



**UNIVERSIDAD ESTATAL “PENINSULA DE SANTA ELENA”**

**FACULTAD CIENCIAS DE LA INGENIERIA**

**CARRERA DE INGENIERIA EN PETROLEO**

**TEMA:**

**ANALISIS DE LA SELECCION DE LOS FLUIDOS DE PERFORACION  
UTILIZADOS EN POZOS PETROLEROS DE UN CAMPO DE LA  
CUENCA ORIENTE.**

**PROYECTO PRACTICO DEL EXAMEN COMPLEXIVO.**

**TRABAJO DE INVESTIGACION**

**AUTOR:**

**VALERIA YESSENIA MENDEZ CHONILLO**

**TUTOR:**

**M.Sc. XAVIER VARGAS GUTIERREZ**

**LA LIBERTAD-ECUADOR**

**2020**

**UNIVERSIDAD ESTATAL “PENINSULA DE SANTA ELENA”**

---

**FACULTAD CIENCIAS DE LA INGENIERIA**

**CARRERA DE INGENIERIA EN PETROLEO**

**TEMA:**

ANALISIS DE LA SELECCION DE LOS FLUIDOS DE PERFORACION  
UTILIZADOS EN POZOS PETROLEROS DE UN CAMPO DE LA  
CUENCA ORIENTE.

**PROYECTO PRACTICO DEL EXAMEN COMPLEXIVO:**

TRABAJO DE INVESTIGACION.

**AUTOR:**

VALERIA YESSENIA MENDEZ CHONILLO.

**TUTOR:**

M.Sc. XAVIER ERNESTO VARGAS GUTIERREZ.

**LA LIBERTAD-ECUADOR**

**2020**



Santa Elena, 28 de Septiembre 2020

## CARTA DE ORIGINALIDAD

**Ing. Marllelis Gutiérrez Hinestroza, PhD**  
**Directora de la Carrera de Petróleos**  
**Universidad Estatal Península de Santa Elena**

Cumpliendo con los requisitos exigidos, envío a Uds. La Tesina Titulada “**Análisis de la selección de los fluidos de perforación utilizados en pozos petroleros de un campo de la cuenca oriente.**”, para que se considere la Sustentación, señalando lo siguiente:

1. La investigación es original.
2. No existen compromisos ni obligaciones financieras con organismos estatales ni privados que puedan afectar el contenido, resultados o conclusiones de la presente Investigación.
3. Constatamos que la persona designada como autor es el responsable de generar la versión final de la investigación.
4. El Tutor certifica la originalidad de la investigación y el desarrollo de la misma cumpliendo con los principios éticos.

**Autor:** Valeria Yessenia Méndez Chonillo.

**Firma:** 

**N° de Cedula:** 0927660985

**Correo:** vymendez19@gmail.com

**Tutor:** M.Sc. Xavier Ernesto Vargas Gutiérrez.

**Firma:** 

**N° de Cedula:** 0906392493

**Correo:** xvargas@upse.edu.ec

## RESUMEN

En el presente trabajo de investigación, se muestra una breve descripción de los fluidos de perforación utilizados en un campo del oriente ecuatoriano, en el cual se realiza un análisis de las propiedades de los fluidos de perforación utilizado en cada sección de los pozos perforados, esto con el objetivo de plantear rangos para estas propiedades, con la finalidad de que puedan ser utilizados en futuras operaciones de perforación que se ejecuten en este campo, o en otro que cumpla con características similares.

Para realizar esta investigación se aplicó una metodología, la cual empezó con la recopilación de datos e información necesaria, que posteriormente sería organizada mediante tablas que facilitarían la comprensión y el análisis de la misma. En la información obtenida se tomaron en cuenta factores como la litología del campo, los tope y base de las formaciones, algunos problemas que se presentaron durante las operaciones de perforación, y en especial las propiedades de los fluidos utilizados en cada sección.

Se realizaron graficas en la cual se pudo interpretar la variación de las propiedades de los fluidos de perforación en el campo, de tal manera que se pudo establecer un promedio de las propiedades con el fin de proponer un rango de valores para la selección de los fluidos de perforación en este campo de la Cuenca Oriente.

**Palabras Clave:** Fluidos de perforación, parámetros, pozos, propiedades de los fluidos, Cuenca Oriente, litología, Operaciones de perforación.

## INDICE DE CONTENIDO

<b>CARTA DE ORIGINALIDAD .....</b>	<b>III</b>
<b>RESUMEN .....</b>	<b>IV</b>
<b>INDICE DE CONTENIDO .....</b>	<b>V</b>
<b>INDICE DE FIGURAS .....</b>	<b>VI</b>
<b>INDICE DE TABLAS .....</b>	<b>VII</b>
<b>INDICE DE GRAFICAS .....</b>	<b>VII</b>
<b>INTRODUCCION .....</b>	<b>1</b>
<b>CAPITULO I .....</b>	<b>2</b>
<b>GENERALIDADES .....</b>	<b>2</b>
<b>1.2 JUSTIFICACION .....</b>	<b>2</b>
<b>1.3 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACION.....</b>	<b>3</b>
<b>1.3.1 OBJETIVO GENERAL .....</b>	<b>3</b>
<b>CAPITULO II.....</b>	<b>4</b>
<b>MARCO TEORICO.....</b>	<b>4</b>
<b>2.1 GENERALIDADES DEL CAMPO .....</b>	<b>4</b>
<b>2.1.1 UBICACIÓN DEL CAMPO .....</b>	<b>4</b>
<b>2.1.2 GEOLOGIA DEL CAMPO .....</b>	<b>5</b>
<b>2.1.3 ESTRATIGRAFIA.....</b>	<b>5</b>
<b>2.2 FLUIDOS DE PERFORACION .....</b>	<b>10</b>
<b>2.2.1 CLASIFICACION DE LOS FLUIDOS DE PERFORACION.....</b>	<b>10</b>
<b>2.2.2 FUNCIONES DEL FLUIDO DE PERFORACION .....</b>	<b>12</b>
<b>2.2.3 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS.....</b>	<b>13</b>
<b>2.2.4 ADITIVOS DE LOS FLUIDO DE PERFORACION.....</b>	<b>14</b>
<b>2.2.5 CONTAMINACION DEL FLUIDO DE PERFORACION Y SU TRATAMIENTO.....</b>	<b>16</b>
<b>CAPITULO III .....</b>	<b>18</b>
<b>DISEÑO METODOLÓGICO .....</b>	<b>18</b>
<b>3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN .....</b>	<b>18</b>
<b>3.2 UNIVERSO Y MUESTRA .....</b>	<b>18</b>
<b>3.3 MÉTODOS Y TÉCNICAS DE RECOLECCION DE DATOS. ....</b>	<b>18</b>
<b>3.4 ORGANIZACIÓN DE LA INFORMACION .....</b>	<b>19</b>

3.4.1 UBICACIÓN DE LOS POZOS .....	19
3.4.2 LITOLOGIA .....	20
3.4.3 PROBLEMAS POR FORMACION.....	22
3.4.4 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS.....	23
CAPITULO IV.....	25
ANÁLISIS Y RESULTADOS .....	25
4.1 ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE LAS PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS.....	25
4.1.1 ANALISIS E INTERPRETACION DE LAS PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DE LA SECCION DE 16” .....	25
4.1.2 RESULTADOS OBTENIDOS PARA LA SECCION SUPERFICIAL DE 16” .....	32
4.1.3 ANALISIS E INTERPRETACION DE LAS PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DE LA SECCION DE 12 ¼”. .....	33
4.1.4 RESULTADOS OBTENIDOS PARA LA SECCION INTERMEDIA DE 12 ¼” .....	39
4.1.5 ANALISIS E INTERPRETACION DE LAS PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DE LA SECCION DE 8 ½”. .....	40
4.1.6 RESULTADOS OBTENIDOS PARA LA SECCION DE PRODUCCION DE 8 ½”.....	46
4.1.7 PROPUESTA Y SOLUCIONES TECNICAS PARA EL FLUIDO DE PERFORACION.....	47
CAPITULO V .....	50
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	50
5.1 CONCLUSIONES .....	50
5.2 RECOMENDACIONES .....	50
CAPITULO VI.....	52
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS .....	52

#### INDICE DE FIGURAS

Figura 1: Ubicación del Campo de Estudio .....	4
Figura 2: Columna Estratigráfica de la Cuenca Oriente.....	9

<b>Figura 3: Clasificación de los fluidos de perforación.</b> .....	<b>10</b>
<b>Figura 4: Funciones de los fluidos de perforación.</b> .....	<b>13</b>

### INDICE DE TABLAS

<b>Tabla 1: Coordenadas del campo.</b> .....	<b>4</b>
<b>Tabla 2: Aditivos de los fluidos de perforación.</b> .....	<b>15</b>
<b>Tabla 3: Contaminación del fluido de perforación y su tratamiento.</b> .....	<b>17</b>
<b>Tabla 4: Ubicación de los pozos.</b> .....	<b>19</b>
<b>Tabla 5: Descripción de la litología del campo.</b> .....	<b>20</b>
<b>Tabla 6: Prognosis de Topes y Bases de las Formaciones del Campo</b> .....	<b>21</b>
<b>Tabla 7: Problemas presentados en la perforación de los pozos.</b> .....	<b>22</b>
<b>Tabla 8: Propiedades de los fluidos de la Fase Superficial</b> .....	<b>23</b>
<b>Tabla 9: Propiedades de los Fluidos de la Fase Intermedia.</b> .....	<b>24</b>
<b>Tabla 10: Propiedades de los Fluidos de la Fase de Producción.</b> .....	<b>24</b>
<b>Tabla 11: Resultados de la sección superficial de 16"</b> .....	<b>32</b>
<b>Tabla 12: Resultados de la sección intermedia de 12 ¼"</b> .....	<b>39</b>
<b>Tabla 13: Resultados de la sección de producción de 8 ½"</b> .....	<b>46</b>
<b>Tabla 14: Propiedades del fluido para la sección de 16"</b> .....	<b>47</b>
<b>Tabla 15: Propiedades del fluido para la sección de 12 ¼"</b> .....	<b>48</b>
<b>Tabla 16: Propiedades de los fluidos para la sección de 8 ½"</b> .....	<b>49</b>

### INDICE DE GRAFICAS

<b>Gráfica 1: Densidad del fluido de perforación de los pozos perforados en la sección superficial de 16" del Campo.</b> .....	<b>26</b>
<b>Gráfica 2: Viscosidad del fluido de perforación de los pozos perforados en la sección superficial de 16" del Campo.</b> .....	<b>27</b>
<b>Gráfica 3: PV del fluido de perforación de los pozos perforados en la sección superficial de 16" del Campo.</b> .....	<b>28</b>
<b>Gráfica 4: YP del fluido de perforación de los pozos perforados en la sección superficial de 16" del Campo.</b> .....	<b>29</b>
<b>Gráfica 5: % de Sólidos del fluido de perforación de los pozos perforados en la sección superficial de 16" del Campo.</b> .....	<b>30</b>

<b>Gráfica 6: Geles a 10s – 10m – 30m del fluido de perforación de los pozos perforados en la sección superficial de 16" del Campo. ....</b>	<b>31</b>
<b>Gráfica 7: PH del fluido de perforación de los pozos perforados en la sección superficial de 16" del Campo. ....</b>	<b>32</b>
<b>Gráfica 8: Densidad del fluido de perforación de los pozos perforados en la sección superficial de 12 ¼" del Campo.....</b>	<b>33</b>
<b>Gráfica 9: Viscosidad del fluido de perforación de los pozos perforados en la sección superficial de 12 ¼" del Campo.....</b>	<b>34</b>
<b>Gráfica 10: PV del fluido de perforación de los pozos perforados en la sección superficial de 12 ¼" del Campo.....</b>	<b>35</b>
<b>Gráfica 11: YP del fluido de perforación de los pozos perforados en la sección superficial de 12 ¼" del Campo.....</b>	<b>36</b>
<b>Gráfica 12: % de solidos del fluido de perforación de los pozos perforados en la sección superficial de 12 ¼" del Campo.....</b>	<b>37</b>
<b>Gráfica 13Geles a 10s – 10m – 30m del fluido de perforación de los pozos perforados en la sección superficial de 12 ¼" del Campo. ....</b>	<b>38</b>
<b>Gráfica 14: PH del fluido de perforación de los pozos perforados en la sección superficial de 12 ¼" del Campo.....</b>	<b>39</b>
<b>Gráfica 15: Densidad del fluido de perforación de los pozos perforados en la sección de producción de 8 ½" del Campo. ....</b>	<b>40</b>
<b>Gráfica 16: Viscosidad del fluido de perforación de los pozos perforados en la sección de producción de 8 ½" del Campo. ....</b>	<b>41</b>
<b>Gráfica 17: PV del fluido de perforación de los pozos perforados en la sección de producción de 8 ½" del Campo. ....</b>	<b>42</b>
<b>Gráfica 18: YP del fluido de perforación de los pozos perforados en la sección de producción de 8 ½" del Campo. ....</b>	<b>43</b>
<b>Gráfica 19: % de Sólidos del fluido de perforación de los pozos perforados en la sección de producción de 8 ½" del Campo. ....</b>	<b>44</b>
<b>Gráfica 20: Geles a 10s – 10m – 30m del fluido de perforación de los pozos perforados en la sección de producción de 8 ½" del Campo.....</b>	<b>45</b>
<b>Gráfica 21: PH del fluido de perforación de los pozos perforados en la sección de producción de 8 ½" del Campo. ....</b>	<b>46</b>



## INTRODUCCION

En la perforación de pozos petroleros el objetivo principal es la perforación, evaluación y terminación de un pozo que producirá de forma rentables petróleo o gas. Un elemento importante para el diseño de un pozo petrolero es la correcta selección del fluido de perforación ya que de su diseño depende el éxito del programa de perforación.

El fluido de perforación puede ser líquido o gas, y es una mezcla de un solvente(base) más aditivos o productos químicos que cumplen con las funciones físico-químicas específicas que se adapten a las necesidades operativas de la formación a perforar. En el campo petrolero se les llama a los fluidos de perforación como barro o lodo de perforación.

La selección del fluido de perforación se hace en base a las condiciones y problemáticas específicas de cada campo a perforar. Algunos de los problemas que ocurren durante la perforación están relacionados directa o indirectamente con el tipo y propiedades del fluido. Entre los problemas se encuentran: la pérdida 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.

Para este trabajo de investigación se realiza análisis de toda la información que se necesita para el proceso de selección de un fluido. Entre esta información se toma en cuenta las presiones de poro y de fractura, antecedentes de los problemas registrados en los pozos ya perforados (perdidas de circulación, brotes, etc.), temperatura, fluidos contaminantes, y la litología. Con la información y datos obtenidos se procederá al análisis para la selección de los fluidos de perforación utilizados en pozos petroleros de la cuenca oriente ecuatoriana. Mediante la selección adecuada del fluido, se puede eliminar una buena parte de los problemas mencionados.

El diseño de los fluidos de perforación se lo realiza en función de la litología, temperatura, hidráulica, tipo de pozo (exploratorio, desarrollo, o producción.), perfil del agujero, programa de diámetro de agujero y tuberías de revestimiento. profundidad del pozo, logística, daños a la formación y restricciones ambientales.

# **CAPITULO I**

## **GENERALIDADES**

### **1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

La perforación de un pozo petrolero es un proceso que se lleva a cabo con la intención de atravesar las formaciones del subsuelo mediante el uso de fluidos de perforación, para así llegar a las zonas en donde se encuentran atrapado el petróleo. Los fluidos de perforación varían mientras se perforan las distintas formaciones del subsuelo. Esto se debe a que se encuentran series de sedimentos de naturaleza y características químicas diferentes, así como variaciones de presión y temperatura.

Los fluidos de perforación son un factor importante dentro del diseño de perforación de un pozo. La selección del fluido se establece de acuerdo a las condiciones y características físico-químicas de las secciones a perforar. Una correcta selección del fluido minimizará los problemas que se pueden presentar en la perforación de pozos, así como también puede reducir los gastos de operación.

De acuerdo a lo establecido, este trabajo de investigación se centrará en el análisis de la información disponible sobre la litología de la cuenca oriente, así como de los parámetros y variables tomados en cuenta para la selección de los fluidos de perforación utilizados en la perforación de pozos petroleros del oriente ecuatoriano.

### **1.2 JUSTIFICACION**

Los fluidos de perforación son un factor clave para el éxito de la perforación, debido a que estos cumplen numerosas funciones que contribuyen a una operación eficaz durante perforación. De esto depende que el diseño del fluido sea el correcto. Una anticipación previa de los problemas que se puedan presentar en el pozo ayudara a seleccionar un fluido de perforación específico para un pozo en particular.

