



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

**EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE UN FLUIDO DE  
COMPLETACIÓN Y REACONDICIONAMIENTO FORMULADO  
CON AGUA DE FORMACIÓN DE LOS CAMPOS EL FURRIAL Y  
MORICHAL**

Asesores:

**Ing. García María**

Autores:

**Miguel Alejandro López**

**C.I.20.000.793**

**Héctor Luis Bolívar Cova**

**C.I. 16.692.329**

Trabajo de grado como requisito parcial para optar al título de:

**INGENIERO DE PETRÓLEO**

**MATURÍN, ENERO DEL 2013**

# ACTA DE APROBACION



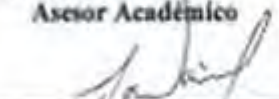
UNIVERSIDAD DE ORIENTE  
NÚCLEO DE MONAGAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO  
MATURÍN / MONAGAS / VENEZUELA

EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE UN FLUIDO DE COMPLETACIÓN  
Y REACONDICIONAMIENTO FORMULADO CON AGUA DE FORMACIÓN DE  
LOS CAMPOS EL FURRIAL Y MORICHAL

REALIZADO POR:  
MIGUEL ALEJANDRO LÓPEZ  
C.I.: 20.000.793  
HÉCTOR LUIS BOLÍVAR COVA  
C.I.: 16.692.329

APROBADO POR:

  
\_\_\_\_\_  
ING. María García  
Asesor Académico

  
\_\_\_\_\_  
ING. Daniel Fabernero  
Jurado Principal

  
\_\_\_\_\_  
ING. Jaime Díaz  
Asesor Académico

  
\_\_\_\_\_  
ING. Anreia Córdova  
Jurado Principal

MATURÍN, ENERO DEL 2013

## RESOLUCIÓN

De acuerdo al Artículo 41 del reglamento de Trabajos de Grado: “Los Trabajos de Grado son de exclusiva propiedad de la Universidad, y solo podrán ser utilizados a otros fines, con el consentimiento del Consejo de Núcleo Respectivo, quien deberá participarlo previamente al Consejo Universitario, para su autorización”

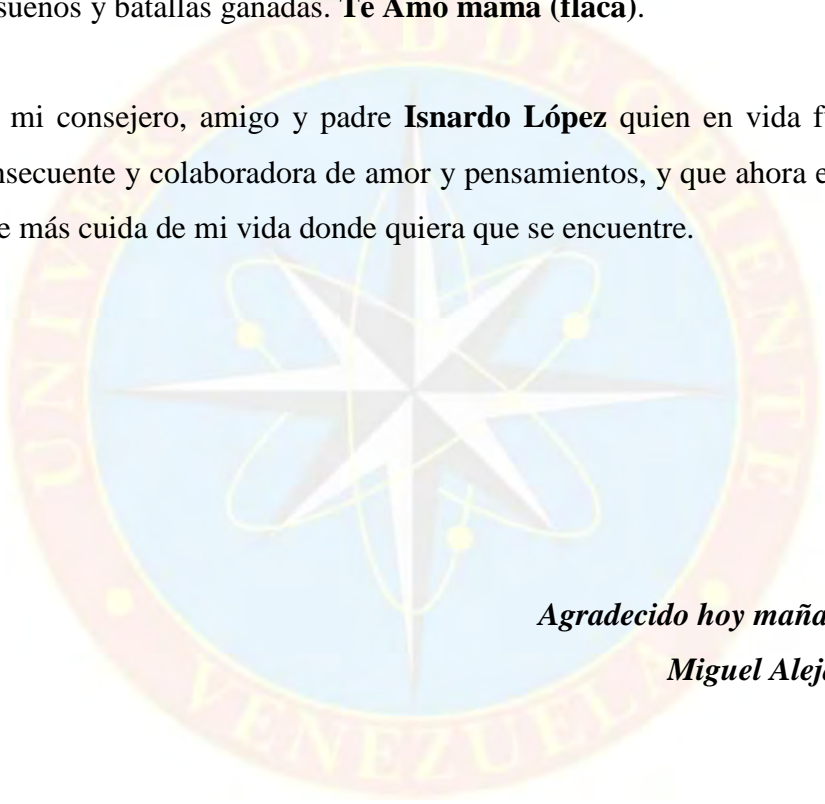


## DEDICATORIA

Primeramente a **Dios**, por ser **mi padre** y estar siempre en mi mente y mi corazón para así lograr mis éxitos con fe, optimismo y positivismo.

A mi madre **Joyce López**, por ser el motor impulsador permanente de mis logros, sueños y batallas ganadas. **Te Amo mama (flaca)**.

A mi consejero, amigo y padre **Isnardo López** quien en vida fue la persona más consecuente y colaboradora de amor y pensamientos, y que ahora en su ausencia es la que más cuida de mi vida donde quiera que se encuentre.



*Agradecido hoy mañana y siempre  
Miguel Alejandro López.*

## AGRADECIMIENTOS

A **Dios Todopoderoso**, por ayudarme a construir mi camino y hacer este sueño realidad.

A mi madre **Joyce López**, por su constante apoyo espiritual, emocional, moral y económico.

A la **Ing. María García López**, por ser inspiración, respeto y motivación, siempre consecuente con su apoyo en todo momento.

A mis **Compañeros y Amigos: Hendrick Maita, Héctor Bolívar, Antonia Barrios y Juan Brito**, por brindarme un apoyo permanente y ayudarme a abrir muchas puertas que hoy forman parte de este sueño hecho realidad.

*Un millón de gracias para todos*

*Miguel Alejandro López.*

## DEDICATORIA

A **Dios** por permitirme culminar esta meta.

A mi madre, **Luisa Cova**, por darme la vida, amor y apoyo moral para luchar por mis sueños de ser un profesional. Sé que si hubiese estado en tus posibilidades habrías hecho más, a ti te dedico este logro con todo mi amor al que le puse corazón y esfuerzo para que te sientas orgullosa. Soy quien soy gracias a ti.

A mis hermanos **Alexander y Eliana Bolívar**. Sepan que todo lo que se hace con cariño y dedicación deja una gran satisfacción y un sabor a victoria.

A mi **Héctor Luis Bolívar Cova**. Porque creo que si también merezco estar en esta dedicatoria. Yo que a pesar de todas las barreras sociales, económicas y de morales y de salud logre salir victorioso poniéndole toda la voluntad y empeño con fe inamovible.

*Héctor Luis Bolívar Cova*

## AGRADECIMIENTOS

A **DIOS TODOPODEROSO** por darme la oportunidad de vivir para alcanzar mis sueños, por llenarme de salud y darme la fortaleza para sobrellevar las adversidades, por colocar a las personas correctas en el momento preciso sobre mi camino, por guiarme y protegerme en cada paso y en todo momento, además de darme la sabiduría para al fin logre aquellos proverbios chinos que citan: “el trabajo del pensamiento se parece a la perforación de un pozo; el agua es turbia al principio pero luego se clarifica”. “dios no manda cosas imposibles, sino que, al mandar lo que manda, te invita a hacer lo que puedas y pedir lo que no puedas y te ayuda para que puedas”.

Al Sr **Félix Franco y Familia** por el apoyo incondicional, y por toda la confianza ofrecida en esta etapa de formación profesional completamente agradecido.

A mi compañero de trabajo de grado **Miguel López** por darme la oportunidad de desarrollar este tema de investigación que un principio le pertenecía y decidió compartirlo para desarrollarlo en conjunto, y de igual forma por trabajar a la par en todo momento sin desfallecer.

A los Ingenieros. José Meneses y Lenin Rondón al igual que el Sr **Hendrick**, por su apoyo y colaboración en el desarrollo de esta investigación.

A mis asesores académicos, los Profesores **Ing. María García e Ing. Jaime Díaz**, por su orientación y recomendaciones que contribuyeron en gran parte a cumplir con los objetivos de este trabajo de grado.

*Héctor Luis Bolívar Cova*



# ÍNDICE

<b>ACTA DE APROBACION .....</b>	<b>viii</b>
<b>RESOLUCIÓN.....</b>	<b>ix</b>
<b>DEDICATORIA.....</b>	<b>x</b>
<b>AGRADECIMIENTOS.....</b>	<b>xi</b>
<b>ÍNDICE .....</b>	<b>xiv</b>
<b>ÍNDICE DE TABLAS.....</b>	<b>xvi</b>
<b>ÍNDICE DE GRÁFICOS.....</b>	<b>xvii</b>
<b>RESUMEN.....</b>	<b>xviii</b>
<b>INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>1</b>
<b>CAPÍTULO I.....</b>	<b>2</b>
<b>EL PROBLEMA Y SUS GENERALIDADES .....</b>	<b>2</b>
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	2
1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN .....	3
1.2.1 Objetivo general .....	3
1.2.2 Objetivos específicos.....	3
1.3 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN.....	4
<b>CAPÍTULO II .....</b>	<b>5</b>
<b>MARCO TEÓRICO .....</b>	<b>5</b>
2.1 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN .....	5
2.2 BASES TEÓRICAS .....	7
2.2.1 Agua de formación .....	7
2.2.2 Clasificación del agua de formación .....	7
2.2.3 Sistemas de clasificación de las aguas de formación .....	8
2.2.4 Propiedades del agua de formación .....	9
2.2.5 Fluido de completación, funciones y características .....	10
2.2.6 Clasificación de los fluidos de completación .....	11
2.2.7 Factores que afectan la selección del fluido de completación.....	13
2.2.8 Contaminantes que pueden afectar a los fluidos de completación .....	17
2.2.9 Descripción de aditivos utilizados para la formulación de fluidos de completación mejorados por sólidos .....	19
2.3 DEFINICIÓN DE TÉRMINOS BÁSICOS .....	22
<b>CAPÍTULO III.....</b>	<b>24</b>
<b>MARCO METODOLÓGICO .....</b>	<b>24</b>
3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN.....	24
3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN .....	24
3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA .....	25
3.4 HIPÓTESIS .....	25
3.5 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO .....	25



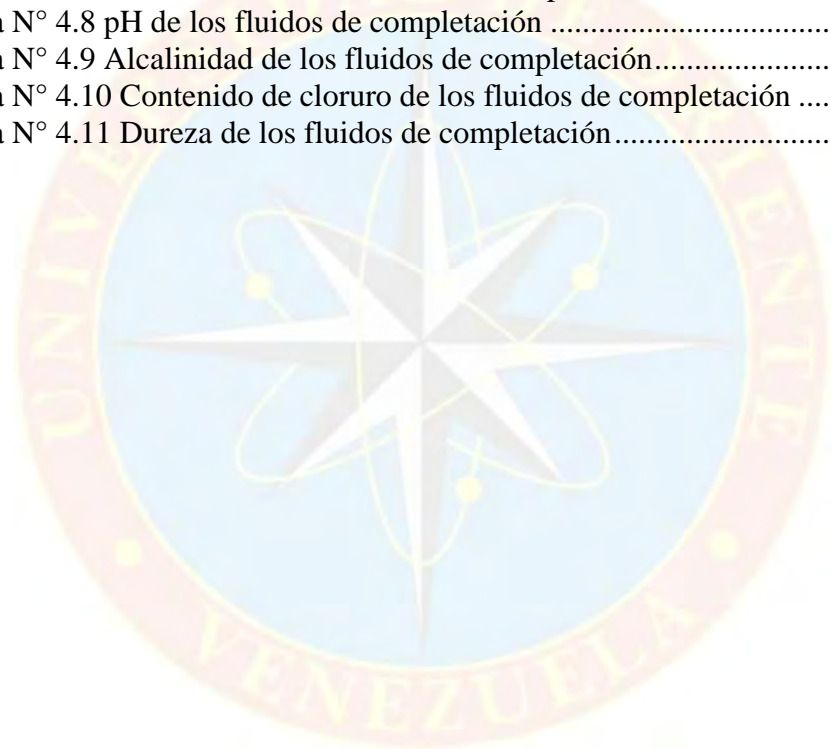
3.5.1 Etapa I Determinación de las propiedades físicas y químicas de las muestras de agua de formación de los campos el Furrial y Morichal .....	26
3.5.2 Etapa II Formulación de fluidos de completación con agua de formación, luego de la extracción de los sólidos y trazas de petróleo contenido en las muestras .....	27
3.6 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS .....	31
3.6.1 Técnicas .....	31
3.6.2 Instrumentos .....	32
3.6.3 Equipos .....	33
3.7 RECURSOS .....	34
3.7.1 Recursos humanos .....	34
3.7.2 Recursos materiales y tecnológicos .....	34
3.7.3 Recursos financieros .....	34
<b>CAPÍTULO IV .....</b>	<b>35</b>
<b>ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS .....</b>	<b>35</b>
4.1 DETERMINACIÓN DE LAS PROPIEDADES FÍSICAS Y QUÍMICAS DE LAS MUESTRAS DE AGUA DE FORMACIÓN DE LOS CAMPOS EL FURRIAL Y MORICHAL.....	35
4.2 FORMULACIÓN DE LOS FLUIDOS DE COMPLETACIÓN CON AGUA DE FORMACIÓN, LUEGO DE LA EXTRACCIÓN DE LOS SÓLIDOS Y TRAZAS DE PETRÓLEO CONTENIDOS EN LAS MUESTRAS.....	43
4.3 COMPARACIÓN DE LAS PROPIEDADES FÍSICAS Y QUÍMICAS DE LOS FLUIDOS FORMULADOS CON UN FLUIDO PATRÓN.....	59
<b>CAPÍTULO V .....</b>	<b>62</b>
<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....</b>	<b>62</b>
5.1 CONCLUSIONES .....	62
5.2 RECOMENDACIONES .....	63
<b>REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICA .....</b>	<b>64</b>
<b>APÉNDICES.....</b>	<b>68</b>
<b>HOJAS METADATOS.....</b>	<b>112</b>

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla N° 3.1 Formulación de los fluidos de completación.....	27
Tabla N° 3.2 Valores referenciales para la formulación del fluido de completación patrón .....	28
Tabla N° 3.3 Aditivos utilizados en la formulación de los fluidos de completación .....	29
Tabla N° 3.4 Equipos a utilizar para la formulación del fluido de completación a base de agua de formación.....	33
Tabla N° 4.1 Análisis físico-químico de las muestras de agua de formación.....	35
Tabla N° 4.2 Análisis físico-químico de la muestra de agua patrón.....	36
Tabla N° 4.4 Formulación del fluido de completación mejorado por sólidos .....	46
Tabla N° 4.5 Propiedades de los fluidos de completación.....	47
Tabla N° 4.6 Propiedades de los fluidos de completación, realizado el envejecimiento.....	56
Tabla N° 4.7 P-valor de las propiedades de los fluidos de completación antes del envejecimiento.....	60
Tabla N° 4.8 Contraste y diferencia de la densidad de los fluidos de completación .....	61
Tabla N° 4.9 Contraste y diferencia del pH de los fluidos de completación .....	61

## ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfica N° 4.1 Concentración de sólidos disueltos totales presentes en las muestras.....	38
Gráfica N° 4.2 Concentración de cloruro presente en las muestras de agua.....	39
Gráfica N° 4.3 Conductividad de las muestras de agua.....	40
Gráfica N° 4.4 pH de las muestras de agua.....	41
Gráfica N° 4.5 Viscosidad plástica de los fluidos de completación .....	49
Gráfica N° 4.6 Punto cedente de los fluidos de completación.....	50
Gráfica N° 4.7 Filtrado API de los fluidos de completación .....	51
Gráfica N° 4.8 pH de los fluidos de completación .....	52
Gráfica N° 4.9 Alcalinidad de los fluidos de completación.....	53
Gráfica N° 4.10 Contenido de cloruro de los fluidos de completación .....	54
Gráfica N° 4.11 Dureza de los fluidos de completación.....	55





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

**EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE UN FLUIDO DE COMPLETACIÓN  
Y RECONDICIONAMIENTO FORMULADO CON AGUA DE FORMACIÓN DE  
LOS CAMPOS EL FURRIAL Y MORICHAL**

**Autores:**

Miguel Alejandro López  
Héctor Luis Bolívar Cova  
Año 2012

**Asesor Académico**

Ing. María García  
**Co – Asesor Académico**  
Ing. Jaime Díaz

**RESUMEN**

En la industria petrolera para el diseño de fluidos base agua de terminación o salmueras de completación se usa agua común (consumo humano). El propósito de esta investigación es evitar el uso inadecuado de este recurso natural no renovable y demostrar que puede ser sustituido, formulando y evaluando un fluido de completación y/o reacondicionamiento a base de agua de formación de los campos Furrial y Morichal. El agua de formación se produce conjuntamente con el petróleo y posee en su composición metales, sales y trazas de petróleos entre otros compuestos, por lo cual, debe ser tratada previamente antes de ser utilizadas para la formulación de dichos fluidos. Las muestras de agua de formación fueron sometidas a procesos de filtración y destilación para retirar dichas impurezas y para comprobar la eficiencia del tratamiento se analizaron físico-químicamente antes y después de los mencionados procesos. Con las muestras de aguas de formación libres de impurezas se prepararon salmueras de cloruro de sodio, estas a su vez, pasaron a ser la fase continua en la posterior formulación de los fluidos de completación mejorados por sólidos que plantea el manual de fluidos BAROID, al cual, se le hicieron algunos cambios en la formulación basado un plan de entrevistas a ingenieros especialistas en el área. Luego se compararon las propiedades de los fluidos diseñados con agua de formación con un fluido patrón formulado con agua común (consumo humano no potabilizada), a través de un análisis estadístico de varianza. Finalmente se concluyó que las aguas de formación son óptimas para la formulación de fluidos de completación debido a que proporcionaron mejores resultados reológicos que el agua común, considerando que el estudio realizado aplicando el ANOVA arrojó un nivel de eficiencia del 95%.

## INTRODUCCIÓN

En la industria petrolera la producción de petróleo es la actividad encargada de todas las etapas necesarias para manejar los fluidos (petróleo, agua y gas) generando una cantidad de desechos que deben ser tratados antes de ser vertidos al ambiente. Al momento de extraer el petróleo crudo de los yacimientos, éste trae consigo una serie de desechos siendo el de mayor proporción las aguas de formación, debido a que presentan una gran porción total de los fluidos producidos durante la vida productiva de los yacimientos.

El petróleo es uno de los recursos naturales más representativos de la economía Venezolana y su característica más resaltante es que es un recurso no renovable, al igual que el petróleo, el agua no se escapa de esta realidad, su uso se incrementa en grandes proporciones, siendo motivo de alarmantes inconvenientes a nivel mundial. Por esta razón el objetivo de esta investigación es formular un fluido de completación y reacondicionamiento en el cual se reemplace el uso del agua (consumo humano), por el agua de formación producida de los yacimientos, la cual oscila entre 2 y 10 barriles por cada barril de petróleo producido; sin dejar de lado las restricciones para su manipulación y/o disposición por ser aguas altamente contaminantes.

La importancia de este trabajo de investigación sobre el uso del fluido de completación y reacondicionamiento se fundamenta en obtener un estudio describiendo las implicaciones del uso de este fluido y responder si su uso permanente en un pozo es una solución viable para minimizar características dañinas de las arenas productoras.

# **CAPÍTULO I**

## **EL PROBLEMA Y SUS GENERALIDADES**

### **1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

El agua de formación en la industria petrolera es considerada desecho, debido a que presenta una composición muy compleja, ésta puede llegar a contener metales muy pesados, trazas de petróleo tanto libres como en forma de emulsión y elementos radioactivos y corrosivos. Además de poseer mayor cantidad de iones salinos que el agua de mar, por lo tanto puede causar problemas operacionales a los equipos de las instalaciones petroleras.

El agua de formación es mayormente tratada y caracterizada para ser reinyectada en pozos. Tratar toda el agua de formación producida para ser usada en la reinyección actualmente sería de gran inversión para la industria petrolera, debido a esto gran parte se almacena o vierte en zonas aledañas a las perforaciones representando de esta manera un gran impacto para el ambiente.

Los fluidos de completación y reacondicionamiento se usan para controlar presiones y minimizar los daños de la formación. El objetivo fundamental es lograr formular un fluido que cause restricciones mínimas en la zona productora, esto debido a que los daños son más críticos durante la completación que durante el proceso de perforación, porque ya ocurrió un cañoneo y por ende la zona expuesta a daño es mayor.

En la actualidad, se presenta una búsqueda continua de fluidos de completación que alarguen la vida operacional de los pozos y a la vez maximicen la productividad.



En esta incesante búsqueda se enmarcará este estudio. Se formulará y evaluará el comportamiento de un fluido de completación a nivel de laboratorio, en la Universidad de Oriente, Núcleo de Monagas y se usará como base dos muestras distintas de agua de formación, lo que hasta ahora para la industria petrolera representa un desecho, tomada de los campos El Furrial y Morichal. De esta manera evitar el uso inadecuado del agua corriente (consumo humano), la cual es un recurso natural no renovable y de igual forma darle utilidad al agua de formación minimizando el impacto ambiental que esta genera al ser arrojada al ambiente, intentándose obtener un fluido óptimo que pueda ser empleado en el proceso de completación y reacondicionamiento de pozos.

## **1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN**

### **1.2.1 Objetivo general**

Evaluar el comportamiento de un fluido de completación y reacondicionamiento formulado con agua de formación de los campos el Furrial y Morichal.

### **1.2.2 Objetivos específicos**

- Determinar las propiedades físico-químicas de las muestras de agua de formación de los campos el Furrial y Morichal.
- Formular fluidos de completación con agua de formación, luego de la extracción de los sólidos y trazas de petróleo contenidos en las muestras.
- Comparar las propiedades físicas y químicas de los fluidos formulados con un fluido patrón.



### 1.3 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN

Esta investigación se fundamentó en la formulación un fluido de completación y reacondicionamiento en base a pruebas de compatibilidad realizadas en el laboratorio de la Universidad de Oriente, Estado Monagas, utilizando como base muestras de agua de formación provenientes del campo el Furrial y Morichal con la finalidad de ser capaz de servir de soporte para futuras investigaciones relacionadas con el tema.

A partir de las soluciones obtenidas del análisis de resultado de las pruebas, el fluido tendrá la oportunidad de ser implementado en la completación, cañoneo y reacondicionamiento de pozos considerando el peso requerido, invasión al yacimiento, minerales o arcillas activas que podrían estar presentes en la formación. Para efectos de un diseño adecuado del fluido de completación, se requiere un previo conocimiento del historial del reservorio y los tratamientos químicos utilizados en la estimulación química de los pozos productores. La interacción química entre los surfactantes, no emulsionantes y solventes mutuales así como los ácidos empleados, deben ser controlados para determinar las concentraciones y compatibilidades con los fluidos de la formación logrando de así reducir el impacto ambiental que producen las labores de perforación en las zonas aledañas a las locaciones cuando estas aguas son vertidas al ambiente y de esta forma beneficiar a la flora y fauna silvestre perteneciente a la localidad. Además se podrá utilizar un producto que se considera desecho en la industria petrolera como es el agua de formación, para la formulación del fluidos de completación y reacondicionamiento y de esta manera evitar el uso inadecuado de un recurso no renovable como el agua (consumo humano), que se utiliza en campo para formular los mencionados fluidos.

## **CAPÍTULO II**

### **MARCO TEÓRICO**

#### **2.1 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN**

**Navarro, F. y Melitón, R. (2008) “Evaluación de los Fluidos de Completación Usados en las Operaciones de Limpieza en la Gerencia de Mantenimiento de Pozos en el Distrito Social Anaco”.** Este estudio define la evaluación de los fluidos de completación usados en las operaciones de reacondicionamiento de pozos en el Distrito Social Anaco. La investigación fue hecha basada en el desempeño de las herramientas y fluido utilizado, siendo fundamentada en experiencias de campo. La fase inicial de la investigación se llevó a cabo mediante la recolección de información disponible del área. Posteriormente, fue necesario el uso de un programa hidráulico, el cual se adaptó a las exigencias operacionales de rehabilitación de pozos, el mismo está basado en datos del pozo: profundidades (TVD y MD) y revestidores, especificaciones del fluido: densidad, viscosidad plástica, punto cedente, datos de las bombas: diámetro, eficiencia, emboladas por minuto, caudal, herramienta de milado, gravedad y diámetro de los cortes generados; el programa permite conocer la limpieza del pozo y la capacidad de suspensión de sólidos del fluido empleado. El estudio evidenció que la salmuera utilizada no estaba cumpliendo con su función ocasionando pérdidas de tiempo y costo.

