



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

**APLICACIÓN DEL AGUA DE FORMACIÓN PARA LA FORMULACIÓN
DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN A BASE DE AGUA**

**REALIZADO POR:
YSABEL CECILIA OJEDA NOGUERA
MIGUEL ANGEL HERNÁNDEZ MACHUCA**

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

INGENIERO DE PETRÓLEO

MATURÍN, MARZO 2012



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

**APLICACIÓN DEL AGUA DE FORMACIÓN PARA LA FORMULACIÓN
DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN A BASE DE AGUA**

REALIZADO POR:

YSABEL CECILIA OJEDA NOGUERA

C.I: 18.346.230

MIGUEL ANGEL HERNÁNDEZ MACHUCA

C.I: 18.172.592

REVISADO POR:

**ING. MSC. LUIS CASTILLO
(ASESOR ACADÉMICO)**

**ING. MARÍA GARCÍA
(CO – ASESORA ACADÉMICA)**

MATURÍN, MARZO 2012



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

**APLICACIÓN DEL AGUA DE FORMACIÓN PARA LA FORMULACIÓN
DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN A BASE DE AGUA**

REALIZADO POR:

YSABEL CECILIA OJEDA NOGUERA

C.I: 18.346.230

MIGUEL ANGEL HERNÁNDEZ MACHUCA

C.I: 18.172.592

APROBADO POR:

ING.MSC. LUIS CASTILLO
(ASESOR ACADÉMICO)

ING. JESÚS OTAHOLA
JURADO PRINCIPAL

ING. MARÍA GARCÍA
(CO-ASESORA ACADÉMICA)

ING.MSC. RUBÉN VEGA
JURADO PRINCIPAL

MATURÍN, MARZO 2012

RESOLUCIÓN

De acuerdo con el artículo 41 del reglamento de trabajo de grado: “Los trabajos de grado son de exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente y solo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del consejo de núcleo respectivo, quien lo participara al consejo universitario para su aprobación.”

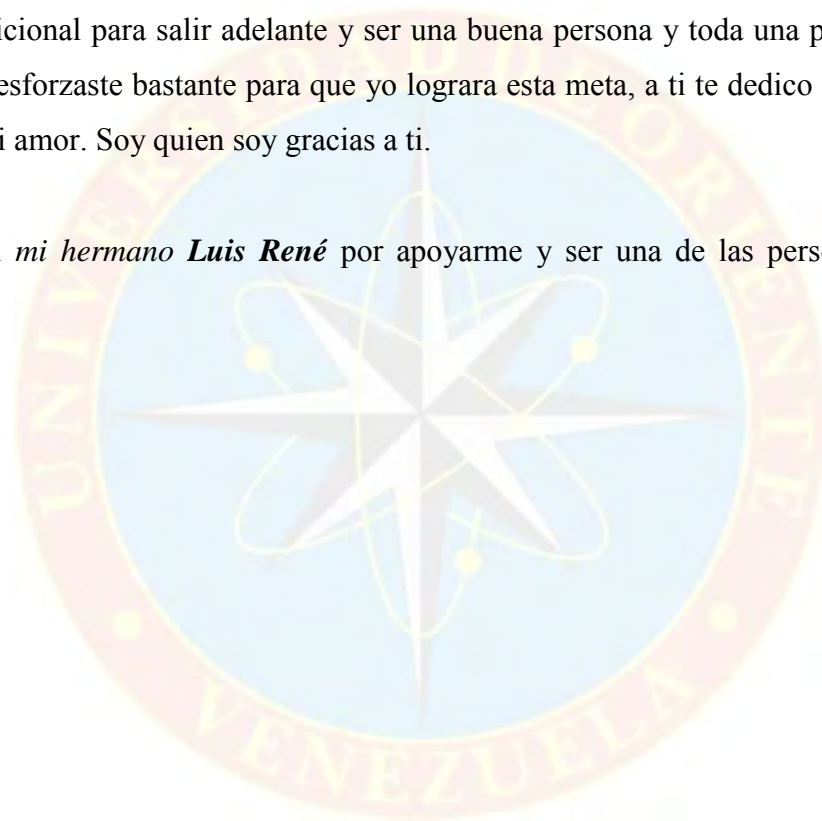


DEDICATORIA

A Dios Todopoderoso por ser mi guía y permitirme culminar este logro llena de vida y salud junto a mis seres queridos.

A mi madre, Ligia Noguera, por darme la vida, educación, amor y apoyo incondicional para salir adelante y ser una buena persona y toda una profesional. Sé que te esforzaste bastante para que yo lograra esta meta, a ti te dedico este logro con todo mi amor. Soy quien soy gracias a ti.

A mi hermano Luis René por apoyarme y ser una de las personas que más quiero.



Ysabel Cecilia Ojeda Noguera

AGRADECIMIENTOS

A **DIOS** por darme salud, fortaleza y protegerme en todo momento gracias a él estoy alcanzando unas de mis metas.

A mi madre **Ligia Noguera** por estar siempre a mi lado, ayudarme a seguir adelante y por toda la confianza ofrecida en esta etapa de formación profesional, mil gracias mami, **te quiero mucho**.

A mi compañero de trabajo de grado **Miguel Hernández** por darme la oportunidad de culminar esta meta juntos y brindarme su amistad, apoyo incondicional y todo su amor, eres mi mejor amigo, **te amo**.

A la Sra. **Argelia de Hernández y familia** por su apoyo y ayuda brindada.

A la **Universidad de Oriente, Núcleo de Monagas**, por haberme brindado la oportunidad de formar parte de la casa más alta de estudio, para mi formación académica y profesional.

A mis asesores académicos, los Profesores **Ing. Msc. Luis Castillo e Ing. María García**, por su orientación y recomendaciones realizadas que contribuyeron a cumplir con los objetivos de este trabajo de grado.

A mi amigo y compañero **Jean Carlos Díaz** por su ayuda brindada y a los compañeros en general que de una u otra forma contribuyeron con este logro.

Al Licenciado **Aníbal Gutiérrez** por asesorarnos y prestarnos toda su colaboración.

A la empresa **PROAMSA** por asesorarnos y permitirnos formular los fluidos de perforación en su laboratorio.

A mi amigo y colega el **Ing. José Martínez** por asesorarnos y facilitarnos información, así como también a su tía la Sra. **Aleidah Bustamante** por toda su ayuda brindada.



Ysabel Cecilia Ojeda Noguera

DEDICATORIA

A *Dios* por estar siempre conmigo y darme la fortaleza necesaria para superar los obstáculos que se me han presentado.

A mis padres *Miguel Hernández y Argelia Machuca* que me dieron la vida y han estado conmigo siempre apoyándome y dándome todo su amor, gracias por darme una carrera para mi futuro y por inculcarme los valores y principios que siempre tendré presente. Los quiero con todo mi corazón.

A mi novia y compañera de tesis *Ysabel Ojeda* por apoyarme siempre y confiar en mí, además de ser la única persona con la cual hubiese podido realizar este trabajo. TE AMO.

A mis hermanos *Miguelito, Norkys, Narkys, Nardys, Leo y Niurkys* por estar conmigo siempre y apoyarme. Los quiero mucho.

Miguel Angel Hernández Machuca

AGRADECIMIENTOS

A **DIOS Todopoderoso** por protegerme y permitirme llegar hasta donde he llegado.

A la **Universidad de Oriente, Núcleo de Monagas**, por haber brindado la oportunidad para mi formación académica y profesional.

A la empresa **PROAMSA** por haber permitido la utilización del laboratorio para la realización de las pruebas.

A mis padres, mis hermanos, mi novia y mis familiares por su ayuda, motivación y confianza.

A mis asesores académicos, los Profesores **Ing. Msc. Luis Castillo e Ing. María García**, por su orientación y recomendaciones realizadas.

A todas aquellas personas que me ayudaron y compartieron sus conocimientos conmigo para hacer posible la conclusión de esta tesis. Especialmente al **Lic. Aníbal Gutiérrez** por la realización del análisis químico de las muestras de agua de formación así como por todas las asesorías y el tiempo que nos dedicó y al **Ing. Leo Favia** por facilitarnos la reunión con personal de la empresa HALLIBURTON para que nos brindaran su asesoría.

Miguel Angel Hernández Machuca

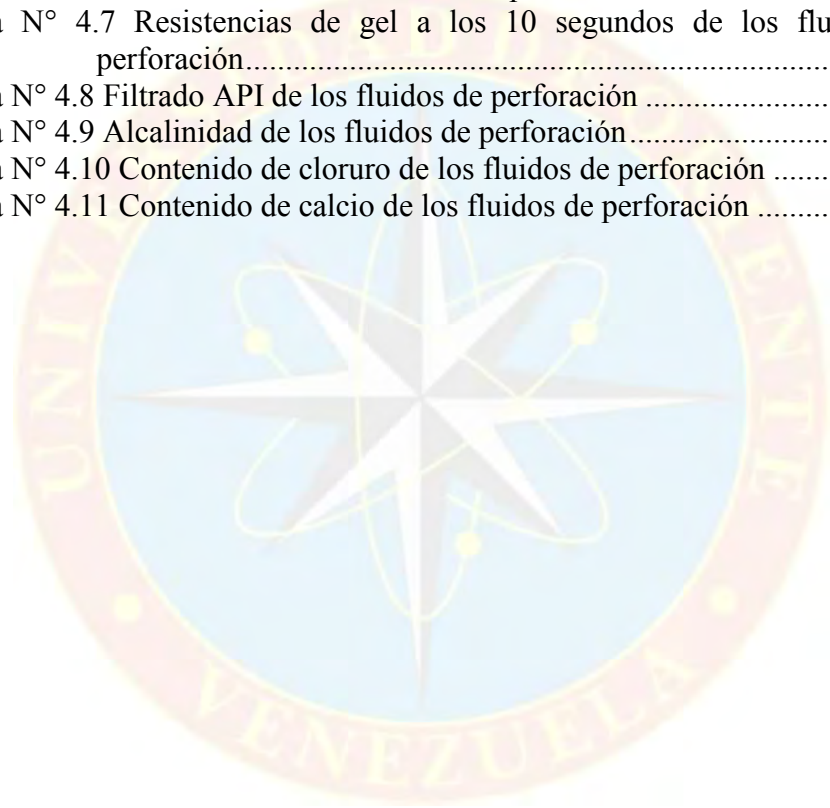
ÍNDICE GENERAL

RESOLUCIÓN	iv
DEDICATORIA	viii
AGRADECIMIENTOS	ix
ÍNDICE GENERAL	x
LISTA DE GRÁFICOS	xii
LISTA DE TABLAS	xiii
RESUMEN	xiv
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I	2
EL PROBLEMA	2
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.....	3
CAPÍTULO II	5
MARCO TEÓRICO	5
2.1 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN.....	5
2.2 BASES TEÓRICAS.....	7
2.2.1 Agua de formación	7
2.2.2 Tipos de aguas de formación.....	7
2.2.3 Características de las aguas de formación.....	8
2.2.4 Sistemas de clasificación de las aguas de formación.....	9
2.2.5 Propiedades del agua de formación.....	11
2.2.6 Fluidos de perforación.....	12
2.2.7 Fases de los fluidos de perforación.....	12
2.2.8 Funciones básicas de los fluidos de perforación.....	13
2.2.9 Tipos de fluidos de perforación.....	16
2.2.10 Componentes de los fluidos de perforación.....	17
2.2.11 Propiedades de los fluidos de perforación.....	19
2.2.12 Propiedades reológicas de los fluidos de perforación.....	21
2.2.13 Factores que afectan la reología.....	22
2.2.14 Modelos reológicos.....	23
2.3 DEFINICIÓN DE TÉRMINOS BÁSICOS.....	25
CAPÍTULO III	27
MARCO METODOLÓGICO	27
3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN.....	27
3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN.....	27
3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA.....	27
3.4 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO.....	28

3.4.1	Análisis físico y químico de las muestras de agua de formación para el establecimiento de su composición.....	28
3.4.2	Formulación de fluidos de perforación con agua de formación, luego de la extracción de los sólidos y trazas de petróleo contenidos en las muestras.....	29
3.4.3	Determinación de las propiedades físicas y químicas de los fluidos de perforación formulados.....	31
3.4.4	Comparación estadística de las propiedades físicas y químicas de los fluidos formulados con un fluido patrón.....	35
3.5	INSTRUMENTOS Y TÉCNICAS PARA LA RECOLECCIÓN DE INFORMACIÓN.....	36
3.6	RECURSOS.....	36
CAPÍTULO IV.....		39
ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS.....		39
4.1	ANÁLISIS FÍSICO Y QUÍMICO DE LAS MUESTRAS DE AGUA DE FORMACIÓN PARA EL ESTABLECIMIENTO DE SU COMPOSICIÓN.....	39
4.2	FORMULACIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN CON AGUA DE FORMACIÓN, LUEGO DE LA EXTRACCIÓN DE LOS SÓLIDOS Y TRAZAS DE PETRÓLEO CONTENIDOS EN LAS MUESTRAS.....	46
4.3	DETERMINACIÓN DE LAS PROPIEDADES FÍSICAS Y QUÍMICAS DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN FORMULADOS.....	48
4.4	COMPARACIÓN ESTADÍSTICA DE LAS PROPIEDADES FÍSICAS Y QUÍMICAS DE LOS FLUIDOS FORMULADOS CON UN FLUIDO PATRÓN.....	55
CAPÍTULO V.....		58
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....		58
5.1	CONCLUSIONES.....	58
5.2	RECOMENDACIONES.....	59
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....		60
APÉNDICES.....		66
HOJAS METADATOS.....		103

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfica N° 4.1 Concentración de cloruro presente en las muestras de agua.....	41
Gráfica N° 4.2 Porcentaje de salinidad de las muestras de agua de formación	42
Gráfica N° 4.3 Conductividad de las muestras de agua.....	43
Gráfica N° 4.4 Concentración de sólidos disueltos totales presentes en las muestras.....	44
Gráfica N° 4.5 Viscosidad plástica de los fluidos de perforación.....	50
Gráfica N° 4.6 Punto cedente de los fluidos de perforación.....	51
Gráfica N° 4.7 Resistencias de gel a los 10 segundos de los fluidos de perforación.....	51
Gráfica N° 4.8 Filtrado API de los fluidos de perforación	52
Gráfica N° 4.9 Alcalinidad de los fluidos de perforación.....	53
Gráfica N° 4.10 Contenido de cloruro de los fluidos de perforación	54
Gráfica N° 4.11 Contenido de calcio de los fluidos de perforación	55



LISTA DE TABLAS

Tabla N° 3.1 Aditivos utilizados en la formulación de los fluidos	30
Tabla N° 3.2 Rangos establecidos para las propiedades en el intervalo de 0-1500 pies.....	30
Tabla N° 3.2 Rangos establecidos para las propiedades en el intervalo de 0-1500 pies (Cont)	31
Tabla N° 4.1 Análisis físico-químico de las muestras de agua de formación.....	39
Tabla N° 4.2 Segunda formulación para el fluido de perforación patrón	46
Tabla N° 4.3 Formulación óptima para cada fluido de perforación.....	47
Tabla N° 4.4 Propiedades de los fluidos de perforación.....	48
Tabla N° 4.5 P-valor de las propiedades de los fluidos de perforación	56
Tabla N° 4.6 Contraste y diferencia del punto cedente de los fluidos	57





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

**ACONDICIONAMIENTO DEL AGUA DE FORMACIÓN PARA LA
FORMULACIÓN DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN A BASE DE AGUA**

Autores:

Ysabel Cecilia Ojeda Noguera
Miguel Angel Hernández Machuca
Año 2012

Asesor Académico

Ing.Msc. Luis Castillo
Co – Asesora Académica
Ing. María García

RESUMEN

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 fisico-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%.

INTRODUCCIÓN

La producción de petróleo genera una gran cantidad de desechos que deben ser tratados antes de ser vertidos al medio ambiente. Entre esos desechos se encuentran las aguas de formación al momento de extraer el petróleo de los yacimientos, ya que representa una porción creciente del total de fluidos producidos durante la vida de un pozo.

La intensiva explotación petrolera produce un volumen de agua de formación cada vez mayor, debido a la declinación de presión, por lo que la cantidad de agua de formación producida puede llegar a ser mayor a la del hidrocarburo extraído, oscilando entre 2 y 10 barriles por cada barril de petróleo producido. Estas aguas son altamente contaminantes, por lo que existen restricciones para su manipulación y/o disposición.

Una opción viable para darle utilidad al agua de formación es mediante la formulación de fluidos de perforación, los cuales controlan la presión de la formación con la densidad, mantienen estabilidad en el pozo y deben ser formulados para minimizar los daños a la formación durante las operaciones de perforación. El objetivo principal de esta investigación fue la aplicación de dichas aguas para la formulación de fluidos de perforación, logrando esto mediante la caracterización del agua de formación para saber qué componentes y en qué cantidad se encontraban presentes, para luego formular dichos fluidos.

CAPÍTULO I

EL PROBLEMA

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El agua de formación es un desecho que se produce conjuntamente con los hidrocarburos presentes en el yacimiento. Desde el punto de vista físico-químico, presenta una composición muy compleja, ya que puede ser hasta tres veces más salina que el agua de mar, también contiene metales pesados, fracciones de crudo libre y emulsionado, gases, sólidos suspendidos, mercaptanos, elementos radioactivos, hidrocarburos aromáticos y policíclicos, entre otros compuestos que pueden causar corrosión y otros problemas operacionales a los equipos de las instalaciones petroleras. Además por su toxicidad esta agua no es apta para el consumo humano, animal y vegetal.

Actualmente el tratamiento que la industria petrolera venezolana ha dado a las aguas de formación se ha basado generalmente en métodos físicos o químicos; sin embargo como estos resultan costosos y no se puede tratar toda el agua producida, parte de ésta se utiliza para reinyección en los pozos y otra parte se almacena en tanques, piscinas o fosas que son cavadas en la tierra sin la protección adecuada, o simplemente son desechadas al ambiente y como son contaminantes representan un riesgo para la fauna, flora, suelos, fuentes de agua y el ser humano.

Es por esta razón que se planteó darle otro uso al agua de formación mediante la formulación de fluidos de perforación a base de agua, los cuales son los fluidos utilizados durante las operaciones de perforación en los estratos someros, para suspender y remover los recortes de perforación, controlar las presiones de la formación, formar un revoque impermeable en las paredes del pozo, mantener la

estabilidad del pozo, enfriar y lubricar la mecha de perforación y minimizar los daños a la formación. Cabe destacar que estos fluidos pueden tener gran compatibilidad con el yacimiento, ya que fueron formulados con agua de formación y por su contenido de sales, el hinchamiento de las arcillas perforadas debería ser menor.

1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.2.1 Objetivo general

Aplicar el agua de formación para la formulación de fluidos de perforación a base de agua.

