos documentos en relación con la investigación que se propone. Se recopiló la información necesaria para la base teórica y el desarrollo adecuado de los objetivos. Consistió en la consulta de textos, guías, manuales, informes, libros, tesis y publicaciones, material que contribuyó con el enriquecimiento y fortalecimiento de los términos técnicos y conocimientos para la elaboración del trabajo de grado, con el propósito de hacer uso de la crítica y los estudios anteriores de una manera ordenada, precisa y analítica

#### **3.4.2 Identificar los pozos perforados en los Campos Santa Rosa y el Roble entre los años 2008 y 2016 que presentaron problemas operacionales por el fluido de perforación.**

En cuanto a la identificación de los pozos perforados, se realizó una revisión y la en los Campos Santa Rosa y El Roble, a partir de una base de datos del Distrito Gas Anaco, en el periodo comprendido desde el año 2008 hasta el año 2016. Se observó, que la base de datos derivó de la construcción de un modelo de subsuelo, que fue utilizado como elemento clave del proceso de planificación de cada pozo, lo que conllevó a la creación del programa de perforación más adecuado para cada Campo.

Ese proceso de optimización multidisciplinario fue ejecutado por los Ingenieros de perforación y Geólogos del área, quienes equilibraron los requerimientos de ubicación de objetivos, los costos y la factibilidad de la operación. Además, de considerar factores como el diseño de revestidores, las necesidades

de completación, las características presentes en los Campos, el tamaño y la selección del taladro, los problemas del personal, los costos, el diseño del cemento, la sarta de perforación, el ensamblaje de fondo, y la disponibilidad de equipos, durante el período comprendido para el estudio.

El programa de perforación seleccionado para cada pozo, tenía como finalidad optimizar la ubicación y la trayectoria del mismo, y a su vez, minimizar el riesgo de inestabilidad del pozo y de atascamientos por presión diferencial, mejorar la productividad de cada Campo y aumentar el ritmo de aprendizaje entre los trabajadores del Distrito Gas Anaco. También, permitió identificar aquellas secciones durante las cuales los riesgos geológicos, como la presión de poro, la presión de fractura y otros factores de inestabilidad, pudiesen comprometer la integridad del pozo. Sin embargo, durante la perforación se adquirieron datos que se interpretaron, modificando o actualizando el programa, pasando de ser un documento estático para convertirse en un documento dinámico. Este proceso resultó válido para los pozos perforados a lo largo de toda la vida del Campo y se fundamentó en las tres etapas principales que rigen la existencia misma de un pozo: el desarrollo de un plan adecuado, la ejecución del mismo y el aprendizaje continuo a partir del proceso en marcha. Fueron consideradas todas las fuentes de datos relacionados, principalmente los reportes de perforación y sus interpretaciones.

Los datos fueron reflejados en una tabla, para mostrar de manera más ordenada los pozos perforados en el Área Mayor de Anaco en el periodo de tiempo establecido (tabla 3.1). De igual forma, en la tabla 3.2 se reflejan la totalidad de pozos perforados por Campo, objeto de este estudio.

**Tabla 3.1. Representación de Datos de Pozos Perforados en el Área Mayor de Anaco**

Periodo	Campo San Joaquín	Campo Guarió	Campo El Roble	Santa Ana	Santa Rosa	El Toco	Total

**Tabla 3.2. Representación de Datos de Pozos Perforados por Campo**

Período	Campo Santa Rosa	Campo El Roble	Total
2008			
2009			
2010			
2011			
2012			
2013			
2014			
2015			
2016			

#### **3.4.2.1 Pozos perforados que presentaron problemas operacionales por el fluido de perforación entre el año 2008 hasta el 2016.**

Tomando como base el análisis del área y luego de establecer los pozos perforados, se identificaron los que presentaron problemas operacionales, especificando cuál o cuáles fueron aquellos eventos adversos durante la operación que requirieron de una atención o tratamiento. Y considerando factores como severidad, recurrencia del evento, impactos y problemas asociados; al igual que aquellos eventos cuyas causas no fueron fácilmente identificables. Una vez identificados los pozos que presentaron problemas operacionales con el fluido de perforación en cada Campo durante los años 2008 al 2016, se resaltó la información relacionada con dichos pozos para tener un completo entendimiento del problema, incluyendo, las fallas

operacionales y sus respectivos impactos asociados, ya sean de seguridad, ambientales, de producción y de costos de mantenimiento.

Una característica esencial de esta fase es que la misma se encuentra enfocada en descubrir los hechos que demuestran realmente cómo ocurrió el evento, incluyendo información de antes, durante y después de la ocurrencia, además de documentar, la participación del personal y medidas adoptadas. De la totalidad de pozos perforados en cada Campo fueron reflejados en una tabla únicamente los que presentaron problemas operacionales durante sus actividades de perforación, independientemente del año en el que fueron perforados, con el fin de determinar cuántos pozos por Campo presentaron inconvenientes. Los resultados fueron suministrados como se indica en la tabla 3.3, indicando el nombre de cada pozo involucrado.

**Tabla 3.3. Representación de Datos de Totalidad de Pozos por Campo con Problemas Operacionales**

Campo Santa Rosa	Campo El Roble
<b>Total:</b>	<b>Total:</b>

### **3.4.3 Construir matrices por pozos de los tipos de fluido y problemas operacionales presentes durante el proceso de perforación en los campos Santa Rosa y el Roble.**

En el objetivo anterior se logró se identificar los problemas potenciales, constatando los métodos para detectarlos que fueron sugeridos a lo largo del historial de programas de perforación de los diferentes pozos de cada Campo, durante el período comprendido entre 2008 hasta 2016, y elaborando planes de contingencia para completar los programas de perforación futuros en los Campos Santa Rosa y El Roble. Generando así, un esquema donde se relacionó la geometría de cada pozo, la información geológica y los problemas que se presentaron, junto a los planes de contingencia por medio de matrices. Haciendo énfasis que durante la

perforación se deben evaluar las condiciones del pozo para detectar cualquier problema nuevo que pudiera surgir. Una planificación detallada antes de que se presente un problema y la correcta identificación del mismo, permitirán reducir los riesgos de pérdidas y, al mismo tiempo, incrementar el rendimiento en forma significativa.

Los problemas operacionales se identificaron teniendo en cuenta diversos factores, como lo son el tipo de operación y el procedimiento específico que se realizó en el momento en que se presentó el problema; el tipo de riesgo y sus consecuencias; la gravedad del mismo y la probabilidad de que se produzca nuevamente. Se seleccionó la matriz, ya que es una forma visible de ordenar los datos y consiste en una manera ordenada y estructurada de interpelar la realidad con la teoría para hacerla entendible, con la finalidad de sistematizar la información recolectada durante la investigación científica y de esta forma resolver el problema planteado por la misma. Una vez recolectado los datos, se procedió a procesar y analizar los mismos.