Para esto trabajo haremos una investigación sobre los fluidos de perforación utilizados en los pozos petroleros ya perforados en un pozo de la Cuenca Oriente Ecuatoriana. Por esta razón es necesario conocer los fundamentos básicos sobre los fluidos de perforación para adquirir estos conocimientos y así poder aplicarlos en diferentes campos. Con este trabajo

también se logrará demostrar lo importante que es la correcta selección del fluido de perforación.

### **1.3 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACION**

#### **1.3.1 OBJETIVO GENERAL**

- ✓ Analizar las diferentes propiedades para la selección de fluidos de perforación utilizados en los pozos petroleros de un Campo de la Cuenca Oriente.

#### **1.3.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS**

- ✓ Recopilar información sobre las propiedades de los fluidos de perforación de los pozos perforados en un Campo de la Cuenca Oriente
- ✓ Caracterizar las principales zonas a perforar en un Campo de la Cuenca Oriente, así como sus principales zonas productoras.
- ✓ Efectuar un análisis de los fluidos utilizados en cada una de las secciones perforadas de los pozos seleccionados.
- ✓ Proponer un rango de valores para la selección de los fluidos de perforación conforme a las propiedades establecidos para cada sección de los pozos del Campo.

## CAPITULO II

### MARCO TEORICO

#### 2.1 GENERALIDADES DEL CAMPO

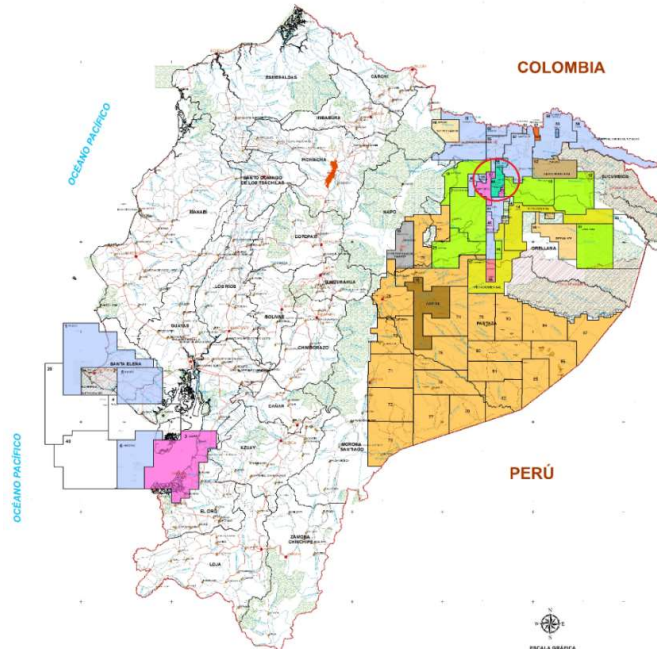
##### 2.1.1 UBICACIÓN DEL CAMPO

El campo se encuentra ubicado en la Provincia de Orellana, al noreste de la región amazónica. Cubre un área de 124 km<sup>2</sup> aproximadamente. Este campo cubre parte de un flanco occidental del “Play Central”, que corresponde a un anticlinal con dirección NNE-SSO, que está cortada en su flanco oeste por una falla traslacional dextral. (Figura 1).

La siguiente Tabla 1 presenta las coordenadas geográficas del Campo:

Coordenadas del campo	
<b>Latitud:</b>	00° 11' 00'' y 00° 24' 40''
<b>Longitud:</b>	77° 49' 40'' y 76° 54' 16''

**Tabla 1: Coordenadas del campo.**



**Figura 1: Ubicación del Campo de Estudio**

## **2.1.2 GEOLOGIA DEL CAMPO**

El campo se encuentra dentro de corredor Sacha-Shushufindi, estructuralmente constituye un anticlinal asimétrico de bajo relieve fallado al Oeste, levantado por una falla de crecimiento no continua que se encuentra en dirección NE-SO. Hacia la mitad de la parte inferior tiene un rumbo Norte-Sur aproximadamente y su eje secundario se encuentra bajo un cierre vertical contra la pendiente regional de la cuenca.

Al campo lo corta una falla que tiene origen en el basamento, llegando hasta la zona de la caliza M-2 con un salto de falla al nivel de la formación Hollín de 10 a 35 pies al norte, en el centro del campo el alto de falla es de 10 pies y al sur es de 25 a 35 pies. En la parte sur, el campo se encuentra fallado en la dirección Este-Oeste. Este campo produce del reservorio Hollín, de las arenas Napo "T" y Napo "U". la gravedad del crudo varía entre 27° y 29° API.

## **2.1.3 ESTRATIGRAFIA**

La columna estratigráfica del campo dispone de información referencial para el presente proyecto. A continuación, se presentará una breve descripción de la litología de las diferentes formaciones que posee la columna estratigráfica (Figura 2).

### **2.1.3.1 FORMACION ORTEGUAZA**

Esta formación está compuesta principalmente de lutitas color café a gris-verde, algo calcáreas-dolomíticas, con pequeñas cantidades de limolitas y areniscas. Su edad geológica corresponde al Oligoceno.

### **2.1.3.2 FORMACION TIYUYACU**

Está compuesta principalmente por arcillolita intercalada con niveles de limolita y de arenisca. Su edad geológica es el Eoceno. Se divide en dos miembros:

#### **➤ Conglomerado Tiyuyacu Superior**

Compuesta de conglomerado subangulares de clastos de cuarzo con intercalaciones de arcillolita y limolita hacia el tope, y arenisca a lo largo de todo el intervalo.

#### **➤ Conglomerado Tiyuyacu Inferior**

Compuesto de arcillolita con intercalaciones de conglomerados chert y finos niveles de arenisca, además presenta capas de conglomerado de cuarzo hacia la base del intervalo

### **2.1.3.3 FORMACION TENA**

Compuesta principalmente en el tope de arcillolitas con intercalaciones de limolita, y en la parte inferior presenta delgados lentes de caliza a lo largo de toda la sección. su edad geológica es el Cretácico Superior.

#### **Basal Tena:**

Este compuesto de arenisca cuarzosa en la base y tope, con intercalaciones de limolita, arcillolita y finas capas de caliza. La arena es de grano fino a grueso.

### **2.1.3.4 FORMACION NAPO**

Está formada por una secuencia intercalada de lutitas, calizas y areniscas. Su edad geológica se encuentra comprendida entre el Cretácico inferior y Cretácico superior. Se divide en las siguientes arenas:

#### **➤ Caliza “M-1”**

Está formada por lutitas en la parte superior, y calizas en la parte inferior. Su edad geológica pertenece al Santoniano Inferior.

#### **➤ Caliza “M-2”**

Está compuesta en la parte superior e inferior por un cuerpo de lutitas, y en la parte central caliza. Su edad geológica pertenece al Turoniano.

#### **➤ Caliza “A”**

Está formada principalmente por calizas con pequeñas intercalaciones de lutita en el tope y base.

#### **➤ Arenisca “U”**

Este intervalo está formado principalmente por areniscas cuarzosas con intercalaciones de lutitas y calizas. Tiene poca presencia de hidrocarburos. Se divide en dos partes de acuerdo a las características del reservorio, las cuales son:

### **Arenisca “U” Superior**

Está formada de arenisca con intercalaciones de lutitas y calizas. Su edad geológica es el Cenomaniano.

### **Arenisca “U” Inferior**

Está formada de areniscas con presencia de hidrocarburos, intercaladas con capas de lutita y la presencia de caliza, carbón y finos niveles de caolín hacia la base. Su edad geológica es el Cenomaniano medio.

#### **➤ Caliza “B”**

Está compuesta en su totalidad por calizas intercaladas arcillosas y glauconíticas. Tiene pobre presencia de hidrocarburos.

#### **➤ Arenisca “T”**

Está compuesta por múltiples capas de arenisca, en ciertas partes ahí presencia de glauconita. De acuerdo a las características del reservorio. La arenisca “T” se divide en dos niveles que son:

### **Arenisca “T” Superior**

Está compuesta por rocas silíceas como cuarzoarenitas y arenitas de cuarzo, tiene presencia de areniscas glauconíticas, intercaladas con lutitas y capas de calizas. Su edad Geológica es el Albiano Superior.

### **Arenisca “T” Inferior**

Tiene abundante presencia de glauconita, también está conformada por areniscas con presencia de hidrocarburos intercalada con capas de caolín y lutita. Su edad Geológica es el Albiano Superior.

➤ **Caliza “C”**

formada por lutitas en la base con intercalaciones de caliza. Su edad geológica es el Albiano Superior.

**2.1.3.5 FORMACION HOLLIN**

Está conformada principalmente por areniscas intercaladas con niveles irregulares de lutitas, calizas hacia la parte superior y caolín. Edad geológica está comprendida entre el Aptiano Inferior al Albiano Inferior. Esta formación se divide en dos partes, que son:

➤ **Arenisca Hollín Superior**

Está formado por areniscas cuarzosas glauconíticas, tiene intercalaciones de lutitas y finos niveles de calizas en la parte superior del intervalo. Su edad geológica es el Albiano inferior.

➤ **Arenisca Hollín Inferior**

Está formada en su totalidad de arenisca cuarzosa, posee intercalaciones de niveles limosos y arcilloso, e inclusiones locales de lutita, carbón, ámbar y caolín. Su edad geológica está comprendida entre el Aptiano inferior al Albiano inferior.




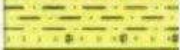














EDAD		FORMACIÓN	DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA		
Q		MESA		Terrazas de arcillas y arenisca tobáceas, Conglomerados	
TERCIARIO	OLIGOCENO – PLIOCENO	CHAMBIRA		Arcillas, areniscas, conglomerados	CONTIN.
		ARANJUNO		Conglomerados, arcillas en partes	
		CHALCANA		Arcillas, poca arenisca	MARINO
	OLIGOCENO – PLIOCENO	ORTEGUASA		Lutitas pardas, poca arenisca	
		TIYUYACU		Arcillas rojas, verdes, violeta, areniscas gruesas y conglomerado	CONTINENT.
CRETÁCICO	MAAS	TENA		Arcilla roja y areniscas	MARINO
		M - 1		Arenisca blanca cuarzosa porosa, permeable	
	APT - SANT	NAPO		"A" - Arenisca "U" - Caliza "B" - Arenisca "T" - Caliza	
		HOLLÍN		Arenisca cuarzosa blanca	
JURÁSICO	M U	Misahullí		Flujos de lava, brechas, "Red Beds", arcillas, y arenisca, poco conglomerado	CONTINENTAL
		CHAPIZA		Calizas y esquistos (bituminosos), escasa arenisca	MARINO
	L	SANTIAGO		Caliza, lutita, dolomita, arenisca	
PALEOZOICO	MISSDEV - PERMPENSS	MACUMA		Lutita gris-negro	MARINO
		PUMBUIZA		Esquisto, gneis, granito	
P C		BASAMENTO			

Figura 2: Columna Estratigráfica de la Cuenca Oriente

## 2.2 FLUIDOS DE PERFORACION

El fluido de perforación comprende líquidos, gases o mezcla de estos. Es un fluido circulante compuesto por una mezcla de aditivos químicos, que proporcionan las propiedades necesarias para ejecutar alguna o todas las funciones requeridas en las operaciones de perforación.

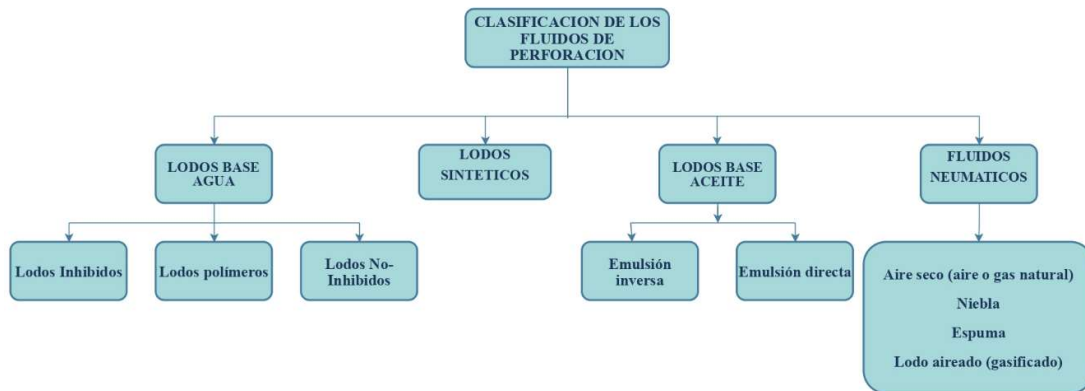
### Especificaciones:

El fluido no debe ser tóxico, corrosivo, ni inflamable. El fluido debe ser inerte a las contaminaciones de sales solubles o minerales, y estable a las altas temperaturas. Además, debe mantener sus propiedades según las exigencias de las operaciones, debe ser inmune al desarrollo de las bacterias. (PDVSA, 2002)

### 2.2.1 CLASIFICACION DE LOS FLUIDOS DE PERFORACION

Dependiendo de los requerimientos ambientales, económicos y operacionales en la perforación, existen diferentes tipos de fluidos de perforación que satisfacen las necesidades de la operación.

Los fluidos de perforación se clasifican de acuerdo a su fase continua, entre ellas están los lodos base agua, lodos base aceite, lodos sintéticos y fluidos neumáticos, o dependiendo de los aditivos que lo constituyen. (Figura 3).



**Figura 3: Clasificación de los fluidos de perforación.**

### 2.2.1.1 LODOS BASE AGUA

La fase continua es el agua, el cual es el medio de suspensión de sólidos. Estos lodos son los más utilizados debido a: el menor costo de operación; fáciles de diseñar; y para minimizar el impacto ambiental. Se clasifican en:

**Lodos Inhibidos:** Su principal característica es la dispersión de las arcillas, controlando la hidratación de la arcilla. Logran la inhibición a través de la presencia de cationes de Sodio ( $\text{Na}^+$ ), Calcio ( $\text{Ca}^{++}$ ) y Potasio ( $\text{K}^+$ ). Estos lodos son usados en arenas con arcillas hidratables. Se subdividen en:

- Lodo base calcio: (lodos de cal, lodos de yeso, lodos de cloruro de calcio). Para intervalos con arcillas reactivas.
- Lodo base salada: Son lodos saturados de sal empleados para perforar secciones masivas de sal.
- Lodo base potasio: usado en lugares en donde se requiere la inhibición limitando la alteración química de las arcillas.

**Lodos No-Inhibidos:** Son simples y poco costosos, están compuestos de arcillas nativas, bentonita, soda caustica o cal. Son comúnmente usados como lodos de inicio de perforación (Spud mud). Se subdividen en:

- Agua pura (agua dulce y salmuera saturada)
- Lodos nativos
- Lodos de agua-bentonita
- Lodos de lignito/lignosulfonatos (desfloculado).

**Lodos polímeros:** Están compuestos por macromoléculas con o sin bentonita. Los lodos poliméricos contienen polímeros necesarios para el control del filtrado, polímeros defloculantes, polímeros para estabilización a altas temperaturas, encapsuladores de sólidos, etc.

### 2.2.1.2 LODOS BASE ACEITE

Fluidos cuya fase continua contiene aceite (petróleo, diésel, etc.), y agua como fase discontinua. Se utiliza en casos donde se requiere una alta estabilidad del fluido e inhibición,

en pozos de alta profundidad y temperatura. Son más costoso debido a sus componentes y generando mayor contaminación. Se dividen en:

**Emulsión inversa:** lodos de petróleo formulados para contener moderadas a altas concentraciones de agua, la cual puede contener cloruro de calcio ( $\text{CaCO}_3$ ) o cloruro de sodio ( $\text{ClNa}$ ). Esta emulsión puede contener 60% de agua.

**Emulsión directa:** tiene petróleo como fase continua, son diseñados para estar libres de agua. Los materiales asfálticos son necesarios para controlar la viscosidad y el filtrado.

### **2.2.1.3 LODOS SINTETICOS**

Son diseñados para lograr un desempeño similar a los lodos base aceite, para mitigar el impacto ambiental. los fluidos sintéticos más usados son esterres, éteres y olefinas. Estos lodos se pueden utilizar sin problemas en operaciones off shore y biodegradarse. No son muy aplicables debido a su alto costo.