Esta investigación sirvió como base para todos los fundamentos teóricos que se deben manejar en la evaluación de un fluido de completación y de la misma manera para comprobar que a pesar de que las salmueras son los fluidos para completar pozos más usados en la industria petrolera no siempre cumplen las especificaciones necesarias para la completación o reacondicionamiento de los mismos.

**Ojeda, Y. y Hernández, M. (2012) “Acondicionamiento del agua de formación para la formulación de fluido perforación a base de agua”.** Las aguas de formación se producen conjuntamente con el petróleo, éstas poseen sales, crudo, metales pesados, entre otros compuestos, por lo que el tratamiento de las mismas es costoso para la industria petrolera. Es por esto que el objetivo de esta investigación fue aplicar el agua de formación para la formulación de fluidos de perforación a base de agua, como una alternativa para reutilizarla. Esto se logró realizando un análisis físico-químico antes y después de extraer las trazas de petróleo y sólidos suspendidos presentes de las muestras de agua de formación tanto de Jusepín como de Morichal, se procedió a formular los fluidos de perforación utilizando una tabla referencial extraída de un plan de perforación de la fase superficial de la formación Mesa del campo petrolero El Furrial, para establecer los valores a los que se querían ajustar las propiedades de dichos fluidos, y luego se compararon sus propiedades físicas y químicas, a través de un análisis estadístico.

Finalmente se concluyó que los fluidos de perforación formulados, se adaptaron a los valores de la tabla referencial, a pesar de la variación en la composición química de las muestras de aguas utilizadas. Sin embargo, el estudio realizado aplicando el ANOVA indicó que la mayoría de las propiedades a excepción de la viscosidad plástica, presentaron diferencia significativa al ser comparadas entre sí enmarcado en un nivel de significancia del 95%.

Este estudio sirvió de guía para el acondicionamiento de las aguas de formación que luego serían utilizadas en la formulación del fluido de completación y de igual forma en la aplicación del análisis ANOVA para la comparación de los fluidos formulados con respecto a uno patrón.

## 2.2 BASES TEÓRICAS

### 2.2.1 Agua de formación

El agua de formación es uno de los tres fluidos presentes en el yacimiento. Esta agua siempre es producida con el petróleo y con el gas. Este fluido es muy tóxico debido a su alto contenido de sodio. El agua de mar tiene una concentración de 35.000 ppm de sodio; sin embargo, el agua producida de los yacimientos de hidrocarburos tiene una concentración de sodio entre 150.000 y 180.000 ppm. Además, esta agua de formación contiene metales pesados, sales tóxicas y en algunos casos anormales cantidades de hidrocarburos en emulsión o dilución.

La producción de este fluido ha llegado a ser de preocupación para la industria hidrocarburífera debido a que esta agua se tiene que tratar cuidadosamente y el costo de este proceso es elevado. De acuerdo a las leyes ambientales de cada país, esta agua puede ser reinyectada o descargada en el medio ambiente siempre y cuando cumpla con las especificaciones y parámetros químicos. (Bastida. J, 2009, p 08).

### 2.2.2 Clasificación del agua de formación

El agua de formación se clasifica en:

- **Aguas Connatas:** las aguas connatas son definidas como aguas que fueron depositadas junto con los sedimentos en la cuenca, las cuales han estado fuera del contacto con la atmósfera desde su sedimentación. Son altamente saladas, conteniendo entre 20000-250000 mg/L de sólidos totales disueltos. Presentan altas concentraciones de cloruro y muy bajas concentraciones en los iones de bicarbonato y sulfato. Estas aguas no circulan, pero se mueven a través de los

sedimentos como parte del proceso de compactación y migración. Así, el agua no necesita estar presente en la misma roca en la cual fue depositada. Éstas, son generalmente de origen marino y de edad similar a las rocas asociadas, pero pueden ser más viejas que éstas cuando están presentes en acuíferos.

- **Aguas Meteóricas:** se definen como aquellas aguas que han estado recientemente involucradas en el ciclo de circulación atmosférica. Se caracterizan por presentar bajas concentraciones de sólidos disueltos, usualmente menor a 10000 mg/L y además poseen cantidades considerables del ion bicarbonato.
- **Aguas Juveniles:** son aquellas aguas que ascienden desde el manto de la tierra y nunca han formado parte del ciclo hidrológico. (Bastida. J, 2009, p 09).
- **Aguas Mixtas:** son aquellas aguas que resultan de la combinación de las meteóricas y las aguas connatas. En la mayoría de los depósitos sedimentarios, existe una zona de transición que contiene agua de origen mixto, que está establecida en medio de las aguas meteóricas próximas a la superficie y las de mayor profundidad que son las aguas connatas. (Bermúdez y Raduan, 2011, p 18).

### 2.2.3 Sistemas de clasificación de las aguas de formación

Citado por Bermúdez y Raduan (2011), el contenido de sólidos totales disueltos está representado principalmente por los cationes y aniones mayoritarios, cuyas cantidades y relaciones interiónicas son la base de un gran número de sistemas de clasificación. Según la concentración de sólidos totales disueltos (STD), Hem (1970) clasifica las aguas de formación en salmueras, salinas, salobres y dulces.



Las salmueras son definidas como aquellas aguas con salinidades mayores que el promedio del agua de mar, es decir, mayor de 35.000 mg/l. Por su parte, las aguas salinas son las que contienen entre 10.000 y 35.000 mg/l, en sólidos totales disueltos (STD), mientras que las aguas salobres presentan concentraciones entre 1.000 y 10.000 mg/l, y, por último, las aguas dulces presentan concentraciones  $< 1.000$  mg/l, en sólidos totales disueltos (STD).

#### 2.2.4 Propiedades del agua de formación

Las propiedades del agua de formación son:

- **pH:** es el parámetro que indica si el agua es ácida, neutra o básica, si el pH es mayor a 7 se dice que el agua es básica, si es menor a 7 se dice que es ácida y si es igual a 7 se dice que es neutra.
- **Conductividad eléctrica:** este parámetro mide la concentración total desales como fosfatos, cloruros, nitratos y otros que se encuentran en todas las aguas. En general debe ser menor a 120 S/cm.
- **Resistividad:** es el inverso de la conductividad. Un valor alto de resistividad indica que el material es mal conductor mientras que uno bajo indicará que es un buen conductor.
- **Turbidez:** este parámetro mide las partículas en suspensión en el agua, que pueden ser algas, arcillas y otras.
- **Dureza total:** es la concentración de compuestos minerales que hay en una determinada agua, en particular sales de magnesio y calcio, las cuales son las causantes de la dureza del agua.
- **Densidad:** es la relación existente entre la masa y el volumen de una sustancia. La densidad del agua de formación, depende de su contenido de sal,

temperatura y presión de la formación. La densidad del agua disminuye con el aumento de temperatura, pero aumenta con la concentración de sólidos y de presión.

- **Gravedad específica:** es la razón de la densidad de agua de la muestra entre la densidad del agua pura.
- **Temperatura:** la temperatura del agua favorece a la producción de reacciones químicas.
- **Sales:** es el resultado de la reacción química entre una base que proporciona el catión y el ácido que proporciona el anión.
- **Sólidos totales disueltos:** es la suma total de materia soluble en un volumen dado de agua y se puede medir haciendo evaporar una muestra de agua y pesando los residuos. (Manual de monitoreo ambiental para la industria petrolera, 2005, pp 12-13).
- **% de crudo:** representa la fracción de petróleo en forma emulsionada o libre que posee el agua de formación. (manual de monitoreo ambiental para la industria petrolera, 2005, pp 12-13).

### **2.2.5 Fluido de completación, funciones y características**

Un fluido de completación o reacondicionamiento es cualquier fluido colocado frente a una zona de producción, antes o inmediatamente después del cañoneo, o un fluido inyectado a través de la formación durante las operaciones de reparación, tales como los ampliaciones, los empaques de grava o cualquier trabajo de reparación que deba ejecutarse para mejorar la producción.

Sus funciones se presentan a continuación:



- ✓ Controlar las presiones del yacimiento.
- ✓ Eliminar del hoyo todos los sólidos móviles (ripios, arena, etc.), suspenderlos y transportarlos hacia la superficie.
- ✓ Enfriar y lubricar la sarta de trabajo y las herramientas, hoyo abajo.
- ✓ Reducir a un mínimo, tanto las pérdidas por fricción mecánica como por el fluido.

El fluido de completación también presenta características las cuales se denotan a continuación:

- ✓ No daña las zonas productivas.
- ✓ Es estable, no tóxico, no corrosivo e inherentemente limpio.
- ✓ Es inerte a la contaminación por sales solubles, minerales, cemento, etc. (manual teórico- práctico de ingeniería de completación y rehabilitación de pozo, 2005, p 101).

### 2.2.6 Clasificación de los fluidos de completación

#### Según su homogeneidad:

- **Fluidos con sólidos en suspensión:** son aquellos que contienen una gran cantidad de sólidos para incrementar su peso.
- **Fluidos sin sólidos en suspensión:** son los fluidos cuyo principal componente es el petróleo o soluciones de salmuera. Los fluidos sin sólidos es el sistema preferido de completación, porque sus características protegen las formaciones.

Estos fluidos contienen una serie de aditivos para mejorar sus propiedades, tales como: inhibidores de arcilla, anticorrosivos y controladores de pérdidas de circulación.

- **Fluidos espumosos:** estos fluidos están constituidos por emulsiones estables de fluido, aireadas (aire o gas) con aditivos estabilizadores y agentes espumosos. La espuma se emplea ocasionalmente como fluido de circulación para las operaciones de completación. Con estos se baja la presión hidrostática contra la formación, con lo cual se minimiza la invasión de sólidos y la pérdida de circulación. La espuma constituye un excelente medio de rehabilitación, debido a su baja densidad, la cual permite un ambiente de trabajo con presiones bajo balance, y debido a su alta capacidad de transporte y viscosidad efectiva.

**Según su componente principal:**

- **Fluido base aceite o emulsiones:** los fluidos base aceite a veces se emplean como fluidos de completación. Estos fluidos son generalmente emulsiones inversas donde la salmuera de cloruro de calcio está emulsionada en algún tipo de aceite, de manera que el aceite constituye la fase externa o continua. Son mínimamente dañinos para ciertas formaciones y el filtrado también se compone de aceite, de manera que las arcillas sensibles no son afectadas.
- **Base agua:** los fluidos base agua son comunes en las completaciones y reparaciones, por tener una máxima densidad obtenible y una gran compatibilidad con las formaciones, considerando que no debe usarse en arcillas hinchables. El término “base agua” se refiere a los sistemas que son formulados con agua o salmuera. La fase acuosa puede variar de agua dulce a altas concentraciones de sales solubles.

- **Base agua clara:** este grupo incluye agua de diferentes tipos, tales como el agua salada o las salmueras producidas con diferentes sales en solución. Aunque el agua de la formación sea considerada como un fluido limpio, listo para ser usado, muchas veces contiene sólidos finos, productos químicos de tratamiento, parafina, asfaltenos o incrustaciones. Estos fluidos supuestamente “limpios” pueden ser muy dañinos si no se toman las medidas apropiadas. No contienen aditivos puenteantes o de control de filtrado, y suelen contener sólidos potencialmente dañinos o iones multivalentes como  $\text{Ca}_2+$ ,  $\text{Mg}_2+$  y  $\text{Fe}_3+$ . El agua salada y el agua de bahía contienen microorganismos como bacterias y plancton (materiales obturantes conocidos).
- **Base Polímeros:** otra categoría de fluidos de completación son los sistemas de salmuera/polímeros. Estos sistemas usan polímeros para obtener viscosidad, suspensión del material densificante y control de las arcillas. Están formulados en agua de salmuera para causar la inhibición, usando partículas de granulometría determinada como material puenteante para prevenir la pérdida de filtrado hacia la formación. Se usan frecuentemente en las operaciones de completación, donde las perforaciones abiertas permitirían una alta incidencia de filtrados. (Ríos, E y Perozo, A 1999, pp 84-85).

### 2.2.7 Factores que afectan la selección del fluido de completación

El tipo de fluido que se debe emplear depende de los factores inherentes a la operación de completación y reparación sobre la cual se desea controlar.

Estos factores son:

### **Factores mecánicos**

- **Velocidad anular:** origina el impacto que ejerce el fluido sobre la formación. Las tasas altas de inyección crean turbulencia que puede dañar la formación. También las tasas bajas influyen en la apropiada colocación del fluido para efectuar la completación.
- **Facilidades de mezcla:** cuando un equipo maneja un volumen de fluido limitado, se debe escoger un fluido que pueda ser preparado y mantenido con muy poca cantidad de material. Para ello, es necesario que el fluido seleccionado pueda aceptar la facilidad de mezcla.
- **Naturaleza y cantidad de fluidos en el pozo:** los fluidos de completación y los que se encuentran en el pozo deben ser compatibles de modo que no produzcan residuos que causen daño a la formación.
- **Espacio anular:** la reducción del espacio anular por equipos de fondo, tales como: empacaduras, tuberías, niples, etc, influyen en la caída de presión en el sistema, lo que contribuye a su estabilidad mientras se realiza la completación.
- **Corrosión:** algunos fluidos de completación y reparación pueden originar alto grado de corrosión sobre las superficies metálicas. Este problema puede reducirse mediante la adición de un inhibidor de corrosión y ajuste del pH. Se debe considerar la compatibilidad del inhibidor con el fluido.
- **Estabilidad de la mezcla:** el fluido seleccionado debe mantener cierta estabilidad con el tiempo, ciertas propiedades reológicas. Esto se debe a que en las operaciones de completación y reacondicionamiento se espera a que existan períodos largos en los que una porción del fluido en el pozo no circule. Sin embargo, esta porción estancada debe mantener su estabilidad por el tiempo requerido.

- **Componentes de los fluidos:** cuando se realiza una operación de reacondicionamiento, el fluido seleccionado debe tener la menor cantidad posible de sólidos en suspensión. Por lo tanto, sus componentes deben ser solubles y estables a las presiones y temperaturas que se tienen durante las operaciones. (Ríos, E y Perozo, A 1999, pp 86).

### **Factores de formación**

- **Presión:** la densidad de un fluido seleccionado debe ser tal que la presión de la columna del pozo supere, entre 200 a 300 lpc, a la presión de la formación. Esto se debe a que la contrapresión debe mantener a los fluidos de la formación en ella mientras se está realizando cualquier operación.
- **Consolidación de la formación:** la selección de un fluido de completación y reparación puede ser tal, que su viscosidad pueda ser aumentada para efectos de limpieza. Esto se debe a que en formaciones no consolidadas pueden producir arenamiento del pozo. La posibilidad de incrementar la densidad es otro control adicional deseable.
- **Permeabilidad:** el fluido deseado debe impedir las pérdidas de circulación, cuando se tienen formaciones altamente permeables. La filtración y las partículas que se depositan deben ser mantenidas dentro de los límites permitidos para evitar el bloqueo de la formación.
- **Porosidad:** existen formaciones con porosidad que aceptan todo o casi todo el fluido de la pérdida de circulación. Esto ocasiona pérdidas del volumen del fluido, que se conocen como “pérdidas por filtración”. Cuando esto ocurre, al fluido seleccionado se le debe añadir aditivos de control de pérdidas.

- **Temperatura:** es necesario conocer los límites de temperatura a los cuales el fluido es inestable o difícil de controlar.
- **Humectabilidad:** ciertas formaciones son mojadas preferentemente por agua (hidrófilo) y otras por petróleo (oleófilo). Por lo tanto, el filtrado a las formaciones depende de cuál es la fase continua de un fluido dado. Esto se toma en cuenta para evitar que la productividad disminuya, debido a la formación de emulsiones entre el filtrado y el fluido de la formación.

### **Factores ambientales**

- **Contaminación:** generalmente, cuando un fluido de completación contiene una cantidad apreciable de contaminantes, se produce variaciones en las propiedades del fluido. Los contaminantes comunes son: agua salada, fluidos de estimulación (ácidos y surfactantes). Por lo tanto, es deseable minimizar su contenido en los fluidos de completación.
- **Economía:** se deben analizar los costos de restauración de productividad después de una corrección de daño ocasionado por el fluido. Costos muy elevados son una indicación de que el fluido seleccionado no es el más apropiado.
- **Seguridad:** debe garantizar seguridad, tanto del personal como de los equipos. Existen fluidos que pueden provocar fuegos casuales o pueden ser tóxicos a plantas o animales.
- **Invasión de bacterias:** un fluido de completación debe ser tratado para inhibir el crecimiento de bacterias sulfatos reductores, especialmente aquellas usadas en sistemas de inyección de agua. Se debe considerar, además, la compatibilidad del bactericida con el fluido. (Ríos, E y Perozo, A. 1999, pp. 87-91).



### **2.2.8 Contaminantes que pueden afectar a los fluidos de completación**

Un fluido de completación o reparación debe ser protegido de la contaminación mientras el fluido es preparado, transportado y usado, cualquier contaminación puede resultar en costosas consecuencias.

#### **➤ Hierro**

El hierro puede ser un contaminante tanto en forma soluble como insoluble. El hierro soluble es un producto de la corrosión y es común en fluidos de zinc. Cuando está expuesto a ciertas aguas, el hierro soluble puede formar un precipitado, lo que puede causar daños a la formación.

En la planta de salmuera, el hierro debe ser removido de un fluido mediante adición de peróxido de hidrógeno al fluido, floculando el fluido y filtrándolo después. Tratar el hierro de un fluido en el lugar de trabajo es muy difícil y por lo común se realiza con éxito únicamente en salmueras de baja densidad, tales como KCl, NaCl, o CaCl. El tratamiento consiste en aumentar el pH con soda cáustica o cal y separar el hierro precipitado mediante filtración de la salmuera.

#### **➤ Sólidos**

Los sólidos totales se pueden medir en locación usando un turbidímetro o una máquina sacudidora. Los sólidos que no son agregados al sistema para mejorar el comportamiento de una salmuera son considerados contaminantes.



Los contaminantes incluyen arcillas de la formación, precipitados, y residuos de polímeros entre otras cosas. Estos contaminantes se pueden filtrar en el sitio del pozo usando diatomita, un filtro de marco y placa y cartuchos absolutos de dos micrones.

➤ **Dureza**

Cuando se haya elegido una salmuera monovalente para minimizar la formación de incrustaciones de calcio y magnesio, el contenido total en durezas no debe exceder de 100 mg/L. Las salmueras contaminadas en la planta deben ser tratadas con carbonato de sodio y filtradas. Para que asiente el precipitado antes de la filtración, puede ser necesario un floculante.

➤ **Aceite, destilado, grasa, y grasa de tuberías**

Los aceites producidos y demás hidrocarburos afectan la densidad de la salmuera y pueden también taponar las unidades filtrantes. Los hidrocarburos formarán una capa separada encima de la salmuera pesada y deben ser bombeados fuera de la superficie.

➤ **Polímeros**

Las salmueras contaminadas con polímeros comúnmente no pueden ser filtradas sin tratamiento químico y/o tratamiento mecánico especial en la planta, donde se puede usar peróxido de hidrógeno para oxidar los polímeros y permitir la filtración.

En el sitio del pozo, las píldoras de polímero usadas para desplazamiento deben ser atrapadas y aisladas del sistema de salmuera activa.

➤ **Surfactantes**

Deben realizarse ensayos de compatibilidad y pruebas de daños a la formación con cualquier surfactante requerido para la terminación, debido a que la toxicidad y los efectos de los intermedios (residuos) suelen ser más tóxicos que los compuestos originales ocasionando el aumento en la toxicidad del fluido de completación. (BAROID, 1997, pp A 23-25).

**2.2.9 Descripción de aditivos utilizados para la formulación de fluidos de completación mejorados por sólidos**

➤ **Salmuera monovalente**

Las salmueras monovalentes contienen sales que tienen cationes monovalentes; estas sales incluyen el cloruro de sodio, cloruro de potasio, bromuro de potasio, bromuro de sodio, formiato de sodio y de potasio.

El bromuro de potasio y el bromuro de sodio son especialmente efectivos en formaciones sensibles al calcio y en formaciones donde el gas dióxido de carbono pueda reaccionar con salmueras de calcio para crear un precipitado de carbonato de calcio. Las salmueras monovalentes generalmente presentan baja corrosividad, aún a temperaturas mayores de 400°F (204°C). (Manual de fluidos BAROID, 2009 P B-10).

➤ **Goma xántica**

Es un biopolímero polisacárido con apariencia de polvo blanco, que posee un alto peso molecular que provee viscosidad y suspensión en fluidos de perforación y completación a base de agua dulce, agua de mar, cloruro de potasio y cloruro de sodio.

Su aplicación principal es viscosificar fluidos a base de agua dulce o de salmueras usados para perforar, moler, ensanchar y en operaciones de empaque de grava, así como también para suspender agentes puenteantes y materiales densificantes en sistema de agua dulce y de salmueras, generando grandes ventajas como la de proveer propiedades tixotrópicas y características de flujo no newtoniano a un amplio rango de salinidad con baja concentración, reduciendo la fricción y el mínimo potencial de daño a la formación.

➤ **Acetato de potasio**

Es un aditivo orgánico que tiene una apariencia física de polvo blanco y contiene 40% en un peso de potasio. Es un agente inhibidor de arcilla altamente efectivo, debido al aporte del ion potasio. Se utiliza para preparar salmueras, solo o en combinación con otras sales, en fluidos de perforación, terminación y reparación de pozos y es completamente soluble en agua. Se puede usar en sistemas de lodo dispersos o no dispersos y proporciona potasio bajo cualquier valor de pH.

El Acetato de potasio es especialmente útil cuando la cantidad de potasio que se desea es más alta que la que se puede obtener en la práctica con los productos convencionales de potasio.

➤ **PAC-LV**

Es un polímero de celulosa polianionica con alto peso molecular, dispersable en todos los tipos de fluidos de perforación base agua, desde sistemas de agua dulce hasta saturados de sal, que ayuda a controlar el filtrado. Principalmente, se usa como un agente reductor de filtrado para fluidos base agua, diseñado para usarse cuando se desean incrementos mínimos de viscosidad y bajo filtrado. Puede utilizarse en todos los lodos base agua y es compatible con las sales inhibidoras, tales como NaCl, KCl, CaCl<sub>2</sub> y CaSO<sub>4</sub>. También es adaptable a los sistemas no dispersos de bajo contenido de sólidos.

➤ **Potasa cáustica**

Es un compuesto químico inorgánico de apariencia sólida de perlas giroscópicas blancas que tienen muchos usos tanto industriales como comerciales y es utilizado principalmente para obtener control de pH y regeneración de intercambio iónico en fluidos base agua y/o salinos respectivamente. Es soluble en agua en todas proporciones y al disolverse produce un proceso exotérmico.

➤ **Carbonato de calcio (CaCO<sub>3</sub>)**

Es un aditivo químico con apariencia física de polvo o gránulos de color blanco que se utiliza para aumentar la densidad de lodos base agua y base aceite, así como también para disminuir las pérdidas por filtración en fluidos base agua y/o aceite y puede utilizarse como agente puenteante para problemas de pérdidas de circulación y mezcla de inyección. (Manual de Inpark Drilling Fluids, S.A. 2003, S/P).

### 2.3 DEFINICIÓN DE TÉRMINOS BÁSICOS

**Aditivo:** es cualquier material agregado a un fluido de perforación para lograr un propósito en particular. (MI SWACO, 2001, p B2).

**Agente puenteante:** son sólidos de granulometría controlada suspendidos en el fluido de perforación y que forman el revoque. (Gil, C. 2007, p 64).

**Completación:** representa la agrupación de muchos estudios que, aunque realizados por separado, que convergen en un mismo objetivo; la obtención de hidrocarburos. Esta va desde la culminación de la perforación hasta el comienzo de la producción. (Manual de ingeniería de completación, 2005, p 08).

**Daño a la formación:** según el daño a la formación es cualquier restricción al flujo que produzca la disminución de la capacidad del yacimiento de aportar fluidos al pozo, generado por diversos factores, tales como el taponamiento por sólidos o la formación de emulsiones. (Gil, C. 2007, p 65).

**Densidad:** la densidad es una propiedad intensiva de la materia definida como la relación de la masa de un objeto dividida por su volumen. La masa es la cantidad de materia contenida en un objeto y comúnmente se la mide en unidades de gramos (g). (Carpi, A. y Day, M. 2002. S/P).

**Polímero:** es una sustancia formada por la unión de dos o más moléculas del mismo tipo, ligadas de extremo a extremo dentro de un compuesto que tiene los mismos elementos en la misma proporción, pero un peso molecular más alto y diferentes propiedades físicas. (MI SWACO 2001, p B17).