La elaboración de la matriz por pozo con información referente a los tipos de fluidos y problemas operacionales presentes durante el proceso de perforación en los Campos Santa Rosa y el Roble, desde el 2008 hasta el 2016, fue realizada por medio de la herramienta computacional Microsoft Excel. Se consideró el diseño de los pozos de cada Campo, distinguiéndose la etapa de perforación y el revestidor comúnmente usado, en concordancia con la estructura geológica y columna litoestratigráfica del área, el tipo de fluido de perforación empleado en cada pozo y el rango de densidad manejada durante las operaciones. Finalmente, los problemas operacionales suscitados en los diferentes Campos, por pozo y en cada fase. Todo ello desde el año 2008, hasta el 2016 (Tabla 3.4).

**Tabla 3.4. Matriz por pozo de problemas operacionales según etapas de perforación.**

Pozo	Etapa	Tipo de Lodo	Rango de Densidad	Problema

**3.4.4. 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.**

El Distrito Gas Anaco está constituido por dos grandes Áreas, el Área Mayor de Anaco y el Área Mayor de Oficina. A su vez, el Área Mayor de Anaco está formada por seis Campos, los cuales son Santa Rosa, San Joaquín, Guarío, El Roble, Santa Ana y El Toco. Sin embargo, durante el período comprendido entre 2008 a 2016 se notó un incremento en los problemas operacionales en dos Campos, los cuales son objeto de este estudio. Por lo tanto, se evaluaron las matrices de datos realizadas en el objetivo anterior, determinando la relación existente entre el tipo de fluido empleado y los problemas operacionales ocurridos, en los pozos de cada uno de los Campos. 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 mencionados que pretendan culminar en un pozo completado.

El grado de éxito o fracaso del proceso de perforación y la eficacia del pozo, están determinados por la calidad de esas decisiones. La toma de decisiones en forma efectiva dependerá de contar con una visión clara de las condiciones actuales de los pozos que forman parte del Campo, además de comprender las consecuencias de cada decisión tomada, y de estar preparados para el futuro con planes de contingencia. De esta forma se pueden tomar mejores decisiones ya no bajo una situación de estrés que rodea a un incidente, sino antes de que éste se produzca, cuando la capacidad para tomar decisiones no se encuentre disminuida por la ansiedad y la presión. El incremento de la eficacia de la perforación mediante

el manejo adecuado de los problemas operacionales constituirá un camino seguro para que se puedan alcanzar los objetivos futuros de mayor productividad y por lo tanto mejor rendimiento económico en los Campos Santa Rosa y El Roble; en base al análisis de los resultados obtenidos y la búsqueda de la ocurrencia de los hechos.

## CAPÍTULO IV

### ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

En este capítulo se presenta el análisis de los resultados basado en la metodología del capítulo III y de acuerdo a los objetivos específicos planteados, tal como se muestra a continuación.

#### 4.1. Identificar los pozos perforados en los Campos Santa Rosa y el Roble entre los años 2008 y 2016 que presentaron problemas operacionales por el fluido de perforación.

Se determinó que en el Área Mayor de Anaco fueron perforados noventa y seis (96) pozos durante el período comprendido entre los años 2008 al 2016. En la tabla 4.1 se observa que la mayor cantidad de pozos perforados durante ese tiempo correspondió a quince (15) pozos en el año 2013, y la menor cantidad de pozos perforados se ubicó en el año 2016, con una totalidad de seis (6) pozos.

**Tabla 4.1. Pozos Perforados en el Área Mayor de Anaco desde el 2008 hasta el 2016**

Pozos Por Año	Campo San Joaquín	Campo Guarío	Campo El Roble	Santa Ana	Santa Rosa	El Toco	Total
2008	JM-258 JM-259 JM-260	G-100	RPN-076 RPN-077	AM-116	RG-277 RG-279 RG-280 RG-281 RG-282	-	12
2009	JM-261 JM-262 JM-263	G-101	-	AM-117	RG-283 RG-284	TM-048 TM-107	9
2010	JM-264 JM-265	-	-	-	RG-285 RG-286 RG-287 RG-288 RG-289	TM-108	8
2011	JM-266 JM-270 JMN-268 JMN-269 JMN-271	G-101 G-102	-	AM-119 AM-120	RM-048	TM-049	11
2012	JM-272 JM-273	G-104	-	AM-121 AM-122	RG-290 RG-291 RG-292 RG-294 RG-295	-	10
2013	JM-275 JMN-274	G-105 G-106 G-107 G-108	RPN-078	AM-123	RG-269 RG-296 RG-297 RG-298 RG-299 RM-302 RM-049	-	15
2014	-	G-109	RPN-079 RPN-080 RPN-081	-	RG-274 RG-300 RG-301 RG-305 RG-306 RM-050	TM-050 TM-051 TM-052 TM-053	14
2015	JM-277 JMN-276	-	RPN-082 RPN-083 RPN-084	AM-124	RG-307 RG-308 RG-309 RM-051 RM-052	-	11
2016	-	G-110	RPN-085	-	RG-311 RG-312	TM-109 TM-110	6

Sin embargo, el objeto de este estudio se centra en dos Campos pertenecientes a dicha área, el Campo Santa Rosa y el Campo El Roble, con un total de cuarenta y ocho (48) pozos. En la tabla 4.2 se indica que entre los dos campos la mayor cantidad de pozos se perforaron en los años 2013 y 2015, estableciéndose un promedio de ocho (8) a nueve (9) pozos perforados en cada año; de igual forma para los años 2010 y 2016 se ubicaron la menor cantidad de pozos perforados, dos (2) pozos, en el primer caso, ambos pertenecientes al Campo San Joaquín y en el segundo caso distribuidos entre los Campos Guarío y El Roble. También, se observó que en el Campo San Joaquín fueron perforados diecinueve (19) pozos, en el Campo Guarío once (11) pozos y en el Campo El Roble diez (10) pozos, por lo tanto, se realizó un mayor movimiento de actividades de perforación en el Campo San Joaquín, aún cuando no se perforó en los años 2014 y 2016. La menor cantidad de pozos perforados se ubican en el Campo El Roble, donde no existieron actividades de perforación durante los años 2009, 2010, 2011 y 2012, para un promedio de un pozo perforado por año.