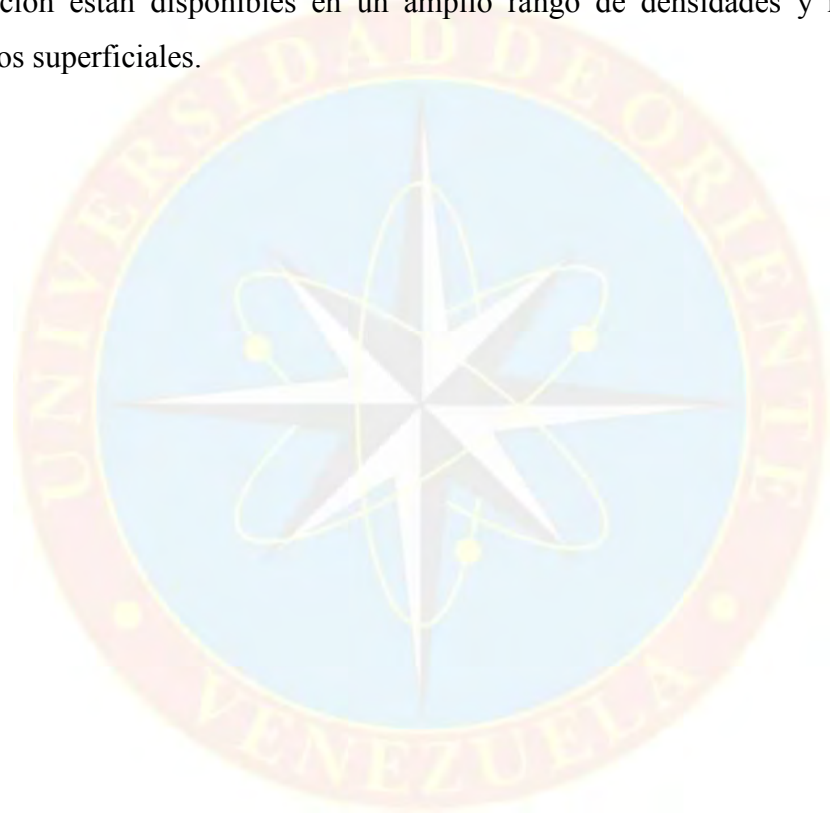
1.2.2 Objetivos específicos

- Analizar física y químicamente las muestras de agua de formación para el establecimiento de su composición.
- Formular fluidos de perforación con agua de formación, luego de la extracción de los sólidos y trazas de petróleo contenidos en las muestras.
- Determinar las propiedades físicas y químicas de los fluidos de perforación formulados.
- Comparar estadísticamente las propiedades físicas y químicas de los fluidos formulados con un fluido patrón.

1.3 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN

La realización de este trabajo permitió aplicar el agua de formación para la formulación de fluidos de perforación a base de agua como una alternativa

complementaria de la solución al manejo de estas aguas en la industria petrolera, ya que en muchas ocasiones no se cuenta con las infraestructuras necesarias para su almacenamiento, lo que incrementa los costos operacionales y ocasiona pérdidas económicas a la industria, así como problemas ambientales debido al manejo inadecuado de las mismas. Esto permitió obtener un producto con especificaciones comerciales aceptables, que traiga beneficios ambientales; ya que estos fluidos de perforación están disponibles en un amplio rango de densidades y no dañan los acuíferos superficiales.



CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN

Guerrero, C; Escobar, S; Ramírez, D. (2005), Manejo de la salinidad en aguas asociadas de producción de la industria petrolera; presentaron un artículo acerca del diseño conceptual de una alternativa complementaria de la solución al manejo de las aguas asociadas de producción dentro de un marco ambiental y técnico factible, cuyo fin es la recuperación de la sal de mayor porcentaje, mediante un proceso de cristalización fraccionada tipo I. Para plantear y analizar la alternativa de trabajo con las aguas asociadas de producción provenientes de las estaciones La Gloria, La Gloria Norte y Morichal, pertenecientes a la Asociación Casanare, Colombia, dado que las anteriores producen un efluente con alto contenido de sales, la propuesta está enfocada al tratamiento del 30% del volumen de agua asociada producida, esperada para el año 2000 (1,239 m³/día) en los campos de estudio. El proceso permite recuperar un 92% de NaCl presente, equivalente a 0,918 Ton/h, con una pureza del 97%. Para garantizar la calidad del producto final y aprovechar las instalaciones del campo, se proponen sistemas de aireación y evaporación previos a la etapa de cristalización.

Fermín, C. (2008), Evaluación del comportamiento de un fluido base agua de baja densidad para la perforación del pozo MR-0016 de la zona productora del área Manresa, Estado Monagas; presentó un trabajo de grado acerca de la evaluación para observar el comportamiento de un fluido base agua de baja densidad para la perforación del pozo MR-0016 de la zona productora del área Manresa, Estado Monagas para tratar de solucionar o minimizar los problemas operacionales presentados en el área durante la perforación. Al fluido se le realizaron las pruebas

físicas y químicas antes y después de envejecido, observando que el fluido al ser sometido a altas temperaturas no mantiene sus propiedades, esto se debe a que los aditivos usados degradan sus propiedades. Además se realizó la prueba de filtración dinámica bajo condiciones de alta temperatura y alta presión obteniéndose para esto que el fluido no produjo sello por ser un fluido base agua y estos poseen las propiedades de no soportar altas presiones y altas temperaturas. Por otro lado, se estableció la influencia del producto HGS 4000 (reductor de densidad) en la densidad del fluido, percibiendo que al adicionar más cantidad del producto al fluido se lograba disminuir la densidad del sistema. Finalmente, se logró comparar los sistemas aplicados en la zona productora de los pozos MR-0015 (fluido convencional) y MR-0016 (fluido de baja densidad), concluyendo que en el pozo MR-0015 se obtuvo un 92,19 % de volumen perdido de fluido y en el pozo MR-0016 un 30,58 % de volumen perdido de fluido, observando que al utilizar el fluido de baja densidad se alcanzó disminuir la pérdida.

Ferrer, J; Marfisi, N. (2008), Evaluación de las propiedades de los fluidos base agua (lignosulfonato) utilizando barita y orimatita, como aditivos densificantes; presentó esta investigación acerca de que en la actualidad la actividad petrolera ha alcanzado un alto nivel de desarrollo tecnológico, frente a un constante crecimiento de los volúmenes de hidrocarburos producidos y el impacto ambiental inherente a los procesos aplicados en el campo tecnológico, se buscan alternativas de procesos con la utilización de catalizadores densificantes de fluidos de perforación (permiten incrementar la densidad del fluido) y aplicaciones de campo. Este trabajo especial de grado, tuvo como principal objetivo evaluar las propiedades de los fluidos base agua (lignosulfonato) utilizando barita y/o orimatita como aditivos densificantes. En tal sentido, se determinaron las variaciones que en las propiedades reológicas y químicas del fluido de perforación producía la adición de estos compuestos a objeto de obtener soluciones de densidades comprendida entre 10 y 14 lpg; los resultados obtenidos permitieron concluir que existen una similitud en sus

comportamientos registrándose una ligera superioridad en cuanto a la viscosidad plástica se refiere cuando se utiliza la orimatita como incrementador de la densidad.

2.2 BASES TEÓRICAS

2.2.1 Agua de formación

Citado por Bermúdez y Raduan (2011), las aguas de formación son las que emergen de las formaciones geológicas durante las perforaciones petroleras y las que se obtienen como subproducto durante la producción de un pozo petrolero. La industria petrolera ha usado los análisis de agua por muchos años para identificar formaciones, compatibilizar estudios, control de calidad de agua y evaluación de problemas de polución. p 17.

2.2.2 Tipos de aguas de formación

Citado por Bermúdez y Raduan (2011), los tipos de aguas de formación pueden ser definidos según su origen en meteóricas, connatas, juveniles y mixtas.

- Las aguas meteóricas se encuentran a poca profundidad debido a las filtraciones de aguas de lluvias. La salinidad de las aguas meteóricas es generalmente baja y estas aguas tienden a ser oxidantes. Este tipo de aguas a menudo son ácidas debido a que contienen disolventes húmicos, carbónicos y ácidos nitrosos. Sin embargo estos ácidos pueden ser neutralizantes opuestos en el subsuelo, particularmente cuando están en contacto de rocas carbónicas.
- El segundo tipo, las aguas connatas son difíciles de definir ya que originalmente eran consideradas como aguas de mar, la cual fue atrapada durante la depositación de sedimentos. Actualmente la definición de agua connata incluye

a las aguas intersticiales existentes en la roca reservorio antes de ser alterada por las operaciones de perforación y son aguas separadas del ciclo hidrológico superficial por un largo período de tiempo.

- Las aguas mixtas 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.
- Las aguas juveniles son de origen magmático, éstas son aguas que nunca han estado próximas a la superficie terrestre y son traídas a estos nuevos ambientes superficiales disueltas en el magma. Las aguas juveniles están usualmente mezclada en pequeñas cantidades con los otros tipos de aguas, connatas y meteóricas, y es muy raro conseguir las solas. pp 17-18.

2.2.3 Características de las aguas de formación

Citado por Bermúdez y Raduan (2011), el agua de formación o el agua de producción está asociada con el petróleo existente en los yacimientos y sale a la superficie junto con el gas y el petróleo. Esta agua se caracteriza por:

- Usualmente es caliente y con un alto contenido de sales.
- Puede contener metales pesados y fracciones de crudo en emulsión o dilución.
- Puede ser radiactiva.
- Debe ser reinyectada o tratada apropiadamente para evitar daños ambientales y de salud.
- Puede contaminar el agua subterránea de consumo humano. pp 18-19.

2.2.4 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 Custodio y Llama en 1976 citados en el informe de PDVSA (2008). Entre ellos tenemos los sistemas desarrollados por Piper (1944), Sulin (1946), Stiff (1951) y Hem (1970).

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).

Por otra parte, Sulin (1946) propuso un sistema de clasificación de aguas de formación que atiende a su ambiente de origen y al anión predominante en solución y, a partir de esto, propuso cuatro tipos de aguas de formación:

- Condiciones superficiales: Tipo A: Sulfato de sodio
- Tipo B: Bicarbonato de sodio
- Ambiente Marino: Tipo C: Cloruro de magnesio
- Condiciones profundas: Tipo D: Cloruro de calcio

Sin embargo, se puede considerar la existencia de dos grandes grupos de aguas, teniendo en cuenta su dinámica en el subsuelo y las concentraciones de los iones sodio (Na^+) y cloruro (Cl^-). Por una parte, las aguas tipo A y B son representantes de las aguas meteóricas, las cuales son hidrodinámicas, típicas de condiciones terrestres cercanas a la superficie y se caracterizan por tener en solución más equivalentes de ión sodio que de cloruro ($\text{Na}^+/\text{Cl}^- > 1$), promoviendo la formación de sales de sulfato de sodio y de bicarbonato de sodio producto de la combinación del sodio en exceso con los aniones ya mencionados. Las aguas de tipo C y D representan a las aguas connatas, cuya característica principal es la de presentar una relación de $\text{Na}^+/\text{Cl}^- < 1$, promoviendo la formación de sales de cloruro de calcio y de magnesio, producto de la combinación del exceso de cloruro en solución (Sulin, 1946). Ambientalmente, las aguas del tipo cloruro de magnesio son típicas de condiciones marinas y de aguas en estrecha interacción con secuencias evaporíticas, mientras que las aguas del tipo cloruro de calcio están asociadas a formaciones que se encuentran a grandes profundidades.

Stiff (1951), en función a las relaciones de concentración propuestas por Sulin (1946), diseñó un método gráfico basado en la relación existente entre la composición química de las aguas de formación y una figura característica que permite identificar el tipo de agua, su comportamiento y su tendencia en los distintos niveles estratigráficos. La figura característica es generada mediante la proyección de las concentraciones en meq/L de las especies catiónicas Na^+ , K^+ , Ca^{2+} , Mg^{2+} y Fe^{3+} , y aniónicas Cl^- , HCO_3^- , CO_3^{2-} y SO_4^{2-} , de una muestra de agua, las cuales son representadas en un gráfico a escala lineal o logarítmica, como se observa en la figura 2.5.

Por otro lado, Piper (1944) propone un sistema de clasificación que, además de proporcionar una interpretación gráfica, permite identificar el o los tipos de agua, así como las mezclas entre diferentes cuerpos de agua, a diferencia de Sulin (1946) y

Stiff (1951). Algunos autores indican también la importancia del diagrama de Piper (1944) en la detección en áreas contaminadas, procesos de intercambio iónico y evolución geoquímica. pp 20-22.

2.2.5 Propiedades del agua de formación

Según el manual de monitoreo ambiental para la industria petrolera (2005), las propiedades del agua de formación son:

- **pH:** es el parámetro que indica si el agua es ácida, neutra o básica.
- **Conductividad eléctrica:** este parámetro mide la concentración total de sales como fosfatos, cloruros, nitratos y otros que se encuentran en todas las aguas. En general debe ser menor a 120 uS/cm.
- **Resistividad:** es el inverso de la conductividad.
- **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. pp 12-13.

2.2.6 Fluidos de perforación

Según el Instituto Americano de Petróleo (API), un fluido de perforación es aquel empleado en la perforación rotatoria para desempeñar funciones específicas durante dicha operación. Los fluidos de perforación líquidos, se componen principalmente por una mezcla de dos fases. Una fase líquida o fase continua que puede ser agua, petróleo o emulsión de estos, y una fase sólida o fase dispersa que contiene la mayoría de los aditivos que brindan las propiedades necesarias para una óptima operación.

2.2.7 Fases de los fluidos de perforación

Según Gil, C. (2007), un fluido de perforación se compone de varias fases cada una con propiedades particulares y todas en conjunto trabajan para mantener las propiedades del fluido en óptimas condiciones, estas fases son:

- **Fase líquida:** la constituye el elemento que mantendrá en suspensión o reaccionará con los diferentes aditivos que constituyen las otras fases. Esta fase generalmente es agua dulce, pero también puede ser agua salada o una emulsión

de agua – petróleo. La densidad de esta fase influirá en la densidad final del fluido, por consiguiente debe conocerse la gravedad específica del agua y la gravedad API del petróleo

- **Fase sólida reactiva:** está constituida por la arcilla, que será el elemento cargado de darle el aspecto coloidal y las propiedades de gelatinosidad que el fluido de perforación presenta.
- **Fase sólida inerte:** está conformada por el elemento más pesado en el fluido y por consiguiente se usa para aumentar la densidad del fluido.
- **Fase química:** la constituyen un grupo de aditivos que se encargan de mantener el fluido de perforación según lo exigido por el diseño, tales como: dispersantes, emulsificantes, reductores de filtrado, neutralizadores de pH, reductores de viscosidad, entre otros. Estos químicos no influirán en la determinación de la densidad final del fluido de perforación pero son indispensables en las otras propiedades del mismo. pp 41-43.

2.2.8 Funciones básicas de los fluidos de perforación

Según Gil, C. (2007), los fluidos de perforación cumplen numerosas funciones, entre las más importantes se tienen:

- **Transporte de recortes de las formaciones perforadas:** los recortes son más densos que el fluido de perforación y al tiempo que son levantados por el fluido en movimiento en el anular (suponiendo circulación directa), tienden a depositarse en el fondo del hoyo debido a la fuerza de gravedad. Si un fluido de perforación no transporta con eficiencia los derrumbes y recortes hacia la superficie, éstos se acumularán en el anular incrementando el torque y la presión hidrostática, pudiendo ocasionar pega de la sarta de perforación,

disminución de la tasa de penetración y pérdidas de circulación, este proceso de remoción es dependiente de la velocidad en el anular, el perfil, la viscosidad, la densidad del fluido, el valor del punto cedente y la fuerza gel; otros factores pueden afectar esta remoción como la inclinación del hoyo, excentricidad del anular, tamaño, densidad y geometría de los cortes. Variables como el punto cedente y la fuerza gel, pueden ser controladas mediante ciertos aditivos.

- **Suspensión de recortes de formación cuando se detiene la perforación:** al detener la circulación en el pozo, la fuerza que lleva a los ripios hasta superficie se hace cero y éstos por efectos de la gravedad tienden a caer hacia el fondo del pozo. Si el fluido de perforación no está en movimiento debe tener la capacidad de adquirir una estructura gelatinosa (tixotropía) para evitar que se depositen en el fondo del hoyo los derrumbes y recortes que transporta, por efecto de la gravedad y el peso de estas partículas. Esta propiedad evita la ocurrencia de problemas operacionales como pega de tubería, pérdidas de circulación inducidas, arrastre y además es un factor determinante en la perforación de pozos de alto ángulo de inclinación y horizontales. La suspensión de material densificante, permitirá mantener una presión hidrostática constante a través de toda la columna.
- **Control de presiones de la formación:** en el subsuelo puede encontrarse agua, gas o petróleo sometidos a altas presiones, para evitar el movimiento violento de dichos fluidos desde las formaciones hacia el hoyo y hacia la superficie, la columna de fluido generada por los fluidos de perforación servirá para contrapresionar y mantener el hoyo no contaminado. El fluido de perforación debe proporcionar la presión necesaria para contrarrestar este flujo de fluidos provenientes de la formación a través de la presión hidrostática ejercida por el fluido de perforación sobre las paredes del pozo. La presión hidrostática es proporcional a la densidad del fluido y a la altura de la columna de fluido. Al no generar una presión hidrostática que controle las presiones de formación se

pueden generar arremetidas, los cuales se pueden convertir en reventones causando graves problemas.

- **Lubricación y enfriamiento de la mecha y la sarta:** la deposición de las partículas del fluido de perforación en las paredes del hoyo y su deslizamiento relativo una sobre otra, disminuyen la fricción y la abrasión sufridas por la sarta y la mecha durante la perforación. Así el fluido contribuye el aumento de la vida útil de los componentes de la sarta y disminuye la presión de bombeo, además el fluido de perforación absorbe y disipa el calor generado por la rotación y rozamiento de la mecha contra el subsuelo y de la tubería contra las paredes del hoyo. El fluido de perforación también ejerce un efecto lubricante para la mecha, para la sarta y para el revestimiento durante la perforación, esto prolongará la vida de la mecha y de la tubería de perforación por reducción de la presión de arrastre y torsión, menor presión de bomba y menor desgaste a la tubería de revestimiento.
- **Soporte de las paredes del hoyo:** a medida que se perfora y antes de ser revestidas con tubería, las formaciones del subsuelo pierden soporte, es decir, se suprime parte del apoyo lateral de las paredes del pozo y pueden llegar a derrumbarse. El fluido de perforación debe servir de sostén de las mismas hasta que se introduzca la sarta de revestimiento en el hoyo. El fluido de perforación compensará el soporte perdido, sobre todo en el caso de formaciones poco consolidadas, gracias a la habilidad de formar con sus partículas sobre las paredes del hoyo una capa delgada y firme llamada revoque que brindará el soporte necesario con una densidad adecuada del fluido de perforación.
- **Suspensión de la sarta de perforación y de tuberías de revestimiento:** el equipo de perforación está constantemente sometido a grandes esfuerzos por efecto principalmente del peso de la tubería de perforación y de revestimiento. En la mayoría de los casos, este proceso puede exceder las 300 toneladas. El peso de estas tuberías está parcialmente sostenido por el empuje ascendente del

fluido de perforación (Principio de Arquímedes). Esta presión ascendente depende de la presión ejercida por el fluido sobre la sección transversal (a mayor densidad del fluido, disminuye el peso de la tubería).