**Revoque:** sólidos suspendidos que se depositan sobre un medio poroso durante el proceso de filtración. (MI SWACO, 2001, p B19).



## **CAPÍTULO III**

### **MARCO METODOLÓGICO**

#### **3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN**

De acuerdo al objetivo fundamental que se buscó lograr en este estudio es de tipo explicativo, debido a que la finalidad es caracterizar el comportamiento de dos muestras de agua de formación realizándole un estudio físico-químico para la formulación de un fluido de completación, y así indagar si es una buena disyuntiva para ser usado como fluido de completación y reacondicionamiento de pozos; según Arias, F (1999): “la investigación tipo explicativa se encarga de buscar el por qué de los hechos mediante el establecimiento de relaciones causa-efecto”. p 20.

#### **3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN**

Según Arias, F (1999)

“la investigación experimental es un proceso que consiste en someter a un objeto o grupo de individuos, a determinadas condiciones o estímulos (variable independiente), separa observar los efectos que se producen (variable dependiente), se diferencia de la investigación de campo por la manipulación y control de las variables”. p 21.

De acuerdo al tema en estudio, esta investigación se ubica dentro de una investigación experimental debido a que se evaluaron dos muestras de agua de formación, las cuales serán las fases continuas de los fluidos de completación a formular (variables independientes) y las propiedades físicas y químicas de los fluidos de completación formulados (variable dependientes), de las cuales se tuvieron completo manejo y manipulación.



### **3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA**

Según Arias, F (1999): “la población es un conjunto finito o infinito de elementos con características comunes para los cuales serán extensivas las conclusiones de la investigación”, y “la muestra es un subconjunto representativo y finito que se extrae de la población accesible”. p 22

Para esta investigación la población y la muestra son la misma, las muestras de agua de formación tomadas de los campos el Furrial y Morichal.

### **3.4 HIPÓTESIS**

Según Arias, F (1999): “hipótesis es una proposición enunciada para responder tentativamente un problema”

En esta investigación se planteó la hipótesis de que el agua de formación podía ser usada como fase continua en la formulación de fluidos de completación y reacondicionamiento de pozos.

### **3.5 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO**

La estructura para evaluar y explicar el comportamiento del fluido de completación y reacondicionamiento formulado fue abordada de una forma sistemática, dentro de los objetivos establecidos para esta investigación. El procedimiento que se aplicó para lograr las metas de este proyecto se describe a continuación.

### **3.5.1 Etapa I Determinación de las propiedades físicas y químicas de las muestras de agua de formación de los campos el Furrial y Morichal**

En esta etapa se realizó un análisis físico-químico de las muestras de agua de formación proveniente de los campos Furrial y Morichal siguiendo los métodos estándar para análisis de agua y aguas residuales publicado por la APHA (ver apéndice A). En el cual se determinaron las propiedades mencionadas a continuación: cantidad de cloruros, magnesio, calcio, dureza total, y sólidos disueltos totales, a través de métodos de titulación, el pH haciendo uso del pHmetro, el índice de refracción y porcentaje de sólidos, mediante el refractómetro, la viscosidad dinámica con el viscosímetro rotatorio de FANN, la conductividad eléctrica haciendo uso de su fórmula y la densidad, la cual se calculó bajo la norma ASTM D3289 – 08 “ Método de prueba estándar para la densidad de materiales bituminosos semisólidos y sólidos (Método níquel Crucible)” (ver apéndice A).

En esta misma etapa se procedió a extraer los sólidos suspendidos que contenían las muestras mediante centrifugación y decantación, según lo establecido en la norma COVENIN 2683-90 “Crudos. Determinación del Contenido de Agua y Sedimentos. Método de Centrifugación” (ver apéndice A), el cual consistió en llenar los tubos centrífugos con la muestra homogeneizada, tapando y colocando los tubos en copas opuestas y haciendo girar la centrífuga por 10 minutos a 1500 RPM. Luego utilizando un embudo de decantación, la muestra decantó por 48 horas, seguido de un proceso de filtración para retirar las fracciones de petróleo que poseen las muestras haciendo uso de un papel filtro indicado en este tipo de procedimiento como es el whatman 42. De manera subsiguiente se llevó a cabo un proceso de destilación atmosférica para lograr una mayor purificación de las muestras de agua de formación.

Nuevamente se procedió a analizar y determinar las propiedades físicas y químicas de las muestras para el estudio de su variación.

### 3.5.2 Etapa II Formulación de fluidos de completación con agua de formación, luego de la extracción de los sólidos y trazas de petróleo contenido en las muestras

Una vez extraídos los sólidos en suspensión y las fracciones de petróleo presentes en las muestras de agua de formación, en esta etapa se procedió a determinar los volúmenes de agua de formación que se utilizaron en la formulación del fluido de completación realizando un balance de masas.

Luego de determinar dichos volúmenes se procedió a la preparación de una salmuera de cloruro de sodio (NaCl) con densidad de 8,6 (lpg), la cual fue la base del fluido de completación mejorado por sólidos formulado, tomando como guía la formulación de un fluido patrón presente en el manual de BAROID, además de las indicaciones obtenidas en las entrevistas a los ingenieros especialistas en el área de fluidos de completación y reacondicionamiento.

**Tabla N° 3.1 Formulación de los fluidos de completación**

<b>Aditivo</b>	<b>Función</b>	<b>Concentración, lb/bbl (Kg/m<sup>3</sup>)</b>
Salmuera (monovalente)	Densidad	Según lo necesario
Viscosificante	Suspensión	0,5-1 (1,4-3)
Controlador de filtrado	Filtración	4-6 (11-17)
Controlador de filtrado	Filtración	1 (3)
Controlador de alcalinidad	pH	0,05 (0,15)
Densificante	Taponamiento	Min de 30 (86)

**Fuente: Manual de fluidos BAROID**

**Tabla N° 3.2 Valores referenciales para la formulación del fluido de completación patrón**

Parámetros	Valores
Densidad	8,9 – 9,2 lpg
Viscosidad plástica	12 – 18 cP
Punto cedente	>15 lb/100pie <sup>2</sup>
pH	9,5 – 10,5

**Fuente: entrevistas a ingenieros especialistas en el área de fluidos completación y reacondicionamiento. (ESVENCA, PPS y PDVSA)**

Debido a que no se contaba con los aditivos exactos para la formulación del fluido de completación mejorado por sólidos que plantea el manual de fluidos BAROID en el laboratorio de fluidos de la UDO, núcleo Monagas, se procedió a sustituir con los que se contara en las instalaciones de la universidad o con aquellos aditivos de fácil acceso mediante la donación de la empresa ESVENCA.

Los rangos de densidad, punto cedente, viscosidad plástica y pH fueron establecidos por el Ing. Joel Masy, a través de una entrevista realizada el cinco (5) de junio del 2012 el cual es especialista de fluidos de la empresa ESVENCA con ocho (8) años de experiencia y actualmente desempeña un cargo de superintendente de gestión FPO en la misma.

De la misma manera se hizo la selección de los aditivos para realizar la formulación planteada por dicho manual, los cuales fueron los siguientes: goma xántica, acetato de potasio, pac lv, potasa cáustica y carbonato de calcio.

Dicha mezcla procedió de la siguiente manera; se mezcló la salmuera preparada con la goma xántica por 15 minutos a alta velocidad, luego fueron añadidos el acetato de potasio, el PAC LV y la potasa cáustica respectivamente con un tiempo de

mezclado de 10 minutos cada uno y finalmente se agregó el carbonato de calcio el cual se mezcló por 15 minutos, agregando cada aditivo con mucho cuidado y pausadamente para evitar que se formaran grumos imposibles de disolver (conocidos comúnmente como ojos de pescado). (Tabla 3.3)

**Tabla N° 3.3 Aditivos utilizados en la formulación de los fluidos de completación**

<b>Nombre</b>	<b>G.E</b>	<b>Tiempo de mezclado (min)</b>	<b>Función</b>
<b>Goma xántica</b>	<b>1,5</b>	<b>15</b>	<b>Viscosificante</b>
<b>Acetato de potasio</b>	<b>1,57</b>	<b>10</b>	<b>Inhibidor químico</b>
<b>PAC LV</b>	<b>1,6</b>	<b>10</b>	<b>Controlador de filtrado</b>
<b>Potasa cáustica</b>	<b>2,96</b>	<b>10</b>	<b>Controlador iónico</b>
<b>Carbonato de calcio</b>	<b>2,7</b>	<b>15</b>	<b>Densificante y agente puenteante</b>

**Fuente: entrevistas a ingenieros especialistas en el área de fluidos completación y reacondicionamiento. (ESVENCA, PPS y PDVSA)**

Cabe destacar que los fluidos de completación formulados fueron fluidos mejorados por sólidos, los cuales son usados en operaciones de terminación o reparación cuando el uso de una salmuera clara pueda provocar la pérdida de grandes volúmenes de fluido a la formación, pero que el objetivo fundamental en esta investigación es demostrar a nivel de laboratorio que el agua de formación puede ser un excelente sustituto del agua patrón, la cual es un recurso de mucha importancia para la vida humana.

Culminada la formulación se determinaron las propiedades físicas y químicas de los fluidos de completación formulados con el agua de formación como: densidad, viscosidad plástica, punto cedente, resistencia de gel, filtrado API, alcalinidad, pH, entre otras, mediante el procedimiento estándar para pruebas de los fluidos de

perforación base agua API RP 13B-1, que también puede ser usado para fluidos de completación y reacondicionamiento.

Luego se llevaron los fluidos de completación formulados a un proceso de envejecimiento mecánico en los laboratorios de la empresa ESVENCA, dicho envejecimiento se realizó para observar los efectos de la acción mecánica, la temperatura y la presión (simulando las condiciones del pozo), y También para determinar si los fluidos de completación son estables utilizando horno y celdas. El horno y la celda de envejecimiento, constituyen el equipo necesario para realizar la prueba de envejecimiento dinámico de los lodos base agua. Esta prueba es dinámica porque durante el tiempo que dura la misma el lodo está expuesto a temperatura y a movimiento por medio de un sistema de rodillos. Este aparato consta de cuatro rodillos horizontales, estos transmiten el movimiento a las celdas gracias a la acción de un motor externo activado en su tablero de control, en este se encuentra el interruptor de calentamiento, un regulador que permite seleccionar temperaturas hasta 550 °F y una celda de envejecimiento con sus respectivas tapas.

### **3.5.3 Etapa III Comparación de las propiedades físicas y químicas de los fluidos formulados con un fluido patrón**

En esta etapa se realizó una comparación a través de un análisis de varianza (ANOVA), de las propiedades físico-químicas entre los fluidos formulados con las muestras de agua de formación y las de un fluido patrón, haciendo uso del software STATGRAPHICS Plus 5.1; esta comparación se realizó mediante un análisis estadístico que permite comparar dos o más medias para determinar la existencia de una diferencia o igualdad estadísticamente significativa entre las medias variables y de esta manera conocer si el fluido de completación y reacondicionamiento que se formuló cumple la función para la cual fue diseñado. En base a la comparación del fluido patrón.



El análisis de varianza (ANOVA), es una potente herramienta estadística, de gran utilidad tanto en la industria para el control de procesos, como en el laboratorio de análisis para el control de métodos analíticos.

Los ejemplos de aplicación son múltiples, pudiéndose agrupar, según el objetivo que persiguen, en dos principalmente: la comparación de múltiples columnas de datos y la estimación de los componentes de variación de un proceso.

La función de este análisis de varianza de un solo factor realiza un análisis de varianza sencillo, que somete a prueba la hipótesis según la cual las medias de varias muestras son iguales.

El ANOVA contrasta la hipótesis de que todas las medias de los diferentes grupos son iguales, donde el P valor indica la probabilidad de rechazar la hipótesis nula, es decir, que todas las medias son iguales si el P valor es mayor que 0,05 con un nivel de 95% de confianza, por el contrario, si el valor de P es menor que 0,05, existe una diferencia estadísticamente significativa entre las medias de las variables. La hipótesis nula planteada para esta investigación fue considerar que todas las medias de las propiedades de los fluidos formulados eran iguales.

### **3.6 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS**

Para desarrollar la investigación, las técnicas e instrumentos que se utilizaron para la obtención de los datos son las siguientes:

#### **3.6.1 Técnicas**

Según Arias, F (1999): “las técnicas de recolección de datos son las distintas formas o maneras de obtener la información”. p 25.

Estas técnicas de recolección de datos son:

➤ **Entrevistas**

Se realizaron entrevistas a ingenieros en el área de fluidos de completación y reacondicionamiento debidamente calificados y a profesionales de la Escuela de Ingeniería de Petróleo de la Universidad de Oriente, Núcleo de Monagas, los cuales están relacionados con el tema de investigación, esto con la intención de obtener información necesaria sobre la formulación de este tipo de fluidos y sobre el proceso en el cual se trabajó, facilitando de esta manera la ejecución del estudio.

➤ **Revisión bibliográfica**

Ésta técnica representa mucha relevancia dentro de la búsqueda de información y para el desarrollo de la investigación, y de esta manera adquirir los conocimientos y el material necesario para sustentar el marco de referencia de la investigación.

### **3.6.2 Instrumentos**

Según Arias, F (1999): “los instrumentos son los medios materiales que se emplean para recoger y almacenar la información”. p 25.

Según las técnicas utilizadas los instrumentos a usar serán los siguientes:

Se usaron lápices, formatos de cuestionarios, guías de entrevistas, cámaras, grabadoras, celulares con posibilidad de videoconferencia entre otros.

Se revisaron libros, manuales de fluidos, informes, publicaciones, tesis sobre el tema, además de la plataforma mundial internet.

### 3.6.3 Equipos

**Tabla N° 3.4 Equipos a utilizar para la formulación del fluido de completación a base de agua de formación**

<b>EQUIPOS</b>	<b>INSTRUMENTOS</b>
Balanza de lodo	Vaso de precipitado
Embudo de Marsh	Pipeta
Viscosímetro rotatorio	Termómetro
Filtro prensa HP-HT	Papel filtro
pH metro	Papel de pH
Retorta	Cilindro graduado
Aguja de Vicat	Agitador magnético
Balanza analítica	Capsula de cerámica
Centrifugadora	Bureta graduada
Columna de destilación	Goteros
Conductímetro	Mezclador de un eje

### **3.7 RECURSOS**

Para hacer posible la ejecución de este proyecto se contó con los siguientes recursos:

#### **3.7.1 Recursos humanos**

Se tuvo el apoyo de ingenieros de la industria petrolera con experiencia en la formulación de fluidos de completación y reacondicionamiento y con profesores que laboran en la Universidad de Oriente, Escuela de Ingeniería de Petróleo los cuales suministraron la información requerida para alcanzar las metas planteadas.

#### **3.7.2 Recursos materiales y tecnológicos**

Estos los constituyeron equipos de computación que poseen Microsoft office, manuales de fluidos, la sala de referencia y el laboratorio de fluidos de la Universidad de Oriente, Núcleo de Monagas, la biblioteca del ESEM-PDVSA y la plataforma informática mundial internet.

#### **3.7.3 Recursos financieros**

Todos los gastos generados para el desarrollo de este proyecto fueron asumidos por los investigadores.

## CAPÍTULO IV

### ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS

#### 4.1 DETERMINACIÓN DE LAS PROPIEDADES FÍSICAS Y QUÍMICAS DE LAS MUESTRAS DE AGUA DE FORMACIÓN DE LOS CAMPOS EL FURRIAL Y MORICHAL

Se realizó un análisis físico-químico de las muestras de agua de formación proveniente de los campos Furrial y Morichal, antes y después de la extracción de los sólidos y trazas de petróleo contenidos en las muestras, con la finalidad de adquirir conocimientos de la composición y propiedades que poseen dichas aguas, mostradas en la tabla 4.1. Para esta investigación se tomaron como valores representativos los resultados de las muestras sin sólidos ni trazas de petróleo.

**Tabla N° 4.1 Análisis físico-químico de las muestras de agua de formación**

Parámetros	Muestra de Morichal con trazas de petróleo	Muestra de Morichal sin trazas de petróleo	Muestra de Furrial con trazas de petróleo	Muestra de Furrial sin trazas de petróleo
Cloruro (ppm)	6566,67	216,67	1866,67	200
Conductividad (mS/cm)	2,515	0,0663	1,014	0,0412
Densidad (lpg)	8,42	8,10	8,37	8,09
Gravedad específica	1,01	0,98	1,006	0,97
Índice de refracción	1,3356	1,3329	1,3354	1,3329
Dureza total (mg/l)	413,33	0	253,33	0

**Continuación. Tabla N° 4.1 Análisis físico-químico de las muestras de agua de formación**

Parámetros	Muestra de Morichal con trazas de petróleo	Muestra de Morichal sin trazas de petróleo	Muestra de Furrial con trazas de petróleo	Muestra de Furrial sin trazas de petróleo
pH	6,83	7,50	7,00	8,10
Resistividad (ohm/m)	0,3976	15,089	0,9858	24,23
Sólidos disueltos totales (ppm)	14314,97	813,32	5367,97	487,99
Temperatura (°C)	27	28	27	26
Viscosidad dinámica (cP)	2,98	0,72	2,64	0,60

A continuación se presentan los resultados del análisis físico-químico realizado a la muestra de agua patrón la cual fue la base para formulación del fluido de completación patrón, con sus respectivas unidades de medidas, en la que se analizaron los parámetros más relevantes como contenido de cloruros, densidad, conductividad, pH e índice de refracción, mostrándose los resultados en la siguiente tabla.

**Tabla N° 4.2 Análisis físico-químico de la muestra de agua patrón.**

Parámetros	Muestra de agua de Patrón
Cloruro (ppm)	76,66
Conductividad (mS/cm)	0,034
Densidad (lpg)	8,33
Dureza total (mg/L)	35,33

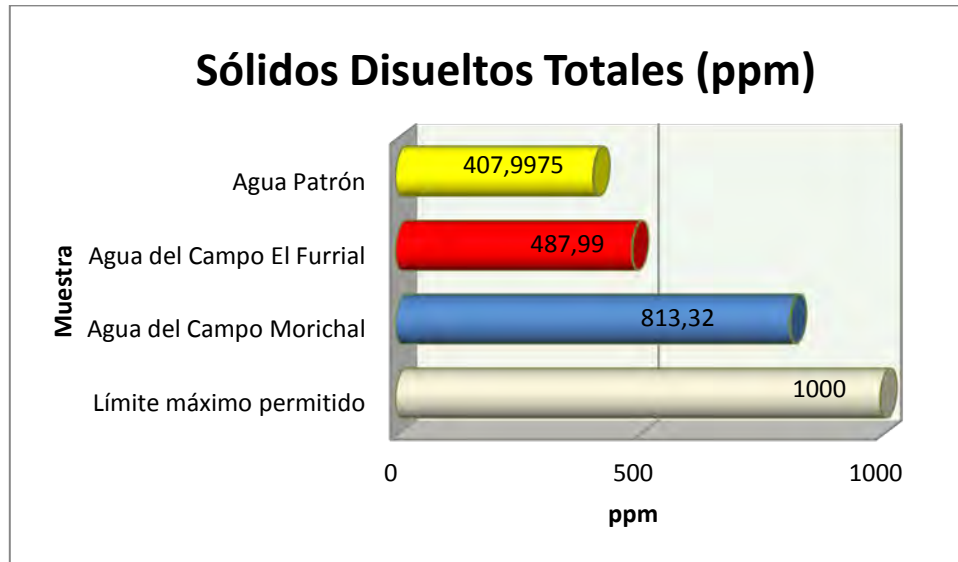


**Continuación .Tabla N° 4.2 Análisis físico-químico de la muestra de agua patrón**

Parámetros	Muestra de agua patrón
Gravedad específica	0,97
Índice de refracción	1,3330
pH	8,33
Resistividad (ohm/m)	29,58
Sólidos disueltos totales (ppm)	407,997
Temperatura (°C)	28
Viscosidad dinámica (cP)	0,90

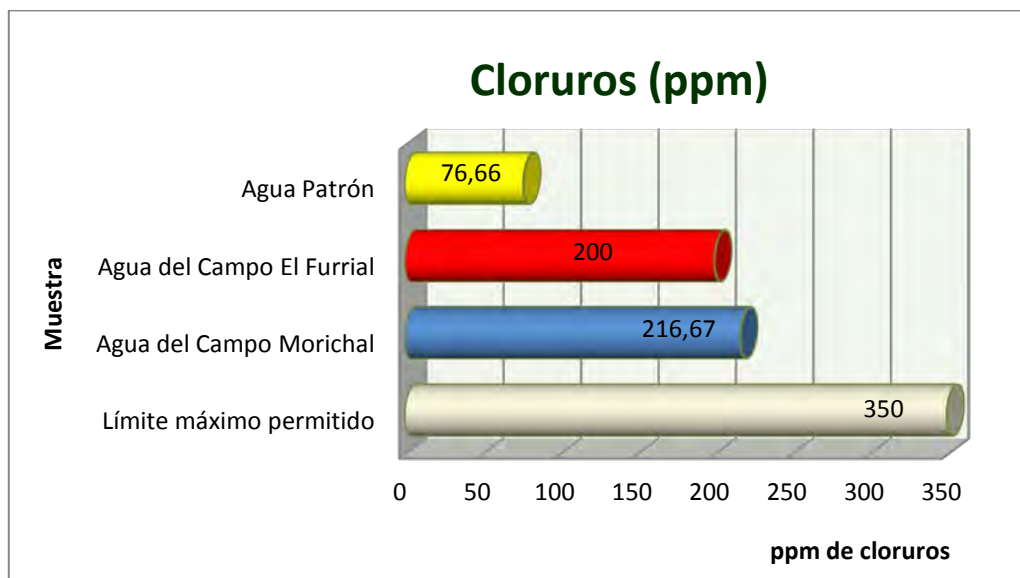
El análisis físico-químico de las muestras presentado en las tablas fue necesario para determinar las propiedades de las mismas. De acuerdo a lo citado por Bermúdez, F. y Raduan J. (2011).

El método del sistema establecido por Hem (1970), el cual se basa en el contenido de sólidos disueltos totales del agua, siendo el agua de formación salobre, si la concentración se encuentra entre 1.000 y 10.000 mg/l, mientras que el agua de formación de se considera salina si su concentración se encuentra entre 10.000 y 35.000 mg/l , en relación con este método y los resultados obtenidos, las muestras de agua formación de los campos Furrial entran en el rango de aguas salobres y el campo Morichal entra en el rango de aguas salinas, esta clasificación corresponde a las muestras de agua antes de retirarles las trazas de petróleo y sólidos disueltos en las mismas.



**Gráfica N° 4.1 Concentración de sólidos disueltos totales presentes en las muestras.**

En la gráfica N° 4.1, se observa que al compararse las concentraciones de sólidos disueltos totales de las muestras de agua de formación con el límite máximo permitido por el Ministerio del Ambiente y Recursos Naturales Renovables que es 1000 ppm, todas las muestras de agua se encuentran por debajo de este valor. La muestra de agua de formación de Morichal es la que contiene la mayor cantidad de iones magnesio, calcio, sodio y potasio en forma de sales disueltas, posiblemente por este miembro estar subdividido en cuerpos arenosos separados por lutitas e intercalaciones de areniscas de granos finos a muy finos, arcillosas y calcáreas, lo cual pudo afectar directamente la masa de la muestra y por ende su densidad producto de su composición y reacciones entre los iones químicos, de acuerdo a lo citado por Cabello, M. y Wills, V. (2003).