**Tabla 4.2. Representación de los Campos seleccionados y pozos perforados desde el 2008 hasta el 2016**

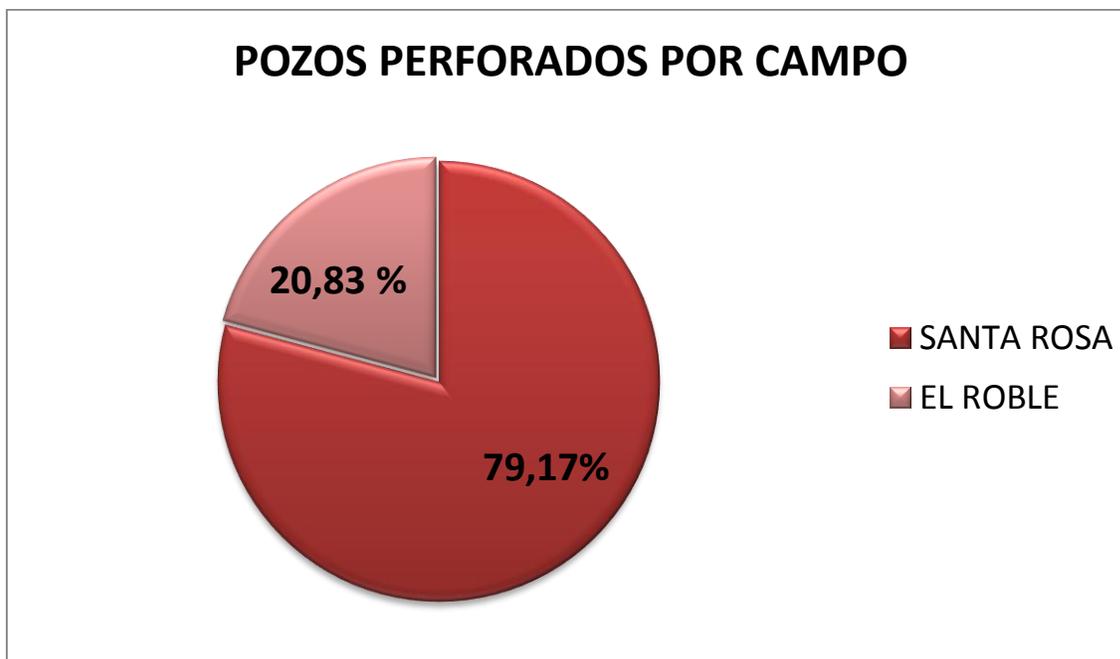
Periodo	Campo Santa Rosa	Campo El Roble	Total
2008	RG-277 RG-279 RG-280 RG-281 RG-282	RPN-076 RPN-077	7
2009	RG-283 RG-284	-	2
2010	RG-285 RG-286 RG-287 RG-288 RG-289	-	5
2011	RM-048	-	1
2012	RG-290 RG-291 RG-292 RG-294 RG-295	-	5
2013	RG-269 RG-296 RG-297 RG-298 RG-299 RM-302 RM-049	RPN-078	8
2014	RG-274 RG-300 RG-301 RG-305 RG-306 RM-050	RPN-079 RPN-080 RPN-081	9
2015	RG-307 RG-308 RG-309 RM-051 RM-052	RPN-082 RPN-083 RPN-084	8
2016	RG-311 RG-312	RPN-085	3

En la figura 4.1 se observa el porcentaje de pozos perforados por año. Se tiene que el año 2008 corresponde al 15% de la totalidad de pozos perforados desde el 2008 hasta el 2016; los años 2009 y 2014 abarcan el 10% cada uno, los años 2010 y 2016 representan el 5% cada uno. De igual forma, los años 2011 y 2013 el 17,5% cada uno, el año 2012 el 7,5% y el año 2015 el 12,5%.



**Figura 4.1. Pozos perforados por Año**

De manera detallada se tiene que el Campo Santa Rosa representa el 79,17% de la totalidad de pozos perforados en el área de estudio y el Campo El Roble representa el 20,83%, como se muestra en la figura 4.2.



**Figura 4.2. Pozos perforados por Campo**

También, se tiene que estos pozos representan el 50% de la totalidad de pozos perforados en el Área Mayor de Anaco durante los años 2008 al 2016.

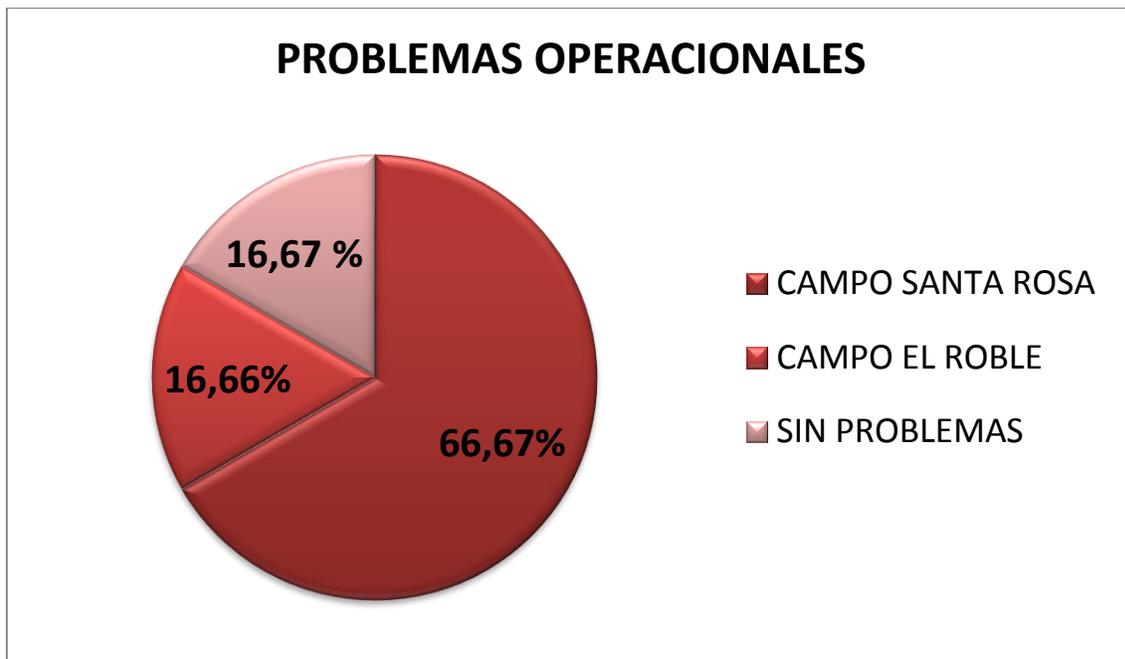
#### **4.2. Pozos perforados que presentaron problemas operacionales por el fluido de perforación entre el año 2008 hasta el 2016.**

Se identificaron cuáles de los pozos perforados establecidos anteriormente que presentaron problemas operacionales vinculados al fluido de perforación. En la tabla 4.3 se indica que en el Campo Santa Rosa treinta y dos (32) pozos presentaron inconvenientes, mientras que en El Roble se establecieron ocho (8) pozos con problemas operacionales por fluidos de perforación, en cada uno de los casos. Realizando un comparativo con la totalidad de pozos perforados se tiene que en el Campo Santa Rosa los pozos RG- 280, RG-286, RG-287, RG-298, RG-300 y RG-305 no presentaron inconveniente alguno. Mientras que en el Campo El Roble, correspondieron al RPN-076 y RPN 085. Por lo tanto, de los cuarenta y ocho (48) pozos perforados, cuarenta fueron identificados con inconvenientes, representando el 83,33% de la totalidad.