### **2.2.1.4 FLUIDOS NEUMATICOS**

Tienen como base aire/gas usados en zonas depletadas en las que se requiere una técnica de perforación por debajo del balance de presión, o en áreas donde ahí formaciones con presiones anormales. Los tipos de fluidos neumáticos son:

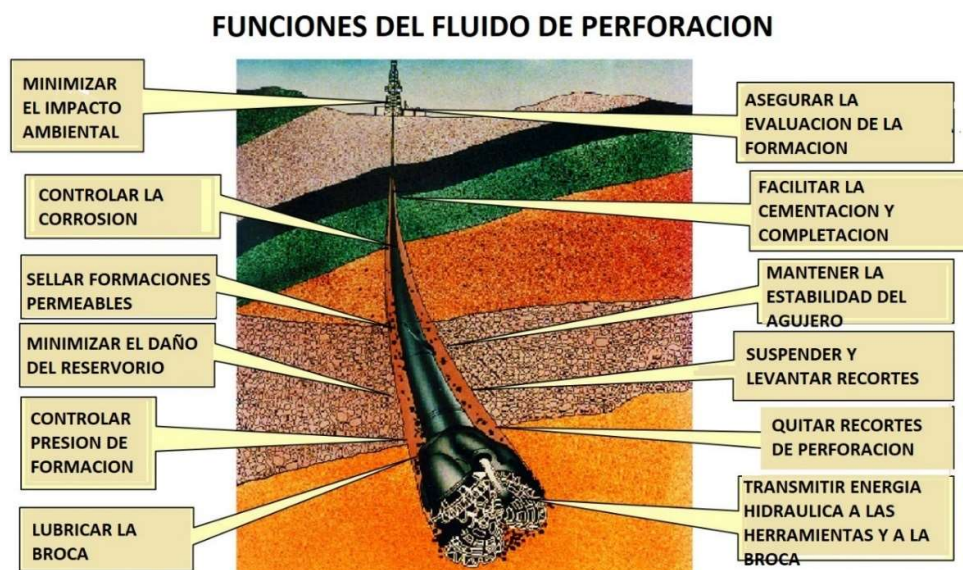
- Aire seco (aire o gas natural)
- Niebla
- Espuma
- Lodo aireado (gasificado)

### **2.2.2 FUNCIONES DEL FLUIDO DE PERFORACION**

Los fluidos de perforación desempeñan numerosas funciones que ayudan a hacer rápida y segura la perforación del pozo. Entre esas funciones se pueden nombrar las siguientes:

- ✓ Controlar las presiones de formación.
- ✓ Levantar los recortes de formación a superficie
- ✓ Suspender los recortes de formación.
- ✓ Enfriar y lubricar la broca y la sarta de perforación.

- ✓ Obturar formaciones permeables.
- ✓ Controlar la corrosión de la herramienta.
- ✓ Alivianar el peso de la sarta/casing.
- ✓ Asegurar la máxima información de la formación.
- ✓ Facilitar la cementación y completación del pozo.
- ✓ Minimizar el impacto al medio ambiente.
- ✓ Mantener la estabilidad del pozo.
- ✓ Transmitir la energía hidráulica a las herramientas y a la broca.



**Figura 4: Funciones de los fluidos de perforación.**

## 2.2.3 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

### 2.2.3.1 PROPIEDADES FISICAS

- **Densidad (ppg):** Propiedad de los fluidos que tiene como función mantener en sitio los fluidos de formación. El control de la densidad es importante ya que la presión hidrostática sirve para mantener la presión de formación.
- **Viscosidad:** Resistencia del fluido al flujo, es determinada con el embudo MARSH, y sirve para comparar la fluidez de un líquido con la del agua
- **Viscosidad Plástica (VP):** Resulta de la fricción mecánica. Depende de la concentración, tamaño y forma de los sólidos presentes en el fluido. Su control es

indispensable para mejorar el comportamiento reológico y para obtener altas tasas de penetración (ROP).

- **Punto Cedente (YP):** Fuerza de atracción electroquímicas o de atracción del lodo. Se relaciona con la capacidad de limpieza del fluido en condiciones dinámicas, sufre un incremento por la acción de contaminantes solubles.
- **Resistencia de gel (lb/100 pie<sup>2</sup>):** Medida de atracción bajo condiciones estáticas o de no flujo. Está relacionada con la capacidad de suspensión del fluido.
- **Filtrado API a HP/HT (alta presión/alta temperatura):** Indica la cantidad relativa de líquido que se filtra a través del revoque hacia formaciones permeables, cuando el fluido está sometido a una presión diferencial.
- **PH:** Indica si el lodo es ácido o básico. Cuando el PH es bajo cuando varía de 7.5 a 9.5, y el PH es alto cuando varía de 9.5 a 11.5.
- **%Arena:** Durante la perforación de un pozo el porcentaje de arena debe mantenerse al mínimo, para evitar daño en los equipos de perforación.
- **%Sólidos y líquidos:** este porcentaje se determina con una prueba de retorta. Los resultados permiten conocer el porcentaje de sólidos de alta y baja gravedad específica.

#### 2.3.2.2 PROPIEDADES QUIMICAS

- **Dureza:** Causada por la cantidad de sales de calcio y magnesio disueltas en el agua o en el filtrado de lodo.
- **Cloruros:** Cantidad de iones de cloro presentes en el filtrado de lodo. Su alta concentración causa efectos adversos en un fluido base agua.
- **MBT (Methylene Blue Test):** Es una medida de la concentración total de sólidos arcilloso que contiene el fluido.

#### 2.2.4 ADITIVOS DE LOS FLUIDO DE PERFORACION.

Existen gran cantidad de aditivos para los fluidos de perforación que son usados para cambiar sus propiedades, en busca de mejorar las operaciones de perforación. Su formulación dependerá de las funciones específicas que desea cumplir, las cuales son determinadas por las condiciones de perforación y características que presente el pozo.

A continuación, la tabla 2 presenta una clasificación general de los aditivos usados en el fluido de perforación.

<b>ADITIVOS</b>	<b>FUNCION</b>	<b>MATERIAL</b>
<b>Densificantes</b>	Incrementar la densidad del lodo y controlar la presión de los fluidos de perforación	Barita, hematita, carbonato de calcio, óxido de hierro Sales disueltas: cloruro de sodio, cloruro de potasio, cloruro de calcio
<b>Viscosificantes</b>	Suspender los recortes y agentes densificantes y aumentar la viscosidad de los fluidos.	Bentonita, atapulgita, sepiolita, CMC (carboximetil celulosa), goma xanthan, HEC (hidroxietil celulosa), resinas, silicatos, polímeros sintéticos
<b>Dispersantes</b>	Modifica la relación entre la viscosidad y el porcentaje de sólidos del fluido de perforación. Cambia la resistencia gel.	Taninos (quebracho), fosfatos, lignitos, lignosulfatos, lignitos modificados, poliacrilatos, fosfonatos, surfactantes.
<b>Floculantes</b>	Se usa en determinadas ocasiones para elevar la resistencia gel.	Sal, cal hidratada y yeso
<b>Surfactantes</b>	Reducen la tensión interfacial entre las superficies de contacto (aceite/agua, agua/sólidos, agua/aire).	Emulsificantes, floculantes o defloculantes; dependiendo de la superficie de contacto.
<b>Emulsificantes</b>	Estos se usan para crear una mezcla heterogénea de dos líquidos.	Lignosulfatos modificados, ciertos agentes surfactantes, productos aniónicos y no iónicos.
<b>Bactericidas</b>	Reducen el contenido bacterial del fluido de perforación.	Para-formaldehído, soda cáustica, limo y almidón.
<b>Controladores de filtrado</b>	Reducen la cantidad de fluido que se perderá en las formaciones atravesadas.	Bentonita, polímeros, almidones, defloculantes y diluyentes.
<b>Controladores de PH y alcalinidad</b>	Aumentan o disminuyen la alcalinidad del fluido de perforación.	Naoh, koh, $ca(oh)_2$ , $nahco_3$ y $mg(oh)_2$ .
<b>Agentes lubricantes</b>	Reducir la fricción entre la pared del pozo y la tubería de perforación.	Diesel, aceite mineral, aceite vegetal, aceite animal, surfactantes, grafito, asfalto, polímeros y lechos de vidrio
<b>Materiales estabilizadores de lutita</b>	Inhiben la hidratación y dispersión de las arcillas.	Polímeros de alto peso molecular, hidrocarburos, potasio, sales de calcio (KCl) y glicoles.

**Tabla 2: Aditivos de los fluidos de perforación.**

## 2.2.5 CONTAMINACION DEL FLUIDO DE PERFORACION Y SU TRATAMIENTO.

En el manejo de fluidos de perforación, siempre habrá problemas en el empleo de estos, ya que de cualquier forma los fluidos o materiales que aportan los yacimientos, las formaciones del pozo, así como los fenómenos físicos causados por temperatura, afectaran a las propiedades del fluido

La siguiente Tabla 3 presenta algunos problemas comunes en los fluidos de perforación base agua (bentoníticos), con sus respectivos tratamientos. Estos tratamientos dependerán de los productos comerciales que ofrece la compañía prestadora de servicio.

PROBLEMA	INDICIO	TRATAMIENTO
<b>Yeso o anhidrita</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Alta viscosidad.</li> <li>Alta gelatinosidad.</li> <li>Aumento del filtrado del lodo.</li> <li>Calcio y sulfato en el filtrado.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Remover químicamente con carbonato de bario o de sodio.</li> <li>En caso de anhidrita masiva, cambiar el sistema.</li> </ul>
<b>Solidos arcillosos</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Aumento de viscosidad, gelatinosidad y densidad.</li> <li>Filtrado no aumenta</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Agregar agua y mantener densidad.</li> </ul>
<b>Sal (cloruro de sodio)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Aumentan cloruros, viscosidad, gelatinosidad y filtrado.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Agregar dispersantes para mantener las reologías dentro del rango.</li> <li>Hacer cambio de lodo por lodo salado.</li> </ul>
<b>Embolamiento de la broca</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Disminuye velocidad de penetración.</li> <li>Succión en los viajes.</li> <li>Barrenas con pocos desgastes, pero con recortes incrustados.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Añadir Diesel para la emulsión del lodo</li> <li>Controlar viscosidad y gel</li> <li>Mejorar la hidráulica.</li> </ul>
<b>Abrasión</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Disminución de vida útil de la broca</li> <li>Desgaste excesivo de la bomba de lodo</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Disminuir el contenido de arena por dilución con agua.</li> <li>Mantener el contenido mínimo de arena con el desarenador.</li> </ul>
<b>Gelificación a alta temperatura.</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Circulación difícil de romper.</li> <li>Alta viscosidad y gelatinosidad</li> <li>Disminución de alcalinidad y aumento de filtrado</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Reducir concentración de solidos por disolución de agua.</li> <li>Agregar agentes reductores de viscosidad (lignitos y lignosulfonatos)</li> </ul>



<b>Alta pérdida de filtrado</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Enjarre esponjoso, blando y muy grueso</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Si el sistema contiene suficiente aditivo de control de filtrado, añadir arcillas (bentonita) al sistema (control con la prueba de azul de metileno).</li> </ul>
<b>Pérdidas de circulación</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Disminución del volumen en las presas.</li> <li>• Pérdida completa del retorno de lodo.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Disminuir la densidad del lodo.</li> <li>• Añadir material de pérdida de circulación.</li> <li>• Colocar tapón de diésel-bentonita o diésel-bentonita-cemento</li> </ul>
<b>Lodo inestable</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• La barita se separa por sedimentación o precipitación.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Aumentar la viscosidad por adición de un viscosificante.</li> <li>• Agregar estabilizador de viscosidad en lodos calientes y/o con altas densidades.</li> </ul>
<b>Alta viscosidad</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Elevada viscosidad, PV, YP, y gel elevados.</li> <li>• Alto contenido de sólidos.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Hacer funcionar sistema de eliminación de sólidos</li> <li>• Dilución con agua</li> <li>• Añadir dispersantes</li> </ul>
<b>Alto PH</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Aumento de la viscosidad y gelatinosidad.</li> <li>• PH por arriba de 9,5.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Agregar bicarbonato de sodio y lignitos si es necesario.</li> </ul>
<b>Bajo PH</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• pH por debajo de 7,0.</li> <li>• probable aumento de salinidad del lodo</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Añadir sosa cáustica y varita para mantener densidad.</li> <li>• Añadir inhibidor de corrosión</li> </ul>
<b>Derrumbes (sólidos grandes diferentes a los recortes de perforación)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Exceso de recortes en la temblorina.</li> <li>• Tendencia a atraparse la tubería.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Aumentar si es posible la densidad. Reducir el filtrado.</li> <li>• Aumentar la viscosidad si es posible.</li> <li>• Convertir a un fluido inhibidor.</li> </ul>

**Tabla 3: Contaminación del fluido de perforación y su tratamiento.**

## CAPITULO III

### DISEÑO METODOLÓGICO

#### 3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN

El presente trabajo de investigación es tipo documental, debido a que se observa y se analiza situaciones reales sobre los fluidos de perforación utilizados en un campo petrolero de la Cuenca Oriente, y la búsqueda de información se efectuara mediante la revisión bibliográfica de diferentes tipos de documentos con el fin de obtener resultados favorables para el desarrollo de este trabajo.

Así mismo es considerada una investigación descriptiva y prospectiva, ya que se realiza un estudio en el cual se describen algunas propiedades sobre los fluidos de perforación, y porque los resultados obtenidos de este estudio pueden servir como basa para proyectos que puedan realizarse a futuro ya sea en este campo o en campo con propiedades similares.

#### 3.2 UNIVERSO Y MUESTRA

El universo en esta investigación está constituido por 273 pozos perforados en toda la extensión de un Campo Petrolero del Oriente Ecuatoriano. Para la muestra se realizó la selección de seis pozos direccionales, debido a que son los que se perforan con más frecuencia en el campo, y los cuales disponen con información de las propiedades de los fluidos, que son necesarias para realizar el análisis de este trabajo.

#### 3.3 MÉTODOS Y TÉCNICAS DE RECOLECCION DE DATOS.

El trabajo de investigación se enfoca en el análisis de las propiedades de los fluidos de perforación de un campo petrolero, como un método de selección de los fluidos antes de ser aplicados en la perforación de un pozo. Este trabajo se realizará cumpliendo tres fases, que facilitaran el proceso de investigación.

**Fase 1:** Recopilación de la información mediante datos obtenidos de tesis guías, trabajos de investigación, artículos, revisión bibliográfica y páginas web.

**Fase 2:** Organizar la información obtenida mediante tablas que faciliten comprender la información para realizar el posterior análisis.

**Fase 3:** Análisis e interpretación de la información obtenida, y presentación de los resultados.

### **3.4 ORGANIZACIÓN DE LA INFORMACION**

A continuación, se organizará la información de los pozos seleccionados del Campo, basados en información obtenida mediante la investigación. Para poder realizar el análisis, se seleccionaron pozos con características similares como: profundidad, litología y propiedades de los fluidos.

La organización de la información se realizará mediante tablas, para tener una mejor comprensión y se trabajará con información de pozos direccionales de 3 secciones (superficial 16'', intermedia 12 ¼'', y de producción 8 ½''). Una vez organizada la información, se procederá al análisis realizando un promedio de estos parámetros para la presentación de resultados.

#### **3.4.1 UBICACIÓN DE LOS POZOS**

Los pozos presentados a continuación se encuentran ubicados en toda la extensión del Campo, de manera que comprenda la mayor parte del terreno para poder realizar el análisis general del mismo y obtener los resultados requeridos. La siguiente Tabla 4. muestra los pozos seleccionados para este trabajo con sus respectivas coordenadas UTM.

<b>POZO</b>	<b>LATITUD</b>	<b>LONGITUD</b>
<b>D-01</b>	0° 09' 36.507'' S	76° 50' 22.846'' W
<b>D-02</b>	0° 22' 12.04'' S	76° 51' 27.987'' W
<b>D-03</b>	0° 22' 2.675'' S	76° 53' 51.519'' W
<b>D-04</b>	0° 22' 2.838'' S	76° 53' 52.526'' W
<b>D-05</b>	0° 24' 42.805'' S	76° 53' 9.581'' W
<b>D-06</b>	0° 25' 2.78'' S	76° 51' 59.47'' W

**Tabla 4: Ubicación de los pozos.**

**Elaborado por: Valeria Méndez.**

### 3.4.2 LITOLOGIA

El yacimiento principal de este campo está comprendido por las arenas de Hollín Superior y Hollín Inferior, seguido de las areniscas de “U”, “T” y Basal Tena. Para el análisis se tomará a la litología como invariable en todo el campo. La Tabla 5. presenta una breve descripción litológica de las formaciones, y la Tabla 6. nos muestra una prognosis de la profundidad de las formaciones en TVD y MD tomada de la información obtenida.