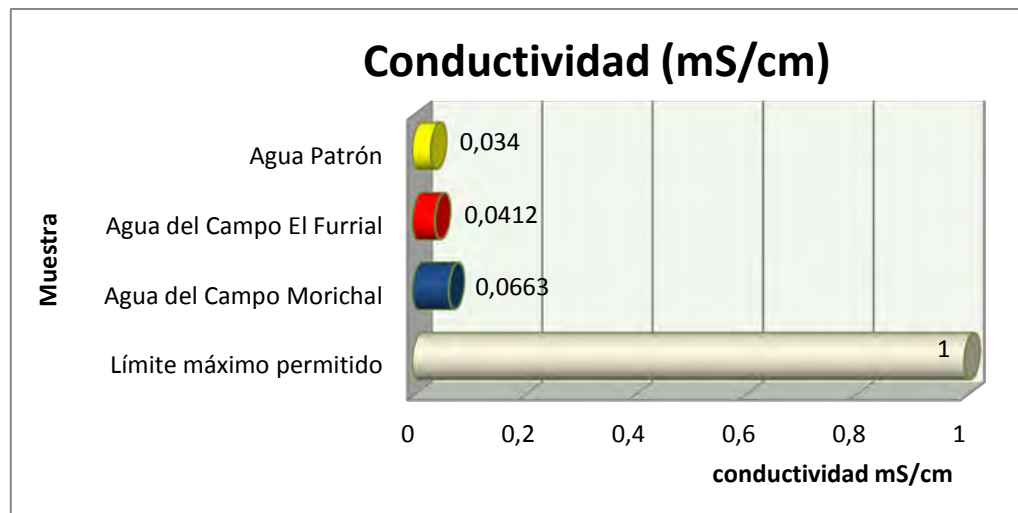


**Gráfica N° 4.2 Concentración de cloruro presente en las muestras de agua**

Todas las aguas contienen cloruros. Una gran cantidad de estas sales pueden estar presentes en mayor cantidad en todas las fuentes de abastecimiento de agua y de drenaje en forma de una sal de calcio ó de magnesio, considerando que el típico sabor salado de los cloruros puede estar ausente aún a concentraciones de 1000 ppm, resaltando que los agentes contaminantes involucrados en la contaminación del agua subterránea no son distintos de los que ocasionan la del agua superficial de acuerdo a lo citado por López, J. y Fornés, J. (2009).

En la gráfica N° 4.2 se puede observar que las lecturas de las concentraciones de cloruro fueron bajas en las muestras de agua de formación, comparándolas con el límite máximo de cloruro para el agua potable permitido por el Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales Renovables que es de 350 ppm, pero que son mayores a la del agua patrón, esto se puede asociar a la proximidad de los campos de donde provienen las muestras y a la escasa información que se conoce de las características del campo Morichal en el cual desembocaron ríos con sus aguas más dulces, aguas con fluctuaciones de dulces a salobres o por el incremento de la

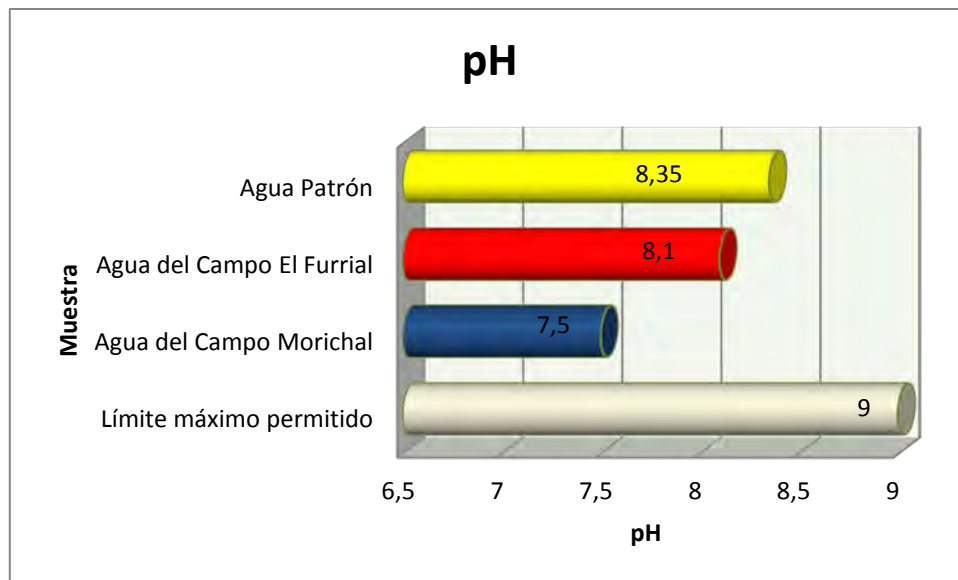
concentración salina producto del proceso de lixiviación, adicional a lo descrito la clasificación es de tipo salobre, según lo citado por Barreira, E. (1978).



**Gráfica N° 4.3 Conductividad de las muestras de agua**

Según el Ministerio del Ambiente y Recursos Naturales Renovables, para la conductividad eléctrica no existe un valor máximo aceptable, pero ésta es función de la cantidad de iones disueltos y puede estimarse por correlaciones con los máximos de iones permitidos, por lo que para este caso se comparó en la gráfica N° 4.3. Los valores de las muestras de agua de formación con la muestra de agua patrón que es 0,034, evidenciándose la alta conductividad que tienen las muestras de agua de formación de los campos el Furrrial y Morichal con respecto a ésta, debido a la presencia de enlaces iónicos formado por sales, que se ionizan en solución, disociándose en iones (aniones y cationes) dejando electrones libres que permiten el flujo de corriente eléctrica según Febronio, O. (2009). A mayor sea la cantidad de sales presentes mayor va a ser la capacidad para permitir el paso de la corriente eléctrica, por ende el agua de formación proveniente del campo Morichal es la que presenta una mayor conductividad por tener un 81,30% de sólidos disueltos totales en

forma de sales con respecto al límite máximo permitido, siendo la muestra del campo Furrial 17,47% mayor a la muestra patrón y 37,80% menor a la muestra Morichal.



**Gráfica N° 4.4 pH de las muestras de agua**

El pH de las aguas debe estar entre 6,5 y 8,5, con el fin de evitar que aguas con muy alto o bajo pH disminuyan la solubilidad del carbonato de calcio y aumenten la corrosión, es decir, debe estar entre neutra y ligeramente alcalina, el pH máximo aceptado es 9. Las aguas de pH menor de 6,5, son corrosivas, por el anhídrido carbónico, ácidos o sales ácidas que tienen en disolución. Se evidenció que hubo un aumento del mismo en las muestras de agua de formación luego de extraer las trazas de petróleo presentes en las muestras, ya que dichas trazas contenían iones cloruro y magnesio que influyeron en la medición del pH, el cual es la medida de acidez de una disolución. Como se evidencia en el gráfico 4.4 todas las muestras están por debajo del límite máximo permitido y ninguna es potencialmente corrosiva.

Otro de los parámetros determinados fue la densidad de las muestras de agua de formación como se puede observar en la tabla N° 4.1, siendo ésta mayor cuando

dichas muestras contenían las trazas de petróleo y los sólidos en suspensión aun sabiendo que el petróleo es más liviano que el agua pero en este caso la cantidad era inapreciable, debido a que dichas muestras contenían más sólidos en suspensión que trazas de petróleo (comparando los resultados entre la muestra con trazas de petróleo y la muestra sin trazas de petróleo), resultado que era de esperarse puesto que el aumento de la masa proporciona aumento en la densidad por estas ser directamente proporcional. Luego de haber sometido a las muestras a procesos de filtración y separación de componentes en función de su punto de ebullición (destilación atmosférica), la densidad disminuyó notablemente una vez extraídas las partículas sólidas inertes y disueltas en las muestras para así lograr obtener un agua más purificada. En el caso del agua de formación de Morichal, ésta presentó mayor densidad que el agua del campo Furrial, producto de una mayor cantidad de iones salinos, cloruros y sólidos disueltos totales. Se debe destacar que fue necesario conocer la densidad de cada muestra de agua de formación para establecer las cantidades de agua y de agentes densificantes utilizados en la formulación de los fluidos de completación.

En cuanto a la dureza del agua, ésta es causada por la concentración de todos los cationes metálicos no alcalinos (iones de calcio, magnesio, estroncio y bario en forma de carbonatos y bicarbonatos) presentes en las muestras de agua de formación. De las muestras analizadas se observó en la tabla N° 4.1 que las muestras de agua de formación no presentan dureza total después de pasar por un proceso de extracción en comparación con el límite máximo permitido por el Ministerio del Ambiente y Recursos Naturales Renovables que es de 200 y 250 mg/L, se habla de aguas duras o blandas para determinar calidad de las mismas. Las aguas duras se caracterizan por tener un alto tenor de sales de calcio y magnesio disueltas, mientras que las aguas blandas son pobres en estas sales. Puede haber también nitratos, fosfatos, sulfatos, silicatos, etc. (dureza permanente). De acuerdo a lo citado por López, E. (2012), son conveniente las aguas de dureza entre el rango de 0-15 mg/L debido a que disminuye



la capacidad de formación de espumas, minimiza la acción corrosiva y evita incrustaciones duras en tuberías y equipos industriales. Por ende las tres muestras de aguas con las cuales se prepararan los fluidos de completación no poseen acción corrosiva según lo citado por Castillo, Y. (2012).

#### **4.2 FORMULACIÓN DE LOS FLUIDOS DE COMPLETACIÓN CON AGUA DE FORMACIÓN, LUEGO DE LA EXTRACCIÓN DE LOS SÓLIDOS Y TRAZAS DE PETRÓLEO CONTENIDOS EN LAS MUESTRAS**

Antes de llevar a cabo la formulación de los fluidos de completación, se diseñó una salmuera monovalente como base y fase continua, antes de agregar los aditivos correspondientes al fluido de completación. Actualmente, la industria petrolera considera los fluidos de terminación y/o reparación, más ventajosos que las salmueras libres de sólidos porque protegen la formación productora y proveen un amplio rango de densidades para controlar las presiones de formación sin usar aditivos dañinos como la barita (densificante), según lo citado en el manual de Ingeniería de Fluidos. (1998).

Según la compañía GOS, Inc. (2002), existen dos tipos de sistemas de terminación y/o reparación, entre ellos se encuentra el sistema de fluidos sin sólidos y los sistemas mejorados por sólidos como lo es el caso de el fluido formulado en este trabajo de investigación, que tiene como base una salmuera que utiliza partículas de sales micronizadas para crear un puenteo o sello y para prevenir pérdidas de fluidos hacia la formación garantizando excelentes retornos de permeabilidad.

En la industria petrolera, las salmueras más usadas son soluciones claras de cloruro de sodio (NaCl), de potasio (KCl), y calcio ( $\text{CaCl}_2$ ) y los bromuros de sodio (NaBr), potasio (KBr), calcio ( $\text{CaBr}_2$ ) y zinc ( $\text{ZnBr}_2$ ), es por esto que se llevó a cabo el diseño de un fluido de completación con una salmuera monovalente de cloruro de

sodio (NaCl), ya que ésta provee los valores más altos de pH (7,0-8,0) que una salmuera pudiera proporcionar, a fin de engranar con más rapidez el diseño de un fluido de completación que posea un pH comprendido en el rango 9,5-10,5. Hay que destacar que los campos petroleros de Venezuela se caracterizan por ser de elevadas temperaturas, y por ende, no existe un riesgo de congelamiento de la salmuera de cloruro de sodio porque no estará expuesta a ambientes fríos.

**Tabla N° 4.3 Propiedades físicas y químicas de la salmuera monovalente.**

Parámetros	Patrón	Morichal	Furrial
Densidad (lb/gal)	8,6	8,6	8,6
pH	7,5	7,89	6,4
Gel 10 segundos (lb/100pie <sup>2</sup> )	1	2	2
Gel 10 minutos (lb/100pie <sup>2</sup> )	2	3	3
Viscosidad plástica (cP)	1	1	1
Punto cedente (lb/100pie <sup>2</sup> )	1	1	1
Cloruro (mg/L)	36300	31000	28000
Dureza (mg/L)	220	160	144
Punto de cristalización (°F)	10	15	12

El pH de la salmuera es casi neutro y se mantiene en un rango entre 6,5- 8,0, manteniendo este ambiente ligeramente alcalino y reduciendo la corrosión por la ausencia de algún gas ácido generado (H<sub>2</sub>S ó CO<sub>2</sub>).

La reología de las tres salmueras se mantuvo constante como se puede detallar en la tabla N° 4.4, no hubo variación en la viscosidad plástica y el punto cedente, producto de la igual dilución del cloruro de sodio (NaCl) en las tres muestras de agua.

La cantidad de cloruro aumentó significativamente en la salmuera patrón, siendo mayor un 14,61% que la preparada con la de agua de formación del campo morichal y 22,86% que la preparada con agua de formación del campo el Furrial, todo esto producto de una cantidad significativa de magnesio y calcio que ya poseía inicialmente y que las otras dos muestras la carecían, ocasionando que al incorporarse el cloruro de sodio (NaCl) como base se produjeran reacciones entre los iones y por ende causar el incremento mayúsculo en el contenido de cloruro.

La dureza de la salmuera formulada con el agua patrón es mayor un 27,28% en comparación con la salmuera de Morichal y 34,54% que la del Furrial como se puede observar en la tabla N° 4.3, resultado que era de esperarse debido a que el agua patrón ya poseía una dureza total de 35,33 mg/l antes de agregar el cloruro de sodio (NaCl) y por ende, presenta mayor cantidad de iones magnesio y calcio en su estructura en comparación con las dos salmueras antes mencionadas.

Según el Manual Técnico de Formiatos. (2011), la temperatura de cristalización es una propiedad que ha sido utilizada para definir el límite de rendimiento de las salmueras y los fluidos en yacimientos, tomando en cuenta que es difícil medirla correctamente. Mediante un proceso de enfriamiento que fue aplicado a las tres salmueras se pudo observar que la salmuera con agua patrón fue la que obtuvo un punto más bajo de cristalización lo que la hace que esté un 50% por debajo de la salmuera del campo Morichal y un 20% de la del campo el Furrial, puesto que tardo mas en alcanzar el punto de cristalización lo que significa que los sólidos en la solución tardaron más en precipitarse y la fase de cristales se cristalizó normalmente de manera espontanea cuando se alcanzaba un determinado grado de sobre enfriamiento.

La formulación de los fluidos de completación se realizó luego de la extracción de los sólidos y trazas de petróleo contenidos en las muestras de agua de formación

como se indicó en el objetivo anterior. Para esta formulación se utilizó el manual de BAROID como guía, el cual plantea una formulación de un fluido de completación mejorado por sólidos como se puede observar en la siguiente tabla.

**Tabla N° 4.4 Formulación del fluido de completación mejorado por sólidos**

Aditivo	Función	Cantidad
Salmuera monovalente (bl)	Densidad	0,96
Goma xántica (lb/bl)	Suspensión	1
Acetato de potasio (lb/bl)	Filtración	2
PAC Iv (lb/bl)	Filtración	4
Potasa cáustica (lb/bl)	pH	0,15
Carbonato de calcio (lb/bl)	Taponamiento	31,07

**Fuente: Manual de fluidos BAROID**

Por asesoría de ingenieros especialistas en el área de fluidos de las empresas ESVENCA, PETRO REGIONAL DEL LAGO, PPS y PDVSA se decidió utilizar el Carbonato de Calcio como densificante, debido a que este cumple la función de taponamiento que es lo que se busca con un fluido mejorado por sólidos, minimiza el daño a las formaciones productoras y actúa también como un agente puenteante, la goma xántica para mantener los sólidos suspendidos y que estos no se decantaran, y en vez de usar dos controladores de filtrados usar uno en este caso el PAC LV, (estos dos aditivos en conjunto mejoran el punto cedente y la viscosidad plástica). Se mantuvo la potasa cáustica para prever el pH necesario al fluido, adicional a esto fue recomendado el uso de un aditivo adicional para evitar el hinchamiento de arcillas y/o la corrosión debido a la cantidad de cloruros que poseen las salmueras, es por ello que se le agregó el acetato de potasio el cual es un excelente inhibidor químico y como base fue usada una salmuera de NaCl preparada previamente con las muestras

de agua de formación del campo el Furrial y Morichal y el agua patrón (agua de grifo no potabilizada).

Después de realizar varias formulaciones, se obtuvo la formulación óptima para el fluido de completación patrón mostrado en la tabla N° 3.3. Luego se procedió a medir las propiedades físicas y químicas del mismo para constatar que los valores se encontraban entre los rangos establecidos en la tabla N° 3.2, los cuales fueron extraídos de un plan de entrevistas realizadas a ingenieros especialistas en el área.

Cabe mencionar que para los fluidos de completación donde se utilizó como base el agua del campo el Furrial y Morichal, se empleó la misma concentración de aditivos que para el fluido patrón, de igual manera se prepararon salmueras monovalentes con las muestras de agua de formación a la misma densidad que la preparada con agua patrón. Esto debido a que el objetivo de la investigación es demostrar a nivel de laboratorio que el agua de formación es un sustituto óptimo del agua de grifo no potabilizada en la preparación de fluidos de completación y/o reacondicionamiento.

**Tabla N° 4.5 Propiedades de los fluidos de completación**

<b>Parámetros</b>	<b>Resultados fluido Patrón</b>	<b>Resultados fluido Morichal</b>	<b>Resultados fluido Furrial</b>
Densidad (lb/gal)	9,1	8,9	9
pH	9,78	9,59	9,62
Gel 10 segundos (lb/100pie <sup>2</sup> )	3	4	4
Gel 10 minutos (lb/100pie <sup>2</sup> )	5	5	6
Viscosidad plástica (cP)	13	14	14
Viscosidad aparente (cP)	21,5	22	23
Punto cedente (lb/100pie <sup>2</sup> )	17	16	18

**Continuación. Tabla N° 4.5 Propiedades de los fluidos de completación**

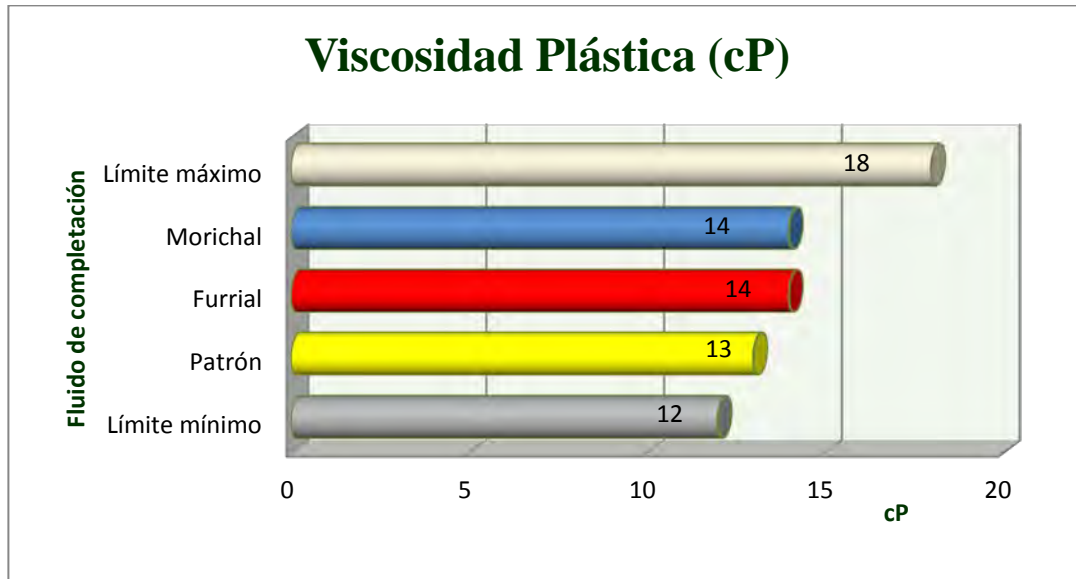
% Agua	90	96	94
% Sólidos	10	4	6
Filtrado 30 minutos (mL)	9,8	5,5	4,7
Revoque (mm)	1	1	1
Pm (mL)	0,3	0,1	0,2
Pf (mL)	0,1	0	0
Mf (mL)	0,4	1,6	1,8
Cloruro (mg/L)	32033,33	29333,33	25166,67
Dureza (mg/L)	286,67	225,33	202,33

La densidad de los fluidos fue evaluada para determinar el peso que poseían los fluidos y demostrar la efectividad del carbonato de calcio como densificante.

Según el manual de MI SWACO (2001), cuando se menciona esta propiedad, se debe saber que es una de las más importantes, debido a que de ella depende el peso de la columna hidrostática del fluido que ingresará a la formación la cual puede llegar a ser fracturada y provocar una pérdida de circulación.

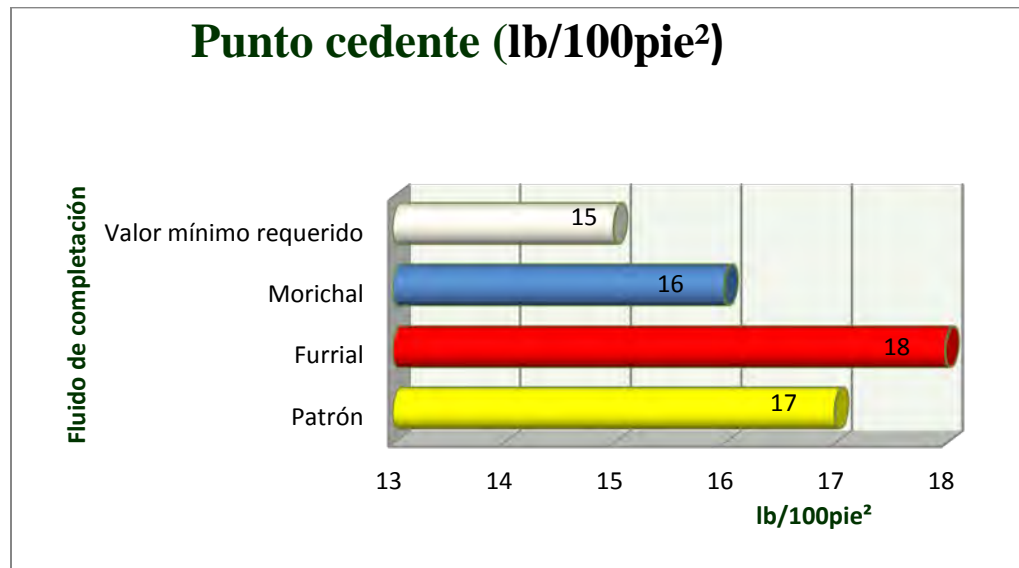
Se debe recalcar que se usó la misma concentración de carbonato de calcio para la formulación de los tres fluidos de completación al igual que salmueras a la misma densidad de 8,6 lpg.





**Gráfica N° 4.5 Viscosidad plástica de los fluidos de completación**

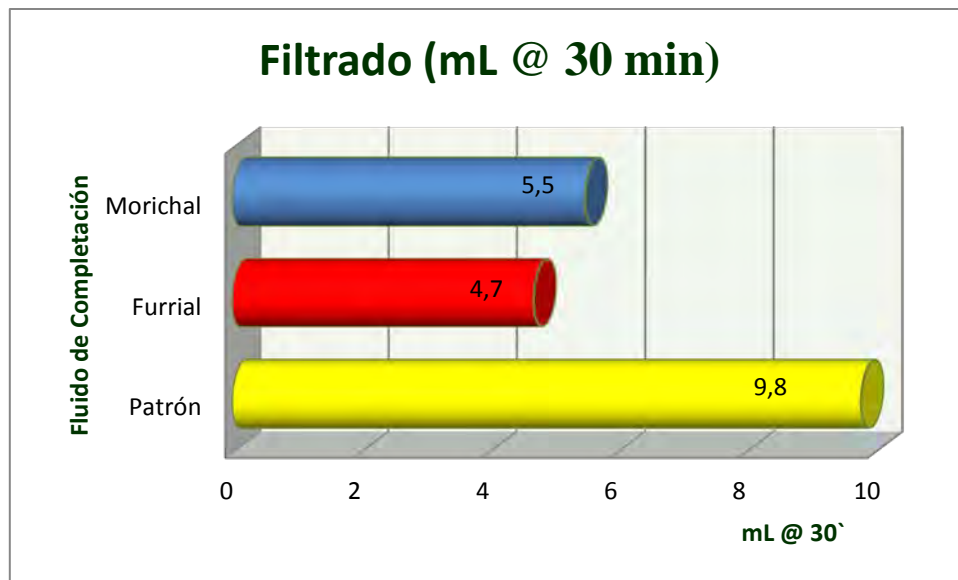
Una de las principales propiedades reológicas es la viscosidad plástica. Según el manual de MI SWACO. (2001), es una medida de la resistencia interna al flujo de fluido, atribuible a la cantidad, tipo y tamaño de los sólidos presentes en un fluido determinado. De acuerdo a los resultados obtenidos el fluido patrón cumple con el rango establecido en la tabla 3.2 al igual que los otros dos fluidos diseñados con las muestras de agua de formación, se puede apreciar en la gráfica N° 4.5 que los fluidos Morichal y Furrial poseen una viscosidad plástica 5,56% mayor a la viscosidad plástica del fluido patrón, esto se puede atribuir a los sólidos disueltos en las aguas de formación.