**Tabla 4.3. Pozos identificados con problemas operacionales**

Campo Santa Rosa	Campo El Roble
RG-277	RPN-077
RG-279	RPN-078
RG-281	RPN-079
RG-282	RPN-080
RG-283	RPN-081
RG-284	RPN-082
RG-285	RPN-083
RG-288	RPN-084
RG-289	
RM-048	
RG-290	
RG-291	
RG-292	
RG-294	
RG-295	
RG-269	
RG-296	
RG-297	
RG-299	
RM-302	
RM-049	
RG-274	
RG-301	
RG-306	
RM-050	
RG-307	
RG-308	
RG-309	
RM-051	
RM-052	
RG-311	
RG-312	
<b>TOTAL: 32</b>	<b>TOTAL: 8</b>

Como se indica en la figura 4.3, el Campo Santa Rosa abarcó el 66,67% de los problemas operacionales vinculados al fluido de perforación, el Campo El Roble represento el 16,66%. Y los pozos de los dos Campos que no presentaron inconvenientes, formaron parte del 16,67%. El principal inconveniente presentado en el área correspondió a pérdida de circulación, lo que desencadenaba en otros problemas, tales como pega de tubería.



**Figura 4.3. Problemas operacionales**

**4.3 Construir matrices por pozos de los tipos de fluido y problemas operacionales presentes durante el proceso de perforación en los campos Santa Rosa y el Roble.**

En la tabla 4.4 se muestran los principales problemas operacionales ocurridos durante la perforación de la etapa superficial de los pozos pertenecientes al Campo El Roble, se observa que para unos casos se empleó una fase de 20 pulgadas de diámetro y en un pozo una fase de 13 5/8 pulgadas de diámetro, empleando un lodo base agua con densidad de 12,5 lpg en ambos casos. Se observó mecha embolada, taponamiento y atascamiento de la tubería.

**Tabla 4.4. Campo El Roble Etapa Superficial**

Pozo	Etapa	Tipo de Lodo	Rango de Densidad	Problema
RPN-77 RPN-78 RPN-79 RPN-80 RPN-82 RPN-83 RPN-84	<b>FASE DE 20 PULGADA S</b>	<b>BASE AGUA</b>	<b>12,5</b>	<b>MECHA EMBOLODA Y TAPONAMIENTO</b>
RPN-81	<b>FASE DE 13 5/8 PULGADA S</b>	<b>BASE AGUA</b>	<b>12,5</b>	<b>MECHA EMBOLODA Y ATASCAMIENTO DE HERRAMIENTA</b>

Para la etapa intermedia de dicho Campo, se realizaron dos escenarios de perforación. El primero de ellos se indica en la tabla 4.5 y estaba representado por un revestidor de 13 3/8 pulgadas y lodo de perforación con rango de densidad entre 9,4 y 12,5 lpg, variando base agua, inverso y base aceite. En todos los escenarios se presentó embolamiento de la mecha y en los tres últimos casos pérdida de circulación. El segundo escenario, se muestra en la tabla 4.6, donde la fase de perforación estaba constituida por un revestidor de 9 5/8 pulgadas y lodo de perforación con densidades entre 9 a 12,8 lpg, constatándose pérdida de circulación en la mayoría de los casos y un proceso exitoso, sin inconveniente alguno, al emplear lodo base aceite.

Tabla 4.5. Campo El Roble Etapa Intermedia Caso 1

Pozo	Etapa	Tipo de Lodo	Rango de Densidad	Problema
RPN-77	FASE DE 13 3/8 PULGADAS	BASE AGUA / INVERSO	9,4 a 12,5	MECHA EMBOLADA Y TAPONAMIENTO
RPN-78	FASE DE 13 3/8 PULGADAS	BASE AGUA	9,4 a 12,5	MECHA EMBOLADA Y PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN
RPN-80 RPN-83	FASE DE 13 3/8 PULGADAS	BASE AGUA / BASE ACEITE	9,4 a 12,5	MECHA EMBOLADA Y PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN
RPN-84	FASE DE 13 3/8 PULGADAS	BASE AGUA	9,4 a 12,5	MECHA EMBOLADA, TAPONAMIENTO Y PéRDIDA DE CIRCULACIÓN

Tabla 4.6. Campo El Roble Etapa Intermedia Caso 2

Pozo	Etapa	Tipo de Lodo	Rango de Densidad	Problema
RPN-77	FASE DE 9 5/8 PULGADAS	BASE ACEITE	9 a 12,8	PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN Y CONTACTO DE PEGA DE TUBERÍA
RPN-78	FASE DE 9 5/8 PULGADAS	BASE AGUA / DRILL IN	9 a 12,8	MECHA EMBOLADA Y PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN EN EL SISTEMA

RPN-79	<b>FASE DE 9 5/8 PULGADAS</b>	<b>BASE AGUA / DRILL IN</b>	<b>9 a 12,8</b>	<b>MECHA EMBOLODA</b>
RPN-80	<b>FASE DE 9 5/8 PULGADAS</b>	<b>100% ACEITE / DRILL IN</b>	<b>9 a 12,8</b>	<b>PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN</b>
RPN-81	<b>FASE DE 9 5/8 PULGADAS</b>	<b>BASE AGUA</b>	<b>9 a 12,8</b>	<b>PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN</b>
RPN-81	<b>FASE DE 9 5/8 PULGADAS</b>	<b>BASE AGUA</b>	<b>9 a 12,8</b>	<b>PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN</b>
RPN-82	<b>FASE DE 9 5/8 PULGADAS</b>	<b>BASE AGUA / BASE ACEITE</b>	<b>9 a 12,8</b>	<b>MECHA EMBOLODA Y PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN EN EL SISTEMA</b>
RPN-83	<b>FASE DE 9 5/8 PULGADAS</b>	<b>BASE ACEITE</b>	<b>9 a 12,8</b>	<b>SIN PROBLEMA</b>
RPN-84	<b>FASE DE 9 5/8 PULGADAS</b>	<b>BASE AGUA / BASE ACEITE</b>	<b>9 a 12,8</b>	<b>MECHA EMBOLODA, PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN, CONTACTO CON PEGA DE TUBERÍA</b>

Para la fase de producción, en las tablas 4.7 y 4.8 se indican los principales problemas operacionales suscitados al emplear revestidor de 7 5/8 pulgadas y 7 pulgadas con fluido de perforación de densidades entre 9 a 12,3 lpg y revestidor de 5 ½ pulgadas con fluido de perforación de 7,6 a 11,8 lpg. Para esta fase se emplearon lodos base aceite y drill in. En estos pozos se presentaron inconvenientes de pérdida de circulación, pega de tubería y mecha embolada.