- **Facilitar la máxima obtención de información deseada acerca de las formaciones perforadas:** para la efectiva evaluación de las formaciones perforadas, es de gran utilidad un fluido de perforación eléctricamente conductor diferente a los contenidos en las formaciones, que no cause erosión física ni química en las paredes y que no penetre profundamente las formaciones atravesadas.
- **Transmisión de fuerza hidráulica:** la eficiencia de perforación puede ser mejorada gracias a la expulsión del fluido de perforación a alta velocidad a través de los jets o boquillas de la mecha, moviendo los conos de esta, librándola de cortes, evitando el desgaste de la misma y produciendo una fuerza hidráulica debajo de la mecha, la cual es la encargada de remover constantemente los recortes hechos por la misma y poder enviarlos a la superficie. pp 32-37.

2.2.9 Tipos de fluidos de perforación

Según Gil, C. (2007), los diferentes fluidos de perforación se clasifican según la constitución de la fase continua de su formulación:

- **Fluidos base agua:** la fase continua es agua. El agua es uno de los mejores líquidos básicos para perforar, por su abundancia, bajo costo y por su bajo impacto ambiental. Sin embargo, el agua debe ser de buena calidad, ya que las sales que pueda tener, como calcio, magnesio, cloruros, tienden a disminuir las buenas propiedades requeridas. La fase dispersa puede contener gases, líquidos

o sólidos. Para complementar las propiedades requeridas se utilizan materiales diversos llamados aditivos. Entre los principales aditivos se encuentran los densificantes, viscosificantes, controladores de pH, controladores de pérdida de filtrado, entre otros.

➤ **Fluidos base aceite:** entre los principales sistemas de fluido base aceite se pueden encontrar:

a) **Fluidos de aceite:** que contienen menos del 5% en agua y contiene mezclas de álcalis, ácidos orgánicos, agentes estabilizantes, asfaltos oxidados y diesel de alto punto de llama o aceites minerales no tóxicos. Uno de sus principales usos es eliminar el riesgo de contaminación de las zonas productoras. Los contaminantes como la sal o la anhidrita no pueden afectarlos y tiene gran aplicación en profundidad y altas temperaturas, también son especiales para las operaciones de toma de núcleo.

b) **Emulsiones invertidas:** estos sistemas contiene más del 50% en agua, que se encuentra contenida dentro del aceite mediante emulsificantes especiales; este lodo es estable a diferentes temperaturas.

➤ **Fluidos base gas o aireados:** la fase continua utilizada es gas, en conjunto con diferentes proporciones de agua, surfactantes o espumantes. El gas puede ser aire, gas natural, nitrógeno o dióxido de carbono, estos se emplean en zonas de pérdida de circulación. pp 43- 44.

2.2.10 Componentes de los fluidos de perforación

Según Gil, C. (2007), los fluidos de perforación incluyen gases, líquidos o mezclas de los mismos. Comúnmente presentan como líquido base el agua, el aceite

(petróleo crudo o uno de sus derivados) o una mezcla estable de ellos. Para complementar las propiedades se utilizan materiales diversos llamados aditivos, estos son:

- **Densificantes:** algunos aditivos actúan principalmente sobre la densidad del fluido de perforación aumentándola, en ellos es muy importante su gravedad específica (cuanto mayor sea menos masa densificante requerida), su dureza y su disponibilidad en la naturaleza. Estos materiales al ser disueltos o suspendidos en el fluido de perforación, incrementa la densidad del mismo permitiendo poder controlar las presiones de formación y los derrumbes en áreas geológicamente inestables. Entre la gran variedad de densificantes que existen en la actualidad, se encuentra el carbonato de calcio, el cual minimiza el potencial de daños permanentes en la formación debido a su solubilidad en ácido y que sus componentes son naturales, es inerte, no reacciona ni interfiere con las funciones de los otros aditivos, ya sea un sistema a base de agua o base de aceite.
- **Viscosificantes:** incrementan la viscosidad eliminando o disminuyendo la pérdida de filtrado en fluidos de perforación base agua fresca en su estado natural, aunque, mediante modificaciones ejecutan la misma función en fluidos de perforación base aceite y salinos. Las arcillas han sido tradicionalmente los viscosificantes más utilizados en los fluidos de perforación. Entre ellos sobresalen la bentonita rica en montmorillonita, de gran capacidad de intercambio catiónico, altamente responsable de la enorme capacidad de hidratación de la bentonita en agua dulce (en agua salada no es efectiva la bentonita a menos que se halla prehidratado en agua dulce).
- **Controladores de pérdida de filtrado:** son agentes que disminuyen la cantidad de agua que pasa hacia la formación permeable cuando el fluido de perforación es sometido a una presión diferencial. Parte del fluido de

perforación que se filtra hacia las formaciones perforadas, a través del revoque, puede ser controlado mediante el uso de bentonita, polímeros y adelgazantes como lo es el PAC LV, el cual es un polímero de celulosa polianiónica 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.

- **Controladores de pH:** son materiales que se utilizan para mantener un rango de pH en el sistema con la finalidad de asegurar la acción afectiva de otros aditivos empleados en los fluidos de perforación. Entre los materiales frecuentemente usados para el control del pH se tiene la potasa cáustica que se utiliza en los fluidos base agua como una fuente de iones de hidróxido para controlar el pH.
- **Aditivos especiales:** se encuentran los floculantes (polímeros para remoción de los sólidos perforados), agentes para el control de corrosión (inhibidores, aminas, secuestrantes de oxígeno como sulfuro de sodio y secuestradores de sulfuro de hidrógeno como compuestos de zinc o derivados del hierro), antiespumantes (agentes de superficie activa como estereato de aluminio, siliconas orgánicas, etc.), lubricantes (como grafito, plásticos sintéticos), químicos anti-pega diferencial, etc. pp 44-50.

2.2.11 Propiedades de los fluidos de perforación

Según Gil, C. (2007), las propiedades de los fluidos de perforación son:

- **Densidad:** la densidad del fluido de perforación es el peso de un volumen dado de dicho fluido, que puede ser expresado en libras por galón (lpg), libras por pie cúbico (lbm/pe³), gramos por centímetro cúbico (g/cm³) o kilogramos por

metro cúbico (kg/m^3), o en forma de gradiente como libras por pulgada cuadrada por cada mil pies de profundidad ($\text{psi}/1000\text{ft}$). Esta propiedad está ligada con la cantidad y el peso específico de los sólidos que contiene el fluido, además es el criterio principal para el control de la presión hidrostática ejercida por la columna de líquido para controlar eficientemente las presiones de subsuelo y no exceder el gradiente de fractura.

- **Filtrado:** cuando la presión hidrostática que ejerce la columna del líquido es mayor que la presión de formación, la fase líquida del fluido de perforación se filtra a través de las paredes permeables del pozo hacia el interior de las formaciones, además se genera un revoque con la fase sólida en el exterior de estas paredes. Existen dos tipos de filtrado en el pozo, el estático en donde el fluido de perforación está en reposo y el espesor del revoque aumenta con el tiempo, y el filtrado dinámico en el cual el fluido de perforación está en movimiento, el revoque es un poco más delgado, pero la pérdida de filtrado es mayor. Existen dos métodos de laboratorio para determinar el filtrado de un lodo, el filtrado API, que se determina a unas condiciones moderadas de presión ($P=100$ psi) y a temperatura ambiente; y el filtrado HP/HT, para el cual se aplican condiciones de temperatura y presión elevadas (250°F y $P=500$ psi).
- **Alcalinidad:** la alcalinidad es el poder ácido neutralizante de una sustancia. En un fluido de perforación, la prueba debe realizarse directamente en él (P_m) o en el filtrado (M_f y P_f). Los resultados obtenidos nos brindan una estimación de la concentración de los iones hidroxilo (OH^-), carbonato (CO_3^{2-}) y bicarbonato (HCO_3^-) en el fluido, que son los directos responsables de la alcalinidad del filtrado y del fluido de perforación.
- **pH:** el potencial de hidrógeno (pH) es un valor que oscila entre 0 y 14, y proporciona el grado de alcalinidad o acidez de una sustancia, siendo los valores más bajos indicadores de acidez y los más altos, de alcalinidad. Comúnmente los fluidos de perforación deben ser alcalinos, presentando

valores de pH entre 8 y 13, esto con el objetivo de prevenir corrosión de la tubería, preservar productos orgánicos en el fluido y mantener las propiedades reológicas del mismo. pp 60-63.

2.2.12 Propiedades reológicas de los fluidos de perforación

Según Gil, C. (2007), las propiedades reológicas de los fluidos de perforación son:

- **Viscosidad de embudo:** la viscosidad de embudo se mide usando el viscosímetro de Marsh. La viscosidad de embudo se usa como indicador relativo de la condición del fluido. No proporciona suficiente información para determinar las propiedades reológicas o las características de flujo de un fluido. Debería usarse en el campo para detectar los cambios relativos en las propiedades del fluido. Además, ningún valor en particular de la viscosidad de embudo puede ser adoptado como valor representativo de todos los fluidos.
- **Viscosidad plástica:** es la resistencia de un fluido a fluir, causada principalmente por la fricción mecánica entre las partículas suspendidas y por la viscosidad de la fase fluida. Es afectada por el tamaño, concentración y forma de las partículas suspendidas en el fluido. Todo aumento en la superficie total expuesta de los sólidos se reflejará en el aumento de los valores de viscosidad plástica. Esta propiedad se calcula midiendo los esfuerzos cortantes a 600 y 300 rpm en el viscosímetro rotativo. Un aumento de la viscosidad plástica puede significar un aumento en el porcentaje de volumen de sólidos, una reducción del tamaño de las partículas de los sólidos, un cambio de la forma de las partículas o una combinación de estos efectos.

- **Punto cedente:** es la fuerza requerida para iniciar el flujo, causada por la fuerza de atracción entre las partículas, producto de la interacción de sus cargas eléctricas. La magnitud de esta fuerza es una función del tipo y concentración de los sólidos y las cargas asociadas con ellos y de la concentración iónica de las sales contenidas en la fase fluida del fluido de perforación. Es una medida independiente del tiempo.
- **Fuerza gel:** cuando un fluido de perforación ha sido sometido a velocidades de corte cero o casi cero durante cierto tiempo, el fluido tiende a desarrollar una estructura de gel rígida o semirígida. Esta propiedad de los fluidos se llama tixotropía. Esta propiedad permite que el fluido mantenga las partículas en suspensión cuando se ha detenido la circulación en el pozo. La mayoría de los fluidos de perforación base agua demuestran esta propiedad, debido a la presencia de partículas cargadas eléctricamente o polímeros especiales que se enlazan entre sí para formar una matriz rígida. Las indicaciones de esfuerzo de gel tomadas con el viscosímetro rotativo a intervalos de 10 segundos, 10 minutos, y 30 minutos, proporcionan una medida del grado de tixotropía presente en el fluido. La resistencia del gel formado depende de la cantidad y del tipo de sólidos en suspensión, del tiempo, de la temperatura y del tratamiento químico. pp 50-55.

2.2.13 Factores que afectan la reología

Según Gil, C. (2007), los factores que afectan la reología son:

- **Presión:** ejerce poco efecto sobre la reología de los fluidos base agua, pero afecta significativamente a los fluidos base aceite o petróleo.

- **Temperatura:** la viscosidad decrece a medida que aumenta la temperatura, ya que existe un mayor desorden molecular en el fluido causando una mayor distancia entre las moléculas.
- **Tiempo:** la resistencia de gel es una manifestación de la dependencia del tiempo, en fluidos tixotrópicos. La estructura gel sólo se desarrolla después de un periodo de tiempo en que el fluido ha sido sometido a una velocidad de corte igual a cero. p 50.

2.2.14 Modelos reológicos

Según Gil, C. (2007), son modelos matemáticos que describen el comportamiento del flujo de un fluido expresando una relación matemática entre el esfuerzo de corte y la velocidad de corte. El uso de estos modelos requiere medidas del esfuerzo de corte a dos o más velocidades de corte, con las cuales se calcula el esfuerzo a cualquier otra velocidad de corte.

- **Modelo newtoniano:** en estos fluidos, el esfuerzo de corte es directamente proporcional a la velocidad de corte. La viscosidad de un fluido newtoniano es la pendiente de esta línea de esfuerzo de corte/velocidad de corte. El esfuerzo de cedencia (esfuerzo requerido para iniciar el flujo) de un fluido newtoniano siempre será cero. Los fluidos newtonianos no suspenderán los recortes y el material densificante bajo condiciones estáticas. Cuando los fluidos newtonianos (agua dulce, agua salada, salmueras y aceites) son usados para perforar, el pozo debería ser sometido a circulaciones o barridos de limpieza periódicamente y antes de realizar los viajes. El esfuerzo de corte debe ser medido a distintas velocidades de corte para caracterizar las propiedades de

flujo de un fluido. Sólo se requiere una medida, porque el esfuerzo de corte es directamente proporcional a la velocidad de corte para un fluido newtoniano.

- **Modelo plástico de Bingham:** el modelo de Flujo Plástico de Bingham ha sido usado más frecuentemente para describir las características de flujo de los fluidos de perforación. Éste es uno de los más antiguos modelos reológicos que son usados actualmente. Este modelo describe un fluido en el cual se requiere una fuerza finita para iniciar el flujo (punto cedente) y que luego demuestra una viscosidad constante cuando la velocidad de corte aumenta (viscosidad plástica). Debido a que el modelo asume comportamiento verdaderamente plástico, el índice de flujo de un fluido que concuerde con este modelo debe tener $n=1$. Lamentablemente, no es frecuente que esto ocurra y el modelo por lo común predice en exceso los esfuerzos de punto cedente (esfuerzo de corte a una velocidad de corte cero) en un 40% a 90%.
- **Modelo de la ley exponencial:** describe un fluido en el cual el esfuerzo de corte graficado en función de la tasa de corte es una línea recta, cuando se utiliza un papel de coordenadas logarítmicas. Debido a que se aproxima más al comportamiento de un fluido de perforación a bajas tasas de corte, en comparación con el modelo plástico de Bingham, con frecuencia se emplea para monitorear las características de suspensión y calcular la pérdida de presión del fluido en el anular. Este modelo describe el comportamiento reológico de fluidos de perforación base polímero que no presentan esfuerzo de punto cedente, por ejemplo, salmueras claras viscosificadas. Algunos fluidos viscosificados con biopolímeros se pueden describir también por comportamiento de la ley de la potencia.
- **Modelo de Herschel-Bulkley (ley exponencial modificada):** debido a que la mayoría de los fluidos de perforación presentan esfuerzo cortante, el modelo de Herschel-Bulkley describe el comportamiento reológico de los fluidos de perforación con mayor exactitud que ningún otro modelo. Este combina las

características de los modelos newtoniano, plástico de Bingham y de la ley exponencial. pp 56-60.

2.3 DEFINICIÓN DE TÉRMINOS BÁSICOS

- **Aditivo:** según el manual de MI SWACO (2001), es cualquier material agregado a un fluido de perforación para lograr un propósito en particular. p B2.
- **Agente puenteante:** como indica Gil, C. (2007), son sólidos de granulometría controlada suspendidos en el fluido de perforación y que forman el revoque. p 64.
- **Arcilla:** de acuerdo a lo planteado por Gil, C. (2007), es tierra finamente dividida, constituida por agregados de silicatos de aluminio hidratados que procede de la descomposición de minerales de aluminio. Existen distintos tipos de arcillas, dependiendo de las impurezas que ésta posea, por ejemplo, lutitas. p 64.
- **Daño a la formación:** según Gil, C. (2007), 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. p 65.
- **Montmorillonita:** como indica Gil, C. (2007), arcilla mineral comúnmente usada como aditivo en los fluidos de perforación. La montmorillonita de sodio es el componente principal de la bentonita. La estructura de la montmorillonita está caracterizada por una forma que consiste en una hoja fina de tipo laminar con una anchura y amplitud indefinida, y un espesor igual al de la molécula. El espesor unitario de la molécula se compone de tres capas. Iones se adhieren a la superficie, pudiendo ser reemplazados. La montmorillonita de calcio es el componente principal de las arcillas de bajo rendimiento. p 67.

- **Polímeros:** de acuerdo a lo planteado por el manual de MI SWACO (2001), 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. p B17.
- **Rendimiento:** según el manual de MI SWACO (2001), es un término usado para definir la calidad de una arcilla, describiendo el número de barriles de una lechada de viscosidad determinada (centipoise) que pueden ser preparados con una tonelada de arcilla. p B19.
- **Revoque:** como indica el manual de MI SWACO (2001), los sólidos suspendidos que se depositan sobre un medio poroso durante el proceso de filtración. p B19.
- **Tixotropía:** es la propiedad de un fluido que hace que éste desarrolle una estructura rígida o semirígida de gel cuando está en reposo, pero que puede volver a un estado fluido bajo agitación mecánica. Este cambio es reversible. Gil, C. (2007).P.68.

CAPÍTULO III

MARCO METODOLÓGICO

3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN

La investigación que se desarrolló fue del tipo descriptiva, porque se estableció la composición de las muestras de agua de formación tanto de Jusepín como de Morichal, para la formulación de fluidos de perforación a base de agua. De acuerdo con lo anteriormente planteado, Arias F. (2006) indica “la investigación descriptiva consiste en la caracterización de un hecho, fenómeno, individuo o grupo, con el fin de establecer su estructura o comportamiento.” (p 24).

3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

Esta investigación se llevó a cabo siguiendo un diseño experimental, debido a que se manipularon las distintas cantidades de agua de formación y aditivos necesarios para la formulación de fluidos de perforación, para analizar el comportamiento de las propiedades de los mismos.

Arias F. (2006) indica “este diseño es un proceso que consiste en someter a un objeto o grupos de individuos a determinadas condiciones, estímulos o tratamientos (variable independiente) para observar los efectos o reacciones que se producen (variable dependiente)” (p 33).

3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA

La población de la investigación estuvo referida a todos aquellos elementos u objetos en estudio, al respecto, Arias F. (2006) expresa: “la población es un conjunto

finito o infinito de elementos con características comunes para los cuales serán extensivas las conclusiones de la investigación. Ésta queda delimitada por el problema y por los objetivos del estudio.” (p 81).

“Como muestra se entiende a un subconjunto representativo y finito que se extrae de la población accesible.” (p 83).

Para el desarrollo de la investigación, la población y la muestra fueron iguales, estando representadas por dos muestras de agua de formación proveniente de los campos petroleros Jusepín y Morichal, respectivamente, utilizando como población referencial el agua dulce.