**Gráfica N° 4.6 Punto cedente de los fluidos de completación**

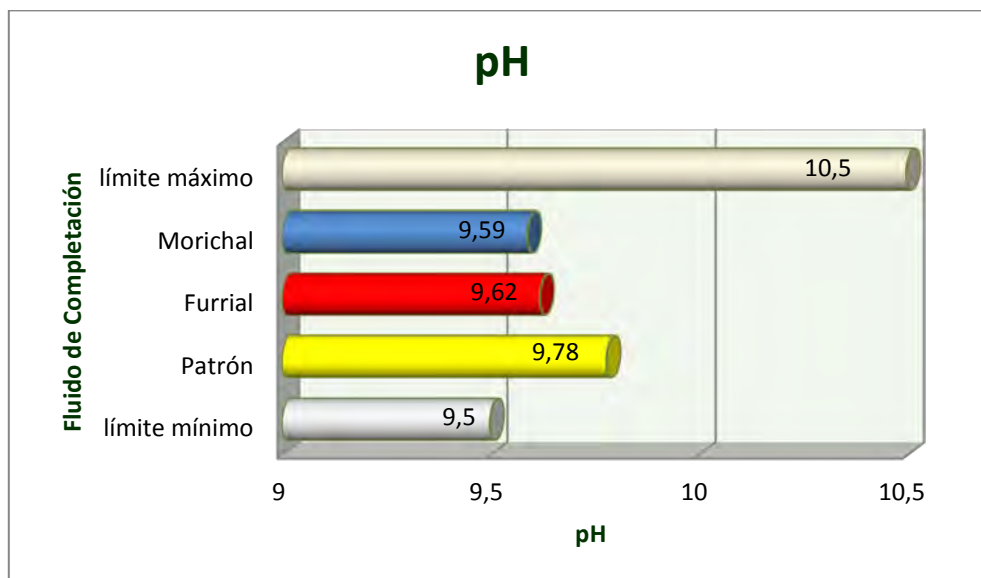
El punto cedente como lo indica en manual de MI SWACO (2001), es una medida de las fuerzas electroquímicas o de atracción dinámicas en un fluido. El valor mínimo requerido fue establecido por ingenieros y asesores de fluidos. En la gráfica N° 4.6 se observa que los valores de punto cedente para los fluidos de completación tanto de Furrial como de Morichal y el patrón estuvieron dentro del rango establecido de la tabla referencial (tabla N° 3.2), presentando valores cercanos entre sí, debido a que la composición química de las muestras de agua de formación afecta directamente el viscosificante utilizado que es un polímero, el fluido formulado con la muestra de agua del campo Furrial presenta el mayor punto de cedencia por tanto se podría decir que es mayor la fuerza electrostática dentro de este fluido. Al utilizar una salmuera como fase continua hay un aumento de las partículas sólidas dispersas en el fluido, causando un enriquecimiento del mismo. De acuerdo a lo descrito por Carvajal, A. y Rossetti, C. (2012), estos fluidos de completación presentan reología inversa es decir, el punto cedente es mayor que la viscosidad plástica lo cual es característico de sistemas viscoelásticos, que son a base de polímeros. Esta propiedad es una de las más importantes en fluidos utilizados generalmente en pozos

horizontales o altamente inclinados donde se necesita una mayor suspensión de sólidos.



**Gráfica N° 4.7 Filtrado API de los fluidos de completación**

El filtrado obtenido de cada fluido de completación formulado con agua de formación estuvo por debajo del formulado con agua patrón demostrando la efectividad del controlador de filtrado utilizado así en el agua de formación por los sólidos disueltos presente, evitando de esta manera una filtración excesiva y un revoque grueso (ver figura F-11 del apéndice F), como se puede observar en la gráfica N° 4.6. Además, hay que resaltar que dicho controlador de filtrado por ser un polímero, incrementaba la viscosidad de los fluidos de completación formulados. El volumen de filtrado es directamente proporcional al espesor del revoque, es por esto que el menor filtrado lo posee el fluido del Furrial por tener un revoque de un milímetro de espesor (1mm), liso, delgado y flexible de baja permeabilidad y altamente compresible, el cual reduce los problemas de atascamiento en sacada y medida de tubería en formaciones permeables una vez cañoneado y revestido el pozo, según el manual de fluidos de perforación PDVSA CIED. (2002).

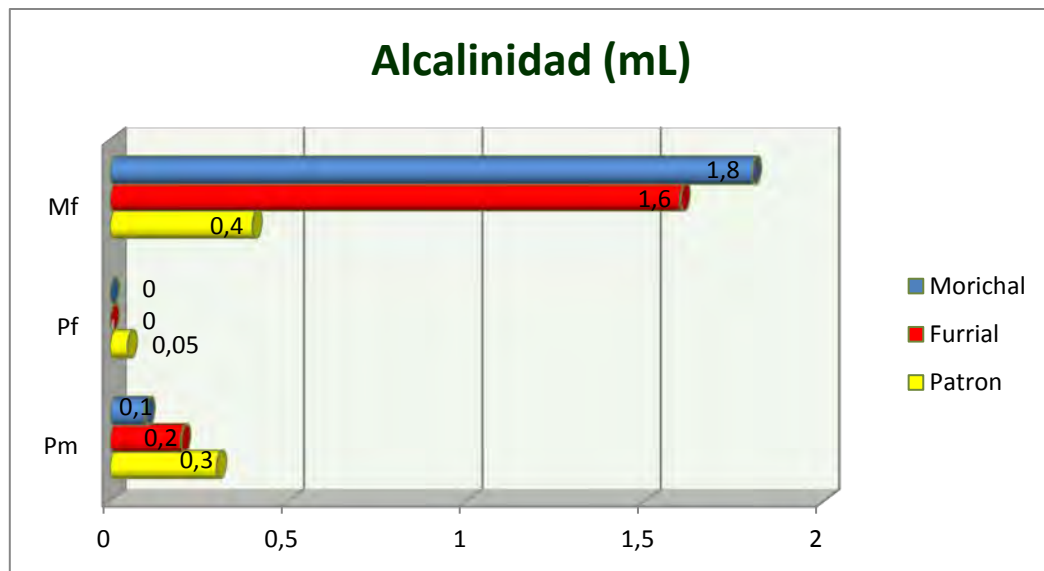


**Gráfica N° 4.8 pH de los fluidos de completación**

En cualquier fluido base agua el pH es la medida que representa el grado de acidez o alcalinidad de la disolución y depende del porcentaje de sólidos disueltos, de iones cloruro, sodio y calcio que pueden estar presente en dicho fluido, como se puede evidenciar en el gráfico 4.8 el fluido de completación con agua de formación de Morichal es el que presenta un pH más bajo, siendo este un 8,67% menor al límite máximo permitido debido a que posee más iones oxidrilos por tanto es menos alcalino, el fluido patrón tiene mayor porcentaje de sólidos disueltos, cloruro, dureza e iones hidróxido ( $\text{OH}^-$ ) en su composición, y por ende, tendrá mayor alcalinidad según lo citado en el manual de Química General 104. (2011). Hay que mencionar que los tres fluidos formulados se encuentran en el rango óptimo establecido en la tabla referencial 3.2 para la formulación deseada siendo estos básicos, asegurando la acción efectiva de los aditivos y minimizando también la corrosión.

Otras de las pruebas realizadas a los fluidos de completación fue la prueba de la retorta como se puede indicar en la tabla 4.6 que permitió obtener el porcentaje en volumen de los sólidos presentes en los fluidos de completación, en comparación con

el fluido patrón los fluidos Morichal y Furrial poseen menor porcentaje de sólidos en su composición.



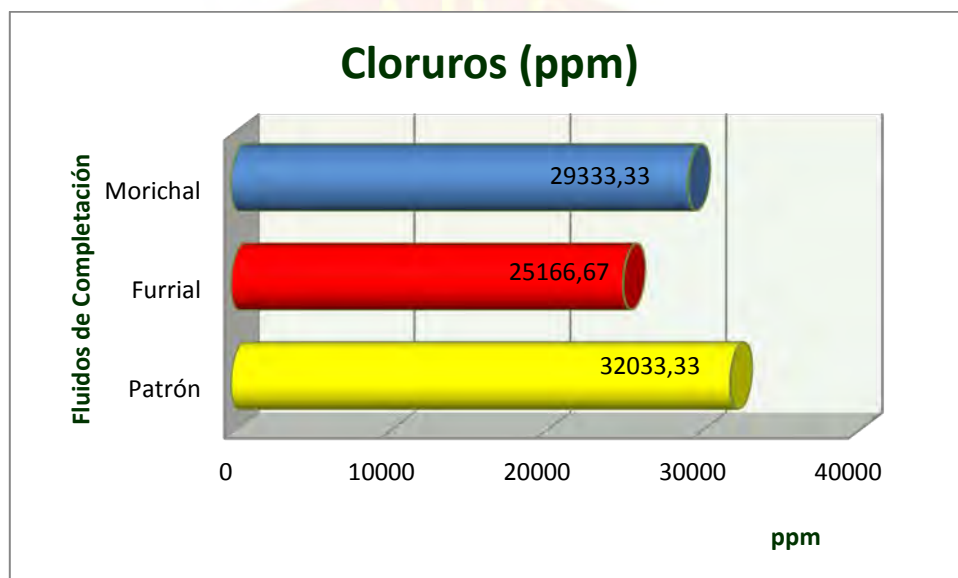
**Gráfica N° 4.9 Alcalinidad de los fluidos de completación**

Según el manual de MI SWACO. (2001), el Pm es la concentración de iones hidróxido ( $\text{OH}^-$ ) presentes en el fluido, el Pf y Mf dan una medida de la concentración de iones de carbonatos ( $\text{CO}_3^{2-}$ ) y bicarbonatos ( $\text{HCO}_3^-$ ) respectivamente en el filtrado.

La gráfica N° 4.9 permitió observar que los iones predominantes en el filtrado son los iones de bicarbonatos, estando en mayor proporción en el filtrado del fluido de completación Morichal.

Según lo indicado en el manual de MI SWACO. (2002), dichos iones afectan la estabilidad del hoyo, debido a que son considerados como contaminantes, también se puede observar que solo el filtrado del fluido patrón posee iones carbonatos.

Con respecto a los fluidos de Completación se observa que hay presente iones hidróxilo, los cuales aumentan la alcalinidad de los fluidos de completación, influyendo en la capacidad de intercambio catiónico de las arcillas y por ende en su comportamiento, ya que estas por tener carga negativa y estar en un medio alcalino, ocurre un efecto de repulsión, causando dispersión de las mismas. Siendo estos de mayor influencia en el fluido patrón.



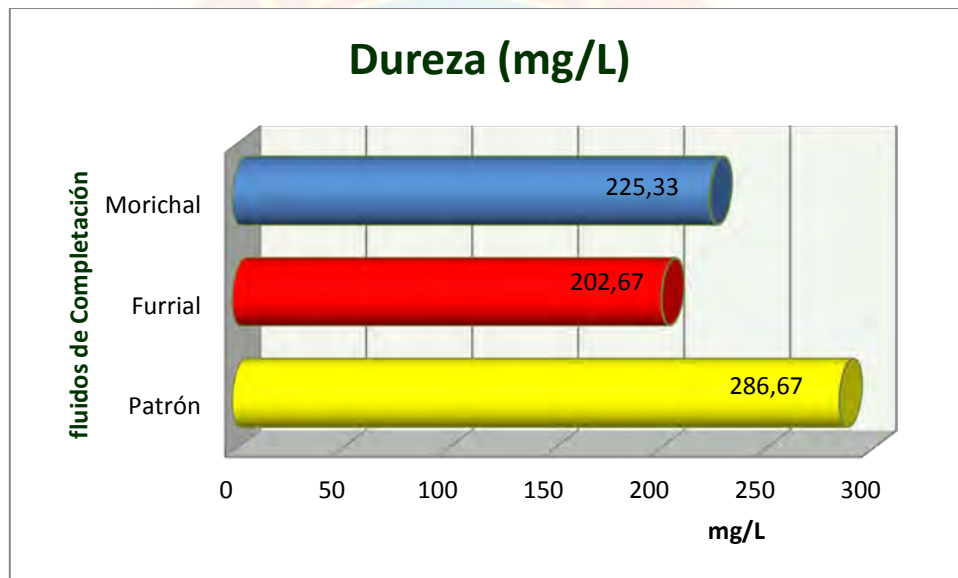
**Gráfica N° 4.10 Contenido de cloruro de los fluidos de completación**

En lo que respecta a la cantidad de cloruro, en la gráfica N° 4.10 se puede observar que ésta fue mayor en el fluido de Completación patrón, resultado que no era de esperarse debido a que las muestras de agua de formación Furrial y Morichal poseían mayor cantidad de iones cloruros en su composición que la del agua patrón, cabe destacar que para la formulación de los fluidos de completación se prepararon salmueras de cloruro de sodio (NaCl), de allí el cambio que presentaron las aguas con respecto a la cantidad de cloruros, esto debido a que el agua patrón tiene mayor capacidad de disolución y permite disolver completamente los sólidos, esto debido a



que cuando se disuelve cloruro de sodio en agua, los iones se disocian (por la atracción entre los iones y el disolvente) y pueden moverse libremente.

Este ion cloruro es muy importante determinarlo en los fluidos de completación debido a que una alta concentración en el filtrado del fluido afecta la reología del mismo, provocando afectos adversos en un fluido de completación a base de agua, según el manual PDVSA CIED. (2002).



**Gráfica N° 4.11 Dureza de los fluidos de completación**

De igual manera, en la gráfica N° 4.11 se observa que el fluido de completación patrón presentó el valor de dureza más alto debido a que el agua con la cual fue prepara la salmuera base de este fluido poseía iones cálcicos y magnésicos en su composición a diferencia de las muestras de agua de formación las cuales no poseían dureza por ende adquieren su dureza gracias a los aditivos usados para la formulación de dichos fluidos.

**Tabla N° 4.6 Propiedades de los fluidos de completación, realizado el envejecimiento**

<b>Parámetros</b>	<b>Resultados fluido Patrón</b>	<b>Resultados fluido Morichal</b>	<b>Resultados fluido Furrial</b>
Densidad (lb/gal)	8,9	8,8	8,9
pH	7,94	8,03	8,15
Viscosidad plástica (cP)	4	7	4
Viscosidad aparente (cP)	4	12	10
Punto cedente (lb/100pie <sup>2</sup> )	9	10	12
Gel 10 segundos (lb/100pie <sup>2</sup> )	4	4	3
Gel 10 minutos (lb/100pie <sup>2</sup> )	5	5	4
% Agua	90	96	94
% Sólidos	10	4	6
Filtrado (mL)	20	12	10
Revoque (mm)	3	3	1
Pm (mL)	0,05	0,05	0,1
Pf (mL)	0	0	0
Mf (mL)	0,6	0,8	0,7
Cloruros (ppm)	29000	27000	24500
Dureza total (mg/L)	240	200	180

Una vez concluido el tiempo de la prueba de envejecimiento, se observaron las condiciones del fluido para determinar si había o no asentamiento de los sólidos, y se procedió a medir todas las propiedades, lo cual permitió observar sus variaciones y su estabilidad.

Según la tabla 4.6 se observa que disminuyó la reología de todos los fluidos de completación luego del envejecimiento esto debido a la ruptura parcial de la estructura molecular del biopolímero (Goma Xántica) causada por el calor durante un tiempo prolongado.

La viscosidad plástica sufrió una disminución considerable un 63,20% aproximadamente con respecto a la que poseían los fluidos inicialmente, esta variación es consecuencia de la temperatura. Generalmente, para fluidos base agua la viscosidad plástica decrece a medida de que aumenta la temperatura, ya que los polímeros presentes sufren alteraciones estructurales al ser expuestos a altas temperaturas. A elevadas temperaturas se comienzan a romper las ramificaciones de polímeros encargados de proporcionar viscosidad al sistema, lo que conlleva a una disminución en la capacidad de suspensión del fluido, reflejándose en una disminución de la densidad del fluido como sucede en este caso.

Se puede apreciar la disminución aproximadamente de un 39% del punto cedente, debido a que hubo una disminución producida por la misma causa (aumento de temperatura), pero manteniéndose la reología inversa de los fluidos.

Los geles se mantuvieron en valores muy cercanos, demostrando sus características tixotrópicas; es decir, capaces de formar una estructura rígida o semi-rígida cuando se somete el fluido a velocidades de corte iguales a cero, y luego de iniciar el movimiento retoma su fluidez. En el caso de los geles finales se evidenció el mismo comportamiento, esta variación se debe a la naturaleza de los fluidos poliméricos de bajo contenido de sólidos con reología inversa, además, antes y después del proceso de envejecimiento los porcentajes de sólidos permanecieron constantes, lo cual sugiere que dicha propiedad se mantiene constante siempre que no presente ninguna incorporación de sólidos en el sistema.

La pérdida de fluido es una de las propiedades del fluido con importancia fundamental en las operaciones de perforación y completación de pozos. Todo fluido debe poseer la capacidad de formar un revoque en la pared del hoyo. El revoque es el resultado del forzamiento por diferencial de presión en una formación permeable, de los sólidos del fluido contra la pared del hoyo.

Según lo citado por Morales, J. y Vicierra, H. (2010), un vez llevado a cabo el envejecimiento los fluidos aumentaron considerablemente su volumen de filtrado lo cual podría generar un daño en el pozo, esto se debe a que los polímeros utilizados se degradaron con el aumento de la temperatura y perdieron su capacidad para controlar el filtrado, el revoque para los fluidos patrón y morichal aumentaron de espesor mientras que el del Furrial mantuvo su espesor pero no las mismas propiedades de adherencia.

El efecto de la temperatura sobre los aditivos empleados en la formulación, hizo que estos reaccionaran entre sí, agotando iones en consecuencia, disminuyeron el pH e hicieron que el fluido adelgazara.

Tanto la alcalinidad determinada al fluido ( $P_m$ ) como al filtrado ( $P_f$  y  $M_f$ ) disminuyeron luego del envejecimiento, indicando la reducción del potencial ion hidrógeno en el sistema. Además, los iones predominantes en la solución acuosa fueron los bicarbonatos y los hidróxilos. La capacidad inhibidora de los fluidos fue afectada luego del envejecimiento, al bajar la concentración de Calcio y Cloruro.

Para el fluido patrón el efecto del envejecimiento es más notable en las propiedades físicas y químicas en comparación con el fluido del Furrial y Morichal. Es importante resaltar que durante el proceso de envejecimiento dinámico, no se

incorpora ningún tipo de aditivo que permita contrarrestar los efectos causados por la temperatura y a la vez mantener el fluido en condiciones estables.

Con el análisis físico-químico finalizado y manteniendo en reposo los fluidos durante 10 días, se observó un notable cambio de color y olor en el fluido patrón esto debido a la generación de bacterias en el mismo, además de la decantación del carbonato de calcio en mayor cantidad que los otros dos fluidos, no presentando ningún cambio de olor y color los formulados con las muestras de agua de formación.

#### **4.3 COMPARACIÓN DE LAS PROPIEDADES FÍSICAS Y QUÍMICAS DE LOS FLUIDOS FORMULADOS CON UN FLUIDO PATRÓN**

Haciendo uso del programa estadístico Statgraphics plus 5.1 se realizó un análisis de varianza (ANOVA).

Generalmente, el análisis de varianza, es un procedimiento estadístico creado para probar la hipótesis de las medias aritméticas de más de dos grupos poblacionales son iguales.

Para esta comparación, se determinó el P-valor, el cual es un valor que oscila entre cero y uno. Para valores menores a 0,05 se rechaza la hipótesis nula de que no existe diferencia significativa y se realizó una prueba de mínima diferencia significativa de Fisher, aplicando un procedimiento de contraste múltiple para determinar las medias que son significativamente diferentes unas de otras, identificadas con un asterisco a un nivel de confianza 95,0% donde los datos arrojados deben tomarse en cuenta. Sin embargo, con este método, hay un 5,0% de riesgo de considerar cada par de medias como significativamente diferentes cuando la diferencia real es igual a cero.

En la siguiente tabla se muestran los P-valor de cada propiedad de los fluidos de perforación.

**Tabla N° 4.7 P-valor de las propiedades de los fluidos de completación antes del envejecimiento**

Parámetros	P- Valor
Densidad (lb/gal)	0,0156
pH	0,0001
Viscosidad plástica (cP)	0,7290
Punto cedente (lb/100pie <sup>2</sup> )	0,0685
% Sólidos	0,0001
Pm (mL)	0,0002
Pf (mL)	-
Mf (mL)	0,0000
Cloruro (ppm)	0,0000
Dureza (mg/l)	0,0000
Filtrado (mL)	0,0000

Para el caso de la viscosidad plástica y el punto cedente el P-valor es mayor que 0,05, por lo que se acepta la hipótesis nula planteada. Mientras que las otras propiedades presentaron diferencia estadísticamente significativa, por lo que para ellas se rechazó la hipótesis nula.

Para las otras propiedades que presentaron diferencia significativa, su respectiva tabla de contraste y diferencia se puede observar en el apéndice D.



**Tabla N° 4.8 Contraste y diferencia de la densidad de los fluidos de completación**

Contraste	Diferencia	+/- Límites
Densidad Patrón – Densidad Furrial	0,1	0,115349
Densidad Patrón – Densidad Morichal	*0,2	0,115349
Densidad Furrial – Densidad Morichal	0,1	0,115349

En el caso de la densidad se puede apreciar en la tabla 4.8 que solo hay una diferencia significativa entre el fluido formulado con la muestra de agua de formación Morichal con respecto al fluido patrón rechazando de esta manera la hipótesis nula planteada, del mismo modo se puede observar que los límites y diferencias son mínimos por lo tanto se puede otorgar estas diferencia a problemas de apreciación del instrumento (balanza de lodo) o errores de medición.

**Tabla N° 4.9 Contraste y diferencia del pH de los fluidos de completación**

Contraste	Diferencia	+/- Límites
pH Patrón – pH Furrial	*0,16	0,0426427
pH Patrón – pH Morichal	*0,193333	0,0426427
pH Furrial – pH Morichal	0,0333333	0,0426427

Con respecto al pH, no existe diferencia significativa entre el pH de los fluidos de completación de Furrial y Morichal, ya que la diferencia existente entre las medias de dichos fluidos es menor al valor límite de la tabla de contraste y diferencia, sin embargo existe una diferencia significativa entre los fluidos de completación formulados con agua de formación con respecto al fluido de completación patrón (rechazando la hipótesis nula), como se puede observa en la tabla 4.9. Esto debido a que el fluido patrón tiene mayor grado de alcalinidad que los formulados con agua de formación.

## **CAPÍTULO V**

### **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

#### **5.1 CONCLUSIONES**

- Las propiedades físicas y químicas de las aguas de formación disminuyeron una vez de haberlas sometido al proceso de filtración y destilación.
- Las aguas de formación deben ser previamente filtradas antes de ser usadas para la formulación de fluidos de completación.
- Los fluidos de completación formulados presentaron reología inversa antes y después del envejecimiento, es decir que el punto cedente es mayor que la viscosidad plástica, característica común en sistemas viscoelásticos.
- Los filtrados obtenidos de los fluidos de completación formulados con las aguas de formación no presentaron alcalinidad (Pf) antes del envejecimiento debido a que el pH de los mismos estaba por debajo de 8,3.
- Luego del envejecimiento dinámico a los fluidos de completación se observó una disminución en sus propiedades reológicas y un aumento del filtrado.
- Las pruebas físico-químicas realizadas a los fluidos de completación y a la comparación a los que fueron expuestos, se demuestra que los dos fluidos de completación diseñados con las muestras de agua de formación son más propensos a utilizar que el fluido de completación patrón, esto debido a que ofrecen mejores propiedades reológicas y presentan una mayor resistencia en la prueba de envejecimiento que simula el comportamiento en pozo.
- La comparación estadística realizada a través del análisis de varianza permitió determinar que las medias de las propiedades de los fluidos de completación como la densidad y el pH, presentaron una notable variación mientras que el punto cedente la viscosidad plástica fueron las únicas propiedades físicas que no presentaron diferencia enmarcando un alto nivel de confianza.

- Tanto el agua de formación del Furrial como la de Morichal pueden ser usadas para la formulación de fluidos de completación de acuerdo a los resultados arrojados por el análisis físico-químico de las mismas.