Tabla 4.7. Campo El Roble Etapa Producción Caso 1

Pozo	Etapa	Tipo de Lodo	Rango de Densidad	Problema
RPN-77	FASE DE 7 5/8 PULGADAS	BASE ACEITE	9 a 12,3	PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN Y PEGA DE TUBERÍA
RPN-80	FASE DE 7 5/8 PULGADAS	BASE ACEITE	9 a 12,3	PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN
RPN-78 RPN-79 RPN-82 RPN-83	FASE DE 7 PULGADAS	DRILL IN	9 a 12,3	PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN
RPN-84	FASE DE 7 PULGADAS	DRILL IN	9 a 12,3	SIN PROBLEMA

Tabla 4.8. Campo El Roble Etapa Producción Caso 2

Pozo	Etapa	Tipo de Lodo	Rango de Densidad	Problema
RPN-77	FASE DE 5 1/2 PULGADAS	DRILL IN	7,6 a 11,8	PEGA DE TUBERÍA, INFLUJO DE LODO
RPN-80	FASE DE 5 1/2 PULGADAS	DRILL IN	7,6 a 11,8	PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN

El Campo Santa Rosa, presentó en gran proporción mecha embolada y pérdidas de circulación en cada una de las etapas, superficial, intermedia y de producción, como se observa en las tablas 4.9, 4.10, 4.11, 4.12 y 4.13. En las etapas superficial e intermedia predominaron los lodos base agua. Mientras que, en la etapa de producción, los comúnmente utilizados fueron drill in y viscoelástico, lodos que no fueron empleados en el Campo El Roble.

**Tabla 4.9. Campo Santa Rosa Etapa Superficial**

Pozo	Etapas	Tipo de Lodo	Rango de Densidad	Problema
RG-277 RG-279 RG-281 RG-282	<b>FASE DE 20 PULGADAS</b>	<b>BASE AGUA</b>	<b>12,5 a 12,7</b>	<b>MECHA EMBOLADA</b>
RG-283 RG-284 RG-285 RG-288 RG-289	<b>FASE DE 20 PULGADAS</b>	<b>BASE AGUA</b>	<b>12,5 a 12,7</b>	<b>MECHA EMBOLADA, TAPONAMIENTO Y PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN</b>
RM-048 RG-290 RG-291	<b>FASE DE 20 PULGADAS</b>	<b>BASE AGUA</b>	<b>12,5 a 12,7</b>	<b>MECHA EMBOLADA</b>
RG-292 RG-294 RG-295 RG-269 RG-296 RG-297	<b>FASE DE 20 PULGADAS</b>	<b>BASE AGUA</b>	<b>12,5 a 12,7</b>	<b>MECHA EMBOLADA, TAPONAMIENTO</b>
RG-299 RM-302 RM-049 RG-274 RG-301 RG-306 RM-050 RG-307	<b>FASE DE 20 PULGADAS</b>	<b>BASE AGUA</b>	<b>12,5 a 12,7</b>	<b>MECHA EMBOLADA</b>
RG-308 RG-309 RM-051 RM-052	<b>FASE DE 20 PULGADAS</b>	<b>LIGNOSULFONATO</b>	<b>12,5 a 12,7</b>	<b>MECHA EMBOLADA</b>
RG-311 RG-312	<b>FASE DE 13 5/8 PULGADAS</b>	<b>BASE AGUA</b>	<b>12,5 a 12,7</b>	<b>PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN</b>

Tabla 4.10. Campo Santa Rosa Etapa Intermedia Caso 1

Pozo	Etapa	Tipo de Lodo	Rango de Densidad	Problema
RG-277 RG-279	<b>FASE DE 13 3/8 PULGADAS</b>	<b>BASE AGUA</b>	<b>10,5 a 12,5</b>	<b>MECHA EMBOLADA, PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN EN EL SISTEMA</b>
RG-283 RG-284 RG-285	<b>FASE DE 13 3/8 PULGADAS</b>	<b>BASE AGUA</b>	<b>10,5 a 12,5</b>	<b>MECHA EMBOLADA, TAPONAMIENTO</b>
RG-288 RG-289	<b>FASE DE 13 3/8 PULGADAS</b>	<b>BASE AGUA</b>	<b>10,5 a 12,5</b>	<b>MECHA EMBOLADA, PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN EN EL SISTEMA</b>
RM-048 RG-290 RG-291	<b>FASE DE 13 3/8 PULGADAS</b>	<b>BASE AGUA</b>	<b>10,5 a 12,5</b>	<b>PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN EN EL SISTEMA</b>
RG-292 RG-294 RG-295 RG-269 RG-296 RG-297	<b>FASE DE 13 3/8 PULGADAS</b>	<b>BASE AGUA</b>	<b>10,5 a 12,5</b>	<b>MECHA EMBOLADA, PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN EN EL SISTEMA</b>

RG-299 RM-302	<b>FASE DE 13 3/8 PULGADAS</b>	<b>BASE AGUA</b>	<b>10,5 a 12,5</b>	<b>MECHA EMBOLADA</b>
------------------	------------------------------------	------------------	--------------------	---------------------------

