



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

**DESARROLLO DE CORRELACIONES EMPÍRICAS PARA LA  
CARACTERIZACIÓN DEL AGUA DE FORMACIÓN DE LOS CAMPOS  
SANTA ANA Y EL TOCO, DISTRITO GAS ANACO**

**REALIZADO POR:  
FIORHELYS FABIOLA ESPINOZA MALAVE  
C.I. 18.413.485**

**Trabajo Especial de Grado Presentado como Requisito Parcial para Optar  
al Título de:**

**INGENIERO DE PETRÓLEO**

**MATURÍN, OCTUBRE DE 2012**

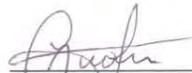


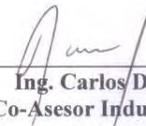
UNIVERSIDAD DE ORIENTE  
NÚCLEO DE MONAGAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO  
MATURÍN / MONAGAS / VENEZUELA

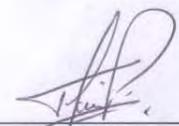
DESARROLLO DE CORRELACIONES EMPÍRICAS PARA LA  
CARACTERIZACIÓN DEL AGUA DE FORMACIÓN DE LOS CAMPOS  
SANTA ANA Y EL TOCO, DISTRITO GAS ANACO.

REALIZADO POR:  
FIORHELYS FABIOLA ESPINOZA MALAVE  
C.I. V-18.413.485

REVISADO POR:

  
Ing. Juan Goncalves  
Asesor Industrial

  
Ing. Carlos Díaz  
Co-Asesor Industrial

  
Ing. Tomás Marín  
Asesor Académico

MATURÍN, OCTUBRE DE 2012

# ACTA DE APROBACIÓN

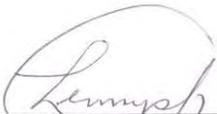


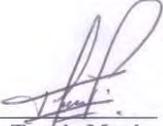
UNIVERSIDAD DE ORIENTE  
NÚCLEO DE MONAGAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO  
MATURÍN / MONAGAS / VENEZUELA

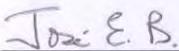
DESARROLLO DE CORRELACIONES EMPÍRICAS PARA LA  
CARACTERIZACIÓN DEL AGUA DE FORMACIÓN DE LOS CAMPOS  
SANTA ANA Y EL TOCO, DISTRITO GAS ANACO.

REALIZADO POR:  
FIORHELYS FABIOLA ESPINOZA MALAVE  
C.I. V-18.413.485

APROBADO POR:

  
Ing. Lennys Fernández  
Jurado Principal

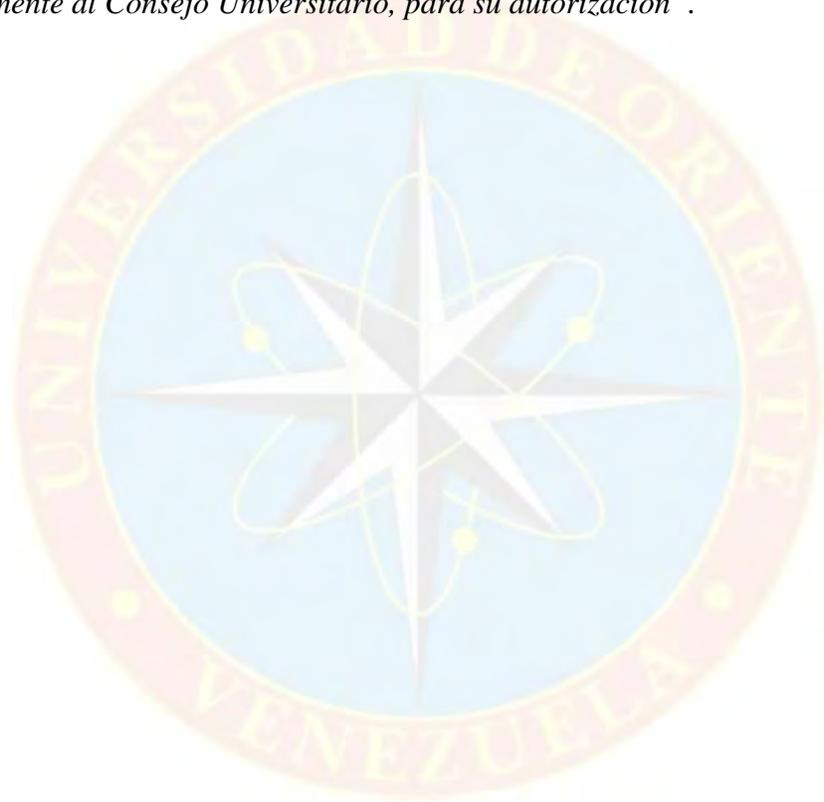
  
Ing. Tomás Marín  
Asesor Académico

  
Ing. José Belmonte  
Jurado principal

MATURÍN, OCTUBRE DE 2012

## RESOLUCIÓN

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



## DEDICATORIA

*A **Dios todopoderoso** por brindarme la oportunidad de estar viva, proporcionándome salud, fortaleza y sabiduría para lograr alcanzar una de las metas anheladas, por ser mi guardián en este camino tan difícil que es la vida, siendo mi único confidente en los momentos de éxitos y fracasos. Gracias Señor por ser mi fiel amigo.*

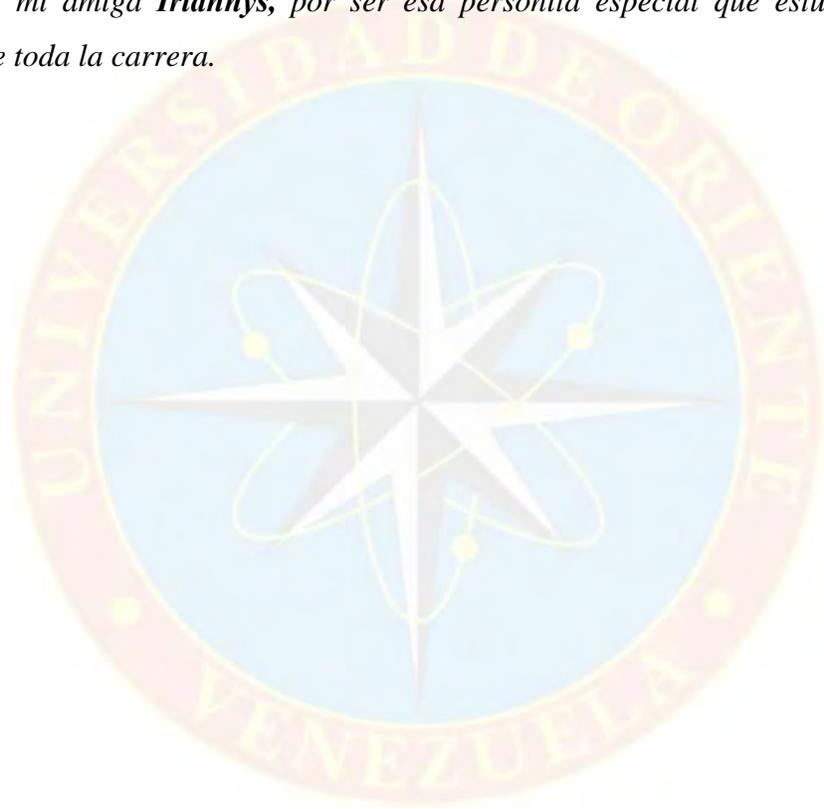
*A **mis padres Avilia y Hernán** los seres más especiales que la vida me ha regalado, que con sus enseñanzas, consejos y buenos ejemplos me inculcaron principios y valores morales, ético y de responsabilidad que todo ser humano debe poseer, haciendo de mi una persona con un gran sentido de humildad y útil a la sociedad; por sus esfuerzos y sacrificios para poder culminar esta carrera profesional y sobre todo por la confianza depositada en mi; soy la persona más privilegiada por ser su hija, ustedes son mi fuente de inspiración en todas las cosas a emprender. Que Dios me los bendiga. ¡Los Amo!*

*A **mis hermanos José Daniel y Daniel José** por compartir tantos momentos de alegría, felicidad, rabia, aguantar todos mis arranques y siempre estar allí apoyándome, dispuestos a todo por mí, espero que esta meta alcanzada le sirva de ejemplo para cumplir todos sus sueños. A ti **José** que has sabido encontrar el camino al éxito y pronto me incluirás en la dedicatoria de tu trabajo de grado. Los quiero muchísimo, que Dios me los cuide y proteja siempre.*

*A **mis abuelos(as), tíos(as), primos(as)**, por sus apoyos incondicionales, por estar siempre pendientes y permitirme desarrollar una infancia feliz con bonitos recuerdos.*

*A mi novio e incondicional amigo **Franklin Mendoza** por su apoyo y sobre todo su amor y confianza en mí, por su espíritu de lucha y constancia, dejando en mí un buen aprendizaje de que las cosas realizadas con amor siempre darán buenos frutos.*

*A mi amiga **Iriannys**, por ser esa personita especial que estuvo a mi lado durante toda la carrera.*



## AGRADECIMIENTOS

*A Dios por estar siempre allí y permitirme culminar con satisfacción esta meta soñada, que con fé y amor todo es posible.*

*A mis padres por su amor, dedicación, apoyo, por cuidarme y estar siempre conmigo, sin ustedes no hubiese sido la persona que hoy soy.*

*A la gran casa de estudio, la universidad de Oriente Núcleo Monagas, por abrirme las puertas para iniciar mi carrera universitaria y consumir mi más grande sueño; a todos los profesores quienes día a día transmitieron todos sus conocimientos en pro de mi formación profesional.*

*A la Gerencia de Yacimientos de PDVSA GAS ANACO por darme la oportunidad de realizar mi Trabajo de Grado en sus instalaciones, por brindarme su apoyo y facilitarme toda la información que fue requerida.*