## 5.2 RECOMENDACIONES

- Realizar estudios de toxicidad y compatibilidad del agua de formación antes de aplicarlo en la formulación de fluidos de completación, para evaluar el efecto que pueden causar sobre la formación.
- Probar a nivel de campo el fluido de completación y/o reacondicionamiento mejorado por sólido formulado con agua de formación, con el fin de estudiar y analizar la compatibilidad con el mismo.
- De ser llevado al campo el fluido de completación y/o reacondicionamiento se debe aplicar una cantidad de antiemulsionante en la preparación de la salmuera mientras mayor sea la densidad API del crudo.
- En vista de que el biopolímero goma xántica tuvo una rápida degradación por efecto de la temperatura, disminuyendo la viscosidad y la capacidad de suspensión de sólidos al fluido se recomienda utilizar goma xántica clarificada que por ser un polímero xanvis que soporta mayores temperaturas garantizando una mayor viscosidad, por ende mejor suspensión de sólidos y a nivel de campo una mejor limpieza del pozo.
- Utilizar bactericida en concentraciones que no afecte el desempeño del fluido de completación debido a que los aditivos a base de polímeros se degradan con el tiempo.
- Estudiar el comportamiento de las propiedades físicas y químicas luego de una contaminación provocada con arcilla, bicarbonato o carbonato de los fluidos de completación y/o reacondicionamiento formulados con agua de formación del campo el Furrial y Morichal.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICA

**ARIAS, F. (1999).** El proyecto de investigación, Episteme, Caracas, Venezuela.

**BARBIERI, E (1998).** “El Pozo Ilustrado”. Editorial FONCIED. Cuarta edición. Caracas, Venezuela.

**BARREIRA, E. (1978).** Fundamentos de Edafología para la Agricultura. Ed. Hemisferio Sur. Buenos Aires.

**BASTIDAS, J (2009).** Dinámica fluvial de Micro cuenca Quebrada Seca para la Elaboración de una Propuesta Socioeducativa. Área de Geografía y Ciencia de la Tierra. Universidad de los Andes.

**BERMÚDEZ, F. Y RADUAN, J. (2011).** Estudio de la Prospectividad de los campos Santa Bárbara y Piritál basado en la Caracterización de las Aguas Formacionales. Tesis de Ingeniería de Petróleo. Universidad de Oriente, Venezuela.

**CABELLO, M. Y WILLS, V. (2003).** Aplicación de Técnicas Especiales de Control y Seguimiento de Yacimientos para el Diagnóstico del Área de Jobo asignado a Petroudo. Trabajo Especial de Grado presentado ante la Ilustre Universidad Central de Venezuela para optar por el Título de Ingeniero de Petróleo.

**CARPI, A. Y DAY, M. (2002).** “Densidad”. Visionlearning VOL SCI-01 (4S). Virginia, USA.

- CARVAJAL, A. Y ROSSETI, C. (2012).** Estudios de los Efectos del Revoque en la Transmisión de Fluidos a través de Empaques de Grava. Tesis de Ingeniería de Petróleo. Universidad Central de Venezuela.
- CASTILLO, Y. (2011).** Tratamiento de Aguas para uso Industrial. Facultad de Ingeniería Química. Universidad de los Andes (ULA).
- GIL C, (2007).** Estudio de la optimización de productos químicos durante la perforación en la macolla 1 y 2 en el área de Orocuál somero del Estado Monagas. Tesis de Ingeniería de Petróleo. Universidad de Oriente, Venezuela. pp. 32-37, 41-50, 60-65, 67, 68.
- GOS, INC. OIL GAS AND SUPPLY. (2002).** Fluidos de Perforación y Terminación GOS SAT. [Página web en línea]. Disponible en: <http://www.gasoilandsupply.com/base agua>.
- FEBRONIO, O. Y DÍAZ, MICHELLE. (2009).** Materiales en ingeniería. Propiedades eléctricas. Caracas, Venezuela.
- INSTITUTO AMERICANO DEL PETRÓLEO. (2001).** Manual de fluidos de perforación de la empresa MI SWACO, Dallas, Texas, pp. 3.3 - 3.22, B2, B17, B19
- LÓPEZ, E. (2012).** Tratamiento de aguas residuales. Ingeniería ambiental. Instituto Tecnológico Superior Irapuato.
- LÓPEZ, J. Y FORNÉS, J. (2009).** Hidrogeología y Aguas Subterráneas. Facultad de Ciencias Geológicas. Departamento de Geodinámica. Universidad Complutense de Madrid. Madrid, España.

**MANUAL DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN BAROID. (1997).** [Página web en línea]. Disponible en: <http://es.scribd.com/doc/27582838/Manual-de-Fluidos-de-Perforacion-Baroid-002>.

**MANUAL DE INGENIERÍA DE COMPLETACIÓN DE LA ESCUELA DE PETRÓLEO DE LA UCV. (2005).** [Página web en línea]. Disponible en: <http://es.scribd.com/jchilon640/d/33519632-MANUAL-TEORICO-PRACTICO-DE-INGENIERIA-DECOMPLETACION>.

**MANUAL DE INGENIERÍA DE FLUIDOS. (1998).** [Página web en línea]. Disponible en: <http://es.scribd.com/doc/24792587/Manual-de-Ingenieria-de-fluidos>.

**MANUAL DE INPARK DRILLING FLUIDS, S.A. TECNOLOGÍA VENEZOLANA EN FLUIDOS DE PERFORACIÓN. (2003).** [Página web en línea]. Disponible en: <http://www.inparkdf.com/prod/prod00080.htm>.

**MANUAL DE MONITOREO AMBIENTAL PARA LA INDUSTRIA PETROLERA. (2005).** [Página web en línea]. Disponible en: <http://www.oilwatch.org/2005/documentos/manualesp.pdf>.

**MANUAL DE QUÍMICA GENERAL 104. EQUILIBRIO IÓNICO EN SOLUCIONES ACUOSAS (I). (2011).** [Página web en línea]. Disponible en: <http://es.scribd.com/doc/52292602/5/Equilibrio-Ionico-en-solucion-acuosa-I>.

**MI SWACO ENGINEERING DRILLING FLUID MANUAL. (2001).** [Página web en línea] Disponible en: [http://www.4shared.com/office/dsbv=sfYgyUUI/M\\_I\\_Swaco\\_EngineeringDrilling.html](http://www.4shared.com/office/dsbv=sfYgyUUI/M_I_Swaco_EngineeringDrilling.html).



**MORALES, J. Y VICIERRA, H. (2010).** Evaluación de un Fluido Viscoelástico en las Operaciones de Completación y Rehabilitación de Pozos de Distrito Gas Anaco. Tesis de Ingeniería de Petróleo. Universidad de Oriente, Venezuela.

**NAVARRO, F. Y MELITÓN, R. (2008).** Evaluación de los Fluidos de Completación Usados en las Operaciones de Limpieza en la Gerencia de Mantenimiento de Pozos en el Distrito Social Anaco. Tesis de Ingeniería de petróleo. Universidad de Oriente, Venezuela.

**OJEDA, Y. Y HERNÁNDEZ, M. (2012).** Acondicionamiento del agua de formación para la formulación de fluido perforación a base de agua. Tesis de Ingeniería de petróleo. Universidad de Oriente, Venezuela.

**PDVSA CIED MANUAL DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN. (2002).** [Página web en línea]. Disponible en: <http://es.scribd.com/doc/48386229/CIED-PDVSA-Fluidos-de-completación>.

**RÍOS, E. Y PEROZO, A. (1999).** Completación y Rehabilitación de Pozos. CIED. Centro Internacional de Educación y Desarrollo Filial de Petróleos de Venezuela S.A.





## **Apéndice “A”**

**Análisis de las muestras de agua de formación y  
fluidos de completación mejorados por sólidos**

**Métodos estándar para el análisis de agua y aguas residuales publicado por la APHA:**

- **pH:** se determinó mediante el método 4500-H<sup>+</sup> B de los métodos estándar para el análisis de agua y aguas residuales publicado por la APHA, colocando en un vaso de precipitado entre veinticinco (25) y treinta (30) ml de la muestra de agua a temperatura ambiente y se leyó el pH con un peachímetro previamente calibrado.
- **Conductividad:** se usó el método 2510 B de los métodos normalizados para el análisis de agua y aguas residuales publicado por la APHA, realizándose las lecturas correspondientes mediante un Conductímetro digital previamente calibrado.
- **Cloruro:** se determinó por agronometría mediante el método 4500 Cl<sup>-</sup> B de los métodos normalizados para el análisis de agua y aguas residuales publicado por la APHA. Se diluyó una porción de la muestra a cien (100) ml con agua destilada. Se ajustó el pH entre siete (7) y diez (10) con ácido sulfúrico H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub> 1N, se agregó un (1) ml de solución indicadora cromato de potasio K<sub>2</sub>CrO<sub>4</sub>, titulando con nitrato de plata AgNO<sub>3</sub> 0,0141 N hasta un punto final rojizo. Los cálculos se realizaron por la siguiente ecuación:

$$\frac{\text{mg de Cl}^-}{\text{l}} = \frac{(A-B) \times N \times 35,450}{\text{ml de muestra}} \quad (\text{A.1})$$

Dónde:

A = ml para la titulación de la muestra.

B= ml para la titulación de blanco.

N = normalidad del AgNO<sub>3</sub>.

- **Dureza total:** se realizó mediante el método 2340 C de los métodos normalizados para el análisis de agua y aguas residuales publicado por la APHA. Se diluyeron veinticinco (25) ml de la muestra con agua destilada hasta obtener aproximadamente cincuenta (50) ml, se añadió entre uno (1) y dos (2) ml de la solución tampón para dar un pH de diez (10), y se agregaron una (1) o dos (2) gotas de la solución indicadora (Negro de eriocromo T o Calmagita) y poco a poco se tituló con EDTA estándar 0,01 M agitando continuamente hasta que desaparecieron los últimos matices rojizos y la solución fue completamente azul. Luego se procedió hacer los cálculos respectivos por la siguiente ecuación:

$$\text{Dureza (EDTA) como mg de CaCO}_3/\text{l} = \frac{A \times B \times 1000}{\text{ml de muestra}} \quad (\text{A.2})$$

Dónde:

A = ml de la titulación para la muestra.

B = mg de CaCO<sub>3</sub> equivalente a 1 ml de titulante EDTA.

- **Sólidos disueltos totales:** se determinó por el método 2540 B de los métodos normalizados para el análisis de agua y aguas residuales publicado por la APHA. Se pesó un crisol de porcelana vacío previamente calentado para eliminar cualquier rastro de líquido y enfriado en el desecador, luego se colocó cien (100) ml de la muestra de agua en el crisol y se calentó en un horno de calentamiento a temperatura de 103 °C para así evaporar el líquido. Evaporado el líquido, se procedió a colocar el crisol en el desecador y al enfriarse a temperatura ambiente, se pesó y se aplicó la siguiente ecuación:

$$\text{ppm de sólidos disueltos} = \frac{(A-B) \times 1000}{\text{ml de muestra}} \quad (\text{A.4})$$

Siendo:

A= peso del residuo seco (mg).

B= peso del crisol vacío (mg).

- **Calcio:** se determinó por el método titulométrico de EDTA 3500 Ca-D de los métodos normalizados para el análisis de agua y aguas residuales publicado por la APHA. Utilizando una porción pequeña de la muestra de agua, se diluyó hasta cincuenta (50) ml con agua destilada. Se añadieron dos (2) ml de la solución de hidróxido de sodio NaOH para producir un pH de 12 a 13, agitándose se agregó de una (1) a dos (2) gotas del indicador y se tituló con EDTA, agitando continuamente hasta que se alcanzó el punto final. Luego se calculó el contenido de calcio en la muestra de agua mediante la siguiente ecuación:

$$\text{mg } \frac{\text{Ca}}{\text{l}} = \frac{A \times B \times 400,8}{\text{ml de muestra}} \quad (\text{A.5})$$

$$\text{Dureza de calcio como mg de } \frac{\text{CaCO}_3}{\text{l}} = \frac{A \times B \times 1000}{\text{ml de muestra}} \quad (\text{A.6})$$

Dónde:

A = ml de reactivo de titulación para la muestra.

B = mg de CaCO<sub>3</sub> equivalente a 1 ml de reactivo de titulación EDTA en el punto final de indicador para calcio.

- **Dureza magnésica:** se realizó por el método titulométrico de EDTA 3500 Mg E de los métodos normalizados para el análisis de agua y aguas residuales publicado por la APHA. El magnesio se determinó como la diferencia entre la dureza total y la dureza de calcio, mediante la siguiente ecuación:

$$\text{mg } \frac{\text{Mg}}{\text{l}} = \text{dureza total} - \text{dureza cálcica} \quad (\text{A.7})$$

- **Magnesio:** una vez obtenido el valor de la dureza magnésica, éste se multiplica por 0,243 para obtener el valor de magnesio expresado en partes por millón.



**Procedimiento estándar para pruebas de los fluidos de perforación y completación base agua, API RP 13B-1:**

- **pH:** usando un pHmetro previamente calibrado, se colocó la varilla que posee éste dentro de la muestra de fluido de completación a probar, esperando el tiempo necesario para que la indicación se estabilizara.
- **Densidad:** se realizó mediante la balanza de lodo. Primero se quitó la tapa del vaso y este se llenó completamente con el fluido de perforación a probar, se colocó de nuevo la tapa y se giró hasta que quedo firmemente asentada, asegurando que parte del fluido fuera expulsado a través del agujero de la tapa, luego se procedió a limpiar el excedente y se colocó el brazo de la balanza sobre la base, con el cuchillo descansando sobre el punto de apoyo. Luego se desplazó el caballero hasta que el nivel de burbuja de aire indicó que el brazo graduado estaba nivelado, tomando ese valor de la densidad.
- **Viscosidad plástica:** usando el viscosímetro rotativo, se colocó una muestra del fluido de completación recién agitada dentro de un vaso térmico y se ajustó la superficie del fluido al nivel de la línea trazada en el manguito del rotor. Se calentó hasta 120 °F, agitando lentamente mientras se ajustaba la temperatura. Se arrancó el motor colocando el conmutador en la posición de alta velocidad, con la palanca de cambio de velocidad en la posición más baja, se esperó que el cuadrante indicara un valor constante y se registró la indicación obtenida a 600 RPM. Luego se ajustó el conmutador a la velocidad de 300 RPM, cuando el cuadrante indico un valor constante, se registró el valor indicado para 300 RPM. La viscosidad plástica se obtuvo mediante la siguiente ecuación:

$$V_p = L_{600} - L_{300} \quad (3.2)$$

Dónde:

$V_p$  = viscosidad plástica (cP).

$L_{600}$  = lectura a 600 RPM.

$L_{300}$  = lectura a 300 RPM.

- **Punto cedente:** utilizando el viscosímetro rotativo, se obtuvo el valor de punto cedente mediante la siguiente ecuación:

$$P_c = L300 - V_p \quad (3.3)$$

- **Resistencia de gel:** se agitó la muestra en el viscosímetro rotativo a 600 RPM durante aproximadamente 15 segundos y se colocó el mecanismo de velocidad hasta la posición neutra, se apagó el motor y se esperó 10 segundos, luego se puso el conmutador en la posición de baja velocidad y se registró las unidades de deflexión máxima. Se repitió este procedimiento para un tiempo de 10 minutos.
- **Filtrado API:** determinado utilizando el filtro prensa. Se retiró la tapa de la parte inferior de la celda, se colocó la junta tórica en una ranura en buen estado y se volvió a colocar la celda al revés para llenarla con el fluido de completación hasta ¼ pulgada de la ranura de la junta tórica. Se colocó el papel filtro encima de la junta tórica, y luego la tapa encima del papel filtro con las bridas de la tapa entre las bridas de la celda, y se giró en sentido horario hasta que quedo apretada. Se invirtió la celda, introduciendo el empalme macho de la celda dentro del empalme hembra del filtro prensa y se giró para cerrar. Colocando un cilindro graduado debajo del orificio de descarga de filtrado, se abrió la válvula de entrada aplicando presión sobre la celda durante 30 minutos. Luego se cerró la válvula, registrando el filtrado en mililitros, se desmontó la celda, desechando el fluido y recuperando el papel filtro, el cual se lavó minuciosamente para eliminar el exceso de fluido de completación y así poder medir el espesor del revoque.
- **Contenido de líquidos y sólidos:** se realizó utilizando la retorta. Se desmontó la retorta y se lubricaron las roscas del vaso de muestra con grasa para altas temperaturas, se llenó el vaso de muestra con el fluido de completación casi hasta el nivel máximo, se colocó la tapa del vaso de muestra girando firmemente y escurriendo el exceso de fluido para obtener un volumen exacto. Se llenó la cámara de expansión superior con virutas finas de acero y luego se

atornillo el vaso de muestra a la cámara de expansión. Se introdujo el tubo de drenaje dentro del orificio en la extremidad del condensador, asentándolo firmemente, se colocó un cilindro graduado debajo del condensador, se conectó el cable de alimentación en el voltaje correcto y se mantuvo la unidad encendida por 30 minutos hasta que terminó la destilación. Finalmente se leyó el porcentaje de líquidos y sólidos directamente en el cilindro graduado.

- **Alcalinidad del fluido de perforación:** determinada midiendo un (1) ml de fluido de completación dentro del recipiente de valoración y se diluyó con 25 ml de agua destilada. Se añadió cinco (5) gotas de indicador de fenolftaleína, y durante la agitación, se añadió ácido sulfúrico 0,02 N hasta que el color rosa desapareció. Se indicó la alcalinidad de fenolftaleína del lodo,  $P_m$ , como número de ml de ácido 0,02 N requeridos por ml de fluido de completación.
- **Alcalinidad del filtrado:** midiendo un (1) ml de filtrado dentro de un recipiente de valoración, se añadió dos (2) gotas de indicador de fenolftaleína, volviéndose la solución rosada y se agregó ácido sulfúrico 0,02 N gota a gota de la bureta, agitando hasta que el color rosado desapareció, indicando así la alcalinidad de fenolftaleína del filtrado,  $P_f$ , como número de ml de ácido sulfúrico 0,02 N requeridos por ml de filtrado para lograr el punto final. Luego se añadieron tres (3) gotas de indicador de verde de bromocresol a la misma muestra utilizada para medir  $P_f$ , apareciendo un color verde. Se valoró con ácido sulfúrico 0,02 N hasta que el color se volvió amarillo, indicando el  $M_f$  como el volumen total de ml de ácido sulfúrico utilizado para  $P_f$  más esta última valoración.
- **Cloruro:** se midió un (1) ml de filtrado dentro del recipiente de valoración, se añadió la cantidad de ácido sulfúrico requerida para la valoración de  $P_f$ , veinticinco (25) ml de agua destilada y diez (10) gotas de la solución de cromato de potasio, se agitó continuamente mientras se valoraba con la solución normal de nitrato de plata, gota a gota de la bureta, hasta que el color paso de amarillo a rojo anaranjado, permaneciendo en este color durante treinta

(30) segundos. Se registró el número de ml de nitrato de plata requeridos para lograr el punto final, calculando los iones de cloruro por la siguiente ecuación:

$$\frac{\text{mg}}{1} \text{Cl}^- = \frac{\text{ml de nitrato de plata } 0,0282 \text{ N} \times 1.000}{\text{ml de filtrado}} \quad (3.4)$$

- **Calcio:** añadiendo veinte (20) ml de agua destilada al recipiente de valoración, más un (1) ml del filtrado a probar, dos (2) ml de solución amortiguadora fuerte y seis (6) gotas de indicador negro de eriocromato, se mezcló con una varilla de agitación hasta que apareció un color rojo tinto. Usando una pipeta, se valoró con la solución de versenato estándar, agitando continuamente hasta que la muestra se volvió azul por primera vez. Se registró el número de ml de solución de versenato estándar utilizado para calcular la dureza total por la siguiente fórmula:

$$\frac{\text{mg}}{1} \text{dureza total como Ca}^{+2} = \frac{\text{ml de versenato estándar} \times 400}{\text{ml de muestra}}$$

Al finalizar el análisis físico-químico de los fluidos de completación mejorados por sólidos, estos fueron sometidos a envejecimiento (120°F – 100psi) durante 16 horas, y luego se les volvieron a realizar pruebas físicas y químicas para observar el cambio de sus propiedades y demostrar cómo se comportaría a nivel de pozo.

**Método de prueba estándar para la densidad de los materiales bituminosos semisólidos y sólidos (Método níquel Crucible) ASTM D3289-08:**

Este método de ensayo cubre la determinación de la densidad de los materiales bituminosos semi-sólidos y sólidos por peso en el aire y en el agua. Determinar la densidad de la muestra a T ensayo

$$r = m/v$$

$$r = (m_{\text{pl}} - m_{\text{pv}}) / V_{\text{pic}}$$

Donde:

mpll = masa del picnómetro lleno.

mpv = masa del picnómetro vacío.

Vpic = volumen del picnómetro.

Determina la GE a T de ensayo y con la API de las muestras.

GE = (r muestra / r agua)

Donde:

GE= Gravedad Específica de la muestra.

r agua = densidad del agua gr/ml.

r muestra = densidad del agua gr/ml.

$$°API = \frac{141,5}{GE} - 131,5$$

### **Crudos determinación del contenido de agua y sedimentos. Método de la centrifuga. Normas Covenin 2683-90:**

#### 2 OBJETO Y CAMPO DE APLICACION

Esta Norma Venezolana establece el método para la determinación en laboratorio del contenido de agua y sedimentos en crudos por centrifugación. Esta norma no es totalmente satisfactoria, ya que la cantidad de agua detectada es casi siempre menor que el contenido real de agua. Cuando se necesitan los valores reales de agua y sedimentos, se deben usar los procedimientos descritos en las Normas Venezolanas COVENIN 2582 y COVENIN 588, respectivamente.

#### 3 RESUMEN DEL METODO

En un tubo de centrifugación de forma cónica se colocan volúmenes iguales de tolueno saturado con agua y crudo. Después de la centrifugación se lee el volumen del agua y la capa de sedimentos en el fondo del tubo.





**Apéndice “B”**

**Formulaciones de los fluidos de completación no  
seleccionadas y Balance de masas de  
formulación seleccionada**



**Tabla B-1 Primera Formulación**

<b>Formulación</b>	<b>Concentración</b>
Volumen de agua (ml)	670,15
Bentonita (lb)	2,0
PAC Iv (lb)	4,0
Potasa cáustica (lb)	0,1
Carbonato de calcio (lb)	61,514

**Tabla B-2 Segunda Formulación**

<b>Formulación</b>	<b>Concentración</b>
Volumen de agua (ml)	668,054
Goma xántica (lb)	2,0
PAC Iv (lb)	4,0
Potasa cáustica (lb)	0,1
Carbonato de calcio (lb)	58,608

**Tabla B-3 Tercera Formulación**

<b>Formulación</b>	<b>Concentración</b>
Volumen de agua (ml)	670,53
Goma xántica (lb)	2,0
PAC Iv (lb)	4,0
Potasa cáustica (lb)	0,2
Carbonato de calcio (lb)	62,14

**Tabla B-4 Cuarta Formulación 100%**

<b>Formulación</b>	<b>Concentración</b>
Volumen de agua (ml)	670,53
Goma xantica (lb)	2,0
PAC Iv (lb)	4,0
Potasa cáustica (lb)	0,3
Carbonato de calcio (lb)	62,14

**Tabla B-5 Quinta formulación**

<b>Formulación</b>	<b>Concentración</b>
Volumen de agua (ml)	668,33
Goma xantica (lb)	2,0
PAC Iv (lb)	4,0
Potasa cáustica (lb)	0,25
Carbonato de calcio (lb)	60,92

**Tabla B-6 Sexta formulación**

<b>Formulación</b>	<b>Concentración</b>
Salmuera monovalente (ml)	655,22
Goma xantica (lb)	2,0
PAC Iv (lb)	4,0
Potasa cáustica (lb)	0,2
Carbonato de calcio (lb)	58,24

**Tabla B-7 Séptima formulación**

<b>Formulación</b>	<b>Concentración</b>
Salmuera monovalente (ml)	690,24
Goma xantica (lb)	2,0
Acetato de potasio (lb)	2,0
PAC lv (lb)	4,0
Potasa cáustica (lb)	0,3
Carbonato de calcio (lb)	58,85

**Tabla B-8 Octava formulación**

<b>Formulación</b>	<b>Concentración</b>
Salmuera monovalente (ml)	658,25
Goma xantica (lb)	1,5
Acetato de potasio (lb)	2,0
PAC lv (lb)	4,0
Potasa cáustica (lb)	0,2
Carbonato de calcio (lb)	59,90

**Tabla B-9 Novena formulación**

<b>Formulación</b>	<b>Concentración</b>
Salmuera monovalente (ml)	658,25
Goma xantica (lb)	1,5
Acetato de potasio (lb)	2,0
PAC lv (lb)	4,0
Potasa cáustica (lb)	0,15
Carbonato de calcio (lb)	59,90

### Balance de masas para la formulación correcta

$V_t = 2 \text{ (bl)}$

$\rho_t = 9,1 \text{ (lpg)}$

Aditivo	GE	C (lpb)	$\rho$ (lpg)	$\rho$ (lpb)	m (lb)	V (bls)
Goma Xántica	1,5	1	12,495	524,79	2	3,81E-3
Acetato de potasio	1,57	2	13,0781	549,2802	4	7,14E-3
PAC-LV	1,6	4	13,33	559,86	8	7,28E-3
Potasa Caustica	2,96	0,15	24,656	1035,552	0,3	2,89E-4
Carbonato de Calcio	2,7		22,5	945	¿?	
Salmuera (NACL)			8,6	361,2		¿?