**Tabla 4.11. Campo Santa Rosa Etapa Intermedia Caso 2**

<b>Pozo</b>	<b>Etapa</b>	<b>Tipo de Lodo</b>	<b>Rango de Densidad</b>	<b>Problema</b>
RG-281 RG-282	<b>FASE DE 9 5/8 PULGADAS</b>	<b>BASE ACEITE</b>	<b>8 a 12,8</b>	<b>PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN Y PEGA DE TUBERÍA</b>
RM-049 RG-274 RG-301	<b>FASE DE 9 5/8 PULGADAS</b>	<b>LODO INHIBITORIO</b>	<b>8 a 12,8</b>	<b>SIN PROBLEMAS</b>
RG-306 RM-050	<b>FASE DE 9 5/8 PULGADAS</b>	<b>BASE ACEITE</b>	<b>8 a 12,8</b>	<b>PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN</b>
RG-299 RM-302	<b>FASE DE 9 5/8 PULGADAS</b>	<b>BASE AGUA</b>	<b>8 a 12,8</b>	<b>MECHA EMBOLADA</b>
RM-049 RG-274 RG-301 RG-312	<b>FASE DE 9 5/8 PULGADAS</b>	<b>BASE AGUA</b>	<b>8 a 12,8</b>	<b>PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN</b>
RG-307	<b>FASE DE 9 5/8 PULGADAS</b>	<b>DRILL IN</b>	<b>8 a 12,8</b>	<b>PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN</b>
RG-308	<b>FASE DE 9 5/8 PULGADAS</b>	<b>BASE AGUA / BASE ACEITE</b>	<b>8 a 12,8</b>	<b>MECHA EMBOLADA Y PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN</b>
RG-309 RM-051	<b>FASE DE 9 5/8 PULGADAS</b>	<b>BASE ACEITE</b>	<b>8 a 12,8</b>	<b>PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN</b>
RM-052	<b>FASE DE 9 5/8 PULGADAS</b>	<b>BASE AGUA / BASE ACEITE</b>	<b>8 a 12,8</b>	<b>MECHA EMBOLADA Y</b>

				<b>PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN</b>
RG-311	<b>FASE DE 9 5/8 PULGADAS</b>	<b>BASE ACEITE</b>	<b>8 a 12,8</b>	<b>PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN Y PEGA DE TUBERÍA</b>

**Tabla 4.12. Campo Santa Rosa Etapa Producción Caso 1**

<b>Pozo</b>	<b>Etapa</b>	<b>Tipo de Lodo</b>	<b>Rango de Densidad</b>	<b>Problema</b>
RG-277 RG-279	<b>FASE DE 7 5/8 PULGADAS</b>	<b>DRILL IN</b>	<b>7,6 a 9</b>	<b>SIN PROBLEMAS</b>
RG-283 RG-284 RG-285	<b>FASE DE 7 5/8 PULGADAS</b>	<b>DRILL IN</b>	<b>7,6 a 9</b>	<b>PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN</b>
RG-288 RG-289	<b>FASE DE 7 5/8 PULGADAS</b>	<b>BASE AGUA</b>	<b>7,6 a 9</b>	<b>PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN Y PEGA DE TUBERÍA</b>
RM-048 RG-290 RG-291	<b>FASE DE 7 5/8 PULGADAS</b>	<b>DRILL IN</b>	<b>7,6 a 9</b>	<b>PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN E INCREMENTO DE INFLUJO</b>
RG-292 RG-294	<b>FASE DE 7 5/8 PULGADAS</b>	<b>DRILL IN / 100% ACEITE</b>	<b>7,6 a 9</b>	<b>PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN</b>
RG-295	<b>FASE DE 7 5/8 PULGADAS</b>	<b>DRILL IN</b>	<b>7,6 a 9</b>	<b>PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN</b>
RG-269	<b>FASE DE 7 5/8 PULGADAS</b>	<b>BASE ACEITE</b>	<b>7,6 a 9</b>	<b>PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN</b>
RG-296	<b>FASE DE 7 5/8 PULGADAS</b>	<b>DRILL IN</b>	<b>7,6 a 9</b>	<b>PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN</b>
RG-297	<b>FASE DE 7 5/8 PULGADAS</b>	<b>VISCOELÁSTICO</b>	<b>7,6 a 9</b>	<b>PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN</b>

Tabla 4.13. Campo Santa Rosa Etapa Producción Caso 2

Pozo	Etapa	Tipo de Lodo	Rango de Densidad	Problema
RG-281 RG-282 RM-049 RG-274	FASE DE 5 1/2 PULGADAS	DRILL IN	6,4 a 8	PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN, AUMENTO DE FLUJO
RG-301 RG-306 RM-050 RG-299 RM-302	FASE DE 5 1/2 PULGADAS	BASE AGUA	6,4 a 8	PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN
RM-049 RG-274 RG-307	FASE DE 5 1/2 PULGADAS	DRILL IN	6,4 a 8	PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN
RG-308 RG-309	FASE DE 5 1/2 PULGADAS	BASE ACEITE / DRILL IN	6,4 a 8	PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN Y PEGA DE TUBERÍA
RM-051	FASE DE 5 1/2 PULGADAS	DRILL IN	6,4 a 8	PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN Y PEGA DE TUBERÍA
RM-052	FASE DE 9 5/8 PULGADAS	VISCOELÁSTICO	6,4 a 8	PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN
RG-311	FASE DE 9 5/8 PULGADAS	100% ACEITE	6,4 a 8	PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN

RG-301	<b>FASE DE 5 PULGADAS</b>	<b>DRILL IN</b>	<b>6,4 a 8</b>	<b>SIN PROBLEMA</b>
RG-312	<b>FASE DE 4 1/2 PULGADAS</b>	<b>VISCOELÁSTICO</b>	<b>6,4 a 8</b>	<b>PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN Y PEGA DE TUBERÍA</b>

Estos eventos operaciones ocurrieron durante la perforación de los pozos en el período comprendido entre el 2008 hasta el 2016.

#### **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.**

Durante la perforación de pozos en los Campos Santa Rosa y El Roble, el objetivo principal fue la evaluación y terminación de los pozos para una producción de hidrocarburo exitosa. Resulta fundamental realizar de manera correcta la selección del fluido de perforación a emplear durante cada fase, para asegurar el éxito de las operaciones. Al no ser así, durante las actividades de perforación ocurrieron diversos problemas relacionados directa o indirectamente con el tipo y propiedades del fluido; tales como las pérdidas de circulación, problemas con las lutitas o inestabilidad del hoyo, brotes o surgencias, atrapamiento de la sarta por formaciones inestables, pega de la tubería, y daño a la formación.; siendo las mayormente ocasionadas durante los años 2008 al 2016 el embolamiento de la mecha, pega de tubería y pérdida de circulación.

El diseño de los fluidos de perforación se realiza en función de la litología, temperatura, hidráulica, tipo de pozo (exploratorio, desarrollo, o producción), fase de perforación (superficial, intermedia, de producción), perfil del agujero, programa de diámetro del hoyo y tuberías de revestimiento, profundidad del pozo, logística, daños a la formación y restricciones ambientales. También se debe evaluar la posibilidad de que el fluido se encuentre contaminado.