*A Franklin Mendoza por siempre estar a mi lado, por cada palabra de aliento, por sus abrazos, por sus consuelos cada vez que me afligía. Por ser mi soporte y no dejarme caer, por saber escuchar sin juzgar. Gracias mi amor...!*

*A la familia Mendoza Bratta por recibirme en su casa durante ocho meses. Les estaré siempre agradecida.*

*A mis amigos, compañeros de clases y compañeras de residencia especialmente a Iriannys, Paola, Naileska, Nadira, Mariangel, Gerardith, la hermana Mercedes y Joelida por los momentos de alegría, tristeza, stress compartidos a lo largo de nuestra carrera universitaria, por las palabras de ánimo y sobre toda las cosas por*

*estar presente en situaciones de mi vida no tan agradables, saben que ocupan un lugar muy especial en mi corazón, espero que la amistad entre nosotras perdure por siempre.*

*A mi asesor industrial Ing Juan Carlos Goncalves por la ayuda, guía y consejos en la realización de este proyecto.*

*A mi amigo Carlos Díaz por la amistad sincera hacia mi persona y por su ayuda durante todas las pasantías, estando siempre a la orden para cualquier cosa que necesitaba. Muchas gracias.*

*Al ingeniero Carlos Díaz por su orientación y ser el eje fundamental para llevar a cabo esta tarea, sin usted no hubiese sido posible la culminación de este proyecto. Mil gracias.*

*A mi asesor académicos Ing Tomás por la disponibilidad de asesorarme de manera desinteresada y los conocimientos y experiencia impartidos para finalizar con éxito este trabajo de grado. Muy agradecida con usted.*

*A mis compañeros de tesis: Dubraska Perdomo, Manuel Zambrano, Reinaldo Pinto e Isamir villalonga, por todos los momentos agradables que compartimos, por hacer que mi estadía fuera más amena y ofrecerme la oportunidad de conocer nuevas amistades, siempre los recordaré.*

*A los ingenieros y amigos de la gerencia de operaciones del dato: Denny, Jesús y Jorge por toda su colaboración.*

*A todas aquellas personas que aportaron su granito de arena en la elaboración de este trabajo de grado.*

*Muchas*

*gracias.*



# ÍNDICE

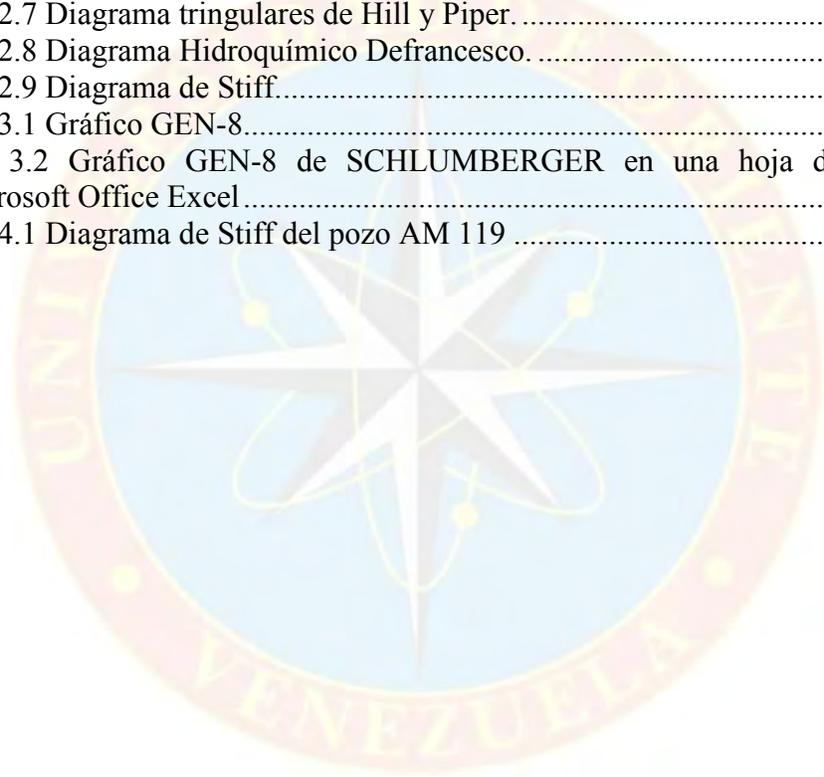
<b>ACTA DE APROBACIÓN .....</b>	<b>iii</b>
<b>RESOLUCIÓN.....</b>	<b>iv</b>
<b>DEDICATORIA.....</b>	<b>v</b>
<b>AGRADECIMIENTOS .....</b>	<b>vii</b>
<b>LISTA DE FIGURAS .....</b>	<b>xiii</b>
<b>LISTA DE TABLAS .....</b>	<b>xiv</b>
<b>LISTA DE GRAFICOS .....</b>	<b>xv</b>
<b>RESUMEN.....</b>	<b>xvi</b>
<b>INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>1</b>
<b>CAPÍTULO I.....</b>	<b>2</b>
<b>EL PROBLEMA .....</b>	<b>2</b>
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	2
1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN .....	3
1.2.1 Objetivo general .....	3
1.2.2 Objetivos específicos.....	4
1.3 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN.....	4
<b>CAPÍTULO II .....</b>	<b>5</b>
<b>MARCO TEÓRICO .....</b>	<b>5</b>
2.1 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN.....	5
2.2 DESCRIPCIÓN DEL ÁREA EN ESTUDIO.....	6
2.2.1 Ubicación Geográfica y Descripción del Distrito Gas Anaco.....	6
2.2.2 Características Generales del Área Mayor de Anaco (A.M.A).....	7
2.2.2.1 Ubicación Geográfica .....	7
2.2.2.2 Geología estructural.....	8
2.2.2.4 Acumulaciones del área.....	9
2.2.4 Ubicación Geográfica del Campo El Toco.....	10
2.3 BASES TEÓRICAS.....	11
2.3.1 Agua de Formación .....	11
2.3.1.1 Origen del agua.....	12
2.3.1.2 Propiedades y Características del Agua de Formación.....	13
2.3.1.3 Composición Química del Agua de Formación.....	15
2.3.1.4 Clasificación de las Aguas de Formación.....	15
2.3.1.5 Importancia del Análisis de Aguas de Formación.....	20
2.3.2 Acuíferos .....	21
2.3.2.1 Clasificación de los acuíferos .....	21
2.3.3 Producción de Agua.....	22
2.3.3.1 Agua de arrastre.....	23
2.3.3.2 Conificación.....	27

2.3.3.3 Efectos de la alta producción de agua.....	29
2.3.4 Interpretación de los análisis de agua .....	31
2.3.4.1 Salinidad y conductividad.....	31
2.3.4.2 Conductividad y formas de expresar el contenido de sales disueltas ..	35
2.3.4.3 Formas de expresar la concentración de componentes de las aguas....	37
2.3.5 Representación gráfica de la composición química de las aguas <sup>[6]</sup> .....	39
2.3.5.1 Los Diagramas de barras o de columna .....	40
2.3.5.2 El Diagrama circular .....	40
2.3.5.3 El Diagrama de Stiff .....	41
2.3.5.4 Los Diagramas Triangulares de Hill y Piper .....	42
2.3.5.5 Los Diagramas de tipo vertical .....	43
2.3.6. Interpretación de los diagramas de Stiff .....	44
2.4 DEFINICIÓN DE TERMINOS BÁSICOS .....	46
<b>CAPÍTULO III .....</b>	<b>49</b>
<b>MARCO METODOLÓGICO .....</b>	<b>49</b>
3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN.....	49
3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN .....	49
3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA .....	50
3.4 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO .....	50
3.4.1 Etapa 1. Selección de los pozos que presenten análisis fisicoquímico de las aguas de formación, de los Campos Santa Ana y El Toco .....	50
3.4.2 Etapa 2. Determinación de los factores influyentes en las variaciones de la salinidad del agua de formación de los miembros Oficina, Merecure y San Juan de los campos Santa Ana y El Toco .....	51
3.4.2.1 Caracterización Fisicoquímica de las Aguas .....	51
3.4.2.2 Determinación de la Resistividad del Agua (Rw) .....	57
3.4.3 Etapa 3. Establecimiento de un rango de salinidad por nivel estructural de la formación Oficina, Merecure y San Juan de los campos Santa Ana – El toco. .....	61
3.4.3.1 Determinación de los parámetros petrofísicos de los acuíferos.....	61
3.4.3.2 Determinación de Salinidades de las Aguas .....	69
3.4.4 Etapa 4: Generar correlaciones empíricas mediante análisis fisicoquímico del agua de formación de los Campos Santa Ana - El Toco .....	71
3.5 INSTRUMENTOS Y TÉCNICAS.....	72
3.5.1 Técnicas .....	72
3.5.2 Instrumentos .....	73
3.5.2.1 Centinela .....	73
3.5.2.2 Hojas de Cálculos .....	74
3.5.2.3 Simde (Sistema de manejo de documentos electrónicos).....	74
3.5.2.4 Sigemap (Sistema de generación de mapas).....	75
3.5.2.5 Ensayos de Laboratorio .....	75
3.5.2.5 Statgraphic plus.....	76
3.6 RECURSOS .....	76