Esta información nos servirá para realizar un análisis de las formaciones críticas que se presentan durante la perforación. Los conglomerados de Tiyuyacu (superior e inferior), la formación Tena y formación Napo se consideran como formaciones críticas, debido a que sus características física y compleja composición generan mayores inconvenientes cuando son perforadas.

<b>FORMACION</b>		<b>DESCRIPCIÓN LITOLOGICA</b>
<b>Orteguaza</b>		Lutita y Arena
<b>Tiyuyacu</b>		Arcillita, limolita y conglomerado chert
<b>Tena</b>	<b>Tena</b>	Arcillita
	<b>Basal Tena</b>	Arenisca
<b>Napo</b>	<b>“M1”</b>	Lutita, caliza y arenisca
	<b>“M2”</b>	Caliza y arenisca
	<b>“A”</b>	Caliza
	<b>“U Superior”</b>	Arenisca
	<b>“U Inferior”</b>	Lutita y arenisca
	<b>“B”</b>	Caliza
	<b>“T Superior”</b>	Arenisca
	<b>“T Inferior”</b>	Lutita y arenisca
	<b>Basal Napo</b>	Lutita
	<b>“C”</b>	Caliza
<b>Hollín</b>	<b>Hollín Superior</b>	Arenisca
	<b>Hollín Inferior</b>	Arenisca

**Tabla 5: Descripción de la litología del campo.**

**Elaborado por: Valeria Méndez.**

En la perforación de pozos de desarrollo dentro del campo, se han presentados diferentes problemas al atravesar la formación Tiyuyacu Inferior, porque esta tiende a hincharse, originando un atrapamiento de la tubería debido a derrumbes, huecos apretados y embolamiento de la broca.

<b>TOPES FORMACIONALES</b>		
<b>FORMACION</b>	<b>MD (pies)</b>	<b>TVD (pies)</b>
<b>Orteguaza</b>	5578	5439
<b>Tiyuyacu</b>	6656	6300
<b>Tope conglomerado Superior Tiyuyacu</b>	6879	6480
<b>Base Conglomerado Inferior Tiyuyacu</b>	7097	6654
<b>Conglomerado inferior Tiyuyacu</b>	8152	7516
<b>Tena</b>	8716	7999
<b>Arenisca Basal Tena</b>	9730	8802
<b>Napo</b>	9745	8813
<b>Tope Caliza “M-1”</b>	10051	9053
<b>Tope Caliza “M-2”</b>	10280	9253
<b>Base Caliza “M-2”</b>	10331	9301
<b>Tope Caliza “A”</b>	10432	9395
<b>Base Caliza “A”</b>	10524	9481
<b>Arenisca “U” Superior</b>	10544	9500
<b>Tope de Arenisca “U” Inferior</b>	10605	9557
<b>Base Arenisca “U” superior</b>	10645	9595
<b>Tope Caliza “B”</b>	10728	9672
<b>Arenisca “T” Superior</b>	10747	9690
<b>Tope de Arenisca “T” Inferior</b>	10815	9755
<b>Base de Arenisca “T” Inferior</b>	10926	9861
<b>Caliza “C”</b>	11041	9970
<b>Tope Hollín Superior</b>	11057	9985
<b>Tope Hollín Superior</b>	11112	10038

**Tabla 6: Prognosis de Topes y Bases de las Formaciones del Campo**

**Elaborado por: Valeria Méndez**

### 3.4.3 PROBLEMAS POR FORMACION.

La siguiente Tabla 7, presenta un resumen general de los problemas puntuales presentados en los pozos, esta información se organizará por sección y por formaciones que presentaron problemas.

SECCION	FORMACIONES	PROBLEMAS PRESENTADOS
<b>SECCION 16”</b>	<b>Post Orteguaza</b>	Puntos apretados; Arrastre; asentamiento de tubería; Perdida de fluidos; Embolamiento de la broca; Aumento de rípios en zaranda; Fractura de roca; Aumento de torque; Aumento de presión; Pérdida de peso en la sarta.
	<b>Orteguaza</b>	Puntos apretados; invasión de fluidos; Embolamiento de la broca; Aumento de rípios en zaranda; arcilla deshidratada.
<b>SECCION 12 ¼”</b>	<b>Tiyuyacu</b>	Invasión de fluidos
	<b>Conglomerado superior Tiyuyacu</b>	Puntos apretados; tensión en el revestimiento; bajo ROP; Embolamiento de la broca; Aumento de rípios en zaranda; desgaste de broca y estabilizador; arcilla deshidratada; Aumento de torque.
	<b>Conglomerado inferior Tiyuyacu</b>	Puntos apretados; bajo ROP; Aumento de rípios en zaranda; desgaste en estabilizador; arcilla deshidratada; Aumento de torque.
	<b>Tena</b>	Puntos apretados
	<b>Napo</b>	Puntos apretados; asentamiento de tubería; aumento de rípios en la zaranda; aumento de torque.
	<b>Calizas “M1” Y “M2”</b>	Desgaste de broca: aumento de torque
	<b>Calizas A</b>	Arrastre; aumento de rípios en la zaranda.
	<b>Arenisca U</b>	Perdida de fluido; bajo ROP; aumento de torque.
<b>SECCION 8 ½”</b>		Perdida de fluido Aumento de torque

**Tabla 7: Problemas presentados en la perforación de los pozos.**

### 3.4.4 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

Para organizar las propiedades de los fluidos de perforación para su posterior análisis, se desarrollaron tablas, en las cual se tomó en cuenta el tipo de fluido, densidad, viscosidad, viscosidad plástica (PV), punto cedente o yield point (YP), porcentaje de sólidos, geles y el PH. Estas propiedades son propias de cada fluido usado en las diferentes secciones de los pozos en los cuales se realizaron las operaciones de perforación del Campo.

#### SECCION 16”

En esta sección se utiliza un fluido disperso formulado para controlar la presión de formación. Las propiedades a la que se encuentra el fluido en los diferentes pozos se presentan en la Tabla 8.

Pozo	D-01	D-02	D-03	D-04	D-05	D-06
Densidad (Lpg)	8,6 -10,8	8,4-9,7	8,6-11,2	8,6-10,9	8,5-10,8	8,4-10,3
Viscosidad (Seg)	28-35	28-33	35-45	33-50	28-38	28-32
Viscosidad Plástica, PV (cP)	1-6	2-5	4-9	7-16	3-12	4-8
Punto Cedente, YP (lb/100 Pies <sup>2</sup> )	1-15	3-12	12-26	15-20	4-24	4-14
% Sólidos	2-2,5	6,5- 8,9	1,2 – 8,6	2 – 6,5	2 – 6,5	6,5 – 8,5
Geles (lb/100Pies <sup>2</sup> ) 10s-10m-30m	12-26-35	6-12-15	8-20-30	15-20-30	14-28-43	17-26-39
PH	8,5 – 8,7	6,8 - 7	7,4 – 7,7	7,5 - 8	7,5 – 8,5	7,3 -8,2

**Tabla 8: Propiedades de los fluidos de la Fase Superficial**

**Elaborado por: Valeria Méndez.**

#### SECCIÓN 12 ¼”

En esta sección se emplean fluidos klastop, para evitar los problemas por presencia de arcilla y por la poca lubricación que existe en el pozo. Las propiedades a la que se encuentra el fluido en los diferentes pozos se presentan en la Tabla 9.

Pozo	D-01	D-02	D-03	D-04	D-05	D-06
Densidad (Lpg)	9,5 -11,1	9,5 – 9,6	9,2 -11,2	9,5-11,2	9,4 – 11	9,6 -10,2
Viscosidad (Seg)	32 – 52	28 – 32	40 - 60	42 – 66	28 – 58	34 – 44
Viscosidad Plástica, PV (cP)	4 – 17	3 – 5	10 – 26	13 – 29	4 – 23	8 – 15
Punto Cedente, YP (lb/100 Pies <sup>2</sup> )	8 – 23	6 – 7	18 – 27	19 – 32	10 – 25	15 – 16
% Solidos	4 – 12	6 - 9	3 - 12	4 - 18	5 – 13	15 - 16
Geles(lb/100Pies <sup>2</sup> ) 10s-10m-30m	10-24-12	6-8-16	6-20-26	12-32-46	6-16-26	8-20-30
PH	8,5 -10,4	9 – 9,3	8,5 – 9,9	9,9 -10,9	8,5 -10,4	9,5 - 10

**Tabla 9: Propiedades de los Fluidos de la Fase Intermedia.**

**Elaborado por: Valeria Méndez.**

## SECCION 8 ½

En esta sección se emplean fluidos klastop, diseñados para la sección de 8 ½”. Las propiedades a la que se encuentra el fluido en los diferentes pozos se presentan en la Tabla 10.

Pozo	D-01	D-02	D-03	D-04	D-05	D-06
Densidad (Lpg)	9,7-10,2	9,6 -10,1	9,5 – 10	9,2 – 9,5	9,7 – 10	9,7 - 9,9
Viscosidad (Seg)	52 – 55	48 – 52	48 – 54	49 – 53	47 – 65	39 – 51
Viscosidad Plástica, PV (cP)	19 – 22	13 – 17	12 – 17	22 – 26	15 – 24	10 – 21
Punto Cedente, YP (lb/100 Pies <sup>2</sup> )	21 - 23	9 – 25	19 – 20	24 - 30	19 – 35	15 – 24
% Solidos	5 – 12,5	4,5 - 8	7 – 7,2	6 - 9	4 – 10.5	2,5 - 3
Geles(lb/100Pies <sup>2</sup> ) 10s-10m-30m	5-9-12	6-12-16	6-14-25	8-9-14	9-16-22	8-10-25
PH	9 – 9,5	9,4 – 9,8	9,2 – 9,5	9,6 – 10	8 – 10. 8	9 – 10,1

**Tabla 10: Propiedades de los Fluidos de la Fase de Producción.**

**Elaborado por: Valeria Méndez.**



## CAPITULO IV

### ANÁLISIS Y RESULTADOS

#### 4.1 ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE LAS PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

Para el análisis e interpretación de las propiedades de los fluidos de perforación de cada sección de los pozos perforados del campo, se utilizará la información descrita en las tablas del capítulo anterior. Con esta información se procederá a elaborar graficas para observar cuales son las tendencias de variación de las propiedades de cada pozo seleccionado y como resultado obtener un promedio general de las propiedades de los fluidos de perforación utilizados en toda la extensión del Campo Petrolero.

La interpretación de los análisis de las propiedades del fluido de perforación, nos permite conocer sus condiciones, y saber cómo estas varían dentro del rango permitido. También nos ayuda a identificar y solucionar los problemas que se manifiesten en el pozo durante las operaciones de perforación, y en el mantenimiento del mismo.

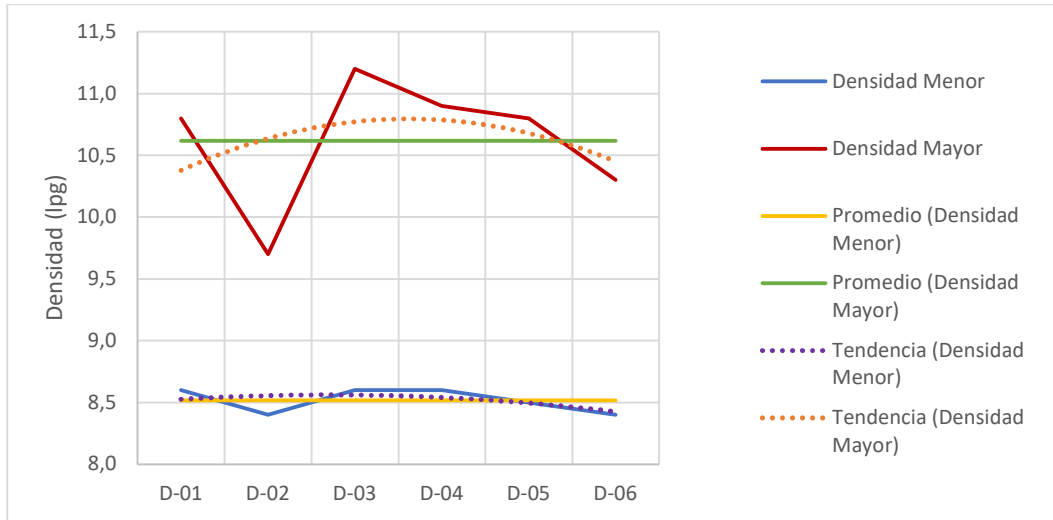
##### 4.1.1 ANALISIS E INTERPRETACION DE LAS PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DE LA SECCION DE 16”

###### ➤ Densidad

La Gráfica 1 muestra el rango de valores para la densidad del fluido de perforación utilizado en la sección superficial de 16” de cada pozo perforado, con sus correspondientes líneas de promedio y tendencia.

De acuerdo a las líneas trazadas en la gráfica, podemos observar que las líneas de tendencia de densidad mayor (línea roja) y densidad menor (línea azul) nos indican que hay un aumento de la densidad hacia la parte centro del Campo, también se aprecia una notoria disminución de la densidad hacia la parte sur del mismo. De igual manera, se aprecia que las líneas del promedio para la densidad menor (línea amarilla) y densidad mayor (línea verde) del fluido nos demuestran que el rango para la densidad en la sección superficial de 16” se encuentra entre 8,5 y 10,6 (lpg) respectivamente.

**Gráfica 1: Densidad del fluido de perforación de los pozos perforados en la sección superficial de 16" del Campo.**



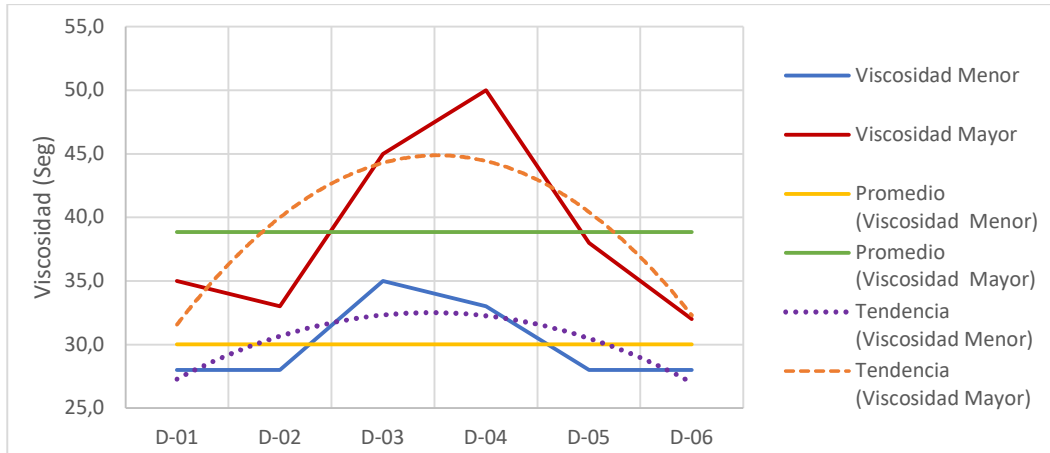
**Elaborado por: Valeria Méndez**

➤ **Viscosidad**

La Gráfica 2 presenta un rango de valores para la viscosidad de embudo del fluido de perforación utilizados en la sección superficial de 16" de cada pozo perforado, con sus respectivas líneas de tendencia y promedio.

De esta gráfica se puede observar que hacia la parte central del campo la viscosidad mayor (línea roja) y viscosidad menor (línea azul) tiende a aumentar en la parte centro del campo, y hacia la parte sur del mismo disminuye. Asimismo, se puede observar que las líneas del promedio para la viscosidad menor (línea amarilla) y viscosidad mayor (línea verde) muestran que el rango de la viscosidad de embudo se encuentra entre 30 y 38,8 seg correspondientemente, para la sección superficial de 16".