El empleo de un sistema de fluidos tixotrópico tiene efecto sobre las propiedades reológicas al permitir sellar más fácilmente zonas de alta permeabilidad o fractura, debido a que se incrementan las propiedades reológicas, principalmente los geles, cuando el fluido es sometido a bajas velocidades de corte, dicho efecto se interrumpe fácilmente cuando se incrementan las condiciones dinámicas del fluido sin incurrir en incrementos considerables de presión. Tal efecto permite minimizar pérdidas de circulación debido a que el fluido con efecto tixotrópico ingresa en zonas de fracturas o alta permeabilidad y cuando adquiere condiciones estáticas los geles se incrementarán considerablemente sellando la zona de pérdida. Esto garantiza condiciones favorables para la perforación de hoyos superficiales, los cuales generalmente se realizan en diámetros de hoyo grandes y con restricción de galonaje para evitar inducir pérdidas de circulación, de manera que es posible asegurar la limpieza del mismo.

Los problemas por embolamiento de la mecha y el ensamblaje de fondo (BHA) causan disminuciones en la tasa de penetración y problemas en los viajes de tuberías. Para minimizarlo es prudente tener un control estricto sobre el contenido de sólidos del sistema, por lo tanto, los equipos de control de sólidos se deberán operar continuamente. Por otro lado, los diferenciales de presión excesivos a través de las zonas permeables de bajo gradiente de presión que se pueden encontrar en la formación pueden originar pegas diferenciales de tubería. Algunos factores a tener en cuenta para reducir la posibilidad de experimentar pegas diferenciales de tubería son reducir el sobre balance al máximo como sea posible manteniendo buena limpieza del hoyo para no sobrecargar el anular, emplear un agente puenteante de los poros de las arenas para minimizar el filtrado del lodo.

Por otro lado, para evitar y minimizar la pega por empaquetamiento se debe optimizar, de acuerdo al comportamiento del hoyo la formulación de material de puenteo, sellante, asfaltos y grafitos, aplicar procedimientos de limpieza de hoyo y óptimos caudales de circulación, evitar perforar con ROP excesivas, ajustar las propiedades reológicas del fluido, y de ser posible, simular las condiciones de limpieza del hoyo con los parámetros de perforación impuestos. El personal debe estar alerta, para dar una respuesta rápida en caso de detectarse un influjo, ante el

aumento súbito de la tasa de penetración o incrementos en el caudal de retorno desde el pozo que no coincida con el caudal bombeado, con incremento en los niveles de los tanques. También, una reducción en la presión de circulación o en la densidad del lodo.

Los lodos de emulsión inversa o base aceite tienen la habilidad de estabilizar lutitas problemáticas. Un lodo base aceite tratado adecuadamente puede perforar lutitas presurizadas con un peso de lodo entre 0,2 a 0,4 lpg más bajo que lo que se hubiera necesitado con un lodo base agua. La película de aceite y emulsificante alrededor de cada gota de agua en un lodo base aceite, sirve como una membrana semipermeable a través de la cual se puede generar presión osmótica. Ya que la mayoría de las rocas que se perforan contienen agua, y debido al efecto deshidratante causado por la presión osmótica, es posible controlar el mojado por agua de las rocas usando un lodo base aceite. Debido a que se previene que las lutitas se mojen con agua y se dispersen en el lodo o se derrumben dentro del hoyo, se puede perforar un hoyo de diámetro casi exacto y reducir los problemas del mismo.

También, tiene una resistencia natural a la melificación a alta temperatura. Si se trata adecuadamente con emulsificante, viscosificante, agente de suspensión y un estabilizador se puede mantener un sistema de lodo estable que no sea afectado por las altas temperaturas que se encuentran en pozos profundos. El bajo filtrado de aceite, revoque de poco espesor y el excelente coeficiente de lubricidad del lodo base aceite, ayudan a la prevención y corrección del pegado diferencial en formaciones altamente permeables y en hoyos desviados. El uso de un lodo base aceite reducirá el torque de la tubería de perforación y el arrastre y la fase externa permitirá una máxima protección contra la corrosión de la tubería de perforación en presencia de contaminantes tales como oxígeno, Sulfuro de Hidrógeno, Dióxido de Carbono, fluidos de formación y ácidos orgánicos. Muchos de los productos del lodo base aceite contienen derivados de aminas que forman una película protectora sobre toda la superficie del sistema de circulación.

Para futuros diseños de fluidos de perforación en el área, resulta fundamental conocer las características principales del pozo, tales como ubicación, tipo de pozo,

trayectoria y profundidad. Del mismo modo se debe estar al tanto de la geología de la zona, para obtener toda la información geológica posible de la cuenca, bloque o área donde se llevará a cabo la perforación y con ello poder realizar un análisis general del tipo de formaciones que conforman el área. Por lo tanto, se debe establecer la columna litoestratigráfica o litológica donde se especifique el sitio donde será ubicado el pozo, lo que permitirá obtener más detalles acerca de la configuración de las formaciones que serán perforadas. Aunque estas suelen ser las mismas a lo largo de una cuenca sedimentaria, se presentan bloques fallados y otras anomalías geológicas que hacen que su configuración varíe, y a través de la columna se conocerán los topes, bases y espesores de las formaciones.

También, se debe estar al tanto del diseño mecánico de cada pozo a ser perforado en el Campo, y determinar problemas potenciales asociados a la perforación y las limitaciones ambientales y económicas vinculadas al fluido. Luego de diseñar el sistema de fluidos, se debe determinar el volumen requerido y recomendar el uso de equipos para el control de sólidos.

## **CAPÍTULO V**

### **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

#### **5.1. Conclusiones**

1. Durante el período comprendido entre 2008 hasta el 2016 fueron perforados 96 pozos en el Área Mayor de Anaco, de los cuales 48 pertenecen a los Campos Santa Rosa y El Roble, lo que representa un 39,58% y 10,42% respectivamente. El 50% de la totalidad de pozos perforados en el AMA.
2. De los 48 pozos perforados en los campos de estudios, 40 se identificaron con problemas operacionales lo que represento un 83,33%.
3. Después de la revisión y generación de las matrices de datos se logró determinar los problemas operacionales más comunes vinculados al problema de perforación según las fases, destacando mecha embolada con 27,63%, taponamiento con 7,89%, pega de tubería 9,21% y pérdida de circulación con 55,26% siendo este último el presentado en mayor porcentaje.
4. Los Fluidos de perforación empleados en los Campos fueron base agua, base aceite, drill in, con mayor frecuencia en las tres fases de perforación, y lignosulfonato, viscoelástico solo para ciertos pozos en específicos.