3.4 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO

3.4.1 Análisis físico y químico de las muestras de agua de formación para el establecimiento de su composición

En este objetivo se realizó un análisis físico-químico de las muestras provenientes de los campos Jusepín y Morichal antes y después de extraer las trazas de petróleo y sólidos suspendidos presentes en las mismas. Las trazas de petróleo fueron extraídas utilizando un papel de filtro whatman 42. Para los sólidos suspendidos se aplicó el método de centrifugación según lo establecido en la norma COVENIN 2683-90, el cual consistió en llenar los tubos centrífugos con la muestra homogeneizada, se taparon y colocaron los tubos en copas opuestas y se hizo girar en la centrífuga por 10 minutos a 1500 RPM. Luego utilizando un embudo de decantación, se dejó decantar por 48 horas los sólidos presentes, posteriormente las muestras fueron entregadas a un personal calificado en el laboratorio HIDROIL, el cual se encargó de analizarlas siguiendo los métodos estándar para análisis de agua y aguas residuales

publicado por la APHA (ver apéndice A). Las propiedades determinadas fueron: pH, conductividad, cloruro, dureza total, sulfatos, nitritos, nitratos, sólidos disueltos totales, sodio, potasio, dureza cálcica, calcio, dureza magnésica, magnesio, color, turbidez y salinidad. Otro parámetro determinado fue la densidad, la cual se calculó bajo la norma ASTM D 369 la cual consiste en pesar el picnómetro vacío y luego el picnómetro lleno, y por diferencia de peso se determinó la densidad.

$$\rho\left(\frac{\text{lb}}{\text{gal}}\right) = \frac{\text{masa del picnómetro lleno} - \text{masa del picnómetro vacío}}{\text{volumen del picnómetro}} \quad (3.1)$$

3.4.2 Formulación de fluidos de perforación con agua de formación, luego de la extracción de los sólidos y trazas de petróleo contenidos en las muestras

Una vez extraídas las trazas de petróleo y sólidos en suspensión presentes en las muestras de agua de formaciones, se determinaron los volúmenes de agua y de carbonato de calcio, respectivamente, utilizando una hoja de cálculo de Excel (Figura B-1 del apéndice B) la cual fue ajustada al respectivo balance de masas. Luego se formularon los fluidos de perforación con los aditivos que se consideraron necesarios, los cuales fueron potasa cáustica, bentonita, PAC LV y carbonato de calcio. En el volumen de agua determinado se procedió a mezclar la potasa cáustica durante 10 minutos para garantizar un pH básico de 9,5 aproximadamente y así asegurar la acción efectiva de los otros aditivos. Luego se agregó la bentonita con mucho cuidado y pausadamente para evitar que se formaran grumos imposibles de disolver (conocidos comúnmente como ojos de pescado), por lo cual se mezcló a una alta velocidad por 15 minutos, después se procedió de igual forma con el PAC LV, y finalmente se añadió el carbonato de calcio y se mezcló por 15 minutos. En la tabla N° 3.1 se muestran los aditivos utilizados en la formulación de los fluidos de perforación con su

respectivo tiempo de mezclado. Para esta investigación los fluidos de perforación se identificaron como fluido de perforación patrón (con agua dulce), fluido de perforación Jusepín y fluido de perforación Morichal.

Tabla N° 3.1 Aditivos utilizados en la formulación de los fluidos

Nombre	G.E	Tiempo de mezclado (min)	Función
Bentonita	2,5	15	Viscosificante y controlador de filtrado
Carbonato de calcio	2,7	15	Densificante y agente puenteante
PAC LV	1,600	15	Controlador de filtrado
Potasa cáustica	2,960	10	Controlador iónico

Cabe destacar que los fluidos de perforación fueron formulados para la fase superficial de perforación de hasta 1500 pies de profundidad, de la formación Mesa del campo petrolero El Furrial. A continuación se muestra la tabla N° 3.2 con los rangos establecidos para las propiedades de los fluidos de perforación para el campo el Furrial en la fase superficial.

Tabla N° 3.2 Rangos establecidos para las propiedades en el intervalo de 0-1500 pies

Parámetros	Valores (0 - 1500 pies)
Densidad	8,9 - 9,5 lb/gal
Viscosidad de embudo	40 - 45 sg/qt

Fuente: programa de perforación FUL-NAR-FN-10

Tabla N° 3.2 Rangos establecidos para las propiedades en el intervalo de 0-1500 pies (Cont)

Parámetros	Valores (0 - 1500 pies)
Viscosidad plástica	15 - 18 cPs
Punto cedente	12 - 14 lb/100pie ²
Geles 10 segundos	5 - 10 lb/100pie ²
Filtrado API	<12 cc/30 min
pH	9,5 - 10,0

Fuente: programa de perforación FUL-NAR-FN-10

3.4.3 Determinación de las propiedades físicas y químicas de los fluidos de perforación formulados

Se determinaron mediante pruebas realizadas en el laboratorio bajo el procedimiento estándar para pruebas de los fluidos de perforación base agua API RP 13B-1.

- **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, el cual se limpió 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, midiendo en ese momento el valor de la densidad.
- **Viscosidad de embudo:** manteniendo el embudo de Marsh. en posición vertical, se tapó el orificio con un dedo y se vertió el fluido de perforación a través de la malla, hasta que el nivel del fluido llego a la parte inferior de la misma, retirando inmediatamente el dedo del orificio y midiendo el tiempo

requerido para que el fluido de perforación llenara el vaso receptor hasta el nivel indicado en el vaso.

- **Viscosidad plástica:** usando el viscosímetro rotativo, se colocó una muestra del fluido de perforación 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 (cPs).

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:

$$P_c = L_{300} - V_p \quad (3.3)$$

- **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 y 30 minutos respectivamente.

- **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 perforación hasta $\frac{1}{4}$ 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 perforación 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 perforación 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 atornilló 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.
- **pH:** usando un peachimetro previamente calibrado, se colocó éste dentro de la muestra de fluido de perforación a probar, esperando unos 60 segundos para que la indicación se estabilizara.

- **Alcalinidad del fluido de perforación:** determinada midiendo un (1) ml de fluido de perforación 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 perforación.
- **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 pipeta, 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 pipeta, 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:

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

- **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:

$$\frac{\text{mg}}{1} \text{ dureza total como } \text{Ca}^{+2} = \frac{\text{ml de versenato estándar} \times 400}{\text{ml de muestra}} \quad (3.5)$$

- **Contenido de Cal:** se determinó utilizando la siguiente ecuación:

$$\text{Cal (lb/bbl)} = 0,26 \times (\text{Pm} - \text{FwPf}) \quad (3.6)$$

Dónde:

Fw = fracción volumétrica del agua en el fluido de perforación.

3.4.4 Comparación estadística de las propiedades físicas y químicas de los fluidos formulados con un fluido patrón

Se realizó una comparación estadística entre las propiedades físicas y químicas del fluido patrón (con agua dulce) con los fluidos formulados con el agua de formación, cuyas propiedades fueron medidas un mínimo de tres veces por cada muestra de agua. Esta comparación estadística se hizo mediante análisis de la varianza (ANOVA), utilizando como herramienta el programa Statgraphics plus 15. El ANOVA es un método para comparar dos o más medias para determinar cuáles son significativamente diferentes de otras, y

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

3.5 INSTRUMENTOS Y TÉCNICAS PARA LA RECOLECCIÓN DE INFORMACIÓN

Las técnicas que se emplearon como herramientas durante el proceso de recolección de información fueron la observación y revisión documental, usando como instrumentos equipos de laboratorio como pHmetro, centrífuga, viscosímetro rotacional, entre otros, además de computadoras, papel y lápiz.

3.6 RECURSOS

- **Recursos Humanos:** para la realización de esta investigación se contó con la valiosa colaboración de los profesores de la Escuela de Ingeniería de Petróleo de la Universidad de Oriente, Núcleo de Monagas. el personal técnico de la empresa PROAMSA, MI SWACO y el laboratorio HIDROIL.
- **Recursos materiales y bibliográficos:** para este trabajo se contó con las muestras de agua de formación, equipos de computación, impresoras, fotocopadoras, escáner, papelería en general, así como también materiales bibliográficos como tesis relacionadas con el tema y textos que fueron de utilidad para sustentar el trabajo de investigación.

- **Recursos económicos:** esta investigación fue financiada por los realizadores del trabajo de investigación.



CAPÍTULO IV

ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

4.1 ANÁLISIS FÍSICO Y QUÍMICO DE LAS MUESTRAS DE AGUA DE FORMACIÓN PARA EL ESTABLECIMIENTO DE SU COMPOSICIÓN

Se realizó un análisis físico-químico de las muestras de agua de formación provenientes de los campos Jusepín y Morichal, antes y después de la extracción de los sólidos y trazas de petróleo contenidos en las muestras, para observar si existían algunas variaciones, mostrándose los resultados en la tabla N° 4.1. Para esta investigación se tomaron como valores representativos los resultados de las muestras sin trazas de petróleo para establecer la clasificación de dichas aguas de formación.

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

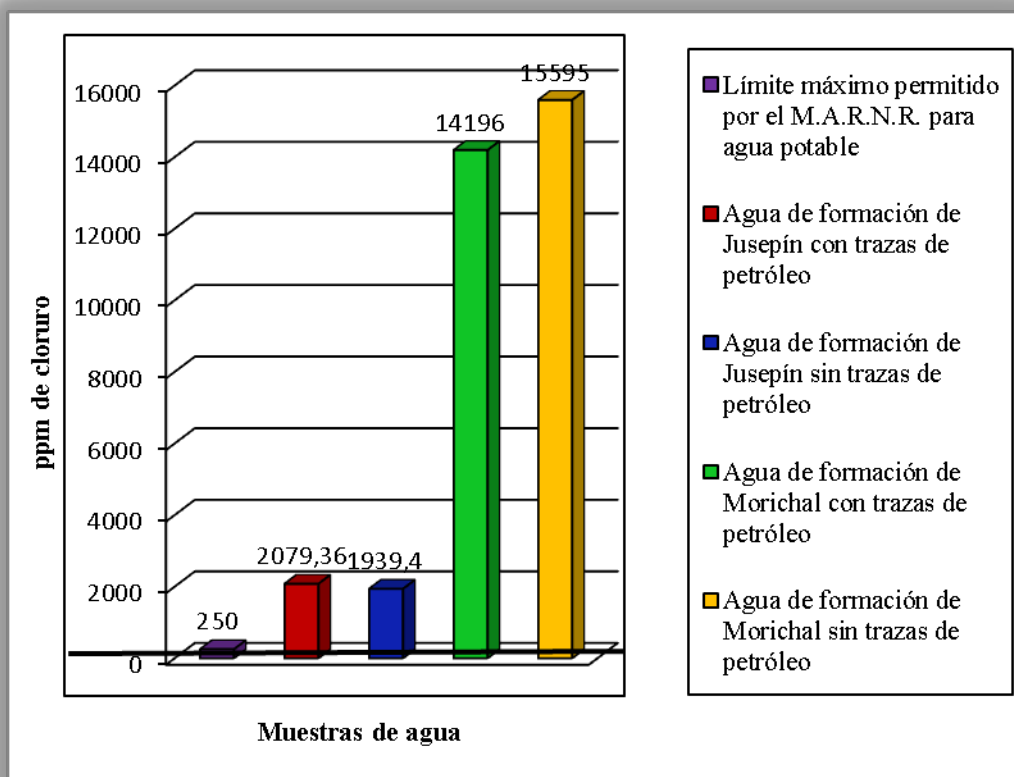
Parámetros	Muestra de Jusepín con trazas de petróleo	Muestra de Jusepín sin trazas de petróleo	Muestra de Morichal con trazas de petróleo	Muestra de Morichal sin trazas de petróleo
Calcio (ppm)	14,42	16,03	894,6	921,8
Cloruro (ppm)	2079,36	1939,40	14196	15595
Color	40	10	35	5
Conductividad ($\mu\text{S}/\text{cm}$)	8864	8830	46000	45800
Densidad (lb/gal)	8,32	8,33	8,38	8,44
Dureza cálcica (ppm)	36	40	2180	2300
Dureza magnésica (ppm)	184	144	500	400
Dureza total (ppm)	220	184	2680	2700

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

Parámetros	Muestra de Jusepín con trazas de petróleo	Muestra de Jusepín sin trazas de petróleo	Muestra de Morichal con trazas de petróleo	Muestra de Morichal sin trazas de petróleo
Magnesio (ppm)	44,71	35	89,50	97,2
Nitratos (ppm)	6,60	6,25	8,50	12,5
Nitritos (ppm)	6,08	5,65	10,10	10,80
pH	8,22	8,31	6,88	7,50
Potasio (ppm)	18,50	14,35	19,30	16,75
Salinidad (%)	0,48	0,47	27,9	27,6
Sodio (ppm)	1876,75	1258	10117	9209
Sólidos disueltos totales (ppm)	4474	4458	26800	26500
Sulfatos (ppm)	86	72	98	110
Temperatura (°C)	25,8	25,8	25,8	25,8
Turbidez (ntu)	10	7	1,50	1

El análisis físico-químico de las muestras presentado en la tabla N° 4.1 fue necesario para determinar la clasificación de las aguas de formación, la cual se realizó utilizando dos métodos de acuerdo a los parámetros determinados. El primer método fue el establecido por Sulin (1946), quien propuso un sistema de clasificación de aguas teniendo en cuenta las concentraciones de los iones sodio (Na^+) y cloruro (Cl^-), siendo el agua de formación tanto de Jusepín como de Morichal, de tipo connata debido a que la relación entre dichos iones es menor a 1, de acuerdo a lo citado por Bermúdez, F. y Raduan J. (2011). El segundo método fue el sistema establecido por Hem (1970), el cual se basa en el contenido de sólidos disueltos totales del agua, siendo el agua de formación de Jusepín salobre, ya que su concentración se encuentra entre 1.000 y 10.000 mg/l, mientras que el agua de formación de Morichal se

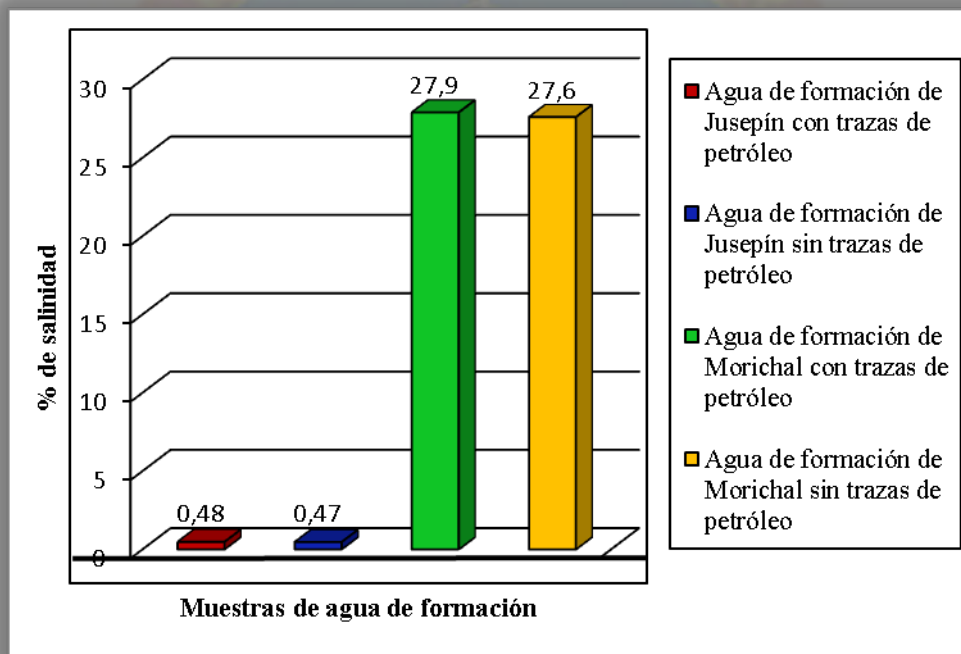
considera salina porque su concentración se encuentra entre 10.000 y 35.000 mg/l (tabla N° 4.1).



Gráfica N° 4.1 Concentración de cloruro presente en las muestras de agua

En la gráfica N° 4.1 se puede observar que las lecturas de las concentraciones de cloruro fueron altas 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 250 ppm (información obtenida de un análisis de agua potable realizado por el laboratorio HIDROIL, ver figura A-3 del apéndice A). Para el agua de formación de Jusepín, el resultado obtenido puede ser debido a que ésta proviene de la Formación Naricual, la cual se considera que se encuentra depositada en aguas con fluctuaciones de dulces a

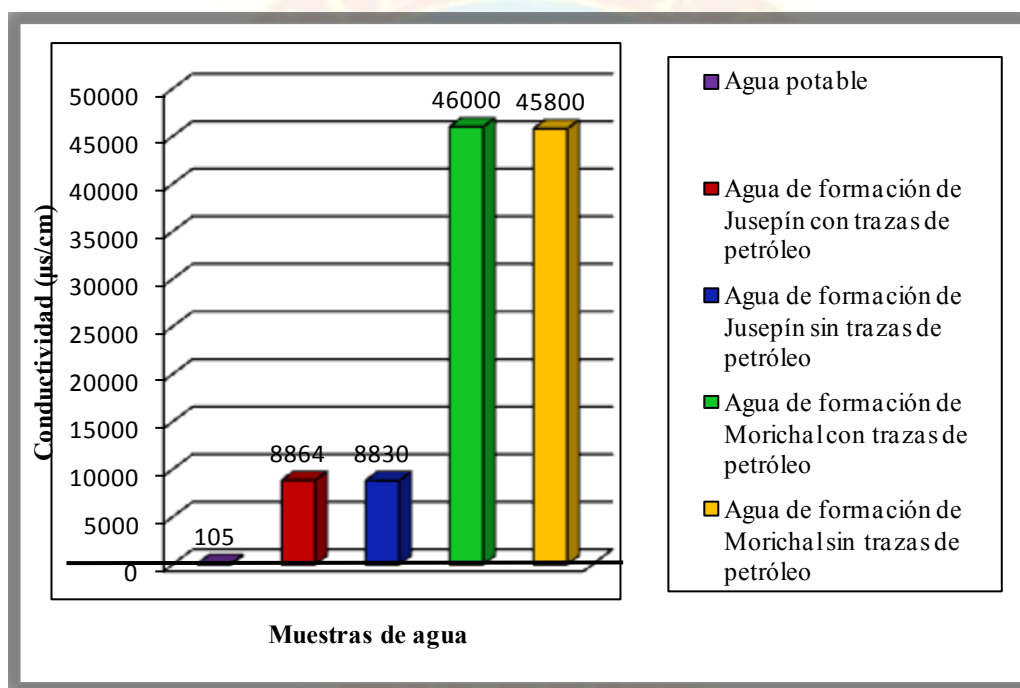
salobres, la microfauna que presenta es típica de ambientes de aguas muy salobres y algunas señalan condiciones de baja salinidad tales como las que prevalecen en bahías y lagunas costeras. En cambio para el agua de formación proveniente del campo Morichal, Formación Oficina, el contenido de cloruro obtenido pudo ser ocasionado por la salinidad de los mares presentes cuando los sedimentos se depositaron, la proximidad de los mismos a antiguas desembocaduras de ríos con sus aguas más dulces y por último el incremento de la concentración salina por lixiviación cuando los sedimentos se estaban depositando.