**Gráfica 2: Viscosidad del fluido de perforación de los pozos perforados en la sección superficial de 16" del Campo.**



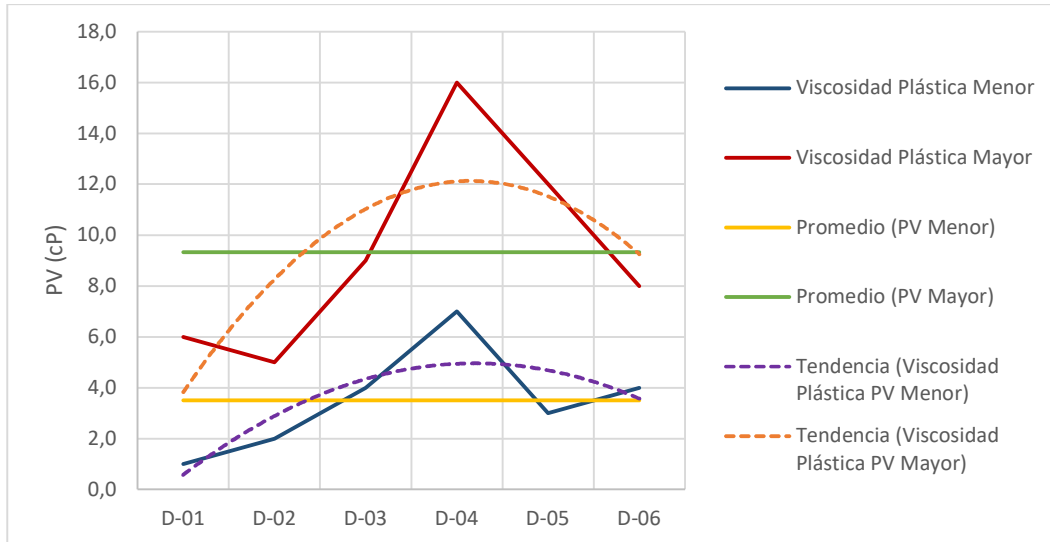
**Elaborado por: Valeria Méndez**

➤ **Viscosidad Plástica (PV)**

La Gráfica 3 muestra el rango de valores de la viscosidad plásticas del fluido de perforación para la sección de 16" de cada pozo perforado en el campo, con sus respectivas líneas de tendencia y promedio.

En esta gráfica se puede observar que la PV mayor (línea roja) y PV menor (línea azul) va en aumento hacia la zona central del campo, así mismo se puede apreciar que la PV mayor y PV menor tienden a disminuir hacia la parte sur de este campo. De la misma manera se demuestra que las líneas del promedio para la PV menor (línea amarilla) y PV mayor (línea verde) nos definen que la viscosidad plástica se encuentra entre los valores de 3,5 y 9,3 cP para la sección de superficial.

**Gráfica 3: PV del fluido de perforación de los pozos perforados en la sección superficial de 16" del Campo.**



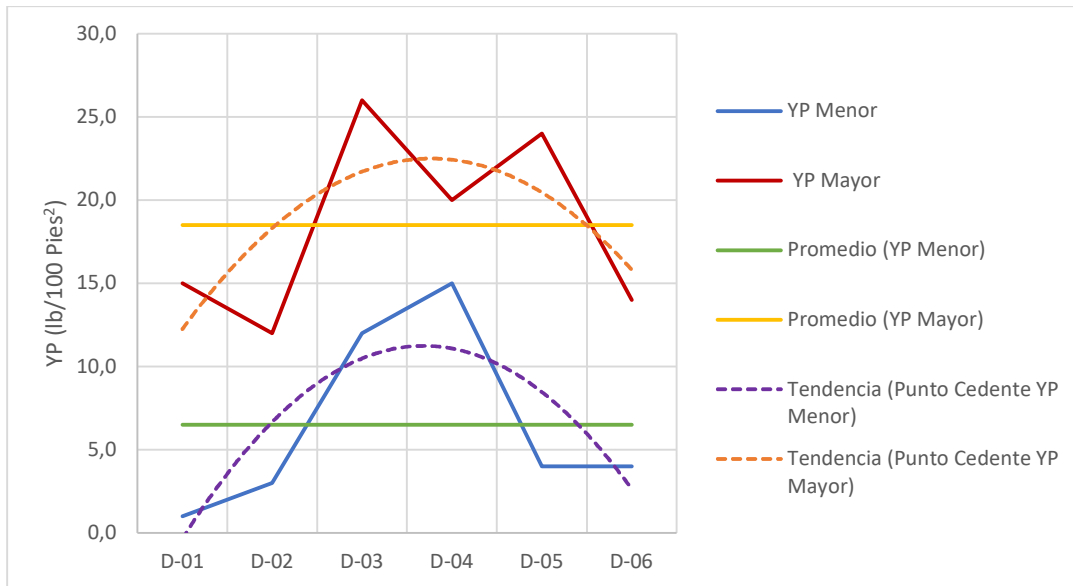
**Elaborado por: Valeria Méndez.**

➤ **Punto Cedente (YP)**

La Gráfica 4 muestra el rango de valores para el punto cedente o yield point (YP) del fluido de perforación de la sección de 16" de los pozos perforados del Campo, con sus respectivas líneas de tendencia y promedio.

De esta gráfica se puede apreciar que el punto cedente menor (línea roja) y punto cedente mayor (línea roja) aumentan en la zona centro del campo, y asimismo tiende a disminuir considerablemente hacia la zona sur. De la misma manera se observa que el promedio que se obtuvo del YP menor (línea amarilla) y YP mayor (línea verde) para esta sección intermedia es de 6,5 a 18,5 lb/100 pies<sup>2</sup>.

**Gráfica 4: YP del fluido de perforación de los pozos perforados en la sección superficial de 16" del Campo.**



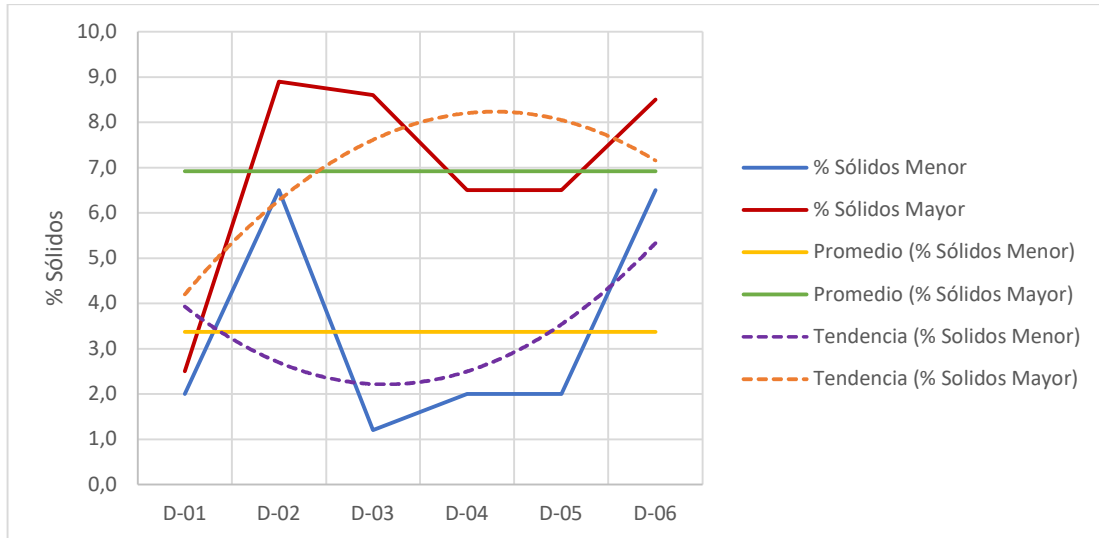
**Elaborado por: Valeria Méndez.**

➤ **Porcentaje de sólidos**

La Gráfica 5 presenta un rango de valores para el porcentaje de sólidos del fluido de perforación utilizados en la sección de 16" de los pozos perforados, con su respectiva línea de tendencia y promedio.

Las líneas en la gráfica nos demuestran que el porcentaje de sólidos mayor (línea roja) va en aumento hacia la parte centro del campo, y además presenta una leve disminución hacia la parte sur del mismo, mientras que el porcentaje de sólidos menor (línea azul) disminuye en la zona centro y aumenta hacia la zona sur. También se puede apreciar que para el promedio del % de sólidos menor (línea amarilla) y % de sólidos mayor (línea verde) en esta sección se establece en un rango de 3,4% a 6,9% respectivamente.

**Gráfica 5: % de Sólidos del fluido de perforación de los pozos perforados en la sección superficial de 16" del Campo.**



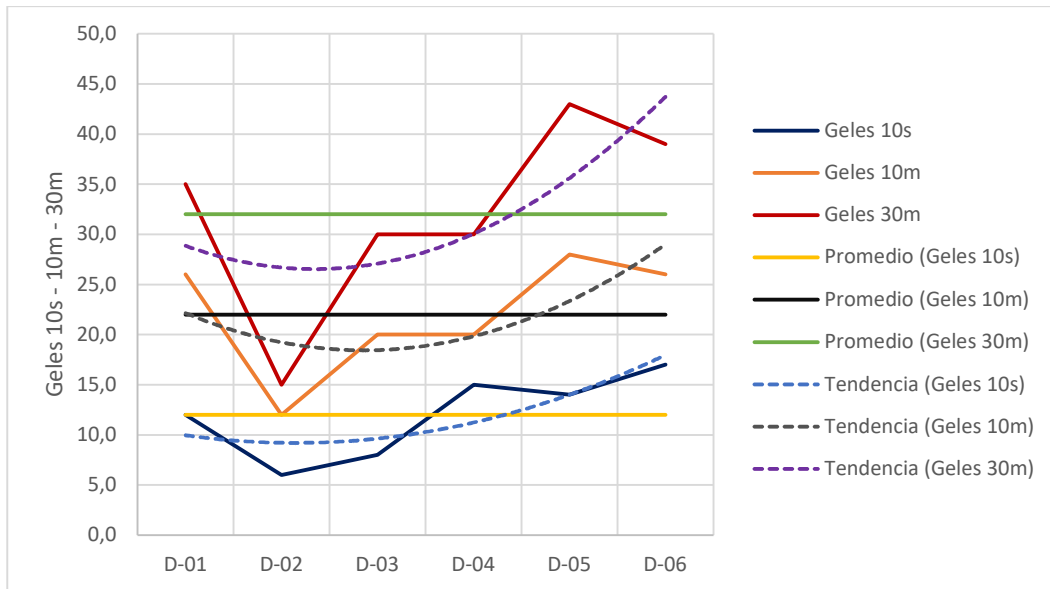
**Elaborado por: Valeria Méndez.**

➤ **Geles**

La Grafica 6 muestra la variación de geles a 10s, 10m, 30m del fluido de perforación usado en la sección de 16" de los pozos perforados, con sus respectivas líneas de tendencia y promedio.

De esta grafica podemos observar que las líneas variación de geles a 10s (línea azul), 10m (línea naranja), y 30m (línea roja) tienen una tendencia a disminuir hacia el centro del campo, de igual manera se puede ver que la variación de geles aumenta considerablemente hacia la parte sur del campo. Igualmente se aprecia que las líneas del promedio de geles a 10s (línea amarilla), 10m (línea negra), y 30m (línea verde) establece un valor promedio para la variación de geles que estaría entre 12 s/22 m/ 30 m para la sección de 16"

**Gráfica 6: Geles a 10s – 10m – 30m del fluido de perforación de los pozos perforados en la sección superficial de 16" del Campo.**



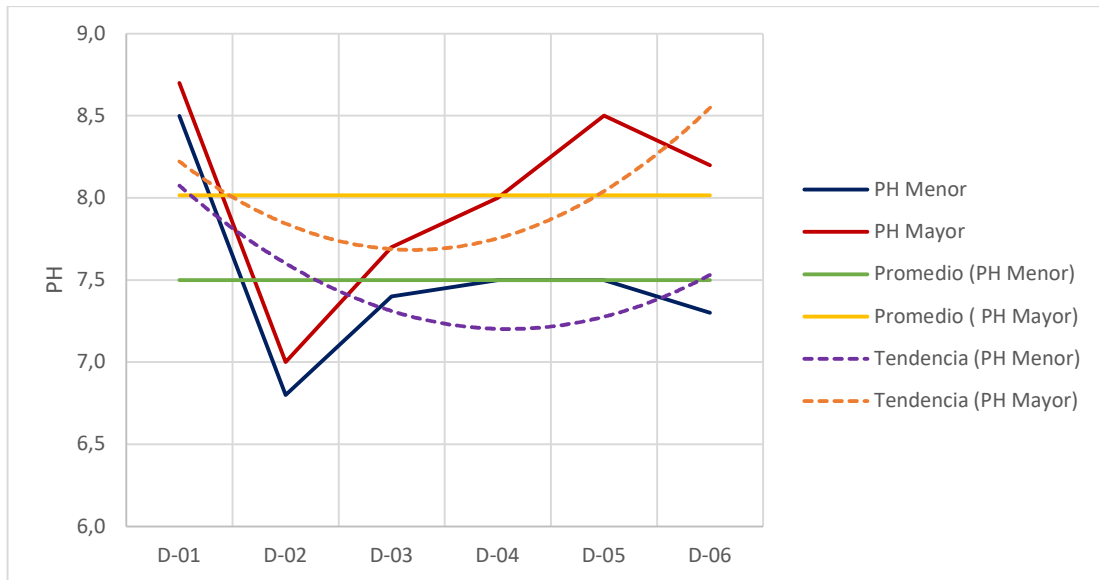
**Elaborado por: Valeria Méndez.**

➤ **PH**

La Gráfica 7 presenta el rango de PH que tienen los fluidos de perforación usados en la sección superficial de 16" de los pozos perforados, con sus respectivas líneas de tendencia y promedio.

En la gráfica se aprecia que el PH mayor (línea roja), disminuye en la parte centro, y tiende a aumentar hacia la parte sur, mientras que la línea del PH menor (línea azul) tiene tendencia a disminuir en el centro, y aumenta levemente en la parte sur. De igual manera se establece un promedio para el PH menor (línea verde) y PH mayor (línea amarilla), el cual nos indica que el rango de PH para esta sección estaría entre 7,5 y 8.

**Gráfica 7: PH del fluido de perforación de los pozos perforados en la sección superficial de 16" del Campo.**



**Elaborado por: Valeria Méndez.**

#### 4.1.2 RESULTADOS OBTENIDOS PARA LA SECCION SUPERFICIAL DE 16"

De acuerdo con el análisis correspondiente de la información establecida en los cuadros del capítulo anterior a través de las gráficas, se determina en la Tabla 7 un promedio para los rangos óptimos de las propiedades de los fluidos utilizada en la sección de 16" en la perforación de pozos del Campo.

Sección Superficial	Densidad (lpg)	Viscosidad (Seg)	PV (cP)
16"	8,5 – 10,6	30 – 38,5	3,5 – 9,3
YP (lb/100Pies <sup>2</sup> )	% Solidos	Geles (lb/100Pies <sup>2</sup> )	PH
6,5 – 18,5	3,4 – 6,9	12s – 22m – 32m	7,5 – 8

**Tabla 11: Resultados de la sección superficial de 16".**

**Elaborado por: Valeria Méndez.**



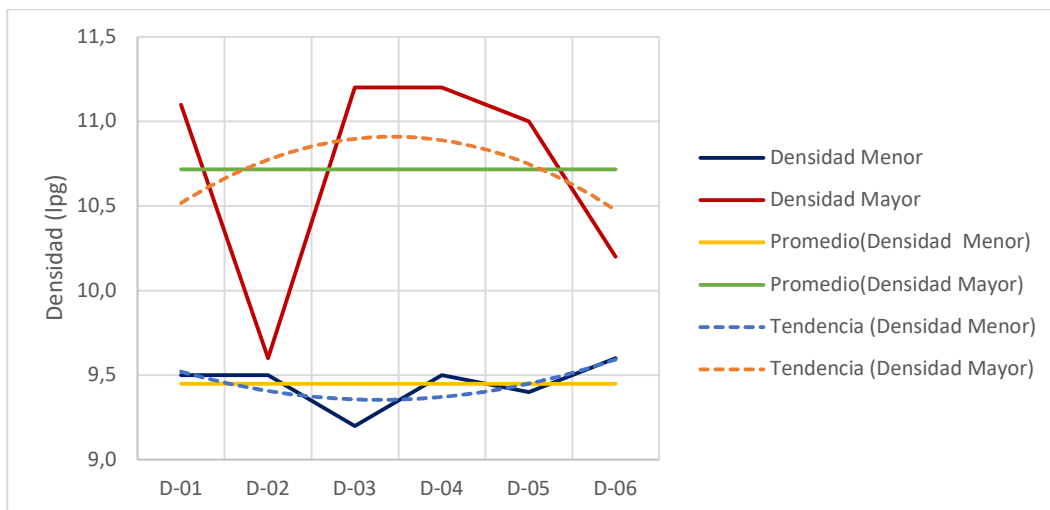
#### 4.1.3 ANALISIS E INTERPRETACION DE LAS PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DE LA SECCION DE 12 ¼”.

##### ➤ Densidad

La Gráfica 8 muestra un rango de valores para la densidad de los fluidos de perforación en la sección intermedia de 12 ¼” de los pozos perforados en el campo, con sus respectivas líneas de promedio y tendencia.

La gráfica muestra que la línea de la densidad mínima (línea azul), que disminuye en la parte centro, y tiende a aumentar hacia el sur del campo, mientras que la densidad mayor (línea roja), aumenta en la parte centro del campo y disminuye hacia la parte sur. También se puede apreciar que el promedio de la densidad menor (línea amarilla) y densidad mayor (línea verde) para esta sección se encuentra en un rango de 9,5 y 10,7 lpg.