3.6.1 Recursos humanos .....	76
3.6.2 Recursos económicos .....	77
3.6.3 Recursos materiales y equipos.....	77
<b>CAPÍTULO IV .....</b>	<b>78</b>
<b>ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS .....</b>	<b>78</b>
4.1 SELECCIÓN DE LOS POZOS QUE PRESENTEN ANÁLISIS FÍSICOQUÍMICO DE LAS AGUAS DE FORMACIÓN, DE LOS CAMPOS SANTA ANA Y EL TOCO .....	78
4.2 DETERMINACIÓN DE LOS FACTORES INFLUYENTES EN LAS VARIACIONES DE LA SALINIDAD DEL AGUA DE FORMACIÓN DE LOS MIEMBROS OFICINA, MERECURE Y SAN JUAN DE LOS CAMPOS SANTA ANA Y EL TOCO.....	79
4.2.1 Caracterización fisicoquímica de las aguas de los acuíferos.....	79
4.2.2 Determinación de la resistividad del agua (Rw).....	84
4.3 ESTABLECIMIENTO DE UN RANGO DE SALINIDAD POR NIVEL ESTRUCTURAL DE LA FORMACIÓN OFICINA, MERECURE Y SAN JUAN DE LOS CAMPOS SANTA ANA Y EL TOCO.....	86
4.3.1 Determinación de los parámetros petrofísicos de los acuíferos .....	86
4.3.2 Determinación de salinidades de las aguas .....	88
4.4 GENERACIÓN DE CORRELACIONES EMPÍRICAS MEDIANTE ANÁLISIS FÍSICOQUÍMICO DEL AGUA DE FORMACIÓN DE LOS CAMPOS SANTA ANA Y EL TOCO.....	90
4.4.1 Salinidad vs profundidad.....	90
4.4.2 Salinidad vs resistividad.....	92
4.4.3 Salinidad vs temperatura .....	94
4.4.4 Resistividad vs temperatura.....	95
4.4.5 Salinidad vs $[T (^{\circ}F)/Ro]$ .....	97
4.4.6 Salinidad vs $(\Phi^{0,5}/Ro^{2,5})$ .....	99
4.4.7 Salinidad vs $[(T^2/Ro^2)*\Phi]$ .....	102
<b>CAPÍTULO V.....</b>	<b>111</b>
<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....</b>	<b>111</b>
5.1 CONCLUSIONES .....	111
5.2 RECOMENDACIONES .....	111
<b>BIBLIOGRAFÍA.....</b>	<b>113</b>
<b>APÉNDICES.....</b>	<b>114</b>
<b>HOJAS METADATOS.....</b>	<b>148</b>

## LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 Ubicación Geográfica del Distrito Gas Anaco. ....	7
Figura 2.2 Ubicación Geográfica del Área Mayor de Anaco.....	8
Figura 2.3 Ubicación Geográfica del Campo Santa Ana .....	10
Figura 2.4 Acuífero libre y acuífero confinado.....	22
Figura 2.5 Representación de la composición química de las aguas de la cuenca del río Cuyaguaje mediante diagramas de barras.....	40
Figura 2.6 Figuras de Stiff para diferentes aguas encontradas en los pozos.....	42
Figura 2.7 Diagrama triangulares de Hill y Piper.....	43
Figura 2.8 Diagrama Hidroquímico Defrancesco.....	44
Figura 2.9 Diagrama de Stiff.....	46
Figura 3.1 Gráfico GEN-8.....	59
Figura 3.2 Gráfico GEN-8 de SCHLUMBERGER en una hoja de cálculo de Microsoft Office Excel.....	60
Figura 4.1 Diagrama de Stiff del pozo AM 119 .....	80



## LISTA DE TABLAS

Tabla 2.1 Clasificación de las aguas de formación, según Sulin .....	20
Tabla 2.2 Orden de abundancia de los diferentes cationes y aniones en la mayoría de las aguas. ....	35
Tabla 3.1 Análisis fisicoquímicos requeridos. ....	52
Tabla 3.2 Datos fisicoquímicos de los cationes y aniones en miligramos/litros (mg/l) .....	54
Tabla 3.3 Iones utilizados en el método de Sulin.....	56
Tabla 4.1 Clasificación de las aguas según el diagrama de Stiff de los campos Santa Ana Y El Toco.....	81
Tabla 4.2 Clasificación de las aguas según Sulin de los campos Santa Ana y El Toco. ....	82
Tabla 4.3 Salinidades y resistividades de los análisis fisicoquímicos de los Campos Santa Ana y El Toco.....	85
Tabla 4.4 Salinidades y profundidades de la formación Merecure del campo Santa Ana. ....	91
Tabla 4.5 Salinidades y resistividades de la formación Merecure del campo Santa Ana. ....	92
Tabla 4.6 Salinidades y temperatura de la formación Merecure del campo Santa Ana. ....	94
Tabla 4.7 Resistividades y temperatura de la formación Merecure del campo Santa Ana. ....	95
Tabla 4.8 Salinidades y relación entre temperatura y resistividad de la formación Merecure del campo Santa Ana.....	97
Tabla 4.9 Estadísticas de la regresión entre salinidad vs temperatura y resistividad de la formación Merecure del campo Santa Ana. ....	98
Tabla 4.10 Coeficientes de correlación de la regresión entre salinidad vs temperatura y resistividad de la formación Merecure del campo Santa Ana. ....	99
Tabla 4.11 Salinidad y relación entre porosidad y resistividad de la formación Merecure del campo Santa Ana.....	100
Tabla 4.12 Estadísticas de la regresión entre salinidad vs porosidad y resistividad de la formación Merecure del campo Santa Ana. ....	101
Tabla 4.13 Coeficientes de correlación de la regresión entre salinidad vs porosidad y resistividad de la formación Merecure del campo Santa Ana. ....	101
Tabla 4.14 Salinidad y relación entre temperatura, resistividad y porosidad de la formación Merecure del campo Santa Ana. ....	102
Tabla 4.15 Estadísticas de la regresión entre salinidad vs porosidad, temperatura y resistividad de la formación Merecure del campo Santa Ana. ....	103
Tabla 4.16 Coeficientes de correlación de la regresión entre salinidad vs porosidad temperatura y resistividad de la formación Merecure del campo Santa Ana. ....	104

## LISTA DE GRAFICOS

Gráfica 4.1 Salinidad en función de la profundidad de la formación Merecure del campo Santa Ana.....	91
Gráfica 4.2 Salinidad en función de la resistividad de la formación Merecure del campo Santa Ana.....	93
Gráfica 4.3 Salinidad en función de la temperatura de la formación Merecure del campo Santa Ana.....	94
Gráfica 4.4 Resistividad en función de la temperatura de la formación Merecure del campo Santa Ana.....	96
Gráfica 4.5 Salinidad en función de la relación entre temperatura y resistividad de la formación Merecure del campo Santa Ana. ....	97
Gráfica 4.6 Salinidad en función de la relación entre porosidad y resistividad de la formación Merecure del campo Santa Ana. ....	100
Gráfica 4.7 Salinidad en función de la relación entre temperatura, resistividad y porosidad de la formación Merecure del campo Santa Ana.....	102





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

**DESARROLLO DE CORRELACIONES EMPÍRICAS PARA LA  
CARACTERIZACIÓN DEL AGUA DE FORMACIÓN DE LOS CAMPOS  
SANTA ANA Y EL TOCO, DISTRITO GAS ANACO**

**Autor:**  
**Fiorhelys Fabiola Espinoza Malavé**  
**C.I: 18.413.485**

**Asesores:**  
**Académico:** Ing. Tomás Marín.  
**Industrial:** Ing. Juan C. Goncalves.  
Ing. Carlos Díaz.

**RESUMEN**

En los Campos Santa Ana y El Toco se encuentra una gran incertidumbre con respecto a las correlaciones estratigráficas y estructurales, aunado a esto la mayoría de sus yacimientos son maduros; por esta razón fue necesario realizar una evaluación de las propiedades fisicoquímicas del agua producida por los yacimientos que integran los campos Santa Ana y El Toco; con la finalidad de identificar o detectar variables comunes que permitan caracterizar las aguas provenientes de los yacimientos y a partir de allí desarrollar una(s) correlación(es) empírica(s) que permita determinar el origen de dicha agua. Para ello inicialmente se realizó una selección de aquellos pozos de los campos Santa Ana y El Toco que mostraban análisis fisicoquímicos de agua, seguidamente se analizaron las características de las aguas, basadas en ensayos de laboratorios, a fin de conocer las concentraciones de iones, en vista de que los análisis fisicoquímicos para ambos campos eran escasos y no cubrían las expectativas, se procedió a la evaluación petrofísica de los pozos, mediante el uso de perfilajes eléctricos y correlaciones matemáticas para determinar la propiedades de las rocas y calcular nuevas salinidades, éstas salinidades fueron comparadas con las mostradas por los análisis fisicoquímicos de los años recientes con la finalidad de establecer un rango de salinidad por formación, finalmente se graficaron los valores más representativos de salinidad obtenidos en función de profundidad, temperatura, resistividad entre otros, siendo la ecuación de salinidad equivalente en función de la profundidad la que mejor ajustaba con un coeficiente de correlación mayor a 0,97 presentando un error de estimación de 0,026 lo que equivale el 2,6%.

## INTRODUCCIÓN

El agua de formación es uno de los tres fluidos presente en el reservorio, a medida que se drena los depósitos de petróleo y gas, la producción del agua de formación aumenta; por ende la producción de petróleo disminuye. En la industria petrolera venezolana, se han ejecutado algunos muestreos para estudiar y analizar el agua de formación, pero debido a condiciones como, las características de los gases, cambios de temperatura y presión, y manejo de las herramientas al realizar estos procesos de muestreo, hace que dicho proceso sea sumamente costoso.

En el campo Santa Ana y el campo Toco, se hallan una diversidad de pozos entre los cuales existe un gran número de pozos abandonados por una alta relación gas-petróleo, dicha relación puede ser asociada a acuíferos activos o inactivos. En estos campos se topa con una gran incertidumbre con respecto a las correlaciones estratigráficas y estructurales; las cuales son una valiosa información al momento de estimar una zona en un yacimiento a través de un pozo.

Por lo cual es preciso efectuar una estimación de las propiedades fisicoquímicas del agua de producción de estos campos a fin de establecer o descubrir variables comunes que permitan caracterizar las aguas procedentes de los yacimientos a fin de optimizar la producción de petróleo a partir del desarrollo de una correlación empírica que permita determinar el origen de dicha agua.