Gráfica N° 4.2 Porcentaje de salinidad de las muestras de agua de formación

En la gráfica N° 4.2 se pudo observar el porcentaje de salinidad de las muestras de agua de formación, que es una medida de la cantidad total de sales disueltas presentes en dichas muestras. Según el Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales Renovables, el porcentaje de salinidad para el agua potable es cero. Comparando los

iones presentes en ambas muestras de agua de formación antes y después de extraer las trazas de petróleo, se observó en la tabla N° 4.1 que los iones predominantes son cloruro, sodio y calcio, lo cual favorece la formación de cloruro de sodio (NaCl) en el agua de formación de Morichal, ya que este es un compuesto iónico formado por el catión sodio (Na^+) y el anión cloro (Cl^-) y al tener las muestras de agua de formación de Morichal mayor presencia de iones salinos con respecto a las muestras de agua de formación de Jusepín, su porcentaje de salinidad será mayor.

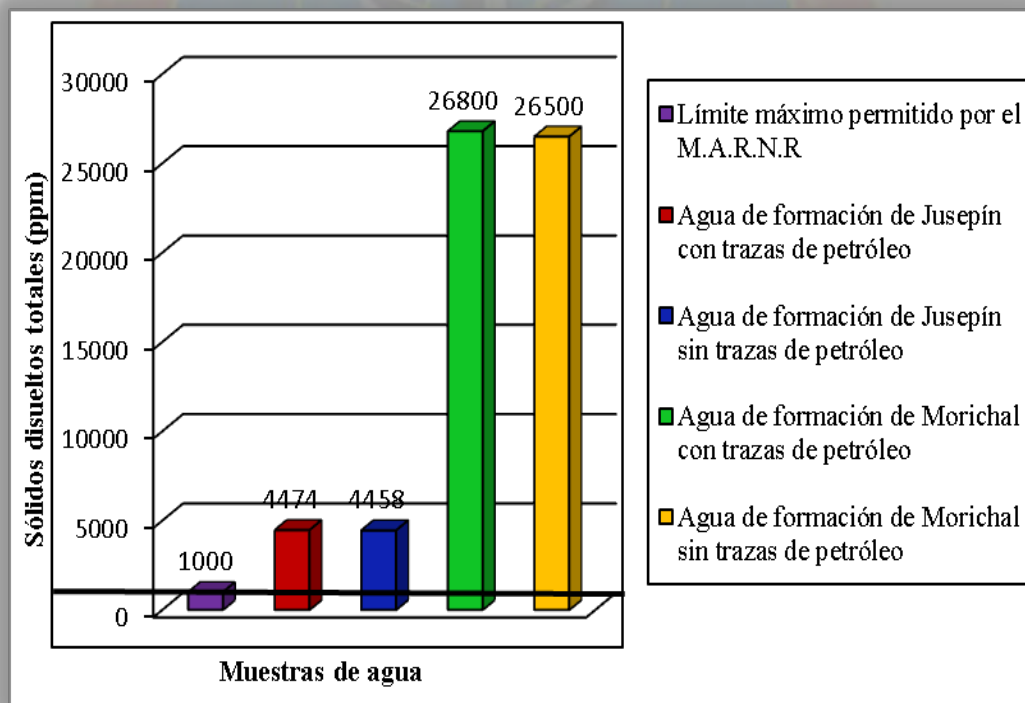


Gráfica N° 4.3 Conductividad de las muestras de agua

Según el Ministerio del Ambiente y Recursos Naturales Renovables, para la conductividad eléctrica no existe un valor máximo aceptable, por lo que para este caso se comparó en la gráfica N° 4.3 con el valor obtenido de un análisis de agua potable realizado por el laboratorio HIDROIL, (ver figura A-3 del apéndice A), el cual era de 105 $\mu\text{s}/\text{cm}$, evidenciándose la alta conductividad que tienen las muestras de agua de formación de Jusepín y Morichal con respecto a ésta, debido a la presencia

del enlace iónico formado por el cloruro de sodio, que se ioniza en solución, disociándose en iones (aniones y cationes) dejando electrones libres que permiten el flujo de corriente eléctrica.

En la gráfica N° 4.4, 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, las muestras de agua de formación de Morichal son las que contienen la mayor cantidad de dichos sólidos, ya que estos son los iones de magnesio, calcio, sodio, potasio, cloruro, sulfatos, entre otros, en forma de sales disueltas.



Gráfica N° 4.4 Concentración de sólidos disueltos totales presentes en las muestras.

Otro de los parámetros determinados fue la densidad de las muestras de agua de formación., siendo esta menor cuando dichas muestras contenían las trazas de petróleo (comparando los resultados entre la muestra con trazas de petróleo y la muestra sin trazas de petróleo), lo que era de esperarse, ya que el petróleo es menos denso que el agua, por eso al este ser extraído de las muestras, aumentó la densidad de las mismas. En el caso del agua de formación de Morichal, ésta presentó mayor densidad que el agua potable cuya densidad es de 8,33 lb/gal, debido a la cantidad de iones salinos que contenía, aumentando de esta manera la masa con respecto al volumen. Cabe 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 perforación.

Con respecto a los valores de pH, 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 ácidos que influyeron en la medición del pH, el cual es la medida de acidez de una disolución.

En cuanto a la dureza del agua, ésta es causada por la concentración de iones de calcio y magnesio presentes en las muestras de agua de formación. De las muestras analizadas se observó en la tabla N° 4.1 que el agua de formación de Morichal presenta una alta dureza tanto cálcica como total de 2300 y 2700 ppm respectivamente, comparándola con el límite máximo permitido por el Ministerio del Ambiente y Recursos Naturales Renovables que es de 200 y 250, respectivamente (información obtenida de un análisis de agua potable realizado por el laboratorio HIDROIL, ver figura A-3 del apéndice A), debido a la cantidad de iones de calcio que contiene dicha agua de Morichal con respeto a la muestra de Jusepín, cuyos valores de dureza cálcica y total fueron de 40 y 184 ppm.

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

La formulación de los fluidos de perforación se realizó luego de la extracción de los sólidos y trazas de petróleo contenidos en las muestras como se indicó en el objetivo anterior y se puede observar en la tabla N° 4.1. Por asesoría de un ingeniero de fluidos de la empresa MI-SWACO se decidió utilizar como densificante el Carbonato de Calcio, debido a que en la primera etapa de la perforación no hay altas presiones de la formación que controlar y por lo tanto no se requiere de grandes densidades, además este aditivo se usa para alcanzar hasta 12 lb/gal, minimiza el daño a las formaciones productoras y actúa también como un agente puenteante.

En base a los resultados obtenidos en la tabla C-1 del apéndice C, se necesitó del uso de un controlador de filtrado para poder obtener el filtrado dentro de lo establecido en la tabla N° 3.2, por lo cual se realizó una nueva formulación mostrada en la tabla N° 4.2, cuyos resultados se pueden observar en la tabla C-2 del apéndice C.

Tabla N° 4.2 Segunda formulación para el fluido de perforación patrón

Formulación	Concentración fluido patrón
Volumen de agua (ml)	320,145
Potasa caústica (lbs)	0,1
Bentonita (lbs)	15
PAC LV (lbs)	0,75
Carbonato de calcio (lbs)	63,1007

Después de realizar varias formulaciones (ver en apéndice B) hasta lograr adaptar las propiedades de los fluidos de perforación a la tabla referencial (tabla N° 3.2), se obtuvo la formulación óptima para cada fluido mostrándose en la tabla N° 4.3. Cabe destacar que para el fluido de perforación Jusepín y Morichal se requirió mayor cantidad de bentonita en comparación con el fluido de perforación patrón, para obtener los valores de viscosidad plástica, viscosidad de embudo, punto cedente y geles de la tabla referencial N° 3.2, ya que la salinidad que presentaban dichas aguas, impidió el intercambio catiónico de la bentonita, además de que el agua salada inhibe y encapsula la arcilla, por lo que ésta no se hidrató y no reaccionó completamente (ver apéndice C). Es por esto que para el fluido de perforación de Morichal se decidió prehidratar la bentonita en 50% de agua dulce por un período de 24 horas y luego se mezcló con 50% de agua de formación de Morichal, sin embargo no se lograron obtener los resultados esperados de la tabla N° 3.2. Por esta razón y por asesoría de parte del personal de la empresa PROAMSA, se prehidrató la bentonita en 75% de agua dulce por 24 horas y luego se mezcló con 25% de agua de formación de Morichal.

Tabla N° 4.3 Formulación óptima para cada fluido de perforación

Formulación	Concentración fluido patrón	Concentración fluido Jusepín	Concentración fluido Morichal
Volumen de agua (ml)	320,04	319,515	323,155
Potasa cáustica (lb)	0,1	0,35	0,35
Bentonita (lb)	16,5	27,5	18,5
PAC LV (lb)	0,75	0,75	0,75
Carbonato de calcio (lb)	61,6838	51,0168	51,8182

4.3 DETERMINACIÓN DE LAS PROPIEDADES FÍSICAS Y QUÍMICAS DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN FORMULADOS

Con los fluidos de perforación elaborados se procedió a medir el pH, densidad, reología y filtrado de los mismos para constatar que se encontraban cercanos a los valores establecidos en la tabla N° 3.2, los cuales fueron extraídos de un plan de perforación para la zona del Furríal. Además también se realizaron las pruebas químicas a los fluidos de perforación con la finalidad de determinar la influencia de la salinidad del agua de formación en dichos fluidos. Cabe destacar que para cada prueba se realizaron tres repeticiones (ver apéndice C) tomando los valores de las medianas como muestras representativas, las cuales se pueden observar en la tabla N° 4.4.

Tabla N° 4.4 Propiedades de los fluidos de perforación

Parámetros	Resultados fluido Patrón	Resultados fluido Jusepín	Resultados fluido Morichal
Densidad (lb/gal)	9,5	9,5	9,5
L600 (rpm)	41	43	41
L300 (rpm)	26	28	27
L200 (rpm)	20	23	22
L100 (rpm)	13	16	16
L6 (rpm)	3	5	7
L3 (rpm)	3	5	6
Gel 10 segundos (lb/100pie ²)	4	7	6
Gel 10 minutos (lb/100pie ²)	16	21	20
Gel 30 minutos (lb/100pie ²)	17	30	31
Viscosidad plástica (cPs)	15	15	14
Punto cedente (lb/100pie ²)	11	13	13

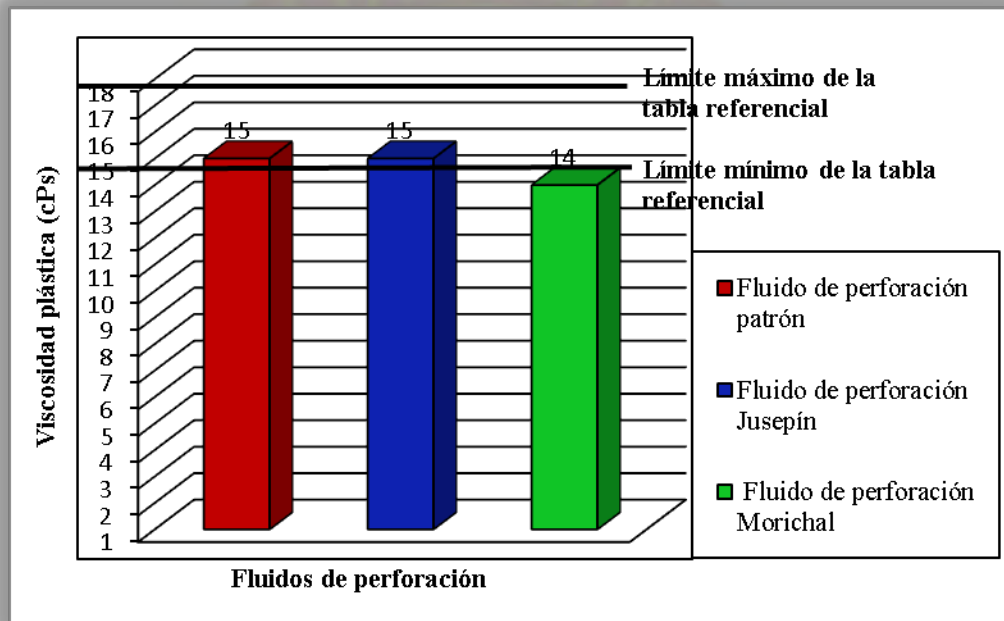
Tabla N° 4.4 Propiedades de los fluidos de perforación (Cont)

Parámetros	Resultados fluido Patrón	Resultados fluido Jusepín	Resultados fluido Morichal
Viscosidad de embudo (sg/qt)	40	41	41
pH	9,5	9,44	9,45
Filtrado API (cc/30 min)	9	10	10,2
Espesor del revoque (mm)	1	1	1
Contenido de líquidos y sólidos	92% líquido y 8% sólidos	91% líquido y 9% sólidos	90% líquido y 10% sólidos
Pf (ml)	0,1	0,5	0,3
Mf (ml)	0,4	1,6	0,6
Pm (ml)	0,1	1,6	1,3
Contenido de cal (lb/bbl)	0,26	0,31	0,27
Cloruro (mg/l)	100	2550	6800
Calcio (mg/l)	80	280	160

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, se puede apreciar en la gráfica N° 4.5 que uno de los tres valores estuvo por debajo del límite mínimo establecido en la tabla N° 3.2, sin embargo este valor se consideró aceptable, ya que de acuerdo a la experiencia de campo del técnico del laboratorio de la empresa PROAMSA, se tomó un margen de aceptación de ± 1 unidad.

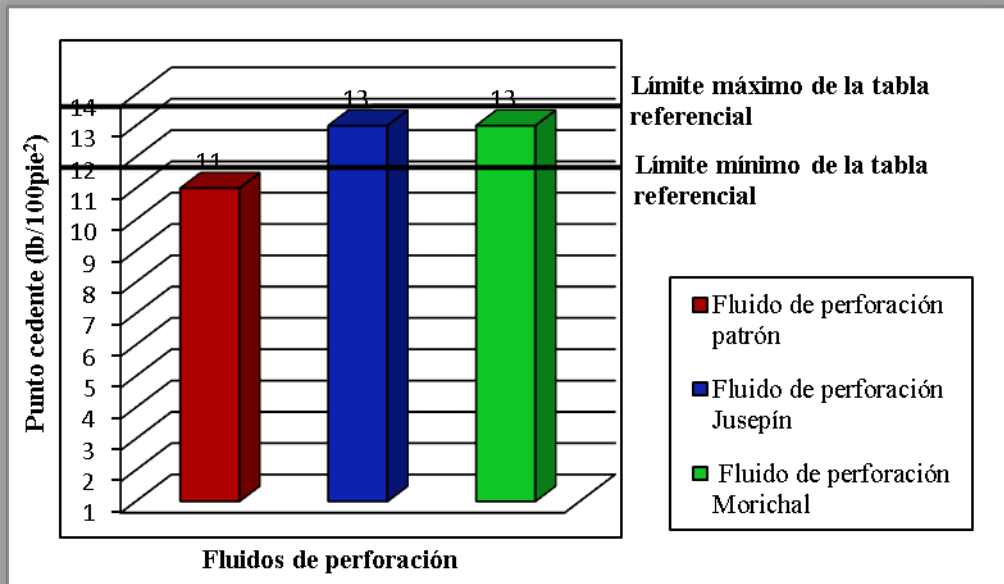
El punto cedente como lo indica en manual de MI SWACO (2001), es una medida de las fuerzas electroquímicas o de atracción dinámicas en un fluido. En la gráfica N° 4.6 se observa que los valores de punto cedente para los fluidos de

perforación tanto de Jusepín como de Morichal estuvieron dentro del rango establecido de la tabla referencial (tabla N° 3.2), mientras que el fluido patrón estuvo por debajo del límite mínimo establecido, presentando valores cercanos entre sí, a pesar de la diferencia existente entre las formulaciones realizadas, debido a que la composición química de las muestras de agua de formación afectaba directamente el viscosificante utilizado.

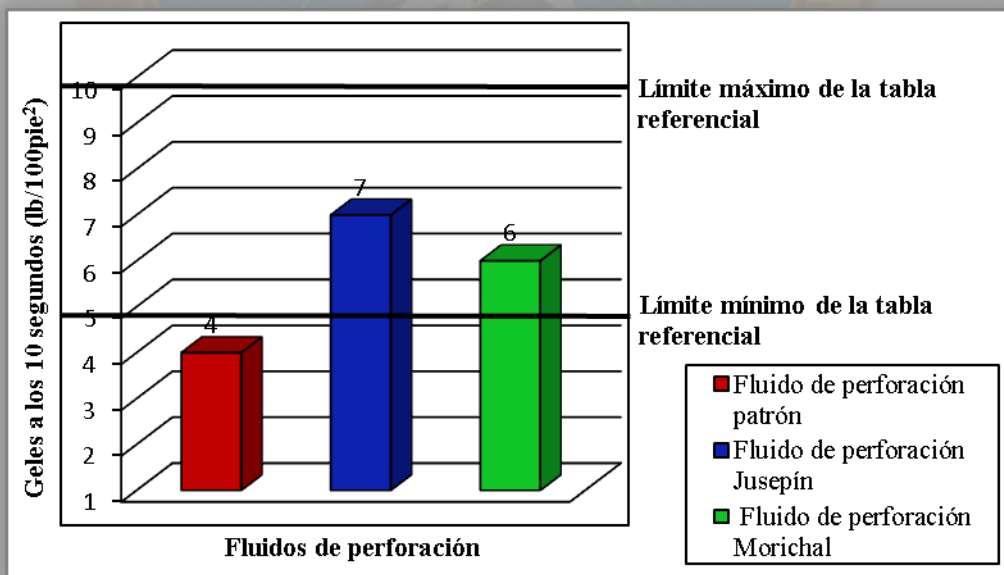


Gráfica N° 4.5 Viscosidad plástica de los fluidos de perforación

La resistencia de gel, de acuerdo a lo planteado por el manual de MI SWACO (2001), es la medida de las fuerzas de atracción estáticas en un sistema de fluido. En la gráfica N° 4.7 se puede observar que dos de los valores de resistencia de gel a los 10 segundos estuvo dentro del rango establecido. Para los geles de 10 y 30 minutos (tabla N° 4.4) se evidenció un aumento en los mismos debido a la cantidad de sólidos presentes en los fluidos de perforación y a la cantidad de viscosificante utilizado.