**Gráfica 8: Densidad del fluido de perforación de los pozos perforados en la sección superficial de 12 ¼” del Campo.**



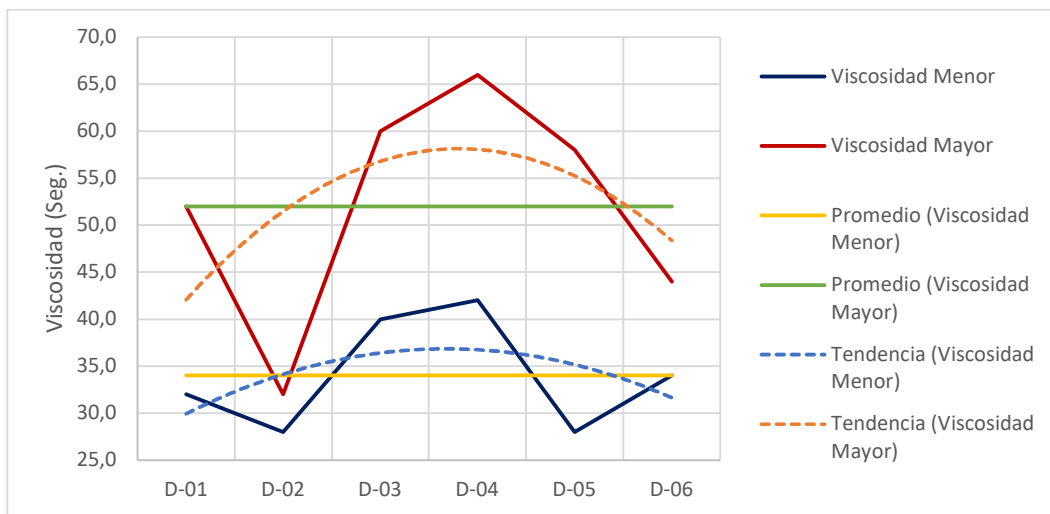
**Elaborado por: Valeria Méndez.**

##### ➤ Viscosidad

La Gráfica 9 presenta el rango de la viscosidad de embudo de los fluidos de perforación utilizados en la sección de 12 ¼” los pozos perforados en el campo, con sus respectivas líneas de tendencia y de promedio.

De esta grafica se puede apreciar que la viscosidad mayor (línea roja) y viscosidad menor (línea azul) para esta sección aumenta en la parte centro del campo, y ambas viscosidades disminuyen hacia la zona sur del mismo. Asimismo, se puede observar en esta gráfica que el promedio de la densidad menor (línea amarilla) y densidad mayor (línea verde) que se definen en la gráfica determina que el rango de la viscosidad de la sección intermedia esta entre 34 y 52 Seg.

**Gráfica 9: Viscosidad del fluido de perforación de los pozos perforados en la sección superficial de 12 ¼” del Campo.**



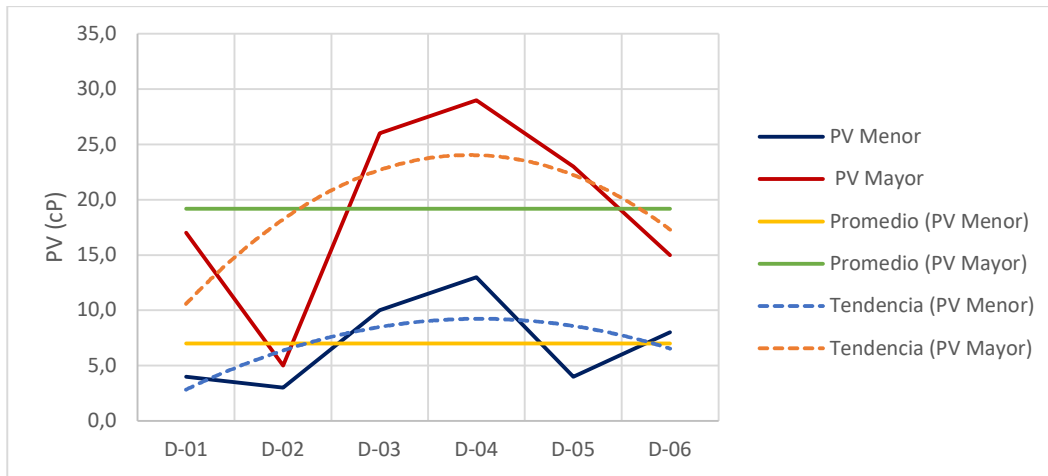
**Elaborado por: Valeria Méndez.**

➤ **Viscosidad Plástica (PV)**

La Gráfica 10 muestra el rango de la viscosidad plastica (PV) para los fluidos de perforación de la sección intermedia de cada pozo perforado en el campo, con sus respectivas líneas de promedio y tendencia.

De la gráfica se puede observar que la viscosidad plástica mayor (línea roja) y viscosidad plástica menor (línea azul) tienen tendencia a aumentar hacia la parte centro del campo, y de igual manera estas viscosidades tienden a disminuir levemente hacia la zona sur de este. De la misma manera se puede apreciar en la gráfica, que las líneas del promedio para la viscosidad plástica menor (línea amarilla) y viscosidad plástica mayor (línea verde) definen que el rango de la viscosidad plástica de este campo se encuentra entre 7,0 y 19,2 cP para la sección intermedia de los pozos.

**Gráfica 10: PV del fluido de perforación de los pozos perforados en la sección superficial de 12 ¼” del Campo.**



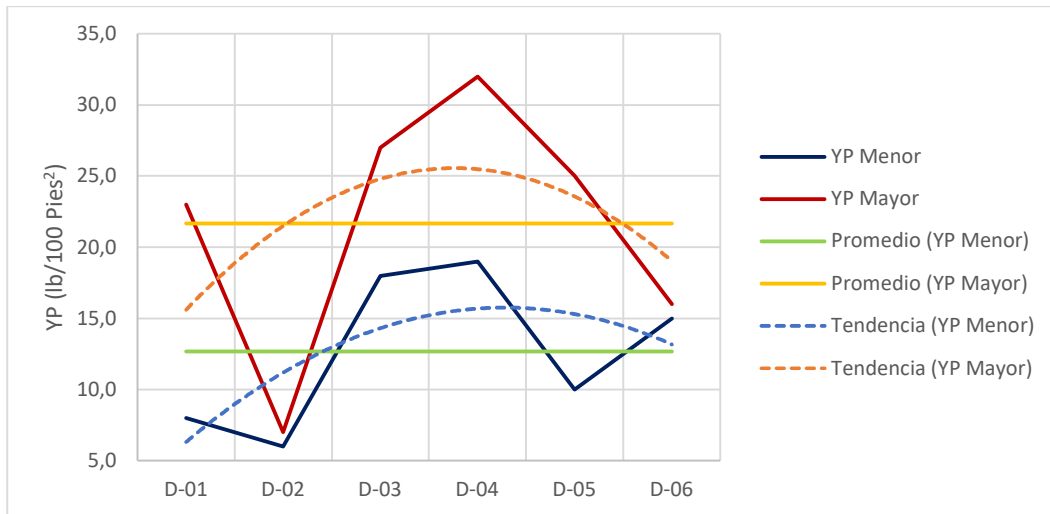
**Elaborado por: Valeria Méndez.**

➤ **Punto Cedente (YP)**

La Gráfica 11 muestra el rango del punto cedente (YP) de los fluidos de perforación utilizados en la sección intermedia de los pozos petrolero perforados en el campo, con sus respectivas líneas de tendencia y promedio.

En la gráfica se puede apreciar que el punto cedente mayor (línea roja) y el punto cedente menor (línea azul) aumentan en la parte centro del campo, también se puede observar que el punto cedente en ambas líneas disminuye levemente hacia la zona sur, aun así, manteniéndose los valores un poco más alto que en la zona norte. La grafica también demuestra que el para el promedio del punto cedente menor (línea amarilla) y punto cedente mayor (línea verde) del fluido de perforación, se establecería un rango entre 12,7 y 21,5 para la sección intermedia de 12 ¼”.

**Gráfica 11: YP del fluido de perforación de los pozos perforados en la sección superficial de 12 ¼” del Campo.**



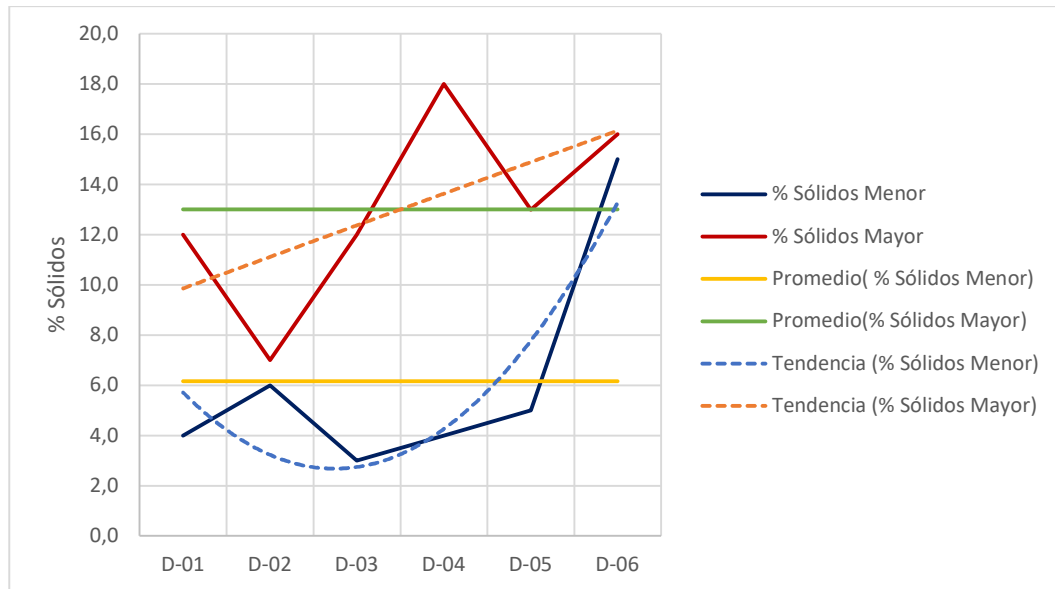
**Elaborado por: Valeria Méndez.**

➤ **Porcentaje de Sólidos**

La Gráfica 12 muestra la variación del porcentaje de sólidos del fluido de perforación de la fase intermedia de 12 ¼” para los pozos perforados en el campo, con sus respectivas líneas de tendencia y promedio.

La grafica muestra que el porcentaje de sólidos mayor (línea roja) aumenta hacia la parte sur del campo, mientras que el porcentaje de sólidos menor (línea azul) disminuye en la zona céntrica del campo, y aumenta hacia la zona sur. Además, también se puede observar que las líneas del porcentaje de sólidos menor (línea amarilla) y porcentaje de sólidos mayor (línea verde) dan como resultado un promedio entre 6,2 y 13,0% de sólidos en la fase intermedia de 12 ¼” de los pozos del Campo.

**Gráfica 12: % de sólidos del fluido de perforación de los pozos perforados en la sección superficial de 12 ¼” del Campo.**



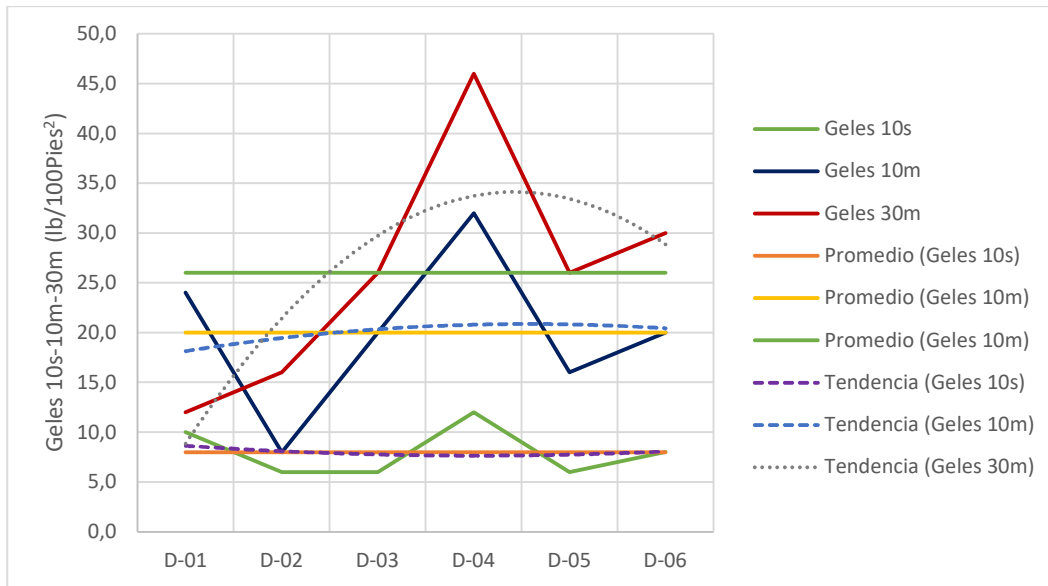
**Elaborado por: Valeria Méndez.**

➤ **Geles**

La Gráfica 13 presenta los valores de geles a 10s, 10m, y 30m para los fluidos de perforación de la sección intermedia de 12 ¼” de los pozos perforados en el campo, con sus respectivas líneas de tendencia y promedio.

De la gráfica se puede observar que la tendencia del gel a 10s (línea verde) aumenta levemente en la zona centro tiende a disminuir hacia el sur, mientras que la variación del gel a 10m (línea azul) y 30 m (línea roja) tiende a aumentar hacia el sur del campo. Del mismo modo se puede observar que para el promedio de geles a 10s (línea naranja), 10m (línea amarilla), y 30m (línea verde) del fluido de perforación en la sección intermedia, se establecen los valores referenciales de 8/20/26 respectivamente.

**Gráfica 13 Geles a 10s – 10m – 30m del fluido de perforación de los pozos perforados en la sección superficial de 12 ¼" del Campo.**



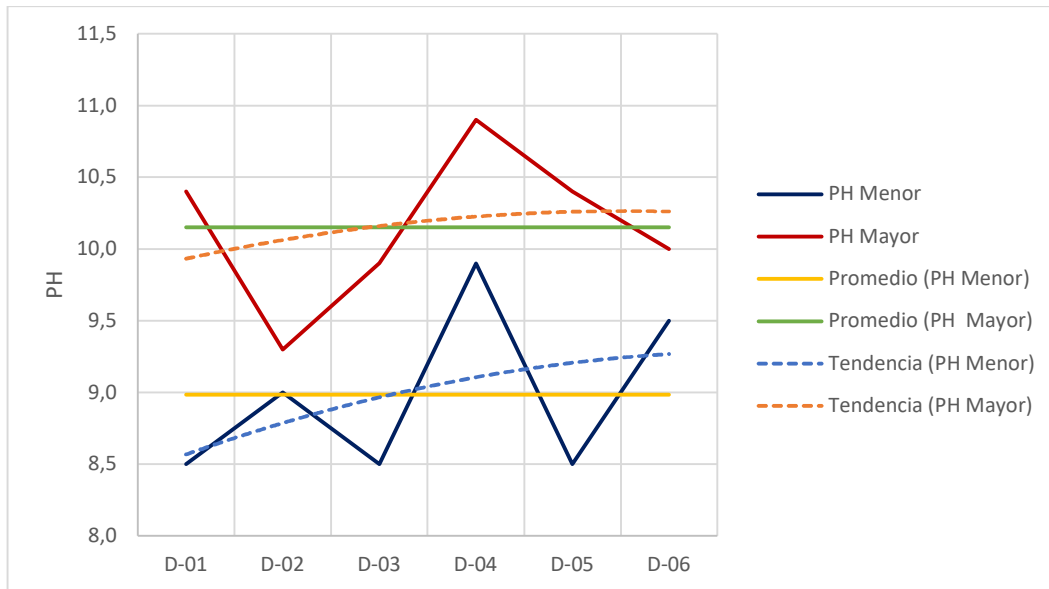
**Elaborado por: Valeria Méndez.**

➤ **PH**

La Gráfica 14 muestra los valores de PH para los fluidos de perforación utilizados en la sección intermedia de 12 ¼" de los pozos perforados, con sus respectivas líneas de tendencia y promedio.

La grafica demuestra que la línea del PH mayor (línea roja) y PH menor (línea azul) tienden a aumentar hacia la zona centro y zona sur del campo. De la misma manera se puede observar que las líneas de promedio del PH menor (línea amarilla) y promedio del PH mayor (línea verde) establecen un rango entre 9,0 y 10,2 para la sección intermedia.