# **CAPÍTULO I**

## **EL PROBLEMA**

### **1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

La principal actividad económica del país está representada por la explotación y producción de hidrocarburos, motivando así a incrementar la búsqueda de constantes métodos y tecnologías para lograr el máximo provecho de los yacimientos. Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA), la industria energética más importante del país emplea gran potencial para obtener el mayor rendimiento en sus explotaciones y lograr la rentabilidad, contando para ello con la máxima información actualizada que permita aplicar los métodos más eficientes y eficaces.

Actualmente, PDVSA Gas S.A. está encargada de la exploración y explotación del gas no asociado en el país, también maneja la extracción y fraccionamientos de Líquidos del Gas Natural (LGN), el transporte, distribución y comercialización del metano.

La Gerencia de yacimientos es una organización orientada a generar, mantener y optimar el potencial de producción de los pozos - yacimientos, para administrar las reservas de hidrocarburos en forma rentable y eficiente, mediante la implantación de los esquemas de explotación; asegurando el cumplimiento de las especificaciones de calidad, normas y leyes vigentes, para cumplir con la volumetría de la Gerencia Producción Gas Anaco, de manera oportuna y efectiva; a fin de satisfacer los requerimientos de socios y clientes. El agua de formación es agua salada atrapada en los intersticios de los sedimentos durante la deposición de éstos; la misma está presente en los yacimientos y a través del estudio de sus propiedades (conductividad,

resistividad, tensión superficial e interfacial), se podría determinar su procedencia (agua de formación o agua de trabajo).

En los Campos Santa Ana – El Toco, se encuentran yacimientos que presentan alta producción de agua, la misma puede ser asociada a acuíferos activos o inactivos, canalizaciones detrás del revestidor de arenas infra o suprayacente, conificación del frente de agua, trayendo como consecuencia mermas en la producción de hidrocarburos, manejo del agua en superficie para su disposición, corrosión de los equipos de producción, lo que genera el cierre de pozos productores.

Hoy en día es de suma importancia el conocimiento de las características de las aguas de formación, ya que en los Campos Santa Ana y El Toco se encuentra una gran incertidumbre con respecto a las correlaciones estratigráficas y estructurales, aunado a esto la mayoría de sus yacimientos son maduros y es necesario poder contar con esta valiosa información a la hora de evaluar una zona en un yacimiento a través de un pozo.

Por esta razón es necesario realizar una evaluación de las propiedades fisicoquímicas del agua producida por los yacimientos que integran los campos Santa Ana y El Toco; con la finalidad de identificar o detectar variables comunes que permitan caracterizar las aguas provenientes de los yacimientos y a partir de allí desarrollar una correlación empírica que permita determinar el origen de dicha agua.

## **1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN**

### **1.2.1 Objetivo general**

Desarrollar correlaciones empíricas para la caracterización de las aguas de formación de los campos Santa Ana y El Toco, Distrito Gas Anaco.

### **1.2.2 Objetivos específicos**

- ✓ Seleccionar los pozos que presenten análisis fisicoquímico de las aguas de formación, de los Campos Santa Ana – El Toco.
- ✓ Determinar los factores influyentes en las variaciones de la salinidad del agua presente en los yacimientos, de las formaciones Oficina, Merecure y San Juan de los campos Santa Ana- El Toco.
- ✓ Establecer un rango de salinidades por nivel estructural de las formaciones Oficina, Merecure y San Juan de los campos Santa Ana – El toco.
- ✓ Generar correlaciones empíricas mediante análisis fisicoquímico del agua de formación de los Campos Santa Ana - El Toco.

### **1.3 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN**

El campo Santa Ana cuenta con 166 pozos entre los que se encuentran pozos productores, inyectores, abandonados, cerrados, entre otros y el campo El Toco cuenta con 232 pozos. Entre los 2 campos existe un gran número de pozos abandonados por alta relación agua-petróleo.

El agua se encuentra presente en todos los yacimientos petroleros y es el fluido más abundante. Con respecto a la producción de crudo, es fundamental distinguir entre el agua de barrido, el agua aceptable y el agua mala excesiva.

Con esta investigación se pretende abrir una serie de estudios, que permita determinar la causa de la alta producción de agua y el origen del agua producida; para ello se plantea realizar una investigación de todos los posibles factores que pudieran actuar, con la finalidad de identificarlos y generar una relación recíproca entre las variables.

## **CAPÍTULO II**

### **MARCO TEÓRICO**

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

**Carvajal, R. (2009)<sup>[1]</sup>**. Realizó un trabajo de grado titulado: “Análisis de factibilidad en las técnicas para el control de agua en pozos productores de hidrocarburos de los campos Santa Ana - El Toco del Área Mayor de Anaco”. La elaboración de este proyecto se inicio con la selección de pozos que presentan un corte de agua mayor a un 70 % con más de 100 BAPD, luego se recopiló toda la información necesaria para dicho estudio, tales como información geológica, de completación, cementación, producción, entre otras. Seguidamente se realizó el diagnóstico del problema, mediante el comportamiento de producción, los gráficos de Chan, el corte de agua en función del tiempo, evaluación de los registros de cemento, de saturación y análisis del agua producida. Este estudio arrojó que los pozos AG-103, AM-48 y AM-49 presentaron un comportamiento de producción de agua característico de un problema de canalización, el pozo AM-73 presento un comportamiento normal de producción con alta relación agua petróleo, por otra parte los pozos AM-103 y TM 101, presentaron la existencia de una posible conificación.

**Aliendres, A. y Subero, C (2006)<sup>[2]</sup>** . Realizó un trabajo de grado titulado: “Determinación de correlaciones de resistividad y salinidad en función de la temperatura del agua de formación del Campo Jobo Yacimiento Morichal-01”. La finalidad del estudio fue, la determinación de una correlación, que permitiera obtener valores de resistividad “Rw” y salinidad en función de la temperatura, mediante un estudio experimental. Para alcanzar los objetivos se utilizaron diferentes métodos (conductímetro, refractómetro y determinación de cloruros), que permitieron determinar los valores respectivos, a partir de una muestra de agua de formación del

Campo Jobo Yacimiento Morichal-01. Las ecuaciones obtenidas se utilizaron para determinar el valor de la resistividad del agua de formación, con datos de campo, acción que permitió compararlos y conocer si presentaba un mismo comportamiento, es decir que tan aplicable era la correlación obtenida, con respecto al valor verdadero. De acuerdo a los resultados se determinó una correlación que permite obtener valores de resistividad variando la temperatura, sin embargo no se logro determinar una para la salinidad debido que esta es una variable que no depende de la temperatura.

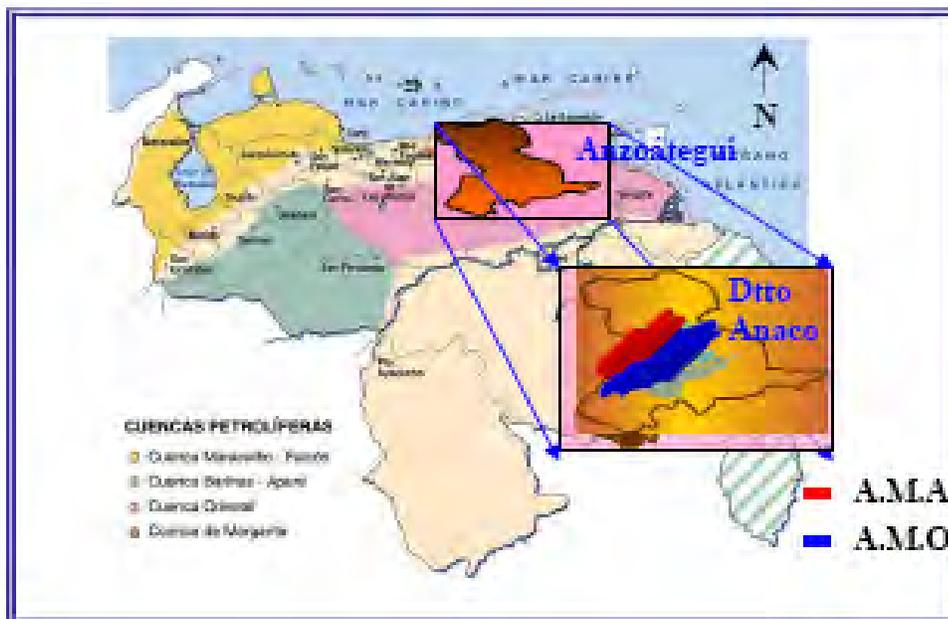
## **2.2 DESCRIPCIÓN DEL ÁREA EN ESTUDIO**

### **2.2.1 Ubicación Geográfica y Descripción del Distrito Gas Anaco**

El Distrito Gas Anaco se encuentra geográficamente localizado en la parte central de estado Anzoátegui específicamente en la Cuenca Oriental de Venezuela, abarcando parte de los estados. Guárico y Monagas con un área aproximada de 13400 km<sup>2</sup>, siendo uno de los distritos operacionales a lo largo del territorio nacional. Posee yacimientos petrolíferos productores de hidrocarburos livianos, medianos y condensados, así como también, las mayores reservas del gas natural del país.

Este distrito se encuentra conformado por dos extensas áreas de explotación:

- Unidad de Explotación de Yacimientos Area Mayor de Anaco (U.E.Y.A.M.A.), ubicado en la parte norte de la zona central del Estado Anzoátegui con un área de 3160 km<sup>2</sup>, integrada por los Campos de producción Santa Rosa, El Roble, San Roque, Aragua, El Toco, Santa Ana, San Joaquín y Guarío.
- Unidad de Explotación de Yacimientos Area Mayor de Oficina (U.E.Y.A.M.O.), situado en la parte sur de la zona central del Estado Anzoátegui con un área de 10240 km<sup>2</sup>, integrada por los Campos de Producción Soto-Mapiri, La Ceibita, Zapatos, Mata R, Aguasay.