**Formulas:**

---

$$m(\text{lb}) = C(\text{lpg}) \times V_t(\text{bls})$$

---

### **Conversiones**

1 barril = 42 galones

1 libra = 1 gramo de laboratorio

1barril = 350 ml de laboratorio

### **Abreviaciones**

Goma Xántica = Gx

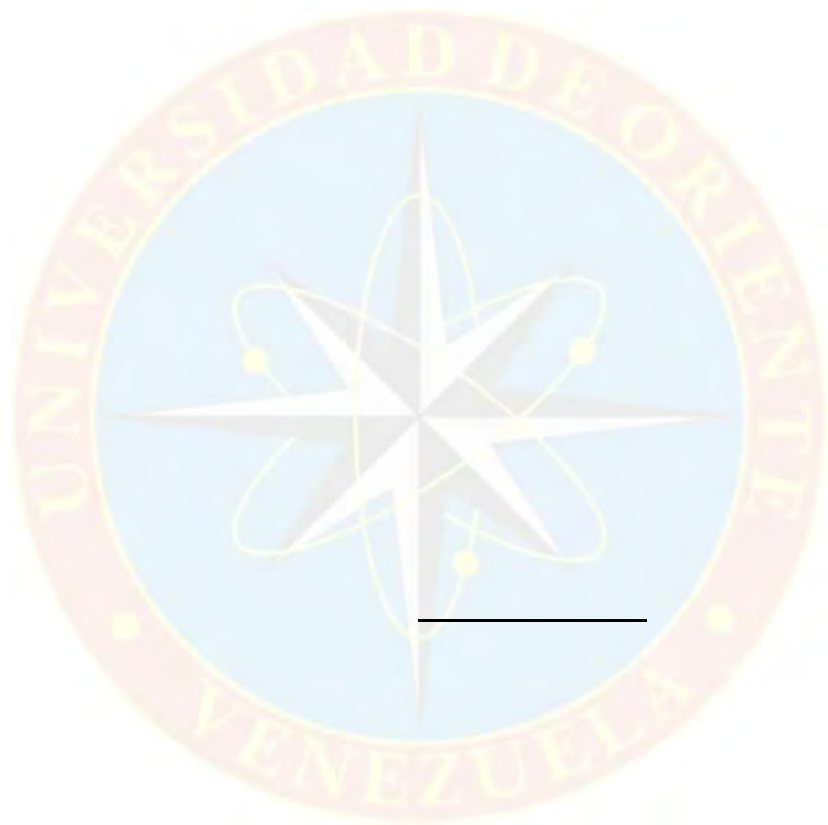
Acetato de potasio = Ac


PAC-LV = pac

Potasa Caustica = pot

Carbonato de calcio =  $\text{CaCo}_3$

Salmuera (NACL) = Salm





**Apéndice “C”**  
**Resultados obtenidos de los fluidos de  
completación y muestra de cálculo**



**Tabla C-1 Repeticiones de las pruebas con la formulación deseada para el fluido de completación patrón.**

<b>Parámetro</b>	<b>Repetición 1</b>	<b>Repetición 2</b>	<b>Repetición 3</b>
Densidad (lb/gal)	9.1	9.1	9.2
pH	9.8	9.75	9.8
Gel 10 segundos (lb/100pie <sup>2</sup> )	3	4	3
Gel 10 minutos (lb/100pie <sup>2</sup> )	5	5	5
Viscosidad plástica (cP)	13	13	14
Viscosidad aparente (cP)	21.5	21.5	21
Punto cedente (lb/100pie <sup>2</sup> )	17	17	16
% Agua	90	91	91
% Sólidos	10	9	9
Filtrado 30 minutos (ml)	10	9.5	10
Revoque (mm)	1	1	1
Pm (mL)	0.3	0.3	0.32
Pf (mL)	0.1	0.15	0.1
Mf (mL)	0.4	0.4	0.45
Cloruro (mg/l)	32000	32100	32000
Dureza (mg/l)	280	280	300

**Tabla C-2 Repeticiones de las pruebas con la formulación deseada para el fluido de completación Morichal.**

<b>Parámetro</b>	<b>Repetición 1</b>	<b>Repetición 2</b>	<b>Repetición 3</b>
Densidad (lb/gal)	8.9	8.9	9
pH	9.59	9.60	9.58
Gel 10 segundos (lb/100pie <sup>2</sup> )	4	4	4
Gel 10 minutos (lb/100pie <sup>2</sup> )	5	5	6
Viscosidad plástica (cPs)	14	14	13
Viscosidad aparente (cPs)	22	22	22.5
Punto cedente (lb/100pie <sup>2</sup> )	16	16	17
% Agua	96	96	95
% Sólidos	4	4	5
Filtrado 30 minutos (ml)	5.5	5.5	5.4
Revoque (mm)	1	1	1
Pm (mL)	0.1	0.15	0.1
Pf (mL)	0	0	0
Mf (mL)	1.8	1.75	1.8
Cloruro (mg/l)	29500	29500	29000
Dureza (mg/l)	224	228	224

**Tabla C-3 Repeticiones de las pruebas con la formulación deseada para el fluido de completación Furrial**

<b>Parámetro</b>	<b>Repetición 1</b>	<b>Repetición 2</b>	<b>Repetición 3</b>
Densidad (lb/gal)	9	9	9.1
pH	9.63	9.60	9.64
Gel 10 segundos (lb/100pie <sup>2</sup> )	4	4	4
Gel 10 minutos (lb/100pie <sup>2</sup> )	6	6	6
Viscosidad plástica (cPs)	14	13	14
Viscosidad aparente (cPs)	23	22.5	23
Punto cedente (lb/100pie <sup>2</sup> )	18	17	18
% Agua	94	93	94
% Sólidos	6	7	6
Filtrado 30 minutos (ml)	4.7	4.7	4.8
Revoque (mm)	1	1	1
Pm (mL)	0.15	0.2	0.2
Pf (mL)	0	0	0
Mf (mL)	1.6	1.5	1.6
Cloruro (mg/l)	25000	25500	25000
Dureza (mg/l)	200	200	208

**Muestra de cálculo para las propiedades del fluido de completación patrón:**

➤ **Viscosidad plástica:**

$$V_p = 43 - 30 = 13 \text{ cps}$$

➤ **Punto cedente:**

$$P_c = 30 - 13 = 17 \frac{\text{lb}}{100 \text{ pie}^2}$$

➤ **Cloruro:**

$$\frac{\text{mg}}{\text{l}} \text{Cl}^- = \frac{32 \times 1000}{1} = 32000 \frac{\text{mg}}{\text{l}}$$

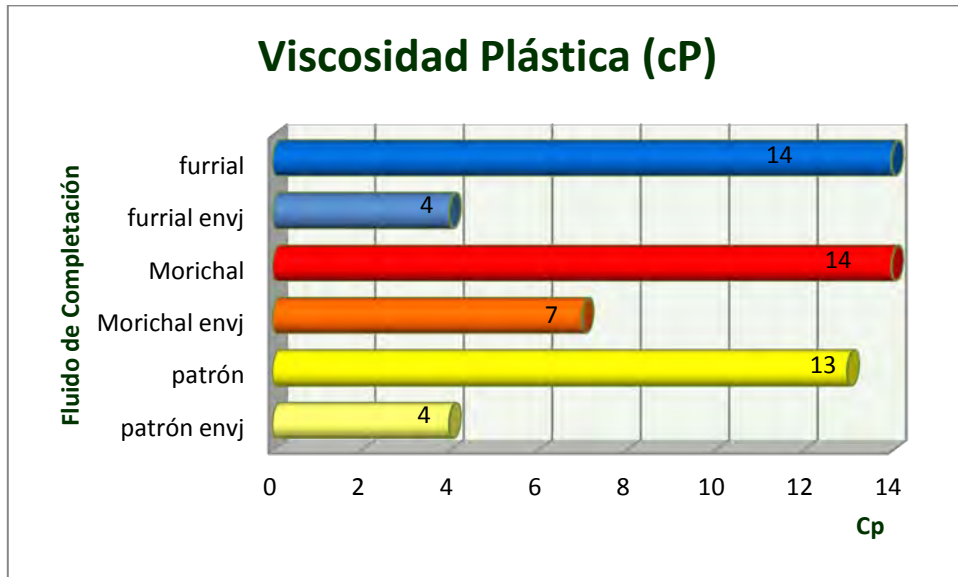
➤ **Calcio:**

$$\frac{\text{mg}}{\text{l}} \text{dureza total como Ca}^{+2} = \frac{0,7 \times 400}{1} = 280 \frac{\text{mg}}{\text{l}}$$

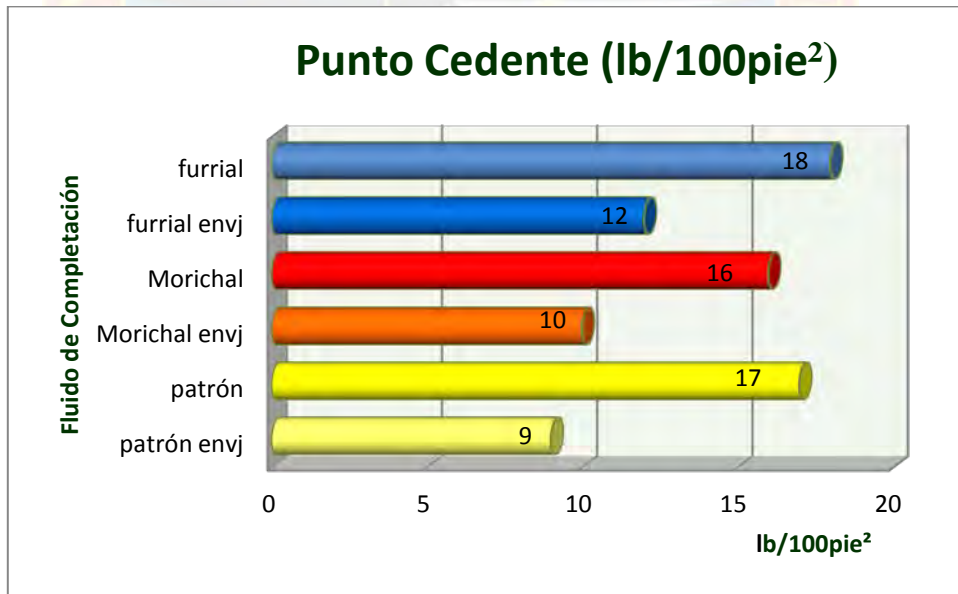




**Apéndice “D”**  
**Gráficas Del Proceso De Envejecimiento**

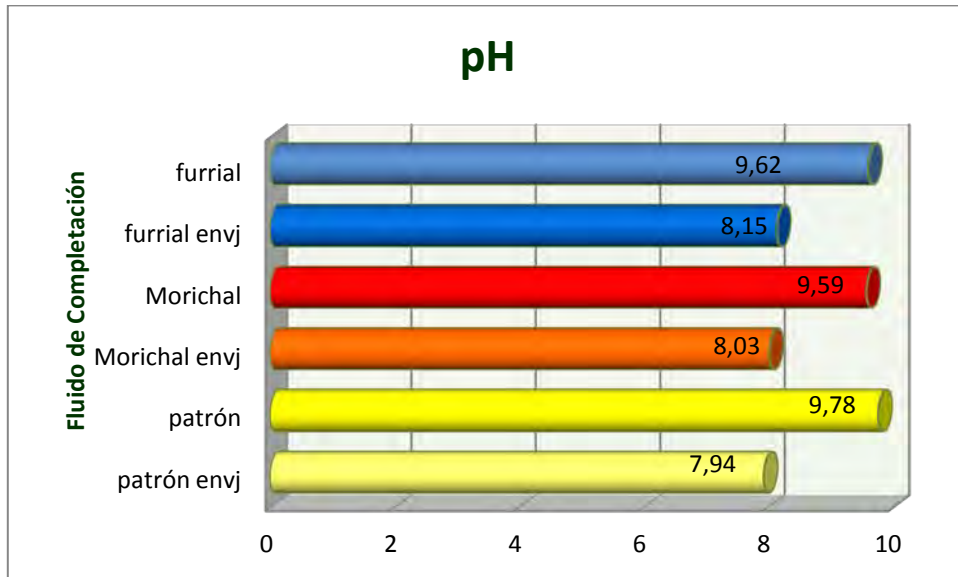


**Gráfica D.1 Viscosidad plástica del fluido de Completación después del proceso de envejecimiento dinámico a 120°F y 100 psi**

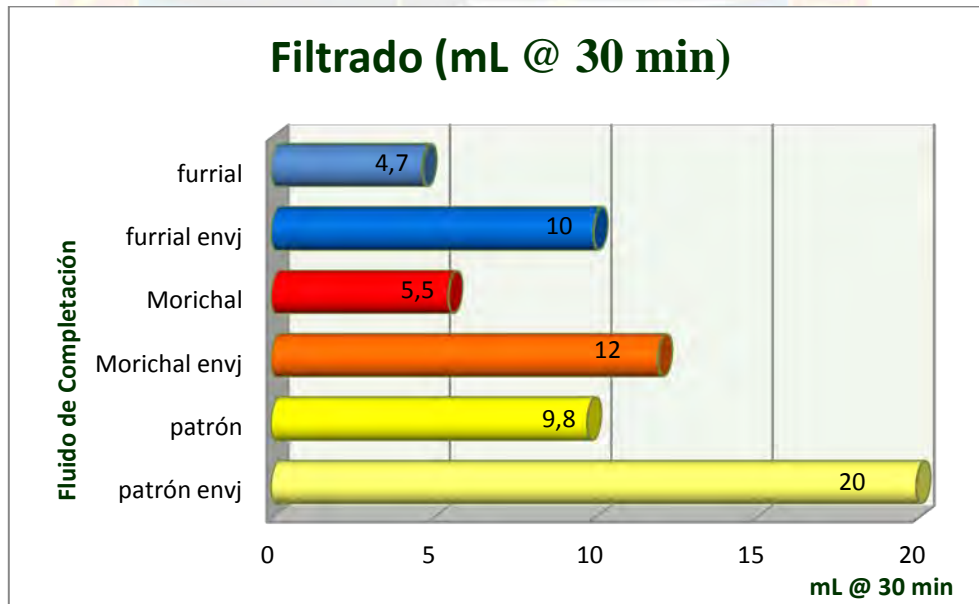


**Gráfica D.2 Punto Cedente del fluido de Completación después del proceso de envejecimiento dinámico a 120°F y 100 psi**

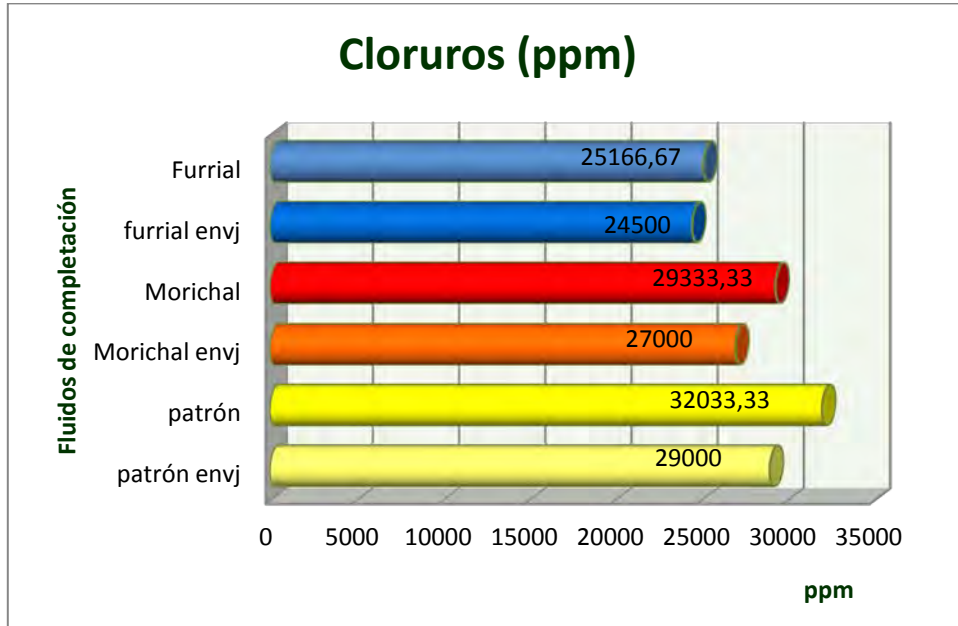




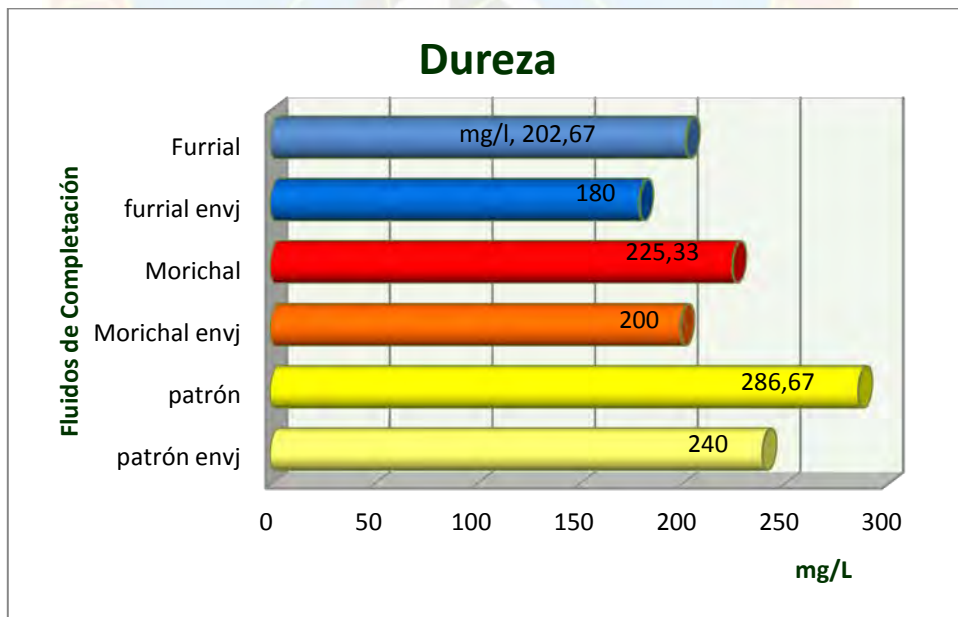
**Gráfica D.3 pH del fluido de Completación después del proceso de envejecimiento dinámico a 120°F y 100 psi**



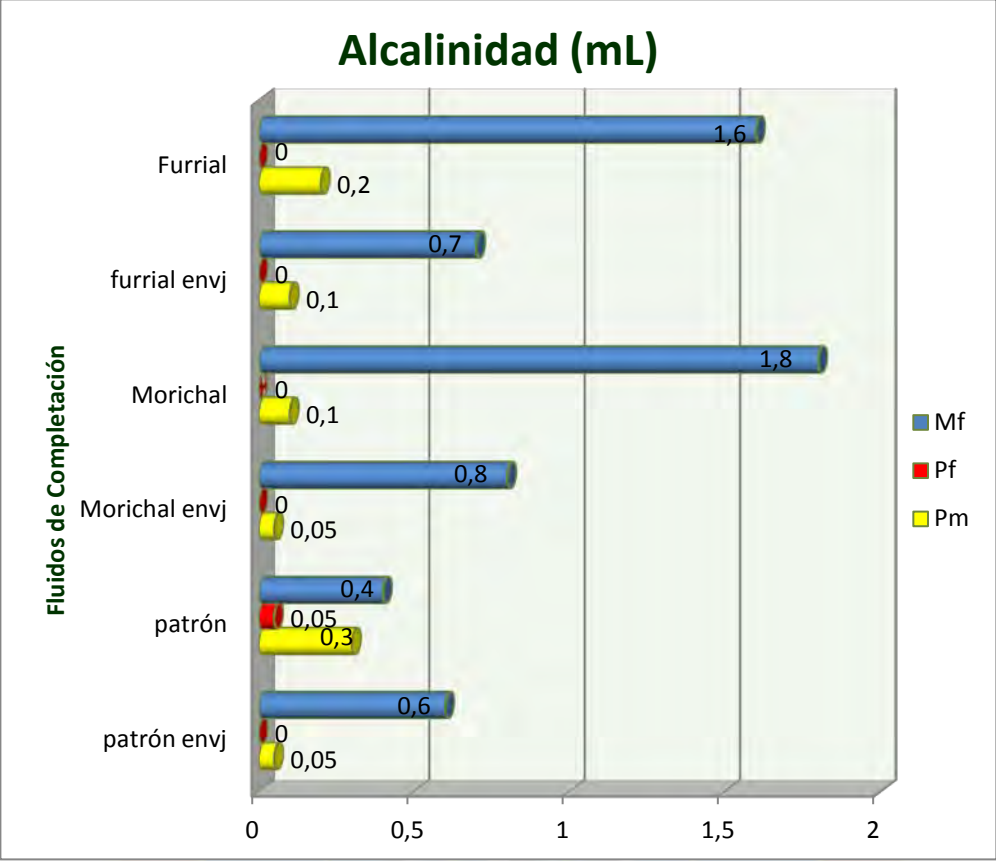
**Gráfica D.4 Filtrado del fluido de Completación después del proceso de envejecimiento dinámico a 120°F y 100 psi**




**Gráfica D.5 Concentración de Cloruros del fluido de Completación después del proceso de envejecimiento dinámico a 120°F y 100 psi**



**Gráfica D.6 Dureza total del fluido de Completación después del proceso de envejecimiento dinámico a 120°F y 100 psi**



**Gráfica D.7 Alcalinidad del fluido de Completación después del proceso de envejecimiento dinámico a 120°F y 100 psi**



**Apéndice “E”**  
**Tablas de contraste múltiple de rangos y**  
**resumen estadístico**

**Tabla N° E.1 Contraste y diferencia de la viscosidad plástica de los fluidos.**

<b>Contraste</b>	<b>Diferencia</b>	<b>+/- Límites</b>
Vp Patrón – Vp Furrial	-0,333333	1,15349
Vp Patrón – Vp Morichal	-0,333333	1,15349
Vp Furrial – Vp Morichal	0,0	1,15349

**Tabla N° E.2 Contraste y diferencia del punto cedente de los fluidos.**

<b>Contraste</b>	<b>Diferencia</b>	<b>+/- Límites</b>
Pc Patrón – Pc Furrial	-1,0	1,15349
Pc Patrón – P c Morichal	-0,333333	1,15349
Pc Furrial – Pc Morichal	*1,33333	1,15349

**Tabla N° E.3 Contraste y diferencia de la densidad de los fluidos.**

<b>Contraste</b>	<b>Diferencia</b>	<b>+/- Límites</b>
Densidad Patrón – Densidad Furrial	0,1	0,115349
Densidad Patrón – Densidad Morichal	*0,2	0,115349
Densidad Furrial – Densidad Morichal	0,1	0,115349

**Tabla N° E.4 Contraste y diferencia del porcentaje de sólidos de los fluidos.**

<b>Contraste</b>	<b>Diferencia</b>	<b>+/- Límites</b>
% Sol Patrón – % Sol Furrial	*3,0	1,15349
% Sol Patrón – % Sol Morichal	*5,0	1,15349
% Sol Furrial – % Sol Morichal	*2,0	1,15349

**Tabla N° E.5 Contraste y diferencia del filtrado de los fluidos.**

<b>Contraste</b>	<b>Diferencia</b>	<b>+/- Límites</b>
Filtrado Patrón – Filtrado Furrial	*5,1	0,346046
Filtrado Patrón – Filtrado Morichal	*4,36667	0,346046
Filtrado Furrial – Filtrado Morichal	*-0,733333	0,346046

**Tabla N° E.6 Contraste y diferencia del Pm de los fluidos.**

<b>Contraste</b>	<b>Diferencia</b>	<b>+/- Límites</b>
Pm Patrón – Pm Furrial	*0,123333	0,0489384
Pm Patrón – Pm Morichal	*0,19	0,0489384
Pm Furrial – Pm Morichal	*0,0666667	0,0489384