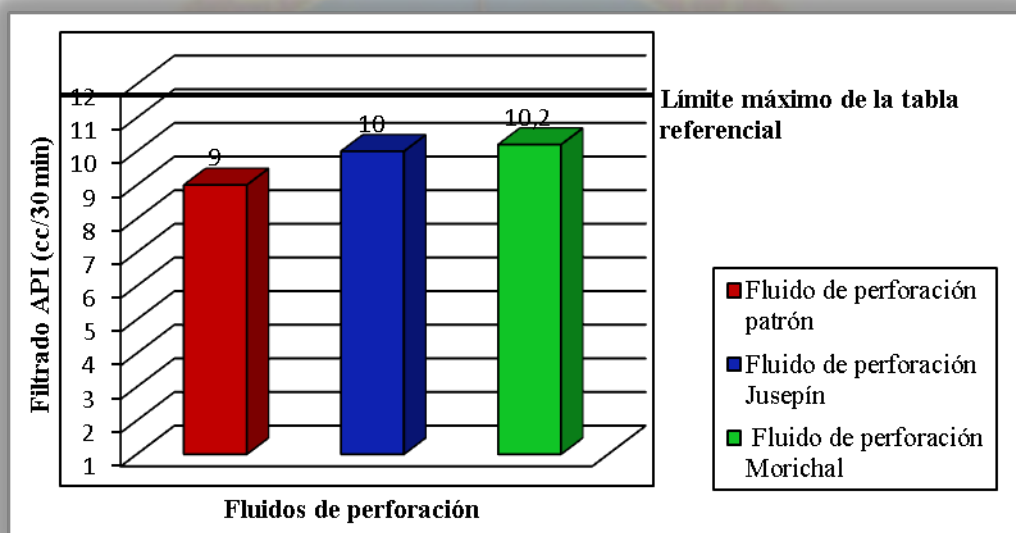


Gráfica N° 4.6 Punto cedente de los fluidos de perforación



Gráfica N° 4.7 Resistencias de gel a los 10 segundos de los fluidos de perforación

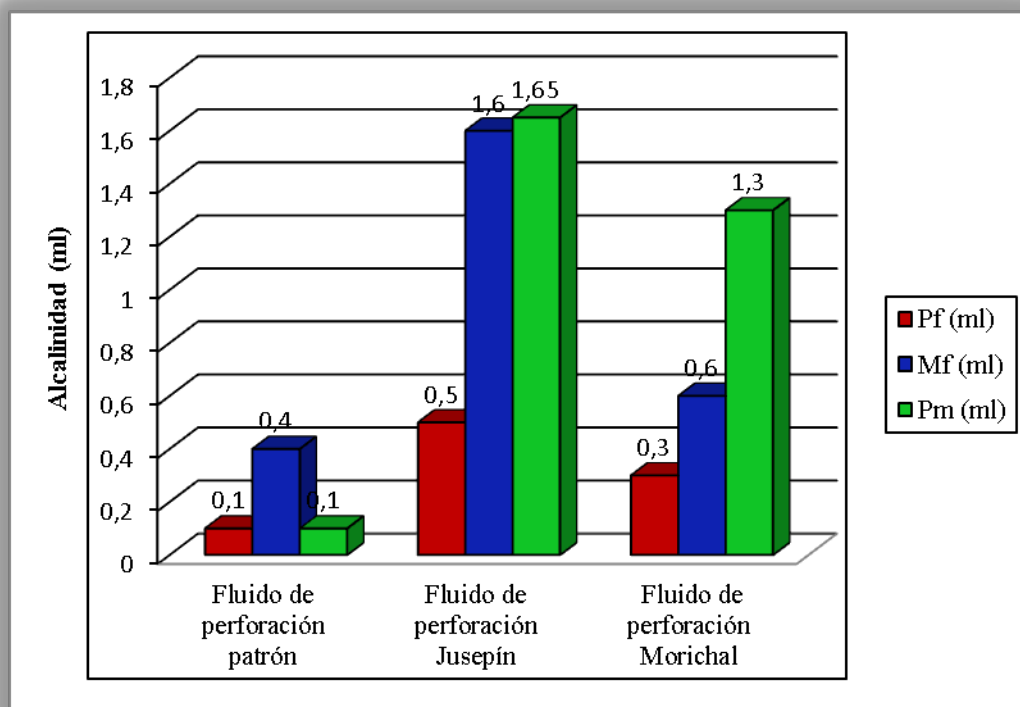
El filtrado obtenido de cada fluido de perforación estuvo por debajo del límite máximo establecido en la tabla N° 3.2, demostrando la efectividad del controlador de filtrado utilizado así como también a la cantidad de arcilla presente en el fluido, evitando de esta manera una filtración excesiva y un revoque grueso, como se puede observar en la gráfica N° 4.8 Además cabe destacar que dicho controlador de filtrado por ser un polímero, incrementaba la viscosidad de los fluidos de perforación formulados.



Gráfica N° 4.8 Filtrado API de los fluidos de perforación

Otras de las pruebas realizadas a los fluidos de perforación fue la prueba de la retorta que permitió obtener el porcentaje en volumen de los sólidos de alta y baja gravedad específica (tabla N° 3.2) presentes en los fluidos de perforación formulados. Por otro lado, es importante destacar que el pH alcanzado fue básico, asegurando la acción efectiva de los otros aditivos y evitando también la corrosión. La cantidad del controlador iónico tuvo que ser incrementada para los fluidos de perforación con agua de formación tanto de Morichal como de Jusepín, (como se

puede apreciar en el apéndice B), porque debido a la salinidad de las mismas no se lograba el valor de pH establecido en la tabla N° 3.2.

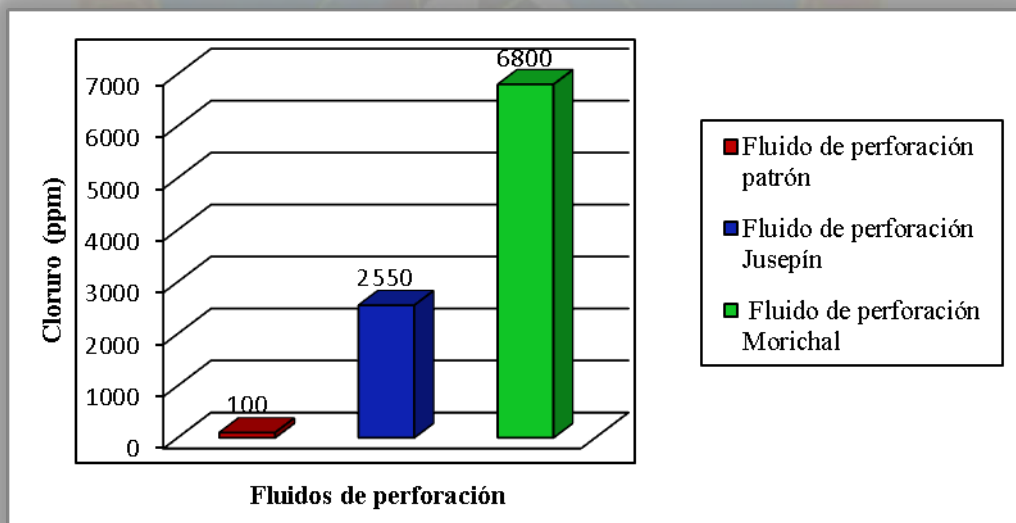


Gráfica N° 4.9 Alcalinidad de los fluidos de perforación

Según el manual de MI SWACO. (2001), el Pm es la concentración de iones hidroxilo (OH^-) presentes en el fluido, el Pf y Mf dan una medida de la concentración de iones de carbonatos (CO_3) y bicarbonatos (HCO_3) respectivamente en el filtrado. La gráfica N° 4.9 permitió observar que en los fluidos de perforación, los iones que se encuentran en mayor proporción son los iones hidróxilo, los cuales aumentan la alcalinidad de los fluidos de perforación, 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. Mientras que los iones predominantes en el filtrado son los

iones de bicarbonatos, estando en mayor proporción en el filtrado del fluido de perforación de Jusepín, debido a que este fluido fue formulado sin diluir el agua de formación. Cabe destacar que dichos iones afectan la estabilidad del hoyo, ya que son considerados como contaminantes, además por la alcalinidad tanto de los fluidos de perforación como de sus respectivos filtrados, el contenido de cal (hidróxido de calcio) fue bajo (tabla N° 4.4) porque los iones de calcio son solubles en un pH ácido a neutro.

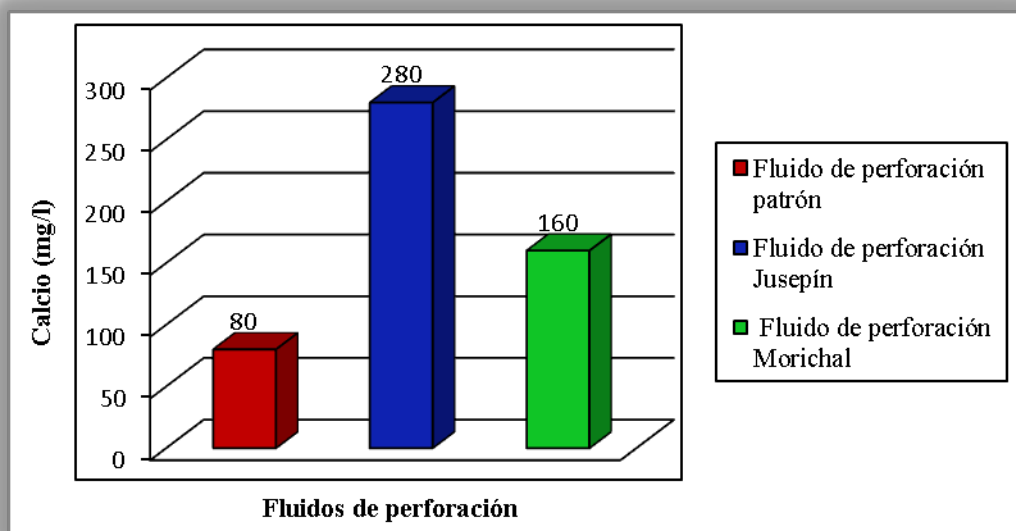
En lo que respecta a la cantidad de cloruro, en la gráfica N° 4.10 se puede observar que ésta fue mayor en el fluido de perforación de Morichal, debido a la cantidad del ión cloruro que contiene el agua de preparación de dicho fluido. Este ión es muy importante determinarlo en los fluidos de perforación, ya que afecta la reología y causa problemas de floculación.



Gráfica N° 4.10 Contenido de cloruro de los fluidos de perforación

De igual manera, en la gráfica N° 4.11 se observa que el fluido de perforación de Jusepín presentó el valor de calcio más alto, lo cual era de esperarse, ya que el

agua de formación de Morichal fue diluida y ésta era la que contenía mayor cantidad de calcio con respecto a la de Jusepín.



Gráfica N° 4.11 Contenido de calcio de los fluidos de perforación

4.4 COMPARACIÓN ESTADÍSTICA DE LAS PROPIEDADES FÍSICAS Y QUÍMICAS DE LOS FLUIDOS FORMULADOS CON UN FLUIDO PATRÓN

El análisis de varianza (ANOVA) es un método matemático creado para probar la hipótesis de que las medias aritméticas de más de dos grupos poblacionales son iguales. Para esto, 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. En la tabla N° 4.5 se muestran los P-valor de cada propiedad de los fluidos de perforación.

Con el programa estadístico Statgraphics plus 15 se realizó una prueba de mínima diferencia significativa de Fisher, aplicando un procedimiento de comparación 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.

Tabla N° 4.5 P-valor de las propiedades de los fluidos de perforación

Propiedad	P-valor
Viscosidad plástica	0,5787
Geles a los 10 segundos	0,0052
Geles a los 10 minutos	0,0000
Punto cedente	0,0032
Viscosidad de embudo	0,0270
Filtrado	0,0000
pH	0,0000
Pf	0,0000
Mf	0,0000
Pm	0,0000
Calcio	0,0000
Cloruro	0,0000

Para el caso de la viscosidad plástica el P-valor es mayor que 0,05, por lo que se acepta la hipótesis nula planteada, ya que no existe una diferencia estadísticamente significativa entre las medias de las tres variables con un nivel del 95,0% de confianza. Mientras que las otras propiedades presentaron diferencia estadísticamente significativa, por lo que para ellas se rechazó la hipótesis nula y a pesar de esto dichas propiedades se encontraron dentro del rango de aceptación establecido en la tabla N° 3.2. Para el caso del punto cedente se puede observar cuales medias son significativamente diferentes de otras en la tabla N° 4.6. Para las

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

Tabla N° 4.6 Contraste y diferencia del punto cedente de los fluidos

Contraste	Sig.	Diferencia	+/- Límites
Punto cedente patrón - Punto cedente Jusepín	*	-2,66667	1,15349
Punto cedente patrón - Punto cedente Morichal	*	-2,0	1,15349
Punto cedente Jusepín - Punto cedente Morichal		0,666667	1,15349

En el caso del punto cedente, como se puede observar en la tabla N° 4.6, no existe diferencia significativa entre los puntos cedentes de los fluidos de perforación de Jusepín 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 perforación formulados con agua de formación con respecto al fluido de perforación patrón (rechazando la hipótesis nula), debido a que estos necesitaron una mayor cantidad de bentonita para poder alcanzar el valor de punto cedente, porque la presencia de iones salinos afectaba directamente el rendimiento de este aditivo., siendo el valor del punto cedente del fluido del perforación patrón el que mejor se adaptó a la tabla referencial N° 3.2, necesiándose una menor fuerza para producir el movimiento del fluido.

CAPÍTULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- El análisis físico-químico de las muestras de agua de formación permitió conocer las concentraciones de iones salinos presentes en dichas muestras, las cuales eran mayores en el agua de formación de Morichal con respecto al agua de formación de Jusepín.
- Con el método de Sulin se clasificaron las muestras las aguas de formación tanto de Jusepín como de Morichal, de tipo connata.
- Utilizando el método de Hem el agua de formación de Jusepín se clasificó de tipo salobre y la de Morichal de tipo salina, de acuerdo a su concentración de sólidos disueltos totales.
- El agua de formación tanto de Jusepín como de Morichal pueden ser aplicadas para la formulación de fluidos de perforación a base de agua, prehidratando la bentonita previamente en agua dulce para reducir la cantidad de viscosificante a utilizar.
- La formulación de cada uno de los fluidos de perforación se vio influenciada por los iones salinos de las muestras de agua de formación, así como también por la densidad de las mismas.
- Los valores de las pruebas químicas de los fluidos de perforación formulados con agua de formación se vieron incrementados con respecto a los valores del fluido de perforación patrón, por los iones salinos presentes en el agua utilizada.
- La comparación estadística realizada a través del análisis de varianza permitió determinar que las medias de las propiedades de los fluidos de perforación como el punto cedente, geles, viscosidad de embudo, filtrado y todas las

propiedades químicas, presentaban diferencia estadísticamente significativa, siendo la viscosidad plástica la única propiedad que no presentó dicha diferencia enmarcado en un 95% de confianza.

- Las propiedades que presentaron diferencias estadísticamente significativas estuvieron dentro de los rangos de las propiedades de la tabla para la fase superficial de perforación de la formación Mesa del campo petrolero El Furrial.

5.2 RECOMENDACIONES

- Realizar estudios de toxicidad y compatibilidad del agua de formación antes de aplicarlo en la formulación de fluidos de perforación, para evaluar el efecto que pueden causar sobre los acuíferos de agua dulce.
- Si el porcentaje de salinidad en el agua de formación es igual o mayor al del agua de formación de Jusepín, prehidratar la bentonita en agua dulce durante 24 horas aproximadamente.
- Contaminar el fluido de perforación de Jusepín con sólidos de la formación Mesa del campo petrolero el Furrial y determinar las propiedades físicas y químicas para apreciar su comportamiento.
- Utilizar el agua de formación del yacimiento de la zona a perforar para que tenga mayor compatibilidad con el mismo.
- Emplear aditivos que sean compatibles con los fluidos de perforación de alto contenido de iones salinos para reducir las concentraciones necesarias de los mismos.
- Formular fluidos de completación con agua de formación como otra alternativa del uso de la misma.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

GUERRERO A; ESCOBAR S; RAMÍREZ D, 2005. Manejo de la salinidad en aguas asociadas de producción de la industria petrolera. Informe de Universidad Nacional de Colombia. 8 pp.

FERMÍN C, 2008. Evaluación del comportamiento de un fluido base agua de baja densidad para la perforación del pozo MR-0016 de la zona productora del área Manresa, Estado Monagas. Tesis de Ingeniería de petróleo. Universidad de Oriente, Venezuela.

FERRER, J; MARFISI, N. 2008, Evaluación de las propiedades de los fluidos base agua (lignosulfonato) utilizando barita y orimatita, como aditivos densificantes. Tesis de Ingeniería de Petróleo. Universidad de Oriente, Venezuela.

BERMUDEZ, F; RADUAN, J. 2011, Estudio de la prospectividad de los campos santa bárbara y pirital basado en la caracterización de las aguas formacionales. Tesis de Ingeniería de Petróleo. Universidad de Oriente, Venezuela. pp 17-22.

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.

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

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.

ARIAS F. 2006. El proyecto de investigación, Episteme, Caracas, Venezuela, pp. 26-35-81-83.

APHA, 1992. Métodos normalizados para el análisis de aguas potables y residuales, ediciones Diaz de Santos, Madrid, España, pp. 2-3, 2-14, 2-58, 2-78, 3-96, 4-77, 4-145, 4-149.

TUTORIAL DE ANÁLISIS DE AGUA. (2010). [Página web en línea]. Disponible en: <http://arturobola.tripod.com/content.htm>

SEDIMENTACIÓN Y TECTÓNICA DEL FRENTE DE MONTAÑA Y DE LA FAJA PIEMONTINA EN LA REGIÓN DE BOCA DE UCHIRE - SABANA DE UCHIRE, ESTADO ANZOATEGUI. (1997). [Página web en línea]. Disponible en: <http://www.pdv.com/lexico/excursio/exc-77e.htm>

YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS EN VENEZUELA. (1997). [Página web en línea]. Disponible en: http://www.gc.usb.ve/GeoPetroleo/WEC_VENEZUELA_97/SPANISH/CAP_2.PDF



APÉNDICES



Apéndice “A”

Análisis de las muestras de agua de formación

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

- **pH:** se determinó mediante el método 4500-H⁺ 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 peachimetro 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 argentometría mediante el método 4500 Cl⁻ 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 H₂SO₄ 1N, se agregó un (1) ml de solución indicadora cromato de potasio K₂CrO₄, titulando con nitrato de plata AgNO₃ 0,0141 N hasta un punto final rojizo. Los cálculos se realizaron por la siguiente ecuación:

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

Dónde:

A = ml para la titulación de la muestra.

B= ml para la titulación de blanco.

N = normalidad del AgNO₃.

- **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 CaCO₃ equivalente a 1 ml de titulante EDTA.