**Figura 2.1 Ubicación Geográfica del Distrito Gas Anaco.**

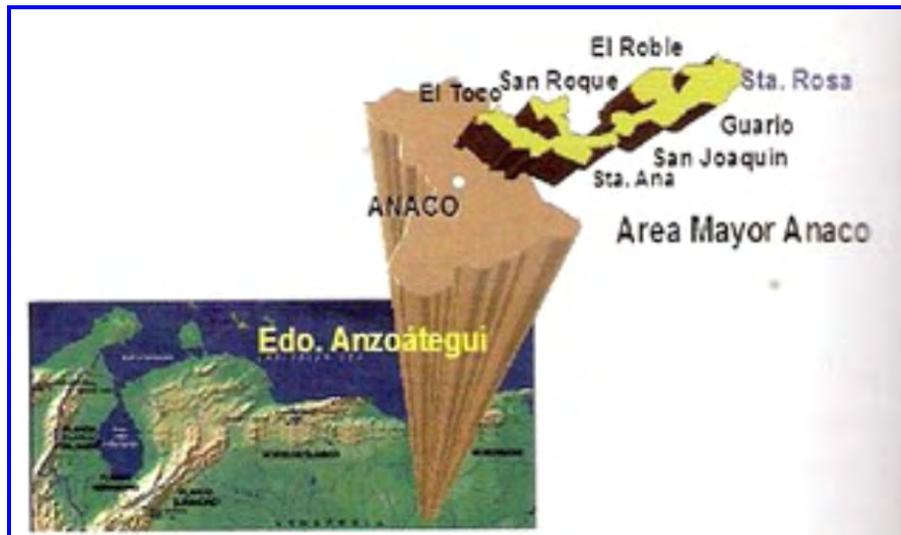
**Fuente: Base de datos PDVSA.**

## 2.2.2 Características Generales del Área Mayor de Anaco (A.M.A)

### 2.2.2.1 Ubicación Geográfica

Se encuentra situada en los municipios Freites y Aguasay, a 70 km de la ciudad de Anaco y a 50 km de la ciudad de Cantaura al norte de la falla inversa del corrimiento de Anaco, a lo largo del cual resalta la presencia de una serie de domos, que son las estructuras donde se localizan las acumulaciones de hidrocarburos de la región y las cuales han dado origen a los Campos de Santa Rosa, Guarío, San Joaquín, Santa Ana, el Toco, el Roble, entre otros (figura N° 2.2).

Constituye el más grande e importante centro de producción de gas natural en Venezuela, debido a las mayores acumulaciones de hidrocarburos que posee.



**Figura 2.2 Ubicación Geográfica del Área Mayor de Anaco.**

**Fuente: Base de datos PDVSA.**

#### **2.2.2.2 Geología estructural**

La estructura del Area Mayor de Anaco se encuentra influenciada por la tectónica cordillerana del norte de Venezuela oriental, cuyo origen se atribuye a la colisión de la Placa del Continente Suramericano. Producto de esta tectónica se genera el corrimiento de Anaco, una serie de pliegues anticlinales y domos, así como también un conjunto de fallas normales, inversas y transcurrentes.

El corrimiento de Anaco es una falla de tipo inverso, de gran magnitud que se encuentra en la parte central del Estado Anzoátegui delimitando el Area Mayor de Oficina y el Norte de Anzoátegui, se extiende por 85 km en dirección N 40°E desde el Campo El Toco en el sur hasta el Campo La Ceiba en el norte.

#### **2.2.2.3 Estratigrafía**

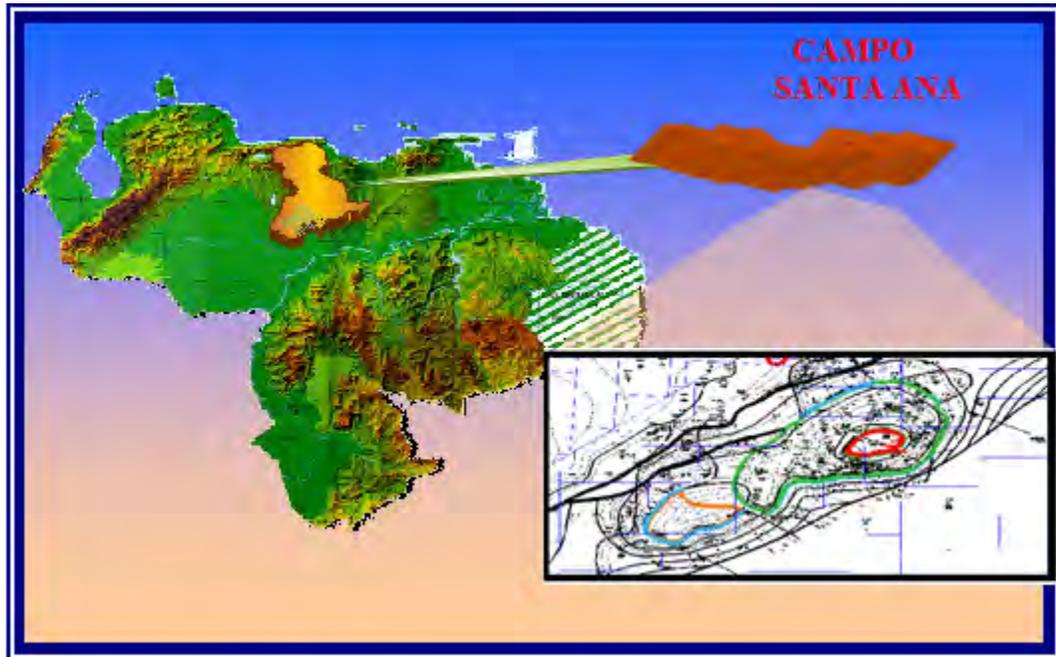
La sedimentación de la Formación Merecure ocurrió en aguas dulces a salobres, interpretan un ambiente variable de lagunas y aguas salobres a francamente marinas. El ambiente es típico de clásticos basales transgresivos depositados por corrientes fluviales entrelazadas y, en posición más distal, por condiciones deltaicas. Las areniscas se orientan preferencialmente en sentido aproximadamente norte - sur. La localidad tipo está en pozos del Campo de Santa Ana, en la región de Anaco, estado Anzoátegui. La Formación Merecure representa, junto con la Formación Oficina, las principales unidades productoras de hidrocarburos en la cuenca Oriental.

#### **2.2.2.4 Acumulaciones del área**

En el Área Mayor de Anaco prevalecen los yacimientos de condensado asociado con petróleo, livianos con componentes parafinoso y gas seco, caracterizado por trampas típicamente controladas. Estos poseen una profundidad promedio de 7000 pies, tanto el espesor de arena neta petrolífera (ANP) como el de arena neta de condensado (ANC) promedia los 18 pies cada una, la gravedad promedio del petróleo es de 39°API y la del condensado es de 51°API (González, 1980). Sus intervalos productores son la Formación San Juan (Cretácico); Formación Merecure con 540 metros de espesor (Oligoceno) y la Formación Oficina, con 279 metros a 2591 metros de espesor promedio (Mioceno). Tanto en el Área Mayor de Oficina como en la de Anaco se han realizado proyectos de recuperación secundaria (gas y/o agua), inyección de vapor y aire, así como reciclamiento de gas.

#### **2.2.3 Ubicación Geográfica del Campo Santa Ana**

El Campo Santa Ana forma parte del Área Mayor de Anaco, en un grupo de campos localizados en un prominente alto estructural alineado en dirección Suroeste-Noreste, en la parte central del Edo. Anzoátegui.



**Figura 2.3 Ubicación Geográfica del Campo Santa Ana**

**Fuente: Base de datos PDVSA**

#### **2.2.4 Ubicación Geográfica del Campo El Toco**

El Campo petrolero El Toco se encuentra en la parte central oeste del Estado Anzoátegui a 50 kms en dirección sur-oeste de la ciudad de Anaco. El Toco es un domo cuyo eje esta orientado en dirección este-oeste. El descubrimiento de este campo se basó en un proyecto sismográfico que mostró la presencia de un domo simétrico, luego siguieron muchos proyectos de sondeos estructurales que definieron a El Toco como una estructura dómica de rumbo este-oeste, asimétrica, alargada y con muy poco buzamiento. La estructura se encuentra afectada por dos fallas, la primera está en la parte este del domo, tiene un rumbo norte-sur y un buzamiento hacia el nor-oeste. La segunda falla esta en el flanco sur del domo y su buzamiento es hacia el norte.

## 2.3 BASES TEÓRICAS

### 2.3.1 Agua de Formación

En la mayoría de los casos el crudo que proviene de un yacimiento viene asociado con agua en forma libre o emulsionada, la cual queda entrampada en el proceso de sedimentación geológica. A medida que se perfora dentro de la tierra, las aguas encontradas en las formaciones son mas saladas, aunque no existe uniformidad y regularidad a este aspecto, existen muchos factores que pueden influenciar sobre la salinidad de aguas de formación profunda, tales como: 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 eran más jóvenes. (Zambrano 1995).

En la industria petrolera venezolana, se han realizado algunos muestreos para analizar aguas de formación, pero debido a los altos costos que genera bajar herramientas especiales (probador de formaciones RFT) para cañonear arenas limpias en un pozo y luego analizarlas en laboratorio, las muestras son tomadas generalmente al nivel de superficie, en el cabezal del pozo.

La denominación apropiada para esta muestra es “Agua de producción” y la diferencia con el agua de formación radica en el hecho de que sus características varían a medida que sube en la columna estratigráfica desde el fondo del pozo hasta llegar a la superficie, debido a los cambios de presión, temperatura y composición de los gases.

### **2.3.1.1 Origen del agua**

El agua se encuentra presente en todos los yacimientos petroleros y es el fluido más abundante. Con respecto a la producción de crudo, es fundamental entre el agua de barrido, el agua aceptable y el agua mala o excesiva.

#### **a) Agua de barrido**

Es aquella que proviene de un pozo inyector o de un acuífero activo que contribuye al barrido del petróleo del yacimiento. El manejo de este tipo de agua es una parte fundamental del manejo del yacimiento y puede contribuir un factor determinante en la productividad de los pozos y de las reservas finales.