**Tabla N° E.7 Contraste y diferencia del Mf de los fluidos.**

<b>Contraste</b>	<b>Diferencia</b>	<b>+/- Límites</b>
Mf Patrón – Mf Furrial	*-1,15	0,0815639
Mf Patrón – Mf Morichal	*-1,36667	0,0815639
Mf Furrial – Mf Morichal	*-0,216667	0,0815639

**Tabla N° E.8 Contraste y diferencia del cloruro de los fluidos.**

<b>Contraste</b>	<b>Diferencia</b>	<b>+/- Límites</b>
Cloruros Patrón – Cloruros Furrial	*6866,67	475,595
Cloruros Patrón – Cloruros Morichal	*2700,0	475,595
Cloruros Furrial – Cloruros Morichal	*-4166,67	475,595



**Tabla N° E.9 Contraste y diferencia de la dureza de los fluidos.**

Contraste	Diferencia	+/- Límites
Dureza Patrón – Dureza Furrial	*84,0	14,5906
Dureza Patrón – Dureza Morichal	*61,3333	14,5906
Dureza Furrial – Dureza Morichal	*-22,6667	14,5906

➤ Densidad

Resumen Estadístico

	Frecuencia	Medi a	Vari anza	Desvi ación típi ca
Densidad Patron	3	9,13333	0,00333333	0,057735
Densidad Furrial	3	9,03333	0,00333333	0,057735
Densidad Morichal	3	8,93333	0,00333333	0,057735
Total	9	9,03333	0,01	0,1

	Míni mo	Máxi mo	Rango	Asi metría típi .
Densidad Patron	9,1	9,2	0,1	1,22474
Densidad Furrial	9,0	9,1	0,1	1,22474
Densidad Morichal	8,9	9,0	0,1	1,22474
Total	8,9	9,2	0,3	0,131223

Curtosis típicada

Densidad Patron	
Densidad Furrial	
Densidad Morichal	
Total	-0,393668

Contraste Múltiple de Rango

Método: 95,0 porcentaje LSD

	Frec.	Medi a	Grupos homogéneos
Densidad Morichal	3	8,93333	X
Densidad Furrial	3	9,03333	XX
Densidad Patron	3	9,13333	X

➤ Viscosidad plástica

Resumen Estadístico

	Frecuencia	Media	Varianza	Desviación típica
Vp Patron	3	13,3333	0,333333	0,57735
Vp Furrial	3	13,6667	0,333333	0,57735
Vp Mbrichal	3	13,6667	0,333333	0,57735
Total	9	13,5556	0,277778	0,527046

	Mínimo	Máximo	Rango	Asimetría típica
Vp Patron	13,0	14,0	1,0	1,22474
Vp Furrial	13,0	14,0	1,0	-1,22474
Vp Mbrichal	13,0	14,0	1,0	-1,22474
Total	13,0	14,0	1,0	-0,33197

Curtosis típica

Vp Patron	
Vp Furrial	
Vp Mbrichal	
Total	-1,57467

Contraste Múltiple de Rango

Método: 95,0 porcentaje LSD

	Frec.	Media	Grupos homogéneos
Vp Patron	3	13,3333	X
Vp Mbrichal	3	13,6667	X
Vp Furrial	3	13,6667	X

➤ Punto cedente

Resumen Estadístico

	Frecuencia	Media	Varianza	Desviación típica
Pc Patron	3	16,6667	0,333333	0,57735
Pc Furrial	3	17,6667	0,333333	0,57735
Pc Mbrichal	3	16,3333	0,333333	0,57735
<b>Total</b>	<b>9</b>	<b>16,8889</b>	<b>0,611111</b>	<b>0,781736</b>

	Mínimo	Máximo	Rango	Asimetría típica
Pc Patron	16,0	17,0	1,0	-1,22474
Pc Furrial	17,0	18,0	1,0	-1,22474
Pc Mbrichal	16,0	17,0	1,0	1,22474
<b>Total</b>	<b>16,0</b>	<b>18,0</b>	<b>2,0</b>	<b>0,264508</b>

Curtosis tipificada

Pc Patron	
Pc Furrial	
Pc Mbrichal	
<b>Total</b>	<b>-0,637677</b>

Contraste Múltiple de Rango

Método: 95,0 porcentaje LSD

	Frec.	Media	Grupos homogéneos
Pc Mbrichal	3	16,3333	X
Pc Patron	3	16,6667	XX
Pc Furrial	3	17,6667	X

➤ pH

Resumen Estadístico

	Frecuencia	Media	Varianza	Desviación típica
pH Patron	3	9,78333	0,000833333	0,0288675
pH Furrial	3	9,62333	0,000433333	0,0208167
pH Mbrichal	3	9,59	0,0001	0,01
Total	9	9,66556	0,00835278	0,0913935

	Mínimo	Máximo	Rango	Asimetría típica
pH Patron	9,75	9,8	0,05	-1,22474
pH Furrial	9,6	9,64	0,04	-0,914531
pH Mbrichal	9,58	9,6	0,02	1,13043E-12
Total	9,58	9,8	0,22	0,974579

Curtosis tipificada

pH Patron	
pH Furrial	
pH Mbrichal	
Total	-0,849449

Contraste Múltiple de Rango

Método: 95,0 porcentaje LSD

	Frec.	Media	Grupos homogéneos
pH Mbrichal	3	9,59	X
pH Furrial	3	9,62333	X
pH Patron	3	9,78333	X

➤ % sólidos

Resumen Estadístico

	Frecuencia	Media	Varianza	Desviación típica
Sólidos% Patron	3	9,33333	0,333333	0,57735
Sólidos% Furrial	3	6,33333	0,333333	0,57735
Sólidos % Mbrichal	3	4,33333	0,333333	0,57735
Total	9	6,66667	5,0	2,23607

	Mínimo	Máximo	Rango	Asimetría típica
Sólidos% Patron	9,0	10,0	1,0	1,22474
Sólidos% Furrial	6,0	7,0	1,0	1,22474
Sólidos % Mbrichal	4,0	5,0	1,0	1,22474
Total	4,0	10,0	6,0	0,34037

Curtosis tipificada

Sólidos% Patron	
Sólidos% Furrial	
Sólidos % Mbrichal	
Total	-0,883566

**Contraste Múltiple de Rango**

Método: 95,0 porcentaje LSD

	Frec.	Media	Grupos homogéneos
Solidos % Moric3		4,33333	X
Solidos% Furria3		6,33333	X
Solidos% Patron3		9,33333	X

➤ **Filtrado**

**Resumen Estadístico**

	Frecuencia	Media	Varianza	Desviación típica
Filtrado Patron	3	9,83333	0,0833333	0,288675
Filtrado Furrial	3	4,73333	0,00333333	0,057735
Filtrado Morichal	3	5,46667	0,00333333	0,057735
<b>Total</b>	<b>9</b>	<b>6,67778</b>	<b>5,72444</b>	<b>2,39258</b>

	Mínimo	Máximo	Rango	Asimetría típica
Filtrado Patron	9,5	10,0	0,5	-1,22474
Filtrado Furrial	4,7	4,8	0,1	1,22474
Filtrado Morichal	5,4	5,5	0,1	-1,22474
<b>Total</b>	<b>4,7</b>	<b>10,0</b>	<b>5,3</b>	<b>0,982534</b>

**Curtosis tipificada**

Filtrado Patron  
Filtrado Furrial  
Filtrado Morichal

Total -1,0143

**Contraste Múltiple de Rango**

Método: 95,0 porcentaje LSD

	Frec.	Media	Grupos homogéneos
Filtrado Furria3		4,73333	X
Filtrado Morich3		5,46667	X
Filtrado Patron3		9,83333	X

➤ Pm

Resumen Estadístico

	Frecuencia	Media	Varianza	Desviación típica
Pm Patron	3	0,306667	0,000133333	0,011547
Pm Furrial	3	0,183333	0,000833333	0,0288675
Pm Mbrichal	3	0,116667	0,000833333	0,0288675
Total	9	0,202222	0,00741944	0,0861362

	Mínimo	Máximo	Rango	Asimetría típica
Pm Patron	0,3	0,32	0,02	1,22474
Pm Furrial	0,15	0,2	0,05	-1,22474
Pm Mbrichal	0,1	0,15	0,05	1,22474
Total	0,1	0,32	0,22	0,333311

Curtosis tipificada

Pm Patron	
Pm Furrial	
Pm Mbrichal	
Total	-0,98631

Contraste Múltiple de Rango

Método: 95,0 porcentaje LSD

	Frec.	Media	Grupos homogéneos
Pm Mbrichal	3	0,116667	X
Pm Furrial	3	0,183333	X
Pm Patron	3	0,306667	X

➤ Mf

Resumen Estadístico

	Frecuencia	Media	Varianza	Desviación típica
Mf Patron	3	0,416667	0,000833333	0,0288675
Mf Furrial	3	1,56667	0,00333333	0,057735
Mf Mbrichal	3	1,78333	0,000833333	0,0288675
Total	9	1,25556	0,405903	0,637105

	Mínimo	Máximo	Rango	Asimetría típica
Mf Patron	0,4	0,45	0,05	1,22474
Mf Furrial	1,5	1,6	0,1	-1,22474
Mf Mbrichal	1,75	1,8	0,05	-1,22474
Total	0,4	1,8	1,4	-0,940201

Curtosis tipificada

Mf Patron	
Mf Furrial	
Mf Mbrichal	
Total	-1,04731

Contraste Múltiple de Rango

Método: 95,0 porcentaje LSD

	Frec.	Media	Grupos homogéneos
M Patron	3	0,416667	X
M Furrial	3	1,56667	X
M Morichal	3	1,78333	X

➤ Cloruros

Resumen Estadístico

	Frecuencia	Media	Varianza	Desviación típica
Cloruros Patron	3	32033,3	3333,33	57,735
Cloruros Furrial	3	25166,7	83333,3	288,675
Cloruros Morichal	3	29333,3	83333,3	288,675
Total	9	28844,4	9,01778E6	3002,96
	Mínimo	Máximo	Rango	Asimetría típica
Cloruros Patron	32000,0	32100,0	100,0	1,22474
Cloruros Furrial	25000,0	25500,0	500,0	1,22474
Cloruros Morichal	29000,0	29500,0	500,0	-1,22474
Total	25000,0	32100,0	7100,0	-0,386208
Curtosis típica				
Cloruros Patron				
Cloruros Furrial				
Cloruros Morichal				
Total				-1,03852

Contraste Múltiple de Rango

Método: 95,0 porcentaje LSD

	Frec.	Media	Grupos homogéneos
Cloruros Furria3		25166,7	X
Cloruros Morich3		29333,3	X
Cloruros Patron3		32033,3	X



## ➤ Dureza

### Resumen Estadístico

	Frecuencia	Media	Varianza	Desviación típica
Dureza Patron	3	286,667	133,333	11,547
Dureza Furrial	3	202,667	21,3333	4,6188
Dureza Morichal	3	225,333	5,33333	2,3094
<b>Total</b>	<b>9</b>	<b>238,222</b>	<b>1456,44</b>	<b>38,1634</b>

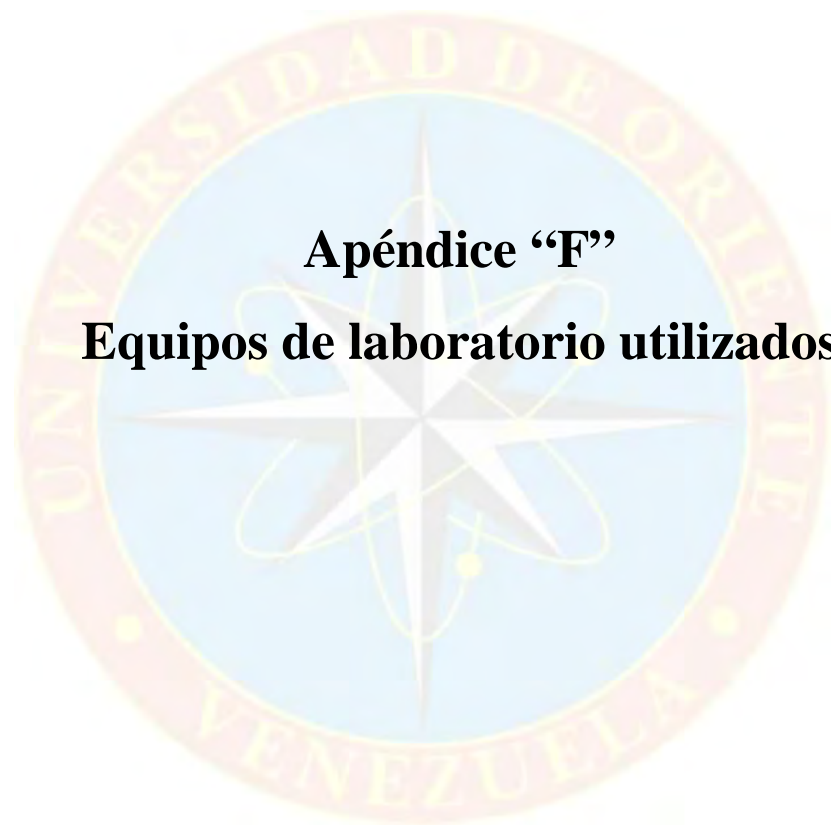
	Mínimo	Máximo	Rango	Asimetría típica
Dureza Patron	280,0	300,0	20,0	1,22474
Dureza Furrial	200,0	208,0	8,0	1,22474
Dureza Morichal	224,0	228,0	4,0	1,22474
<b>Total</b>	<b>200,0</b>	<b>300,0</b>	<b>100,0</b>	<b>0,833984</b>

Curtosis típificada	
Dureza Patron	
Dureza Furrial	
Dureza Morichal	
<b>Total</b>	<b>-0,800202</b>

### Contraste Múltiple de Rango

Método: 95,0 porcentaje LSD

	Frec.	Media	Grupos homogéneos
Dureza Furrial	3	202,667	X
Dureza Morichal	3	225,333	X
Dureza Patron	3	286,667	X



## **Apéndice “F”**

### **Equipos de laboratorio utilizados**



**Figura F-1 Retorta**



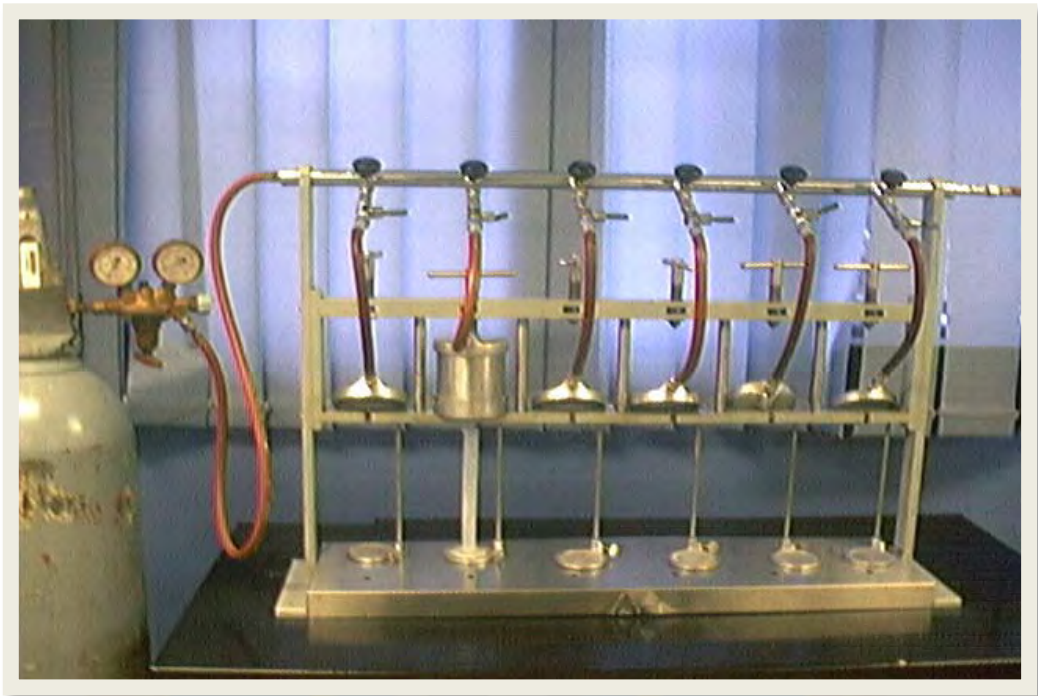
**Figura F-2 Kit para Pruebas Químicas**



**Figura F-3 Mezclador de un Eje**



**Figura F-4 Balanza de Fluidos**



**Figura F-5 Filtro Prensa API**



**Figura F-6 Peachímetro Digital**





**Figura F-7 Viscosímetro Rotativo**



**Figura F-8 Balanza Analítica**

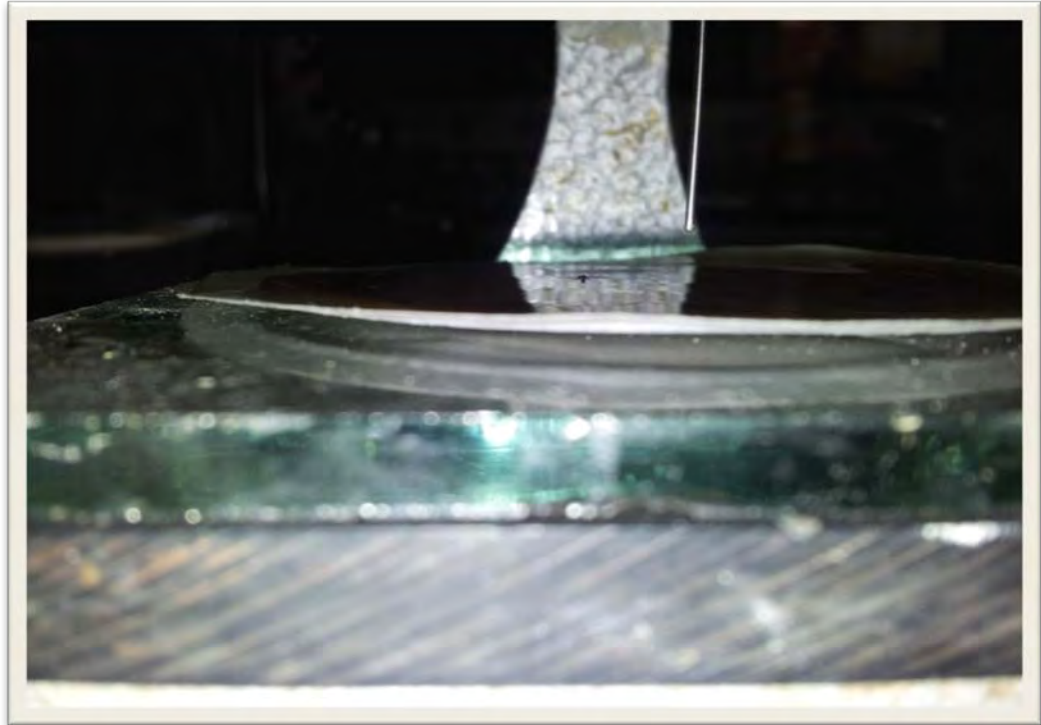


**Figura F-9 Celdas de Envejecimiento**



**Figura F-10 Horno para el Envejecimiento de fluidos**





**Figura F-11 Espesor del Revoque**



**Figura F-12 Revoque del fluido de completación antes del envejecimiento**

## HOJAS METADATOS

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

<b>Título</b>	<b>EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE UN FLUIDO DE COMPLETACIÓN Y REACONDICIONAMIENTO FORMULADO CON AGUA DE FORMACIÓN DE LOS CAMPOS EL FURRIAL Y MORICHAL</b>
<b>Subtítulo</b>	

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

Autor(es)

<b>Apellidos y Nombres</b>	<b>Código CVLAC / e-mail</b>	
<b>López Miguel Alejandro</b>	<b>CVLAC</b>	<b>C.I. 20.000793</b>
	<b>e-mail</b>	miguellopez7591@hotmail.com
<b>Bolívar Cova Héctor Luis</b>	<b>CVLAC</b>	<b>C.I. 16692329</b>
	<b>e-mail</b>	hector.bolivar2012@hotmail.com

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

Palabras o frases claves:

<b>Comportamiento</b>
<b>Evaluación</b>
<b>Fluido de Completación</b>
<b>Agua de Formación</b>

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

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

### Líneas y sublíneas de investigación:

Área	Sub-área
Tecnología y ciencias aplicadas	Ingeniería de petróleo

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

### Resumen (Abstract):

En la industria petrolera para el diseño de fluidos base agua de terminación o salmueras de completación se usa agua común (consumo humano). El propósito de esta investigación es evitar el uso inadecuado de este recurso natural no renovable y demostrar que puede ser sustituido, formulando y evaluando un fluido de completación y/o reacondicionamiento a base de agua de formación de los campos Furrial y Morichal. El agua de formación se produce conjuntamente con el petróleo y posee en su composición metales, sales y trazas de petróleos entre otros compuestos, por lo cual, debe ser tratada previamente antes de ser utilizadas para la formulación de dichos fluidos. Las muestras de agua de formación fueron sometidas a procesos de filtración y destilación para retirar dichas impurezas y para comprobar la eficiencia del tratamiento se analizaron físico-químicamente antes y después de los mencionados procesos. Con las muestras de aguas de formación libres de impurezas se prepararon salmueras de cloruro de sodio, estas a su vez, pasaron a ser la fase continua en la posterior formulación de los fluidos de completación mejorados por sólidos que plantea el manual de fluidos BAROID, al cual, se le hicieron algunos cambios en la formulación basado un plan de entrevistas a ingenieros especialistas en el área. Luego se compararon las propiedades de los fluidos diseñados con agua de formación con un fluido patrón formulado con agua común (consumo humano no potabilizada), a través de un análisis estadístico de varianza. Finalmente se concluyó que las aguas de formación son óptimas para la formulación de fluidos de completación debido a que proporcionaron mejores resultados reológicos que el agua común, considerando que el estudio realizado aplicando el ANOVA arrojó un nivel de eficiencia del 95%.

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

### Contribuidores:

Apellidos y Nombres	Código CVLAC / e-mail	
García María	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input checked="" type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input type="checkbox"/>
	CVLAC	C.I: 15.510.689
	e-mail	mariacgarcial@hotmail.com
	e-mail	
Ing Taberero Daniel	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input checked="" type="checkbox"/>
	CVLAC	C.I: 13.886.067
	e-mail	tabernerod@monagas.udo.edu.ve
	e-mail	
Ing. Córdova Alfrelia	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input checked="" type="checkbox"/>
	CVLAC	C.I: 15.045.935
	e-mail	alfrelia@hotmail.com
	e-mail	
Ing. Díaz Jaime	ROL	CA <input checked="" type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> IU <input type="checkbox"/>
	CVLAC	C.I: 16.312.449
	e-mail	Diazj.udo@hotmail.com

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

### Fecha de discusión y aprobación:

Año	Mes	Día
2013	01	30

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

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

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

### Archivo(s):

Nombre de archivo
Miguellopez.hectorbolivar.docx

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

### Alcance:

Espacial: \_\_\_\_\_ (opcional)

Temporal: \_\_\_\_\_ (opcional)

### Título o Grado asociado con el trabajo:

Ingeniero de Petróleo

---

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

Nivel Asociado con el trabajo: Ingeniería

---

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

### Área de Estudio:

Tecnología y ciencias aplicadas

---

Usualmente es el nombre del programa o departamento.

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

Universidad de Oriente Núcleo Monagas

---

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



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



UNIVERSIDAD DE ORIENTE  
CONSEJO UNIVERSITARIO  
RECTORADO

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.



Comunicación que hago a usted a los fines consiguientes.

Cordialmente,

**JUAN A. BOLANOS CUAJELA**  
Secretario



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

JABC/YGC/maruja

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - ERS

Derechos:

Artículo 41 del REGLAMENTO DE TRABAJO DE PREGRADO (vigente a partir del II Semestre 2009, según comunicado CU-034-2009): "Los Trabajos de Grado son de exclusiva propiedad de la Universidad, y solo podrán ser utilizados a otros fines, con el consentimiento del Consejo de Vicerío Respectivo, quien deberá participar previamente al Consejo Universitario para su autorización".



**Br. Miguel Alejandro López**

**Autor**



**Br. Héctor Luis Bolívar Cova**

**Autor**



**Ing. García María**

**Asesor**



**Ing. Díaz Jaime**

**Co-Asesor**