**Gráfica 14: PH del fluido de perforación de los pozos perforados en la sección superficial de 12 ¼” del Campo.**



**Elaborado por: Valeria Méndez.**

#### **4.1.4 RESULTADOS OBTENIDOS PARA LA SECCION INTERMEDIA DE 12 ¼”**

De acuerdo con el análisis correspondiente de la información establecida en los cuadros del capítulo anterior a través de las gráficas, se determina en la tabla 8 un promedio para los rangos óptimos de las propiedades de los fluidos utilizada en la sección de 12 ¼” en la perforación de pozos del Campo.

<b>Sección Intermedia</b>	<b>Densidad (lpg)</b>	<b>Viscosidad (Seg)</b>	<b>PV (cP)</b>
12 ¼”	9,5 – 10,7	34 – 52	7 – 19,2
<b>YP (lb/100Pies<sup>2</sup>)</b>	<b>% Solidos</b>	<b>Geles (lb/100Pies<sup>2</sup>)</b>	<b>PH</b>
12,7 – 21,7	6,2 – 13,0	8s – 20m – 26m	9,0 – 10,2

**Tabla 12: Resultados de la sección intermedia de 12 ¼”.**

**Elaborado por: Valeria Méndez.**

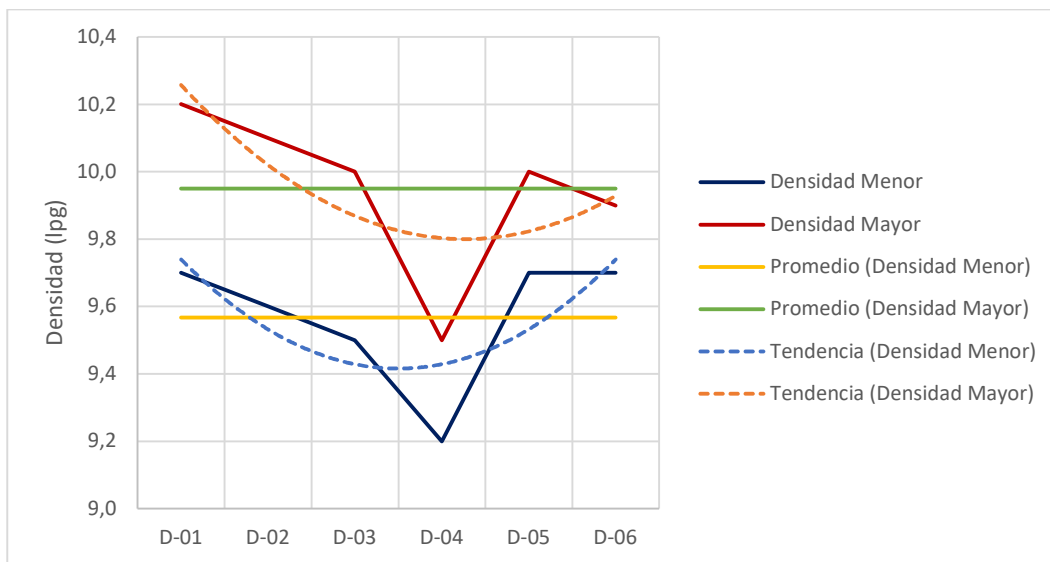
#### 4.1.5 ANALISIS E INTERPRETACION DE LAS PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DE LA SECCION DE 8 ½”.

##### ➤ Densidad

La Gráfica 15 nos muestra un rango de valores para la densidad de los fluidos de perforación de la sección de producción de 8 ½” de los pozos del campo, con sus respectivas líneas de tendencia y promedio.

En la gráfica se puede observar que la densidad mayor (línea roja) y densidad menor (línea azul), tienden a disminuir hacia la parte centro del campo, y aumentar levemente hacia la parte sur de este. Asimismo, se puede apreciar las líneas promedio de densidad menor (línea verde) y densidad mayor (línea verde) establecen que el rango de la densidad para esta sección de producción estaría entre 9,6 y 10,0 lpg.

**Gráfica 15: Densidad del fluido de perforación de los pozos perforados en la sección de producción de 8 ½” del Campo.**



**Elaborado por: Valeria Méndez.**

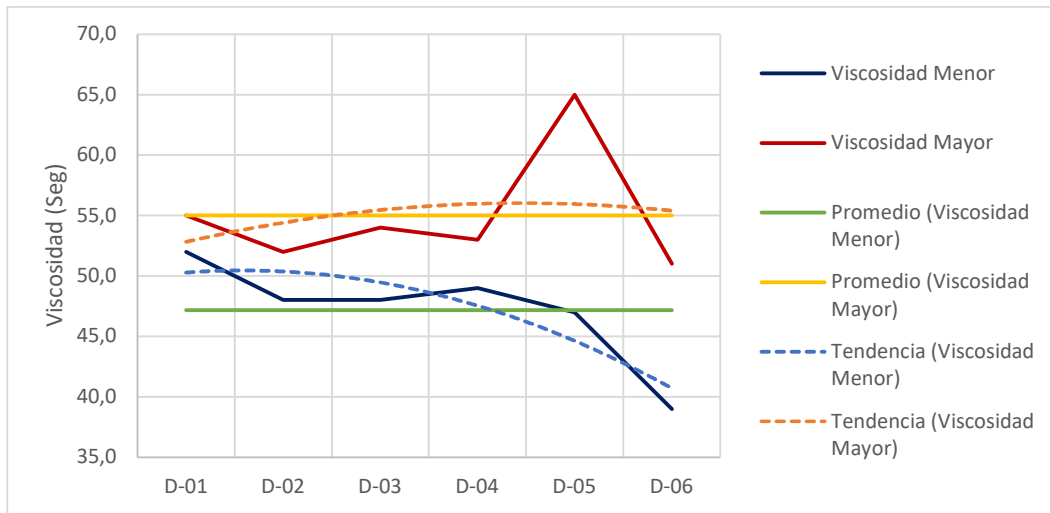
##### ➤ Viscosidad

La Gráfica 16 presenta un rango de valores para la viscosidad de embudo del fluido de perforación para la sección de producción de los pozos perforados en el campo, con sus respectivas líneas de tendencia y promedio.



La gráfica muestra que la viscosidad aumenta hacia el sur del campo para la viscosidad mayor (línea roja), mientras que para la viscosidad menor (línea azul) tiende a disminuir hacia la parte sur del mismo. Además, se puede observar que las líneas de promedio de la viscosidad menor (línea verde) y viscosidad mayor (línea amarilla) en esta sección de 8 ½” se establecería un promedio entre 47,2 y 55 Seg.

**Gráfica 16: Viscosidad del fluido de perforación de los pozos perforados en la sección de producción de 8 ½” del Campo.**



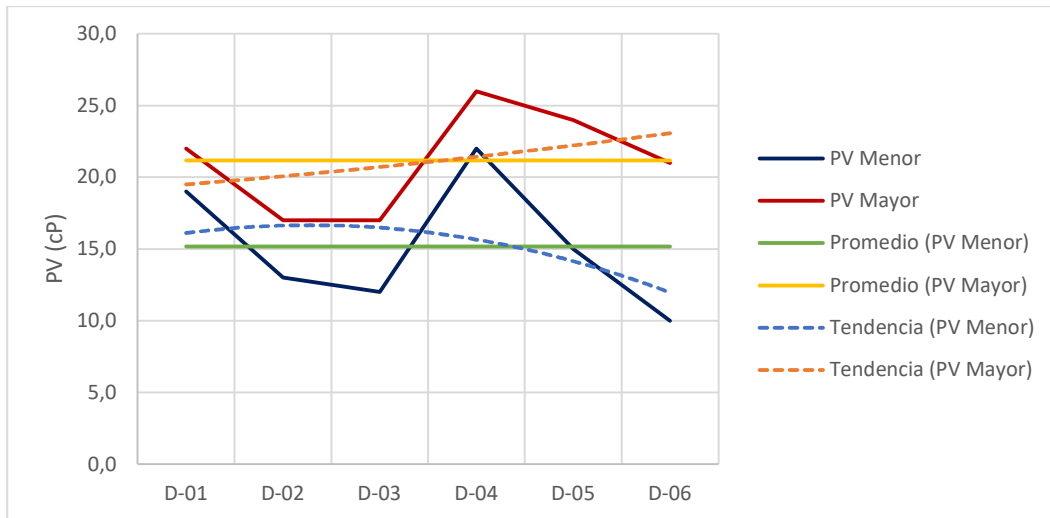
**Elaborado por: Valeria Méndez.**

➤ **Viscosidad Plástica**

La Gráfica 17 muestra los valores de la viscosidad plástica (PV) para la sección de producción de 8 ½” de los pozos perforados en el campo, con sus respectivas líneas de tendencia y promedio.

En la gráfica se observa que la PV mayor (línea roja) tiene tendencia a aumentar hacia el sur del campo, en tanto que la PV menor (línea azul) disminuye hacia el sur. De igual manera se puede observar que el promedio de la PV menor (línea verde) y PV mayor (línea amarilla) para esta sección de producción se encuentra entre 15,2 y 21,2 cP.

**Gráfica 17: PV del fluido de perforación de los pozos perforados en la sección de producción de 8 ½” del Campo.**



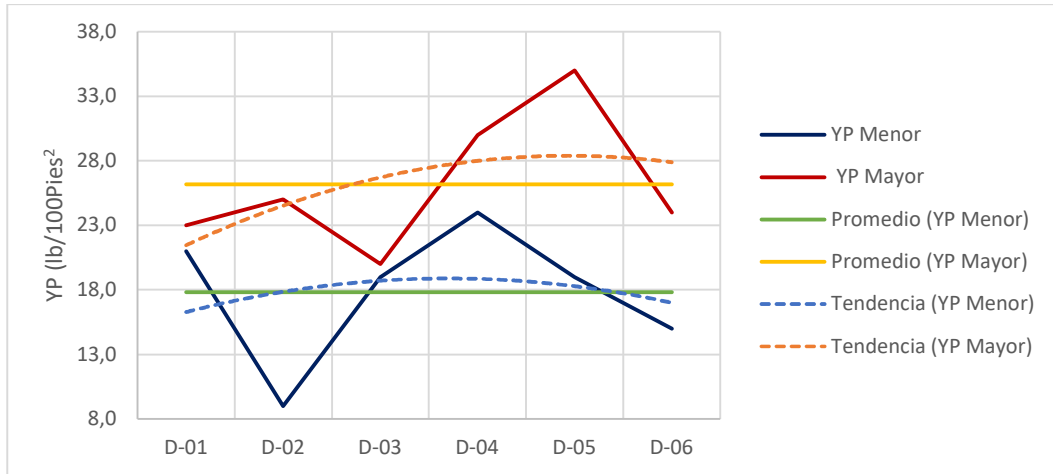
**Elaborado por: Valeria Méndez.**

➤ **Punto Cedente**

La Gráfica 18 muestra el rango del punto cedente (YP) de los fluidos de perforación para la sección de producción de los pozos perforados en el campo, con sus respectivas líneas de tendencia y de producción.

De esta grafica se puede apreciar que el YP mayor (línea roja) y YP menor (línea azul) tienden a aumentar hacia la parte centro y sur del campo. Además, se puede observar las líneas de promedio de YP menor (línea verde) y YP mayor (línea amarilla), definen el valor del YP entre 17,2 y 26,2 lb/100 ft<sup>2</sup> para la sección de producción de 8 ½”.

**Gráfica 18: YP del fluido de perforación de los pozos perforados en la sección de producción de 8 ½” del Campo.**



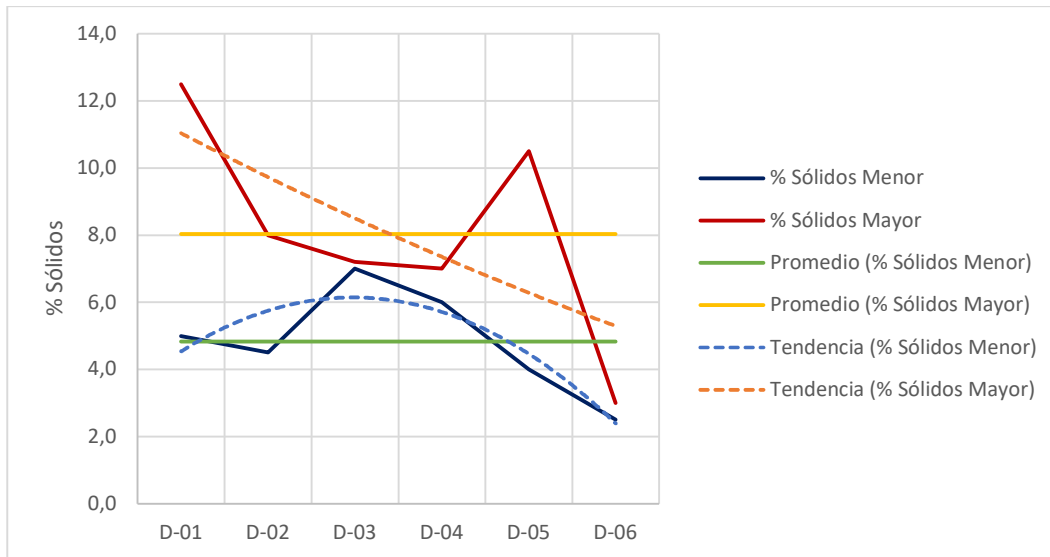
**Elaborado por: Valeria Méndez.**

➤ **Porcentaje de sólidos**

La Gráfica 19 muestra la variación del porcentaje de sólidos del fluido de perforación de la sección de 8 ½” de los pozos perforados en el campo, con sus respectivas líneas de tendencia y promedio.

En esta grafica se observa que el porcentaje de sólidos mayor (línea roja) tiende a disminuir hacia la parte centro y sur del campo, en tanto que el porcentaje de solidos menor (línea azul) aumenta hacia la parte central y disminuye en la parte sur. También se establece el porcentaje de sólidos menor (línea amarilla) y porcentaje de sólidos mayor (línea verde) para esta sección, y como se muestra en la figura, este porcentaje estaría entre 4,8 y 8,0 %.

**Gráfica 19: % de Sólidos del fluido de perforación de los pozos perforados en la sección de producción de 8 ½” del Campo.**



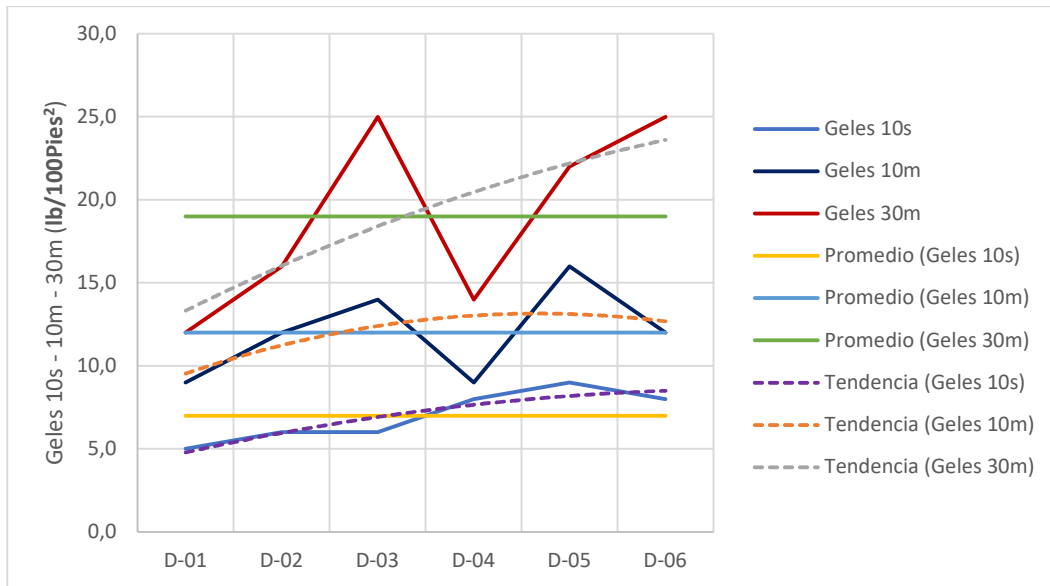
**Elaborado por: Valeria Méndez.**

➤ **Geles**

La Gráfica 20 muestra los valores de los geles a 10s, 10m, 30m de los fluidos de perforación utilizados en la sección de producción de los pozos perforados, con sus respectivas líneas de tendencia y promedio.