#### **b) Agua buena**

Es el agua producida dentro del hoyo a una tasa inferior al límite económico de la relación agua petróleo (RAP). Es una consecuencia inevitable del flujo de agua a través del yacimiento, y no se puede eliminar sin perder parte de las reservas. La producción del agua buena tiene lugar cuando existe un flujo simultáneo de petróleo y agua en toda la matriz de la formación.

#### **c) Agua mala**

Es el agua producida dentro del hoyo, que no produce petróleo, o bien cuando la producción de petróleo no es suficiente para compensar el costo, asociado al manejo del agua, es decir, agua producida por encima del límite económico de la RAP.

### 2.3.1.2 Propiedades y Características del Agua de Formación

Las formaciones conducen la corriente eléctrica solo mediante el contenido de sales ionizadas en solución que contiene el agua, por ende, los minerales que constituyen las partes sólidas son aislantes. Las formaciones de bajas resistividad indican incrementos tanto en la cantidad de agua salada como en su mineralización.

La temperatura es un factor que afecta la capacidad conductora del agua de formación, debido a que influencia la movilidad de los iones. La resistividad del agua de formación, por lo tanto, es uno de los parámetros más importantes para el cálculo de saturaciones de fluido en el espacio poroso de la roca yacimiento, y por ende las reservas disponibles.

Las propiedades del agua de formación de los yacimientos son equivalentes a las de la solución salina, las cuales son: Densidad ( $\rho$ ), Gravedad Específica (GE), Resistividad ( $R_w$ ), Tensión Superficial ( $\sigma_s$ ), Tensión Interfacial ( $\sigma_I$ ).

#### a) Densidad

Es la masa de una unidad de volumen de un material. 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 el aumento de la concentración de sólidos y con el aumento de la presión.

#### b) Gravedad específica

La gravedad específica de una sustancia es la relación de su densidad con la del agua a una temperatura específica.

### c) Resistividad

La resistividad es la capacidad que una sustancia tiene de resistir o impedir el flujo de una corriente eléctrica y es una propiedad física de la sustancia que es independiente del tamaño o forma de la misma. La unidad de resistividad usada en el perfil eléctrico es el ohmio\*metro ( $\text{ohm}\cdot\text{m}$ ).

### d) Tensión superficial

La tensión superficial de un líquido es la cantidad de energía necesaria para aumentar su superficie por unidad de área. Esta definición implica que el líquido presenta una resistencia para aumentar su superficie. Cabe suponer que los líquidos cuyas moléculas tengan fuerzas de atracción intermoleculares fuertes tendrán tensión superficial elevada. Puesto que las fuerzas intermoleculares de atracción entre moléculas de agua se deben a los enlaces de hidrogeno y estos representan una alta energía, la tensión superficial de agua es mayor que la de muchos otros líquidos.

Esta propiedad del agua se manifiesta en el fenómeno de **capilaridad**. La capilaridad es la subida espontanea de un liquido en un tubo estrecho (capilar). Se debe a la existencia de dos tipos de fuerzas diferentes: cohesivas, que son las fuerzas entre las moléculas del líquido y adhesivas, que son las fuerzas que operan entre las moléculas del líquido y el capilar. En el agua de las fuerzas cohesivas corresponden a los enlaces de hidrógenos.

### e) Tensión interfacial

Es la tensión producida en la interfase que se genera en el contacto de dos líquidos no miscibles. Cuando el par de líquidos alcanza el equilibrio, el valor de esta

tensión resulta de la diferencia entre las tensiones superficiales de cada uno de los componentes.

### **2.3.1.3 Composición Química del Agua de Formación**

La composición química de las aguas de formación es determinada por los iones presentes, en donde, las diferencias entre las concentraciones de cada ion, es lo que permite que el agua en los diversos yacimientos posea una variación en sus propiedades.

### **2.3.1.4 Clasificación de las Aguas de Formación**

El hidrólogo Ruso V.A Sulin, propuso en el año 1946 una clasificación del agua de formación que depende del ambiente de origen y el anión predominante en solución. A continuación se presentan los diversos tipos de clasificación de las aguas de formación:

#### **a) Aguas meteóricas**

Las aguas meteóricas son aquellas que actualmente forman parte del ciclo hidrológico, esta agua aparece a profundidades someras, debido a la infiltración del agua de lluvia, también se incluyen el agua de los océanos, ríos, lagos, nieve, aguas superficiales y aguas de subsuelo en movimiento. La salinidad de esta agua es por lo general relativamente baja y tiende a ser oxidante esta a menudo es ácida, debido a que los ácidos carbónicos y nitrosos están disueltos, pero estos tienden a neutralizarse rápido en el subsuelo particularmente cuando entran en contacto con rocas carbonatadas, químicamente las aguas meteóricas se caracterizan por presentar bajas concentraciones de sólidos disueltos, por lo general, menos de 10.000 mg/lts (Zambrano 1995).

Los procesos que determinan la composición química del agua meteórica nunca se han sometido a un estudio completo, en donde se ha asumido que la lenta infiltración del agua disuelve las sales de las rocas a través de las cuales pasa y la distancia de su recorrido, aumenta la concentración de esta. Se han encontrado casos en los cuales el carácter químico del agua meteórica es determinado por la composición del agua en los suelos del área de estudio. El agua meteórica relativamente fresca, es incapaz de desplazar las salmueras connatas pesadas de las partes profundas de la cuenca y la zona de transición de agua fresca a salina, generalmente ocurre de 300 a 1000 pies de profundidad. En regiones montañosas, el afloramiento de la formación puede ser mucho más alto en una parte que en otra y en este caso el agua meteórica desplaza el agua connata de las partes profundas, en la mayoría no por completo, debido a que las fallas y adelgazamientos, forman barreras al flujo de fluidos, quedando en algunas partes agua connata, en otras aguas meteóricas y en otras una mezcla de ambas. Estos casos suelen ocurrir en arenas lenticulares y en afloramientos de baja elevación.

Además se puede decir que las aguas meteóricas contienen una cantidad considerable de iones de bicarbonato y sulfato, estos parámetros serán nombrados a continuación:

1. Tipo de bicarbonato de sodio: bajo contenido de sulfato, favorables a altas salinidades, condiciones estáticas cuando no hay altas salinidades y el anión predominante es el  $\text{HCO}_3$ .
2. Tipo sulfato de sodio: intercambio de bases negativas, anión predominante  $\text{CO}_4$ , desfavorable para acumulaciones de hidrocarburos y sistemas abiertos.

Las aguas meteóricas tienen el sodio como catión predominante y los aniones mayoritarios son sulfatos y bicarbonatos. Por esta razón, la suma de los equivalentes de los aniones es cercana a los miliequivalentes de sodio.

La relación  $\text{Na}^+/\text{Cl}^-$  es mayor que 1 y de acuerdo al anión predominante, se denominan “Tipo bicarbonato de sodio” y “Tipo sulfato de sodio”, según la relación  $\text{Na}_2 - \text{Cl}_2/\text{SO}_4^-$  mayor que 1: bicarbonato de sodio, menor que 1: sulfato de sodio. Ambas se emplean para caracterizar zonas geológicas de mucho intercambio de agua.

### **b) Aguas connatas**

Ésta no forma parte del ciclo hidrológico, se ha depositado en sistemas hidráulicos cerrados, la cual se pensó que era marina antigua y que había quedado atrapada en los sedimentos durante el soterramiento, pero la definición actual de esta agua incluye “Agua intersticial” que existe en la roca almacén antes de ser alterada por la perforación y aislada del ciclo hidrológico superficial, por un largo período. Esta agua es altamente salada, contienen hasta más de 20.000 mg/lts de sólidos totales disueltos. Cuando los sedimentos se encuentran a grandes profundidades ocurre una recristalización de los minerales debido al incremento de la presión y la temperatura, en esta transición se pierde que originalmente formaba parte de los silicatos hidratados (hidrosilicatos). Al ocurrir esto existe una disminución tanto de la porosidad y la permeabilidad en los sedimentos. El agua al querer desplazarse rompe la roca y migra hacia de la menor presión y temperatura, ocurriendo una precipitación (sílice y otros minerales que forman vetas de cuarzo). El agua que se encuentra en estas vetas, por lo general es muy salada.

Setter et al (1947), afirma que las aguas saladas connatas son parecidas en composición química. Los aniones en su mayoría son todos cloruros, los sulfatos y bicarbonatos usualmente están escasos o ausentes. El calcio esta por lo general en

concentraciones de 3 a 5 veces más que el magnesio, expresado en miliequivalente. Esta composición es muy similar en todas las aguas connatas, indiferentemente de la mineralogía de las otras rocas reservorios o del ambiente deposicional, la composición química del agua connata resulta de la compactación y litificación de los sedimentos que la contienen.

Los cambios de la composición del agua marina original son drásticos; bicarbonatos y sulfatos son eliminados y la relación calcio-magnesio invertida e incrementada en concentración. Los procesos químicos que producen esta alteración no están bien entendidos, pero entre otros intervienen procesos de ósmosis inversa, difusión molecular, efectos termales y segregación de sales termales. Se han sugerido que el sulfato es removido por bacterias anaeróbicas y el calcio añadido por proceso de dolomitización. Además se puede decir que las aguas connatas presentan una concentración alta de cloruro y muy bajo iones de bicarbonato y sulfato. Estos parámetros serán nombrados a continuación:

1. Tipo cloruro de calcio: intercambio de bases positivas, bajo contenido de sulfatos y magnesio, sistema estático, favorable a las acumulaciones de hidrocarburos y provenientes de aguas marinas.
2. Tipo cloruro de magnesio: intercambio de bases positivas, bajo contenido de sulfatos y alto en magnesio, no conclusivo, proveniente de ambientes transicionales.

Se puede mencionar que el agua mixta en una zona de transición dentro de la cuenca sedimentaria, ocurre entre las aguas meteóricas cercanas a la superficie y las aguas connatas saladas más profundas.