- **Sulfatos:** se determinó por turbidimetría mediante el método 4500 SO₄²⁻ E 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 en un matraz Erlenmeyer de doscientos cincuenta (250) ml, añadiéndose veinte (20) ml de una solución tampón y una cucharada de cristales de cloruro de bario (BaCl₂) agitándose durante sesenta (60) segundos a velocidad constante. Luego se colocó la solución en la cubeta del fotómetro y se midió la turbidez a los cinco (5) minutos. Se calculó la concentración de sulfato en la muestra comparando con la curva de calibración preparada.

$$\frac{\text{mg}}{\text{l}} \text{ de SO}_4 = \frac{\text{mg SO}_4^{2-} \times 1000}{\text{ml de la muestra}} \quad (\text{A.3})$$

- **Nitritos:** se usó el método colorimétrico 4500-NO₂⁻ B de los métodos normalizados para el análisis de agua y aguas residuales publicado por la APHA. Se removieron los sólidos suspendidos en cincuenta (50) ml de la muestra de agua, utilizando un filtro de membrana cuyo diámetro de los poros era de 0,45 μm. Luego se le agregaron dos (2) ml del reactivo de color y se mezcló. Por fotometría, entre diez (10) minutos y dos (2) horas después de la adición de reactivo de color a las muestras, se midió la absorbancia a quinientos cuarenta y tres (543) ηm.
- **Nitratos:** se realizó por el método 4500-NO₃⁻ B de los métodos normalizados para el análisis de agua y aguas residuales publicado por la APHA. En cincuenta (50) ml de muestra filtrada se agregó un (1) ml de ácido clorhídrico (HCl). Se midió por espectrofotometría, utilizando una longitud de onda de doscientos veinte (220) ηm para obtener NO₃⁻ de lectura y una longitud de onda de doscientos setenta y cinco (275) ηm para determinar la interferencia debida a la materia orgánica disuelta. Luego se calculó restando dos veces la lectura de absorbancia a doscientos setenta y cinco (275) ηm de la lectura a doscientos veinte 220 ηm para obtener la absorbancia debido a los nitratos NO₃⁻, con la cual se determinó la concentración de la muestra directamente de la curva estándar para nitratos.
- **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).

- **Sodio:** se usó el método 3500 Na-D de los métodos normalizados para el análisis de agua y aguas residuales publicado por la APHA. Utilizando espectrofotometría de absorción atómica por emisión a la llama de quinientos ochenta y nueve (589) nm, se introdujo la muestra de agua y se leyó el porcentaje de lectura, determinando las partes por millón de Na^+ con la curva de estándar para sodio.
- **Potasio:** se realizó mediante el método 3500-K D de los métodos normalizados para el análisis de agua y aguas residuales publicado por la APHA. Utilizando espectrofotometría de absorción atómica por emisión a la llama de 766,5 nm, se introdujo la muestra de agua y se leyó el porcentaje de lectura, obteniendo las partes por millón de K^+ con la ayuda de una curva estándar para potasio.
- **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:

$$\text{mg} \frac{\text{Ca}}{1} = \frac{A \times B \times 400,8}{\text{ml de muestra}} \quad (\text{A.5})$$

$$\text{Dureza de calcio como mg de} \frac{\text{CaCO}_3}{1} = \frac{A \times B \times 1000}{\text{ml de muestra}} \quad (\text{A.6})$$

Dónde:

A = ml de reactivo de titulación para la muestra.

B = mg de CaCO_3 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:

$$\text{mg} \frac{\text{Mg}}{1} = \text{dureza total} - \text{dureza cálcica} \quad (\text{A.7})$$

- **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.
- **Color:** se determinó mediante el método visual 2120 B de los métodos normalizados para el análisis de agua y aguas residuales publicado por la APHA. Se observó el color de la muestra llenando con ésta un tubo de Nessler hasta la marca de cincuenta (50) ml, utilizando discos de comparación de concentración platino-cobalto. Luego se obtuvo el valor del color de la muestra utilizando la siguiente ecuación y la tabla D-1 del apéndice D:

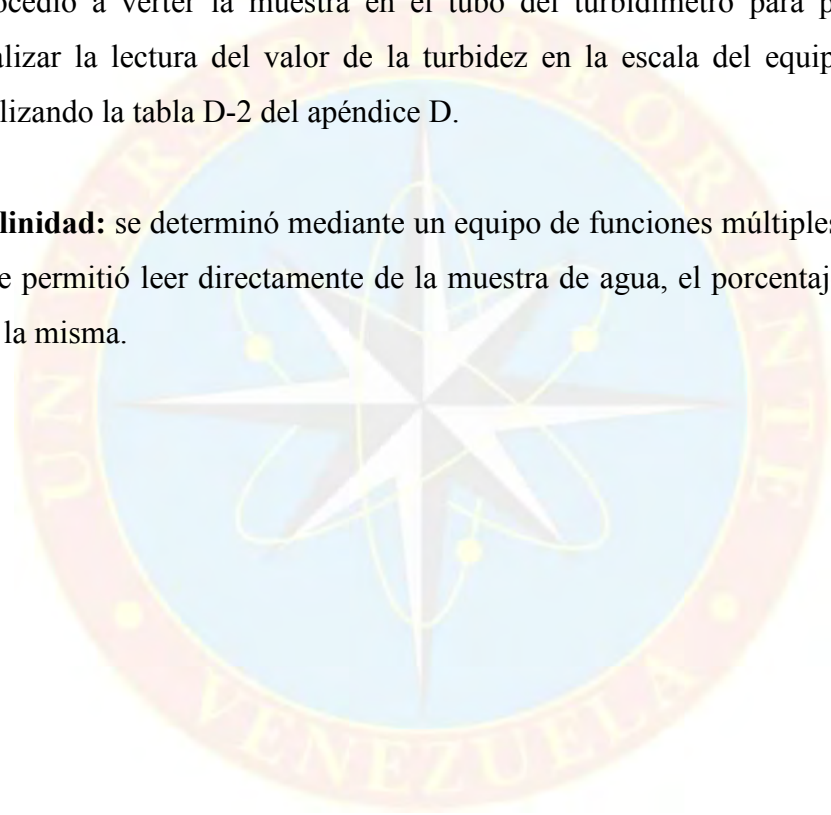
$$\text{Unidades de color} = \frac{A \times 50}{B} \quad (\text{A.8})$$

Dónde:

A= color estimado de la muestra diluida.

B= ml de muestra tomado para dilución

- **Turbidez:** se realizó por el método 2130 B de los métodos estándar para el análisis de agua y aguas residuales publicado por la APHA. Se agito la muestra cuidadosamente y se esperó hasta que desaparecieran las burbujas, luego se procedió a verter la muestra en el tubo del turbidímetro para posteriormente realizar la lectura del valor de la turbidez en la escala del equipo. Se reportó utilizando la tabla D-2 del apéndice D.
- **Salinidad:** se determinó mediante un equipo de funciones múltiples marca Hach, que permitió leer directamente de la muestra de agua, el porcentaje de salinidad de la misma.



Análisis de Muestras de Agua correspondiente a la zona de Morichal.

Tesistas: Isabel Ojeda y Miguel Hernández

Muestra N°1 (Agua de Morichal con Trazas de Hidrocarburos)

Conductividad = 46000 us/cm
Sólidos Disueltos Totales = 26800 PPM
% de Salinidad = 27,9
Dureza Total = 2680 PPM
Dureza Cálctica = 2180 PPM
Dureza Magnésica = 500 PPM
Calcio = 894,6 PPM
Magnesio = 89,50 PPM
Turbidez = 1,50 n.t.u.
Color = 35
Cloruro = 14196 PPM
Nitritos = 10,10 PPM
Nitratos = 8,50 PPM
Sulfatos = 98 PPM
Sodio = 10117 PPM
Potasio = 19,30 PPM

Muestra N°2 (Agua de Morichal Limpia)

Conductividad = 45800 us/m
Sólidos Disueltos Totales = 26500 PPM
% de Salinidad = 27,6
Dureza Total = 2700 PPM
Dureza Cálctica = 2300 PPM
Dureza Magnésica = 400 PPM
Calcio = 921,8 PPM
Magnesia = 97,2 PPM
Turbidez = 1,0 n.t.u.
Color = 5
Cloruro = 15595 PPM
Nitritos = 12,5 PPM
Nitratos = 10,80 PPM
Sulfatos = 110 PPM
Sodio = 9209 PPM
Potasio = 16,75 PPM



HIDROIL
LABORATORIO

Figura A-1 Análisis físico-químico de las muestras de agua de formación de Morichal



Análisis de Muestras de Agua correspondiente a la zona de Jusepín.

Tesistas: Isabel Ojeda y Miguel Hernández

Muestra N°3 (Agua de Jusepín con Trazas de Hidrocarburos)

Conductividad = 8864 $\mu\text{s/cm}$
Sólidos Disueltos Totales = 4474 PPM
% de Salinidad = 0,48
Dureza Total = 220,00 PPM
Dureza Calcica = 36,00 PPM
Dureza Magnésica = 184,00 PPM
Calcio = 14,42 PPM
Magnesio = 44,71 PPM
Turbidez = 10,00 n.t.u.
Color = 40,00
Cloruro = 2079,36 PPM
Nitritos = 6,08 PPM
Nitratos = 6,60 PPM
Sulfatos = 86,00 PPM
Sodio = 1876,75 PPM
Potasio = 18,50 PPM

Muestra N°4 (Agua de Jusepín Limpia)

Conductividad = 8830 $\mu\text{s/cm}$
Sólidos Disueltos Totales = 4458 PPM
% de Salinidad = 0,47
Dureza Total = 184 PPM
Dureza Calcica = 40 PPM
Dureza Magnésica = 144 PPM
Calcio = 16,03 PPM
Magnesio = 35,00 PPM
Turbidez = 7,0 n.t.u.
Color = 10,00
Cloruro = 1939,40 PPM
Nitritos = 5,65 PPM
Nitratos = 6,25 PPM
Sulfatos = 72,00 PPM
Sodio = 1258 PPM
Potasio = 14,35 PPM

LICENCIADO ANIBAL GUTIERREZ
JEFE DE LABORATORIO

Carretera Nacional La Toscana, Km 5 Galpon S/N Sector Los Bajos Estado Monagas - Telf: 0414-7665524

Figura A-2 Análisis físico-químico de las muestras de agua de formación de Jusepín

**ANÁLISIS FÍSICO-QUÍMICO
PARA MUESTRAS DE AGUA POTABLE
NORMAS SANITARIAS DE CALIDAD DE AGUA POTABLE**

TIPO DE MUESTRA: Agua para Realizar Prueba Hidrostática.
 CLIENTE: EMPRESA T.S.C., C.A.
 FECHA DE CAPTACION: 18-08-2010
 HORA DE CAPTACION: 02:00 P.M.
 LUGAR DE CAPTACIÓN: Salida de Estación de Bombeo La Orchila, Punta de Mata Edo.
 Monagas.

PARAMETROS	Resultados Obtenidos (mg/lit)	Limite MAX M.A.R.N.R. (mg/lit)	METODO Standard Met. Ed. 18	Limite Deseable menor a:
Acidez	2,00	**	2310-B	**
Alcalinidad Total	4,50	300	2320-B	**
Aluminio Residual	-	0,1	3500-Al D	0,1
Calcio	12,10	200	3500-Ca D	**
Cloro Residual	0,30	3,0	4500-Cl F	1,0
Cloruros	12,25	250	4500-ClB	250
Dureza Total	8,00	250	2340-C	250
Dureza Calcica	4,00	200	3500-Ca D	**
Dureza Magnesica	4,00	150	2340-F	**
Hierro Total	0,06	0,1	3500-Fe D	0,1
Magnesio	0,972	100	3500-Mg E	**
PH	7,60	6,5 - 8,5	4500-HB	6,5 - 8,5
Nitratos	4,50	45	4500-NO3 D	45,0
Nitritos	-	0,03	4500-NO2 B	0,03
Cobre Total	-	1,0	3500-CuB	1,0
Sulfatos	6,15	300	4500-SO4 E	250
Conductividad Elec. (µmho/cm)	105,00	**	Electrodo	**
Sólidos Disueltos totales	34,00	1000	2540-C	600
Color	<5	15	2120	<5
Turbiedad	0,10	5	2122	1,0

Salinidad = 0,00%

N.D. = NO DETECTABLE

** = No Reporta Valor Máximo Aceptable en el Decreto.

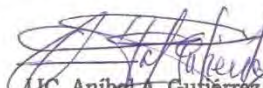

 LIC. Anibal A. Gutierrez
 JEFE DE LABORATORIO
 REG. M.P.P.A.. N°12-001



Figura A-3 Análisis físico-químico para muestras de agua potable.



Apéndice “B”

**Formulaciones de los fluidos de perforación no
seleccionadas**

Para el cálculo de las formulaciones de los fluidos de perforación se utilizó una hoja de cálculo de Excel, cuyo formato se muestra a continuación:

	FLUIDO DE PERFORACIÓN PATRON:	FLUIDO DE PERFORACIÓN JOSEPIN:	FLUIDO DE PERFORACIÓN MORICHAL:																		
DATOS:	BENT=16,5LBS, POT=0,1LBS, PAC=0,75 LBS	BENT=27,5LBS, POT=0,35, PAC=0,75LBS	BENT=18,5LBS, POT=0,35LBS, PAC=0,75LBS																		
1) SISTEMA DE ECUACIONES:	$8,33X + 22,491Y = 9,0862$ $X + Y = 0,9797$	$8,3312X + 22,4942Y = 8,8198$ $X + Y = 0,9669$	$8,4464 X + 22,8053Y = 9,0325$ $X + Y = 0,9774$																		
2) MATRICES	<table border="1"> <tr><td>8,33</td><td>22,491</td><td>9,0862</td></tr> <tr><td>1</td><td>1</td><td>0,9797</td></tr> </table>	8,33	22,491	9,0862	1	1	0,9797	<table border="1"> <tr><td>8,3312</td><td>22,4942</td><td>8,8198</td></tr> <tr><td>1</td><td>1</td><td>0,9669</td></tr> </table>	8,3312	22,4942	8,8198	1	1	0,9669	<table border="1"> <tr><td>8,4464</td><td>22,8053</td><td>9,0325</td></tr> <tr><td>1</td><td>1</td><td>0,9774</td></tr> </table>	8,4464	22,8053	9,0325	1	1	0,9774
8,33	22,491	9,0862																			
1	1	0,9797																			
8,3312	22,4942	8,8198																			
1	1	0,9669																			
8,4464	22,8053	9,0325																			
1	1	0,9774																			
3) MATRICES INVERSAS	<table border="1"> <tr><td>-0,07061648</td><td>1,58823529</td></tr> <tr><td>0,07061648</td><td>-0,58823529</td></tr> </table>	-0,07061648	1,58823529	0,07061648	-0,58823529	<table border="1"> <tr><td>-0,07060651</td><td>1,58823696</td></tr> <tr><td>0,07060651</td><td>-0,58823696</td></tr> </table>	-0,07060651	1,58823696	0,07060651	-0,58823696	<table border="1"> <tr><td>-0,06964322</td><td>1,58823447</td></tr> <tr><td>0,06964322</td><td>-0,58823447</td></tr> </table>	-0,06964322	1,58823447	0,06964322	-0,58823447						
-0,07061648	1,58823529																				
0,07061648	-0,58823529																				
-0,07060651	1,58823696																				
0,07060651	-0,58823696																				
-0,06964322	1,58823447																				
0,06964322	-0,58823447																				
4) RESULTADOS	<table border="1"> <tr><td>Vol. Agua</td><td>0,91435864</td></tr> <tr><td>Vol. Carb. C.</td><td>0,06534136</td></tr> </table>	Vol. Agua	0,91435864	Vol. Carb. C.	0,06534136	<table border="1"> <tr><td>Vol. Agua</td><td>0,91293102</td></tr> <tr><td>Vol. Carb. C.</td><td>0,05396898</td></tr> </table>	Vol. Agua	0,91293102	Vol. Carb. C.	0,05396898	<table border="1"> <tr><td>Vol. Agua</td><td>0,92328801</td></tr> <tr><td>Vol. Carb. C.</td><td>0,05411199</td></tr> </table>	Vol. Agua	0,92328801	Vol. Carb. C.	0,05411199						
Vol. Agua	0,91435864																				
Vol. Carb. C.	0,06534136																				
Vol. Agua	0,91293102																				
Vol. Carb. C.	0,05396898																				
Vol. Agua	0,92328801																				
Vol. Carb. C.	0,05411199																				

Figura B-1 Hoja de cálculo de Excel

➤ **Para el Fluido de Perforación Patrón.**

Tabla B-1 Primera formulación

Formulación	Concentración
Volumen de agua (ml)	320,39
Potasa caústica (lbs)	0,1
Bentonita (lbs)	15
Carbonato de calcio (lbs)	63,6675

➤ **Para el Fluido de Perforación con Agua de Formación de Jusepín.**

Tabla B-2 Primera formulación

Formulación	Concentración
Volumen de agua (ml)	320,075
Potasa caústica (lbs)	0,1
Bentonita (lbs)	16,5
Pac lv (lbs)	0,75
Carbonato de calcio (lbs)	61,5981

Tabla B-3 Segunda formulación

Formulación	Concentración
Volumen de agua (ml)	319,9
Potasa caústica (lbs)	0,2
Bentonita (lbs)	20
Pac lv (lbs)	0,75
Carbonato de calcio (lbs)	58,1970

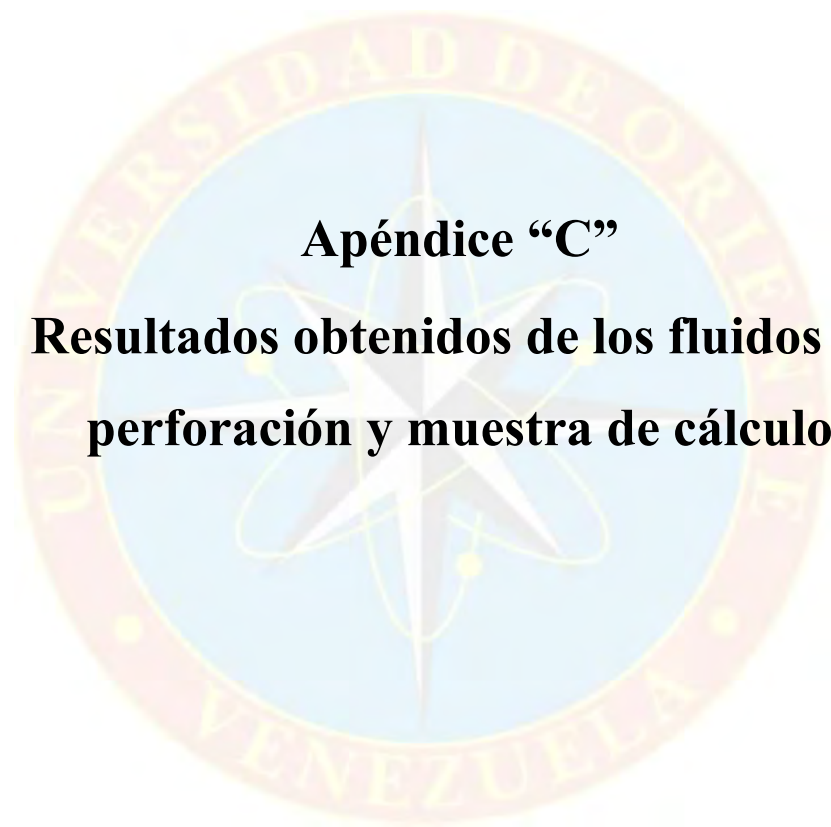
Tabla B-4 Tercera formulación

Formulación	Concentración
Volumen de agua (ml)	319,655
Potasa caústica (lbs)	0,35
Bentonita (lbs)	25
Pac lv (lbs)	0,75
Carbonato de calcio (lbs)	53,2843