## 5.2. Recomendaciones

1. Indicar con mayor precisión la etapa y profundidad del pozo al registrar cualquier tipo de problema operacional.
2. Realizar actualizaciones constantes de la base de datos en el Área Mayor de Anaco, con el fin de permitir mejores resultados en las búsquedas de pozos.
3. Realizar una planificación detallada del pozo, para reducir los riesgos de pérdidas de circulación al mismo tiempo incrementar el rendimiento en forma significativa.
4. Considerar el empleo de lodos inhibidores de arcillas con el fin de evitar el embolamiento de la mecha y taponamiento. También, inyectar píldoras viscosas para mantener el pozo limpio y evitar pegas de tuberías.

## BIBLIOGRAFÍA

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., **“CARACTERIZACION DEL MODELO DINAMICO DEL YACIMIENTO JM-19 EN LA ARENA ME-C DEL CAMPO SAN JOAQUIN EN EL AREA 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”**, 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- Calculo). Planificación de la Perforación de pozos y selección de taladros”**, Venezuela (2008).

## BIBLIOGRAFÍA ADICIONAL

- Meza, A., & Araujo. L, (2011) Evaluación de las arcillas superficiales en los costos de la construcción de pozos del campo Santa Rosa del Distrito Gas Anaco. (Tesis pregrado). Universidad de Oriente, Venezuela.
- Golindano, C, & Indriago. J. (2009) Influencia de los fluidos de completación en el índice de productividad de la arena SJ-A en el campo San Joaquín, Distrito Gas Anaco. (Tesis pregracion). Universidad de Oriente, Venezuela.
- BAROID PETROLEUM SERVICES. “**Manual de fluidos de Baroid**”. (1995).
- SANCHEZ, E. “**Problemas Operacionales Durante la Perforación en Pozos de San Tome asociados a la Presencia de Arcillas**”. Proyecto 5902- perf, PDVSA- Intevp, los Teques, (2000).
- Salas, R. “**FLUIDOS DE PERFORACION**”. Fondo Editorial Udo- Anzoátegui. Barcelona, Venezuela, (2000).

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

<b>TÍTULO</b>	EVALUCIÓN DE LOS EFECTOS DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN EN LOS POZOS DE LOS CAMPOS SANTA ROSA Y EL ROBLE PERTENECIENTES AL ÁREA MAYOR DE ANACO, DISTRITO GAS ANACO
<b>SUBTÍTULO</b>	

### AUTOR (ES):

<b>APELLIDOS Y NOMBRES</b>	<b>CÓDIGO CVLAC / E-MAIL</b>
Maita C Mariangel C	<b>CVLAC:</b> 26.564.333 <b>MAIL:</b> mariangelmaitaco@gmail.com

### PALÁBRAS O FRASES CLAVES:

Evaluación
pozo de petróleo
parámetros,
perforación
proceso
equipos
fluido
Área mayor de anaco
problemas operacionales

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

ÁREA	SUBÁREA
Escuela de ingeniería y ciencias aplicadas	Ingeniería de petróleo

**RESUMEN (ABSTRACT):** El Objetivo Principal de este trabajo es la evaluación de los efectos de los tipos de fluidos de Perforación en los Campos Santa Rosa y el Roble ya que estos poseen un estudio característico el cual es el punto de partida para reconocer la evolución de los distintos problemas operacionales que se presentaron durante la perforación en los pozos de estos campos. Para dar así información puntual del tipo de problema operacional y el tipo de fluido utilizado. Haciendo énfasis en las propiedades del fluido, así como las acciones tomadas para solventar el problema presentado durante en el proceso de perforación. Para lograr lo ante expuesto, se establecerán los pozos perforados durante los años 2008 al 2016 para llevar una planificación adecuada de cada pozo que tenga como finalidad la optimización, estabilidad, mejor interpretación en los datos que nos puedan proporcionar una modificación o actualización y así obtener un completo conocimiento del problema incluyendo el impacto asociado ya sea de seguridad, ambientales, de producción o de costos de mantenimiento. Una vez se establecieron los pozos, se identificaron cuáles de ellos presentaron problemas operacionales al igual que aquellos eventos cuyas causas no fueron fáciles identificar causados por el fluido de perforación, se requirió especial atención o tratamiento. En cuanto a la Construcción de matrices de datos por pozos se obtuvo la información de conocimientos ya que a través de ella se identificaron que tipo de lodo se deben utilizar en las diferentes fases de cada pozo, así como también la habilidad de determinar la relación directa que existe entre el tipo de fluido y los problemas operacionales. Para la identificación de los tipos de lodos por fases se tiene que para la etapa superficial en su mayoría se utilizó lodo base agua, en la etapa intermedio también lodo base agua y por último tenemos en la etapa de producción el lodo en su mayoría es de base aceite. Dando como resultado la evaluación de la relación de las matrices que existe entre los fluidos de perforación y los problemas operacionales presentados en general que fueron mecha embolada, taponamiento, pérdida de circulación, y pega de tubería.

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

### CONTRIBUIDORES:

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E-MAIL				
MARTÍNEZ, FRANK	ROL	CA	AS	TU(X)	JU
	CVLAC:	11.908.048			
	E-MAIL	frankliud.martinez7@gmail.com			
BARRUETA, RAFAEL	ROL	CA	AS	TU	JU(X)
	CVLAC:	6.961.032			
	E-MAIL	rbarrueta53@gmail.com			
SALAZAR, ZORANNI	ROL	CA	AS	TU	JU(X)
	CVLAC:	23.795.362			
	E-MAIL	zorannisalazar@gmail.com			

### FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

2025	05	09
AÑO	MES	DÍA

LENGUAJE. SPA

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

**ARCHIVO (S):**

NOMBRE DEL ARCHIVO	TIPO MIME
NAZTTG_MCMC2025	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	
RECIBIDO POR	<i>Magley</i>
FECHA	5/8/09
HORA	5:20

Comunicación que hago a usted a los fines consiguientes.

Cordialmente,

*Juan A. Bolanos Cuapel*  
JUAN A. BOLANOS CUAPEL  
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 Telesinformática, Coordinación General de Postgrado.

JABC/YOC/manuja

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 trabajos de grado (Vigente a partir del II Semestre 2009, según comunicación CU-034-2009):

“Los Trabajos de grado son exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente y solo podrán ser utilizadas a otros fines con el consentimiento del consejo de núcleo respectivo, quien lo participara al Consejo Universitario, para su autorización “

---

MARIANGEL CAROLINA  
MAITA CORONEL

### **AUTOR**

---

ING. SALAZAR  
ZORANNI  
**TUTOR**

---

ING. BARRUETA  
RAFAEL  
**JURADO**

---

ING. MARTÍNEZ  
FRANK  
**JURADO**

**ING. RAFAEL BARRUETA  
POR LA COMISIÓN DE TRABAJO DE GRADO**