Las aguas connatas tienen como anión predominante el cloruro, con muy poco bicarbonato y sulfato. Se puede decir que los mili-equivalentes de cloruros deben ser aproximadamente igual a la suma de los cationes: sodio, calcio y magnesio.

La relación  $\text{Na}^+/\text{Cl}^-$  es menor que 1. El catión divalente que predomine en mayor proporción (calcio y magnesio), cambiará el resultado de la relación  $\text{Cl}^- - \text{Na}^+/\text{Mg}^{++}$  y el agua será “Tipo cloruro de magnesio” si es menor que 1, en caso contrario será “Tipo cloruro de calcio”. Estos tipos de agua son empleados para caracterizar zonas geológicas de poco intercambio de agua; en ambientes marinos (Tipo cloruro de magnesio) y en condiciones estáticas profundas (Tipo cloruro de calcio).

### **c) Aguas juveniles**

Son aquellas de origen magmático primario, estas ascienden del manto de la tierra, y nunca ha formado parte de ciclo hidrológico, es acarreada a un medio cercano a la superficie disuelta en magma y algunos de los vapores de agua emitidos por los volcanes pueden tener origen profundo, producto de contacto de agua terrestre con lava caliente.

Las aguas juveniles son difíciles de identificar con seguridad y usualmente están mezcladas con pequeñas cantidades de aguas meteóricas o de agua connata, raramente se encuentran solas, las aguas de interés en la explotación petrolera son las meteóricas y las connatas, es por ello que el hidrólogo Ruso V.A Sulin determinó una forma de clasificarlas basándose en la composición química que éstas presentan (Tabla 2.1) y la relación con el genético de las aguas.

**Tabla 2.1 Clasificación de las aguas de formación, según Sulin**

Clase	Descripción	Relación Concentración (%meq)			Tipo
		Na <sup>+</sup> /Cl <sup>-</sup>	Na <sup>+</sup> -Cl <sup>-</sup> /SO <sub>4</sub>	Cl <sup>-</sup> -Na <sup>+</sup> /Mg <sup>++</sup>	
<b>Meteóricas</b>	Aguas en condiciones superficiales	>1	>1	<0	Bicarbonato de Sodio
		>1	<1	<0	Sulfato de sodio
<b>Connatas</b>	Aguas en ambientes marinos	>1	<0	<1	Cloruro de magnesio
	Aguas en ambientes profundos	<1	<0	>1	Cloruro de calcio

**Fuente: López M., Tesis de Grado (2003)**

### **2.3.1.5 Importancia del Análisis de Aguas de Formación.**

Además de los hidrocarburos líquidos y gaseosos, los depósitos de petróleo contienen siempre un tercer líquido “Agua”, estas agua han originado muchos problemas en lo que se refiere a la producción de petróleo, algunas de ellas son: desconocimiento del origen del agua producida, declinación de la tasa de producción de petróleo, dificultad en la interpretación de perfiles eléctricos y precipitación de sólidos.

Tener información acerca de la composición del agua de formación, permite resolver algunos de estos problemas que con frecuencia pueden suceder.

## 2.3.2 Acuíferos

Capas permeables de roca capaz de almacenar, filtrar y liberar agua. La capa de roca (o estrato) contiene muchos poros que, cuando se conectan, forman una red que permite el movimiento del agua a través de la roca. (Martín, 1967). En los acuíferos hay que distinguir, normalmente, una zona de recarga: por donde entra agua al acuífero y otra zona de descarga: por donde sale el agua del acuífero, pudiendo localizarse estas zonas en superficie o en otros acuíferos subterráneos.

### 2.3.2.1 Clasificación de los acuíferos

Los acuíferos se clasifican, según la estructura geológica y el grado de confinamiento de las aguas que contienen en:

*Libres:* son aquellos acuíferos en que el agua subterránea presenta una superficie libre, sujeta a la presión atmosférica, como límite superior de la zona de saturación. Esta superficie libre se conoce como superficie freática y el nivel a que ella se eleva, respecto a otro de referencia, nivel freático.

*Confinados:* llamados también artesianos son formaciones geológicas permeables, completamente saturadas de agua, confinadas entre dos capas o estratos impermeables o prácticamente impermeables (una inferior y otra superior). En estos acuíferos, el agua está sometida, en general, a una presión mayor que la atmosférica y al perforar un pozo en ellos, el agua se eleva por encima de la parte superior (techo) del acuífero, hasta un nivel que se denomina nivel piezométrico. En la figura No 2.4, se puede ilustrar un acuífero libre y confinado.



**Figura 2.4 Acuífero libre y acuífero confinado**

**Fuente: Martín, Desarrollo de aguas subterráneas, (1967).**

*Semiconfinados:* son acuíferos que reciben apreciables cantidades de agua por filtración, lentamente durante largos períodos de tiempo por una de las capas de confinación, por otro lado están completamente saturados sometidos a presión que están limitados en su parte superior por una capa semipermeable (acuitardo) y en su parte inferior por una capa impermeable o también por otro acuitardo.

*Semilibres:* representan una situación intermedia entre un acuífero libre y uno semiconfinado. En este caso, la capa confinante superior es un estrato semipermeable o acuitardo, de características tales que la componente horizontal del flujo no puede ignorarse.

### 2.3.3 Producción de Agua

Todo proceso de explotación de yacimientos de hidrocarburos, bien sea de crudo o de gas, trae asociado consigo un volumen de producción de agua que dependerá de varios factores, entre otros: la presencia o no de un acuífero de fondo y su tamaño en relación al tamaño del yacimiento de hidrocarburos, de la fracción

molar de vapor de agua contenida en la composición del gas, libre y/o asociado, producido como una fase libre en conjunto con la producción de crudo o de hidrocarburo líquido condensado, del estado de agotamiento o madurez del yacimiento y del contenido de arcillas presente en la roca de formación.

Esta producción de agua debe ser medida en relación al tipo de fluido contenido en el yacimiento. Si éste es petróleo crudo, el agua debe ser medida como un corte de agua o porcentaje de agua contenido en el volumen total de líquidos producidos. Si el fluido del yacimiento es gas, la producción de agua deberá medirse como una relación de un volumen de agua asociada a una unidad de volumen del gas producido, sean cuales fueran las unidades usadas. Ejemplo: Bls./MMPCN

El origen del agua producida no tiene más que tres opciones: 1) el agua contenida en el gas natural en forma de vapor de agua, 2) irrupción del agua en el pozo productor, bien sea proveniente de un acuífero de fondo, principalmente en forma de conificación, o de un proceso de recuperación adicional mediante inyección de agua en sus dos formas viables: irrupción normal en el desplazamiento frontal o irrupción prematura por avance selectivo debido a la acción de las fuerzas viscosas y 3) agua proveniente de la compactación de las arcillas y de los efectos compresionales de la roca de formación y del agua contenida inicialmente en ella.

### **2.3.3.1 Agua de arrastre**

Cuando se produce agua en la superficie por efectos de la condensación del vapor de agua contenido en la composición de la fase gaseosa del yacimiento, ésta será dulce (agua destilada) y deberá ser convertida a su equivalente en gas para agregarla a la producción de gas. Debe quedar claro que este destilado producido en superficie no es agua de formación.

El equivalente en gas puede calcularse en base a los moles contenidos en un barril de agua, cuya gravedad específica es 1.0 y cuyo peso molecular es 18. Así,

$$GE_w = \frac{n R T_{sc}}{P_{sc}} \quad (2.1)$$

$$GE_w = \frac{350.5 \times 1.0}{18} \times \frac{10.73 \times 520}{14.7} = 7390 \text{ PCN/BN}$$

El vapor de agua, o la fracción de vapor de agua, no se reporta ordinariamente en los análisis rutinarios del gas natural. Es más bien considerado como una impureza del gas.

De hecho, su contenido es tan pequeño que apenas es del orden de fracción de 1.0 Bls./MMPCN, por lo que puede considerarse despreciable para todos los efectos analíticos. Amix desarrolló una ecuación basada en la ley de Dalton de las presiones parciales que permite calcular el contenido de agua en el gas natural, en Lbs/MMPCN.

$$W_{hc} = \frac{y_w M_w \cdot 10^6}{(1 - y_w) 380.69} \dots\dots\dots(2.2)$$

$$y_w = \frac{P_{v,H2O}}{P} \dots\dots\dots(2.3)$$

$W_{hc}$  es el contenido de agua en el gas, Lbs/MMPCN

$M_w$  es el peso molecular del agua = 18

$y_w$  es la fracción molar del vapor de agua

$P_v, H_2O$  es la presión del vapor de agua a la temperatura del sistema, lpsca

P es la presión del sistema, lpcá

Combinado las ecuaciones 2 y 3 el término  $Whc$  (contenido de agua en el gas natural) puede expresarse como función de la presión de vapor del agua. Dado en Bls/MMPCN será:

$$W_{hc} = \frac{135.04 P_{v,H_2O}}{P - P_{v,H_2O}} \dots \dots \dots (2.4)$$

A medida que la presión del yacimiento disminuye, el contenido de agua puede aumentar por efectos de la vaporización del agua connata. Este contenido adicional, a veces mucho mayor que el destilado del vapor de agua contenido en el gas natural, debe considerarse e incluirse en el término  $Wp$  y no en  $Gp$ . Naturalmente, si el gas producido se basa en el volumen del gas deshidratado, el volumen de gas debe aumentarse por el equivalente en gas del contenido de agua a las condiciones originales del yacimiento, sin importar la disminución posterior de la presión. A su vez, la producción de agua debe disminuirse en la misma proporción anterior.

Desafortunadamente, hasta el presente no se conoce ninguna metodología que permita cuantificar el efecto de la vaporización del agua connata. Simplemente, se presume que está en el orden de 3 Bls/MMPCN. La producción de agua proveniente de este fenómeno de vaporización es, evidentemente, agua de formación; y por lo tanto, no afecta la producción de gas como en el caso del vapor de agua contenido en el gas natural.