➤ **Para el Fluido de Perforación con Agua de Formación de Morichal**

Tabla B-5 Primera formulación 100% agua de formación de Morichal

Formulación	Concentración
Volumen de agua (ml)	323,26
Potasa caústica	0,35
Bentonita	16,5
Pac lv	0,75
Carbonato de calcio	53,7338



Apéndice “C”

Resultados obtenidos de los fluidos de perforación y muestra de cálculo

➤ Para el fluido de perforación patrón:

Tabla C-1 Resultados de la primera formulación

Propiedades	Resultados
Densidad (lb/galón)	9,5
L600 (rpm)	35
L300 (rpm)	22
Gel 10 segundos (lb/100pie ²)	3
Viscosidad plástica (cps)	13
Punto cedente (lb/100pie ²)	9
pH	9,50
Filtrado (ml)	19

Tabla C-2 Resultados de la segunda formulación

Propiedades	Resultados
Densidad (lb/galón)	9,5
L600 (rpm)	33
L300 (rpm)	20
Viscosidad plástica (cPs)	13
Punto cedente (lb/100pie ²)	7
Filtrado (ml)	9

➤ Para el fluido de perforación con agua de formación de Jusepín:

Tabla C-3 Resultados de la primera formulación

Propiedades	Resultados
Densidad (lb/galón)	9,5
L600 (rpm)	13
L300 (rpm)	8
Gel 10 segundos (lb/100pie ²)	1
Viscosidad plástica (Cps)	5
Punto cedente (lb/100pie ²)	3
pH	8,63
Filtrado (ml)	10

Tabla C-4 Resultados de la segunda formulación

Parámetros	Resultados
Densidad (lb/galón)	9,5
L600 (rpm)	19
L300 (rpm)	12
Gel 10 segundos (lb/100pie ²)	2
Viscosidad plástica (cps)	7
Punto Cedente (lb/100pie ²)	5
pH	8,94
Filtrado (ml)	10

Tabla C-5 Resultados de la tercera formulación

Parámetros	Resultados
Densidad (lb/galón)	9,5
L600 (rpm)	33
L300 (rpm)	21
Densidad (lb/galón)	9,5
L600 (rpm)	33
L300 (rpm)	21
Gel 10 segundos (lb/100pie ²)	5
Viscosidad plástica (cps)	12
Punto cedente (lb/100pie ²)	9
pH	9,44
Filtrado (ml)	10

➤ Para el fluido de perforación con agua de formación de Morichal:

Tabla C-6 Resultados de la primera formulación con 100% agua de formación de Morichal

Parámetros	Resultados
Densidad (lb/galón)	9,5
L600 (rpm)	6
L300 (rpm)	4
Gel 10 segundos (lb/100pie ²)	1
Viscosidad plástica (cps)	2
Punto cedente (lb/100pie ²)	2
pH	8,80

Tabla C-7 Resultados de la primera formulación con 50% agua de formación de Morichal

Parámetros	Resultados
Densidad (lb/galón)	9,5
L600 (rpm)	18
L300 (rpm)	11
Gel 10 segundos (lb/100pie ²)	2
Viscosidad Plástica (cps)	7
Punto Cedente (lb/100pie ²)	4
pH	9,19
Filtrado (ml)	10,2

Tabla C-8 Resultados de la primera formulación con 75% agua de formación de Morichal

Parámetros	Resultados
Densidad (lb/galón)	9,5
L600 (rpm)	32
L300 (rpm)	21
Gel 10 segundos (lb/100pie ²)	5
Viscosidad plástica (cps)	11
Punto cedente (lb/100pie ²)	10
pH	9,45
Filtrado (ml)	10,2

Tabla C-9 Repeticiones de las pruebas con la formulación más óptima para el fluido de perforación patrón

Parámetro	Repetición 1	Repetición 2	Repetición 3
Densidad (Lb/galón)	9,5	9,5	9,5
L600	39	41	42
L300	24	26	27
L200	18	20	20
L100	12	14	13
L6	3	4	3
L3	3	4	3
Gel 10 segundos	4	5	4
Gel 10 minutos	15	16	16
Gel 30 minutos	17	17	18
Visc. plástica (cPs)	14	15	15
Punto Cedente	10	11	12
Visc. de embudo (seg)	40	40	40
pH	9,50	9,50	9,51
Filtrado (ml)	9	9	9
Contenido de líquidos y sólidos	92% líquido y 8% sólidos	92% líquido y 8% sólidos	92% líquido y 8% sólidos
Pf (ml)	0,1	0,1	0,1
Mf (ml)	0,4	0,4	0,4
Pm (ml)	0,1	0,1	0,1
Cloruro (mg/l)	100	100	100
Calcio (mg/l)	80	80	80

Tabla C-10 Repeticiones de las pruebas con la formulación más óptima para el fluido de perforación Jusepín

Parámetro	Repetición 1	Repetición 2	Repetición 3
Densidad (Lb/galón)	9,5	9,5	9,5
L600	41	43	46
L300	27	28	30
L200	22	23	24
L100	15	16	16
L6	5	6	5
L3	5	6	5
Gel 10 segundos	6	7	7
Gel 10 minutos	21	22	21
Gel 30 minutos	31	30	30
Visc. plástica (cPs)	14	15	16
Punto Cedente	13	13	14
Visc. de embudo (seg)	41	41	41
pH	9,43	9,44	9,44
Filtrado (ml)	10	10	10
Contenido de líquidos y sólidos	91% líquido y 9% sólidos	91% líquido y 9% sólidos	91% líquido y 9% sólidos
Pf (ml)	0,5	0,5	0,5
Mf (ml)	1,5	1,6	1,6
Pm (ml)	1,65	1,65	1,65
Cloruro (mg/l)	2550	2550	2550
Calcio (mg/l)	280	280	280

Tabla C-11 Repeticiones de las pruebas con la formulación más óptima para el fluido de perforación Morichal

Parámetro	Repetición 1	Repetición 2	Repetición 3
Densidad (Lb/galón)	9,5	9,5	9,5
L600	41	41	42
L300	27	27	27
L200	22	22	23
L100	16	16	17
L6	7	7	8
L3	6	6	7
Gel 10 segundos	6	6	7
Gel 10 minutos	20	20	20
Gel 30 minutos	30	31	31
Visc. Plastica (Cps)	14	14	15
Punto Cedente	13	13	12
Visc. de Embudo (seg)	41	41	40
pH	9,44	9,45	9,45
Filtrado (ml)	10,2	10,2	10,2
Contenido de líquidos y sólidos	90% líquido y 10% sólidos	90% líquido y 10% sólidos	90% líquido y 10% sólidos
Pf (ml)	0,3	0,3	0,3
Mf (ml)	0,6	0,6	0,6
Pm (ml)	1,2	1,3	1,3
Cloruro (mg/l)	6800	6800	6800
Calcio (mg/l)	160	160	160

Muestra de cálculo para las propiedades del fluido de perforación:

➤ **Viscosidad plástica:**

$$V_p = 41 - 26 = 15 \text{ cps}$$

➤ **Punto cedente:**

$$P_c = 26 - 15 = 11 \frac{\text{lb}}{100\text{pie}^2}$$

➤ **Contenido de cal:**

$$\text{Cal (lb/bbl)} = 0,26 \times (1,1 - 0,9144 \times 0,1) = 0,2622 \text{ lb/bbl}$$

Dónde:


$$F_w = \frac{320,04}{350} = 0,9144$$

➤ **Cloruro:**

$$\frac{\text{mg}}{\text{l}} \text{Cl}^- = \frac{0,1 \times 1000}{1} = 100 \frac{\text{mg}}{\text{l}}$$

➤ **Calcio:**

$$\frac{\text{mg}}{\text{l}} \text{dureza total como Ca}^{+2} = \frac{0,2 \times 400}{1} = 80 \frac{\text{mg}}{\text{l}}$$



Apéndice “D”

**Tablas de contraste y diferencia de las
propiedades con diferencias estadísticamente
significativas**

Tabla D-1 Contraste y diferencia de los geles a los 10 segundos

Contraste	Sig.	Diferencia	+/- Límites
Gel 10 seg Patrón - Gel 10 seg Jusepín	*	-2,33333	1,15349
Gel 10 seg Patrón - Gel 10 seg Morichal	*	-2,0	1,15349
Gel 10 seg Jusepín - Gel 10 seg Morichal		0,333333	1,15349

Tabla D-2 Contraste y diferencia de los geles a los 10 minutos

Contraste	Sig.	Diferencia	+/- Límites
Gel 10 min Patrón - Gel 10 min Jusepín	*	-5,66667	0,941819
Gel 10 min Patrón - Gel 10 min Morichal	*	-4,33333	0,941819
Gel 10 min Jusepín - Gel 10 min Morichal	*	1,33333	0,941819

Tabla D-3 Contraste y diferencia la viscosidad de embudo de los fluidos

Contraste	Sig.	Diferencia	+/- Límites
Viscosidad de embudo Patrón - Viscosidad embudo Jusepín	*	-1,0	0,665967
Viscosidad de embudo Patrón - Viscosidad embudo Morichal	*	-0,666667	0,665967
Viscosidad embudo Jusepín - Viscosidad embudo Morichal		0,333333	0,665967

Tabla D-4 Contraste y diferencia del filtrado de los fluidos

Contraste	Sig.	Diferencia	+/- Límites
Filtrado Patrón - Filtrado Jusepín	*	-1,0	0,0
Filtrado Patrón - Filtrado Morichal	*	-1,2	0,0
Filtrado Jusepín - Filtrado Morichal	*	-0,2	0,0

Tabla D-5 Contraste y diferencia del pH de los fluidos

Contraste	Sig.	Diferencia	+/- Límites
pH Patrón - pH Jusepin	*	0,0666667	0,0115349
pH Patrón - pH Morichal	*	0,0566667	0,0115349
pH Jusepín - pH Morichal		-0,01	0,0115349

Tabla D-6 Contraste y diferencia del Pf de los fluidos

Contraste	Sig.	Diferencia	+/- Límites
Pf Patrón - Pf Jusepín	*	-0,4	0,0
Pf Patrón - Pf Morichal	*	-0,2	0,0
Pf Jusepín - Pf Morichal	*	0,2	0,0

Tabla D-7 Contraste y diferencia del Mf de los fluidos

Contraste	Sig.	Diferencia	+/- Límites
Mf Patrón - Mf Jusepín	*	-1,16667	0,0665967
Mf Patrón - Mf Morichal	*	-0,2	0,0665967
Mf Jusepín - Mf Morichal	*	0,966667	0,0665967

Tabla D-8 Contraste y diferencia del Pm de los fluidos

Contraste	Sig.	Diferencia	+/- Límites
Pm Patrón - Pm Jusepín	*	-1,55	0,133193
Pm Patrón - Pm Morichal	*	-1,13333	0,133193
Pm Jusepín - Pm Morichal	*	0,416667	0,133193

Tabla D-9 Contraste y diferencia del calcio de los fluidos

Contraste	Sig.	Diferencia	+/- Límites
Calcio Patrón - Calcio Jusepín	*	-186,667	26,6387
Calcio Patrón - Calcio Morichal	*	-80,0	26,6387
Calcio Jusepín - Calcio Morichal	*	106,667	26,6387

Tabla D-10 Contraste y diferencia del MBT de los fluidos

Contraste	Sig.	Diferencia	+/- Límites
MBT Patrón - MBT Jusepín	*	-11,0	0,0
MBT Patrón - MBT Morichal	*	-2,0	0,0
MBT Jusepín - MBT Morichal	*	9,0	0,0



Apéndice “E”

Tablas y gráficos utilizados

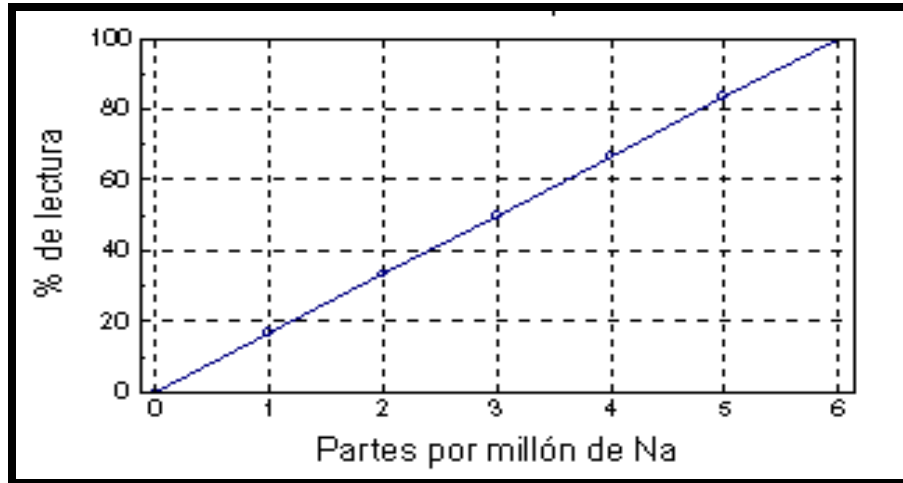


Figura E-1 Ejemplo de curva estándar para sodio.

Tabla E-1 Reporte del color

Color Units	Record to Nearest
1-50	1
51-100	5
101-250	10
251-500	20

Tabla E-2 Reporte de turbidez

Turbidity Range <i>NTU</i>	Report to the Nearest <i>NTU</i>
0-1.0	0.05
1-10	0.1
10-40	1
40-100	5
100-400	10
400-1000	50
>1000	100

Tabla E-3 Longitud de onda de los elementos para absorción atómica.

Element	Wave-length nm	Flame Gases*	Instrument Detection Limit mg/L	Sensitivity mg/L	Optimum Concentration Range mg/L
Ag	328.1	A-Ac	0.01	0.06	0.1-4
Al	309.3	N-Ac	0.1	1	5-100
Au	242.8	A-Ac	0.01	0.25	0.5-20
Ba	553.6	N-Ac	0.03	0.4	1-20
Be	234.9	N-Ac	0.005	0.03	0.05-2
Bi	223.1	A-Ac	0.06	0.4	1-50
Ca	422.7	A-Ac	0.003	0.08	0.2-20
Cd	228.8	A-Ac	0.002	0.025	0.05-2
Co	240.7	A-Ac	0.03	0.2	0.5-10
Cr	357.9	A-Ac	0.02	0.1	0.2-10
Cs	852.1	A-Ac	0.02	0.3	0.5-15
Cu	324.7	A-Ac	0.01	0.1	0.2-10
Fe	248.3	A-Ac	0.02	0.12	0.3-10
Ir	264.0	A-Ac	0.6	8	—
K	766.5	A-Ac	0.005	0.04	0.1-2
Li	670.8	A-Ac	0.002	0.04	0.1-2
Mg	285.2	A-Ac	0.0005	0.007	0.02-2
Mn	279.5	A-Ac	0.01	0.05	0.1-10
Mo	313.3	N-Ac	0.1	0.5	1-20
Na	589.0	A-Ac	0.002	0.015	0.03-1
Ni	232.0	A-Ac	0.02	0.15	0.3-10
Os	290.9	N-Ac	0.08	1	—
Pb†	283.3	A-Ac	0.05	0.5	1-20
Pt	265.9	A-Ac	0.1	2	5-75
Rh	343.5	A-Ac	0.5	0.3	—
Ru	349.9	A-Ac	0.07	0.5	—
Sb	217.6	A-Ac	0.07	0.5	1-40
Si	251.6	N-Ac	0.3	2	5-150
Sn	224.6	A-Ac	0.8	4	10-200
Sr	460.7	A-Ac	0.03	0.15	0.3-5
Ti	365.3	N-Ac	0.3	2	5-100
V	318.4	N-Ac	0.2	1.5	2-100
Zn	213.9	A-Ac	0.005	0.02	0.05-2

* A-Ac = air-acetylene; N-Ac = nitrous oxide-acetylene..



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

HOJAS METADATOS

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

Título	APLICACIÓN DEL AGUA DE FORMACIÓN PARA LA FORMULACIÓN DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN A BASE DE AGUA
Subtítulo	

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

Autor(es)

Apellidos y Nombres	Código CVLAC / e-mail	
Ojeda Noguera Ysabel Cecilia	CVLAC	CI: 18.346.230
	e-mail	ycon_07@ hotmail.com
	e-mail	ycon07@gmail.com
Hernández Machuca Miguel Angel	CVLAC	CI: 18.172.592
	e-mail	miguelhm3@hotmail.com
	e-mail	miguelhm33@gmail.com

Palabras o frases claves:

Agua de formación
Fluidos de perforación
Aplicación
Comparación

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 (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):

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 Furrrial, 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%.

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

Contribuidores:

Apellidos y Nombres	Código CVLAC / e-mail	
Castillo C. Luis A.	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input checked="" type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input type="checkbox"/>
	CVLAC	13.773.520
	e-mail	lcastillocampos@hotmail.com
	e-mail	
García L. María C.	ROL	CA <input checked="" type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input type="checkbox"/>
	CVLAC	15.510.689
	e-mail	mariacgarcial@hotmail.com
	e-mail	
Otahola B., Jesús A.	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input checked="" type="checkbox"/>
	CVLAC	14.940.176
	e-mail	jotahola@hotmail.com
	e-mail	
Vega M. Rubén D.	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input checked="" type="checkbox"/>
	CVLAC	10.100.632
	e-mail	rvega41@hotmail.com
	e-mail	

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
2012	03	21

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
YSABEL OJEDA.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 Contaduría, Ingeniero de Petróleo Magister Scientiarium 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 (Ciencias Aplicadas)

Usualmente es el nombre del programa o departamento.

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

Universidad de Oriente 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

CU Nº 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 Nº 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.

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
SISTEMA DE BIBLIOTECA
RECIBIDO POR <i>[Firma]</i>
FECHA 5/8/09 HORA 5:30

Cordialmente,

[Firma]
JUAN A. BOLANOS CUNIELLO
Secretario



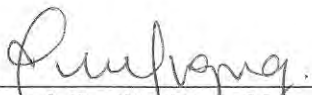
C.C: Rectora, Vicerrectora Administrativa, Decanos de los Núcleos, Coordinador General de Administración, Director de Personal, Dirección de Finanzas, Dirección de Presupuesto, Contraloría Interna, Consultoría Jurídica, Director de Bibliotecas, Dirección de Publicaciones, Dirección de Computación, Coordinación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

JABC/YGC/manuja

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

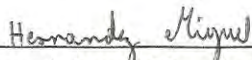
Derechos:

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 Núcleo Respectivo, quien deberá participarlo previamente al Consejo Universitario, para su autorización.”



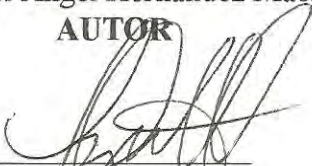
Ysabel Cecilia Ojeda Noguera

AUTORA



Miguel Ángel Hernández Machuca

AUTOR



Ing. Msc. Luis Castillo

TUTOR



Ing. María García

CO-TUTORA