En esta gráfica se puede observar que los valores del gel a 10s (línea celeste), 10m (línea azul) y 30 m (línea roja), tienen tendencia a aumentar hacia la parte centro y sur del campo. De igual manera se aprecia que el promedio del gel a 10s (línea amarilla), 10m (línea celeste), y 30m (línea verde) para los fluidos de esta sección de producción sería 7/12/19 respectivamente.

**Gráfica 20: Geles a 10s – 10m – 30m del fluido de perforación de los pozos perforados en la sección de producción de 8 ½” del Campo.**



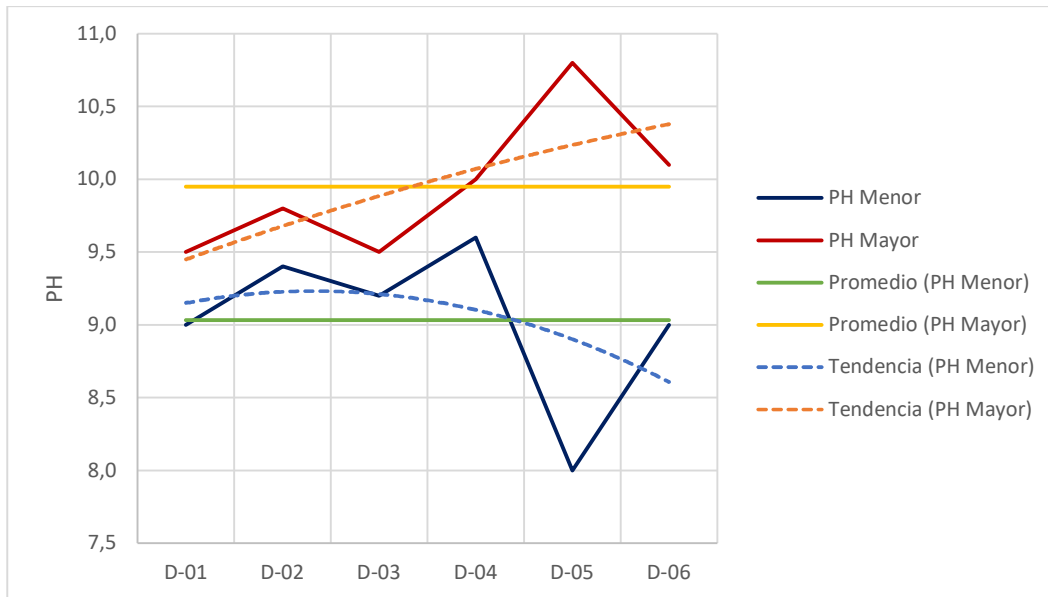
**Elaborado por: Valeria Méndez.**

➤ **PH**

La Gráfica 21 muestra el rango del PH de los fluidos de perforación de la sección de producción de los pozos perforados en el campo, con sus respectivas líneas de tendencia y promedio.

En la gráfica se puede ver que la línea del PH Mayor (línea roja), aumenta hacia la parte centro y sur, mientras que el PH menor (línea azul) tiende a disminuir hacia la parte sur del campo. También se puede observar que las líneas de promedio del PH menor (línea amarilla) y PH mayor (línea verde), establecen un promedio entre 9,0 y 10,0 para los fluidos de perforación de la sección de producción de 8 ½”.

**Gráfica 21: PH del fluido de perforación de los pozos perforados en la sección de producción de 8 ½” del Campo.**



**Elaborado por: Valeria Méndez.**

#### 4.1.6 RESULTADOS OBTENIDOS PARA LA SECCION DE PRODUCCION DE 8 ½”.

De acuerdo con el análisis correspondiente de la información establecida en los cuadros del capítulo anterior a través de las gráficas, se determina en la Tabla 9 un promedio para los rangos óptimos de las propiedades de los fluidos utilizada en la sección de 8 ½” en la perforación de pozos del Campo.

Sección de Producción	Densidad (lpg)	Viscosidad (Seg)	PV (cP)
8 ½”	9,6 – 10,0	47,2 – 55	15,2 – 21,2
YP (lb/100Pies <sup>2</sup> )	% Solidos	Geles (lb/100Pies <sup>2</sup> )	PH
17,8 – 26,2	4,8 – 8,0	7s – 12m – 19m	9,0 – 10,0

**Tabla 13: Resultados de la sección de producción de 8 ½”.**

**Elaborado por: Valeria Méndez.**

#### 4.1.7 PROPUESTA Y SOLUCIONES TECNICAS PARA EL FLUIDO DE PERFORACION.

##### ➤ SECCION DE 16”

En esta sección, el objetivo principal es aislar la formación Chalcana y parte de la formación Orteguaza. Para perforar esta sección se iniciará con un fluido bentónico para minimizar el riesgo de pérdida de fluidos. Este fluido luego se transformará en un fluido viscoso formulado con propiedades inhibidoras como el nitrato de calcio, debido a la característica litológica de los sedimentos, los cuales presentan intercalaciones de arenas y arcilla que son hidratables al contacto con el agua.

Los estratos arcillosos e hidratables que presenta esta sección son sedimentos de la formación Chalcana, y se los denomina gumbo. Un fluido con las propiedades inhibidoras no adecuadas producirá problemas en estas formaciones. Estas arcillas al hidratarse expanden su estructura, lo que se deriva en un hinchamiento de arcillas que reducen el diámetro del hoyo, ocasionando puntos de arrastre, inestabilidad de las paredes del hoyo embolamiento de la broca y empaquetamiento de la sarta.

Las propiedades del fluido propuestos para esta sección se presentan en la tabla 14.

<b>PROPIEDADES DEL FLUIDO PROPUESTO</b>			
<b>Sistema</b>	<b>Formación</b>	<b>Litología</b>	<b>Profundidad</b>
fluido nativo – disperso	Chalcana y Orteguaza	cantos rodados, arenas, lutitas, arcillas	0 a 5997 ft Aprox.
<b>Sección superficial</b>	<b>Densidad (lpg)</b>	<b>Viscosidad (seg)</b>	<b>PV (cp)</b>
16”	8,5 – 10,6	30 – 38,5	3,5 – 9,3
<b>YP (lb/100pies<sup>2</sup>)</b>	<b>% Sólidos</b>	<b>Geles (lb/100pies<sup>2</sup>)</b>	<b>pH</b>
6,5 – 18,5	3,4 – 6,9	12s – 22m – 32m	7,5 – 8

**Tabla 14: Propiedades del fluido para la sección de 16”.**

➤ **SECCION DE 12 ¼”**

En esta sección, el objetivo principal es aislar las formaciones Orteguzaza, Tiyuyacu y Tena. Los estratos a perforar de esta sección están compuestos principalmente de arcillas hidratables y sensitivas con el tiempo, por lo que se utilizara un sistema disperso diseñado con aditivos dispersantes y antiacresion, que ayuden a evitar el embolamiento de la broca y el taponamiento de las líneas de flujo.

Al final de la formación Chalcana se debe añadir controladores de filtrado y estabilizadores mecánicos para controlar las lutitas presentes en la formación Orteguzaza, también se adicionará material de puenteo que reducirá la perdida de fluido y pegas diferenciales entre las arenas Orteguzaza y el conglomerado superior de Tiyuyacu.

En Tiyuyacu se debe aplicar agentes de control de perdida, polímeros, dispersantes e inhibidores al sistema disperso, para evitar la hidratación de las arcillas y estabilizar las paredes del pozo. Al atravesar las formaciones duras y abrasivas de los conglomerados superior e inferior de Tiyuyacu, se presentan altas vibraciones en la sarta de perforación, lo que produce bajos ROP y desgaste en la broca y estabilizadores, por lo que es necesario aumentar la lubricidad en el lodo para minimizar los problemas q se presentan.

Las propiedades del fluido propuestos para esta sección se presentan en la tabla 15.

<b>PROPIEDADES DEL FLUIDO PROPUESTO.</b>			
<b>Sistema</b>	<b>Formación</b>	<b>Litología</b>	<b>Profundidad</b>
Fluido disperso Fluido Klastop	Orteguzaza, Tiyuyacu y Tena	Arcillas y conglomerados con niveles de chert (Tiyuyacu)	5997 a 8658 ft aprox
<b>Sección intermedia</b>	<b>Densidad (lpg)</b>	<b>Viscosidad (seg)</b>	<b>PV (cP)</b>
12 ¼”	9,5 – 10,7	34 – 52	7 – 19,2
<b>YP (lb/100pies<sup>2</sup>)</b>	<b>% Sólidos</b>	<b>Geles (lb/100pies<sup>2</sup>)</b>	<b>pH</b>
12,7 – 21,7	6,2 – 13,0	8s – 20m – 26m	9,0 – 10,2

**Tabla 15: Propiedades del fluido para la sección de 12 ¼”.**



➤ **SECCION DE 8 ½”.**

En esta sección, el objetivo principal es cubrir y aislar las zonas productoras, que son las arenas “U”, “T”, y “Hollín”. En esta sección se usará un fluido para acondicionar las lutitas, calizas y arena. Un sistema de fluido formulado con un material de puenteo como carbonato de calcio y un densificante minimizará el daño de formación y el riesgo de pega diferencial en esta sección.

Una vez perforado el tapón, se debe desplazar el fluido contaminado por un fluido inhibidor acondicionado con agentes inhibidores, control de pérdida de fluidos y dispersantes para mantener estables las paredes del hoyo. También se debe controlar el filtrado para reducir la pérdida del fluido y formar un revoque delgado para evitar la pega diferencial, a la vez se usa soda caustica para mantener un ambiente alcalino en el cual las bacterias no proliferen.

Las propiedades del fluido propuestos para esta sección se presentan en la tabla 16.

<b>PROPIEDADES DEL FLUIDO PROPUESTO</b>			
<b>Sistema</b>	<b>Formación</b>	<b>Litología</b>	<b>Profundidad</b>
Fluido inhibidor klastop	Basal Tena, Napo y Hollín Superior.	Calizas, lutitas y areniscas	8658 a 10484ft
<b>Sección de Producción</b>	<b>Densidad (lpg)</b>	<b>Viscosidad (Seg)</b>	<b>PV (cP)</b>
8 ½”	9,6 – 10,0	47,2 – 55	15,2 – 21,2
<b>YP (lb/100pies<sup>2</sup>)</b>	<b>% Sólidos</b>	<b>Geles (lb/100pies<sup>2</sup>)</b>	<b>pH</b>
17,8 – 26,2	4,8 – 8,0	7s – 12m – 19m	9,0 – 10,0

**Tabla 16: Propiedades de los fluidos para la sección de 8 ½”.**

## CAPITULO V

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

#### 5.1 CONCLUSIONES

- ✓ Para elaborar y seleccionar el programa de fluidos de perforación de un pozo nuevo, es importante tener conocimiento de datos correlativos de los pozos vecinos ya perforados, una detallada litología de las formaciones que se van a perforar, así como los problemas que se han presentado durante la perforación de estos pozos, con el objetivo de tener una correcta ejecución de las operaciones de perforación
- ✓ El fluido de perforación desempeña una labor importante en la perforación, debido a que de sus propiedades depende el rendimiento de la broca, la limpieza del pozo y mantener la estabilidad de las paredes del hoyo, además de que conocer los parámetros y propiedades de los fluidos de perforación, serviría como guía para efectuar futuros programas de fluidos de perforación
- ✓ Las propiedades del fluido que se utiliza en cada sección, varían de acuerdo a las características litológicas específicas, además de los problemas que se presente durante la perforación.
- ✓ Un análisis exhaustivo de los parámetros de perforación, así como de los fluidos que se utilizan en cada sección, nos ayudan a obtener una referencia más certera de las condiciones en las que se va a desarrollar el proyecto, de modo que facilitarían las futuras operaciones de perforación que se lleven a cabo en el cualquier Campo petrolero.

#### 5.2 RECOMENDACIONES

- ✓ Para recopilar toda la información necesaria para este tipo de trabajos, es necesario que los reportes de perforación detallen todas las etapas de perforación y presenten la litológica del campo, con el fin de tener referencias sobre las profundidades estimadas de los tope y base de las formaciones, para determinar los parámetros de perforación, así como la selección del fluido de perforación que se puede aplicar en cada sección.

- ✓ Para obtener resultados favorables, es importante ejecutar un programa de perforación, que emplee métodos semejantes al presentado en este trabajo, aunque se debe recopilar la mayor cantidad posible de información de la zona específica del sector a perforar.
  
- ✓ Se recomienda analizar los problemas obtenidos durante las perforaciones anteriores, así mismo tener estudios actualizados del campo, de modo que se obtenga información más precisa, que sirva para optimizar los programas de fluidos de perforación, y así disminuir costos y tiempos no productivos.

## CAPITULO VI

### REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

#### Tesis:

- Soque Leonardo & Vásquez Josué. (2012). “Estudio de los problemas presentador durante la perforación de pozos direccionales con alto ángulo de inclinación en un campo del Oriente Ecuatoriano.” (Tesis de Grado). Escuela Politécnica Nacional, Quito, Ecuador.
- Alban Carlos & Álvarez Fausto. (2014). “Determinación de los parámetros óptimos de perforación en el campo Sacha.” (Tesis de Grado). Escuela Politécnica Nacional, Quito, Ecuador.
- Gonzales Saul & Gutiérrez Andrés. (2015). “análisis comparativo de las operaciones de perforación de los campos Auca, Sacha y Shushufindi del centro oriente Ecuatoriano para definir los parámetros óptimos del proceso de perforación.” (Tesis de Grado). Escuela Politécnica Nacional, Quito, Ecuador.
- Navarrete María. (2011). “Estudio de problemas presentados en la perforación de dos pozos y selección de fluidos de perforación para pozos de desarrollo del campo Orellana.” (tesis de Grado). Escuela Politécnica Nacional, Quito, Ecuador.
- Almeida David & Cárdenas Diego. (2010). “optimización de la perforación de pozos direccionales de los principales campos de Petroproducción en la cuenca oriente en base a su caracterización litología” (Tesis de Grado). Escuela Politécnica Nacional, Quito, Ecuador.
- Andrade Daniel & Sarango Ricardo. (2015). “Determinación de la correlación existente entre la tasa de penetración con los parámetros de perforación en la sección de 8 ½ pulgadas de pozos perforados en el campo Sacha a partir del año 2013”. (Trabajo de Grado). Universidad Central del Ecuador, Quito, Ecuador.
- Chacón Marco. (2016). “Elaboración de propuestas para disminuir los tiempos no productivos de perforación en el campo Sacha”. (Trabajo de Grado). Universidad Central del Ecuador, Quito, Ecuador.
- Velasco Jonathan. (2015). “Análisis y diseño de un plan de brocas estandarizado mediante el estudio litológico y de parámetros operacionales para la perforación de

pozos direccionales en el campo Sacha.” (Tesis de Grado). Universidad Tecnológica Equinoccial, Quito, Ecuador.

### **Libros y manuales**

- Baby, P. Rivadencira, M. & Barragan, R. (2014.) “La Cuenca Oriente; Geología y Petróleo.” Quito, Pichincha, Ecuador: PETROAMAZONAS, IFEA, IRD.
- Yrán Romai (2008). “Fluidos de perforación” (manual). México.
- Fredy Guarachi Laura. “Guía de fluidos de perforación y laboratorio”
- Zavala Arturo. (2011). “Curso de fluidos de perforación”. Qmax solutions, Colombia.
- “Manual para el I.T.P y coordinador de perforación y mantenimiento de pozos”. (2003). PEMEX, México.
- Ali Prieto. (2007). “Tecnología de los fluidos de Perforación.” (Manual técnico). Asesoría Petrolera Orientada, C.A. (APOCA).

### **Sitios web:**

- <https://es.scribd.com/document/225028943/Aditivos-Y-Reactivos-en-Los-Sistemas-de-Lodo1>
- <https://es.scribd.com/document/171313291/Aditivos-y-Reactivos>
- <https://es.scribd.com/doc/289027071/Aditivos-y-Reactivos-de-Fluidos-de-Perforacion>
- <https://es.scribd.com/presentation/127761122/Curso-Basico-de-Fluidos-de-Perforacion-Cvega>
- <https://es.scribd.com/doc/48386229/CIED-PDVSA-Fluidos-de-Perforacion>
- <https://es.scribd.com/document/37270810/Introduccion-a-Los-Fluidos-de-Perforacion>
- <http://oilproduction.net/files/Diseno%20de%20perforacion.pdf>
- [https://es.slideshare.net/fernando\\_3211/fluidos-deperforacion](https://es.slideshare.net/fernando_3211/fluidos-deperforacion)
- <https://es.scribd.com/doc/59695729/CLASIFICACION-DE-LOS-FLUIDOS-DE-PERFORACION>
- <https://es.scribd.com/document/395329362/133692453-Tema-5-Tipos-de-Fluidos-de-Perforacion-converted-docx>