Craft y Hawkins mencionan que, debido a las compresibilidades de la formación y del agua intersticial, no existen en realidad yacimientos volumétricos; es decir, yacimientos donde el volumen poroso disponible para los hidrocarburos permanece constante. El término “volumétrico”, sin embargo, se conservará para distinguir aquellos yacimientos donde no ocurre intrusión de agua.

Cuando la presión del yacimiento disminuye de un valor inicial  $P_i$  a una presión menor  $P$  en un yacimiento de hidrocarburos (petróleo y/o gas), el volumen poroso inicial del yacimiento  $V_{pi}$  disminuye a un valor  $V_p$  debido a la compresibilidad de la roca o formación  $C_f$ .

$$V_p = V_{pi} (1 - C_f \Delta p) \dots \dots \dots (2.5)$$

Esta acción compresional de la roca de formación, sometida a una presión externa de sobrecarga constante, produce el fenómeno de compactación causando la disminución del volumen total de roca expresada en la ecuación 6, mientras que el volumen de material sólido de la roca aumenta si se relaciona al nuevo volumen poroso.

Estos dos cambios volumétricos tienden a reducir ligeramente la porosidad de la formación en el orden de  $\frac{1}{2}$  % por cada 1000 lpc de reducción de la presión interna del fluido.

Este “*efecto tipo esponja*” propicia la liberación de grandes volúmenes de agua contenida en las arcillas presentes en la formación, la cual pasaría a formar parte de la fase de agua libre en condiciones de movimiento; además, este mismo efecto podría alterar la tensión superficial del fluido mojante y su presión capilar, transformando una parte de su condición inicial de irreducible a una condición de agua libre en estado de movimiento. Así, parte del volumen de agua inicialmente presente como saturación irreducible se tornará con carácter de movilidad y se encontrará distribuida de manera dispersa en todo el yacimiento. No se tiene conocimiento de ningún estudio que cuantifique estos cambios volumétricos; sin embargo, se sabe que la gran mayoría de los yacimientos volumétricos producen agua en cantidades importantes.

Muchas veces los cortes de agua se mantienen en el orden de 40 – 60 % durante mucho tiempo, en ocasiones hasta por más de dos años, sobre todo en el período de agotamiento cercano a niveles de presiones del orden del 50% de la presión original.

Por otra parte, la compresibilidad del agua también ejerce un efecto sobre su volumetría. A medida que la presión disminuye, el volumen inicial de agua saturando el volumen poroso,  $S_{wi} V_{pi}$ , aumenta a un valor  $S_{wi} V_{pi} (1 + C_w \Delta p)$ , donde  $C_w$  es la compresibilidad promedia del agua del yacimiento en el intervalo de presión  $p_i - p$ .

En resumen, hemos establecido el término *Agua de Arrastre* para definir los volúmenes de agua provenientes de otras fuentes diferentes del agua de fondo (acuíferos). La producción de esta agua debe considerarse como agua de formación, a excepción del agua destilada proveniente de la condensación de la fracción de vapor de agua contenido en el gas natural, la cual debe convertirse en su equivalente en gas para ser agregada a la producción total de gas.

### 2.3.3.2 Conificación

La presencia de un acuífero de fondo (o de un proceso de inyección de agua) y/o de una capa de gas (o de un proceso de inyección de gas) tiene implicaciones importantes en el comportamiento de producción de los yacimientos de hidrocarburos. Una vez iniciado el movimiento de fluidos en el medio poroso, el control del mismo es tomado por las fuerzas físicas que interactúan entre los fluidos y entre fluidos y roca, además de las propiedades características del medio. Así, por ejemplo, en la componente vertical del movimiento los elementos de mayor influencia son las densidades de los fluidos y la permeabilidad vertical del medio poroso, mientras que los componentes más influyentes en la componente horizontal del movimiento son las viscosidades de los fluidos, la permeabilidad horizontal del medio y el espesor de la capa, aunque todos estos elementos pudieran afectar

notoriamente el comportamiento de flujo en cualquiera de las direcciones del movimiento.

La conificación de agua y gas ocasiona serios problemas en la explotación de yacimientos petrolíferos, por cuanto pueden reducir significativamente las tasas de producción de los pozos. De allí la importancia de seleccionar un buen intervalo de perforación del horizonte objetivo a fin de minimizar o retardar este fenómeno. En yacimientos con presencia de acuíferos, sin capa de gas, los pozos verticales deben ser completados en el tope del espesor neto petrolífero, mientras que en yacimientos con capa de gas, sin agua de fondo o con acuífero discreto, la completación es usualmente en la base del estrato objetivo.

Cuando hay presencia de acuífero activo y capa de gas, normalmente el intervalo perforado es bastante reducido y ubicado en la parte central del espesor neto petrolífero o un poco por debajo, hacia la zona de agua. Esto es debido a que la tendencia de la conificación es inversamente proporcional a la diferencia de densidades y directamente proporcional a las viscosidades. La diferencia de densidades entre el gas y el petróleo es mayor que entre el agua y petróleo, por lo que, en consideración a este aspecto, el gas tiene menor tendencia a conificarse que el agua. Sin embargo, la viscosidad del gas es mucho menor que la del agua, y por lo tanto, para un mismo diferencial de presión en un yacimiento dado, el caudal de gas fluyente será mayor que el agua. Ambas propiedades del gas y del agua, densidades y viscosidades, balancean el efecto de conificación.

En este punto es importante mencionar el efecto de las diferencias de viscosidades en la eficiencia de barrido del yacimiento. Como es obvio, el movimiento de los fluidos en el medio poroso ocurre hacia los puntos de drenaje, que son los pozos abiertos a producción, donde ocurren las presiones menores en la formación.

Varios métodos han sido propuestos para calcular el efecto de la conificación de agua de fondo en la productividad de los pozos, siendo la variable de cálculo la tasa de producción máxima requerida para que no ocurra el fenómeno de conificación; es decir, la tasa de producción por encima de la cual comienza el movimiento de agua en el acuífero, conocida como tasa crítica de producción.

### **2.3.3.3 Efectos de la alta producción de agua**

Cuando el influjo de agua es el resultado de un acuífero de fondo o lateral anexo al yacimiento, la producción de agua debe ser monitoreada, ya que podría resultar una caída significativa del volumen total y de la movilidad del petróleo. Las altas tasas de producción de agua desde una zona, implica que la permeabilidad relativa al agua y la saturación de agua en esa zona se incrementen. Los valores altos de estos parámetros hacen más difícil la producción de petróleo en esa zona.

#### **a) Disminución de la producción de petróleo**

A medida que se incrementa la producción de agua en un pozo petrolero, disminuye la producción de petróleo del mismo, hasta llegar un momento, durante la vida productiva del pozo, donde el corte de agua es tan elevado que sobrepasa el límite económico de producción de agua, generalmente este incremento se hace más notable en pozos con empuje hidráulico o que están cercanos a una arena contentiva de agua.

También puede ocurrir la presencia de agua en la producción en pozos sometidos a inyección de la misma. Muchas veces esta inyección de agua no es controlada, lo que hace que el desplazamiento o el frente de invasión, sea insostenible detrás del crudo, produciendo una ruptura más temprana.

**b) Daño por deposición de sólidos.**

El flujo a través de las perforaciones puede verse impedido por la deposición de sólidos (escama, asfáltenos, parafinas, etc.) en una región de la vecindad del pozo. Estos problemas pueden disminuir la inyectividad o desviar la inyección hacia zonas no deseadas y deben corregirse previo a considerar la aplicación de una tecnología de control de agua.

**c) Incremento en los costos operacionales.**

Cuando el corte de agua se hace cada vez más elevado, los costos operacionales también aumentan, se tienen que destinar más recursos para plantas de tratamiento de esas aguas de formación o muchas veces movilizar grandes tanques para su almacenamiento. Otro problema que ocasiona el influjo excesivo de agua y repercute en los costos, es el que se debe emplear más recursos para el mantenimiento y reparación de los equipos de superficie o de subsuelo, debido a que el agua causa severos problemas a las tuberías, bombas, maquinarias y otros equipos, ya que esta ejerce un alto poder de corrosión y desgastes, es decir, la vida útil de los equipos va a ser más corta que la de un pozo con las mismas características pero con poca producción de agua.

**d) Problemas ambientales.**

Muchas veces, parte del agua producida es imposible tratar o reducir, por lo que se hace necesario arrojarla en forma de desperdicio ya sea a un lago o en la superficie terrestre. Esto causa muchos problemas ecológicos y ambientales. El agua de formación puede ser dañina para los suelos hasta el punto que los puede esterilizar para la agricultura. Estos suelos en presencia de una cantidad razonable de agua de

formación se degradan o pierden su equilibrio debido a la presencia de sales u otros compuestos.

### **2.3.4 Interpretación de los análisis de agua**

Un análisis químico del agua nos indica que sustancias se encuentran presentes y en que concentración. Comúnmente estos resultados se expresan como composición en porcentaje o en miligramos de sustancia por litro de solución (mg/lto). Si la densidad o peso específico del agua analizada es igual a uno, quiere decir que un litro de agua pesa un kilogramo o mil gramos, por lo que la composición de mg/lto también es equivalente a partes por millón o ppm, ya que un kilogramo de agua (un litro de agua) tiene un millón de miligramos. Para fines prácticos, las aguas residuales o potables tienen una densidad que prácticamente es igual a 1 mg/ml ó 1 kg/lto, por lo que ppm y mg/lto se considera que son equivalentes.

Las concentraciones de algunas sustancias son sumamente pequeñas pero muy significativas: por ejemplo la cantidad máxima permisible de mercurio es de 0.002 mg/lto y la de arsénico es de 0.01 mg/lto, y como en esta expresión se manejan milésimas y centésimas, es más conveniente expresar estos valores en partes por billón (ppb). Una parte por millón es equivalente a 1000 ppb, por lo que la concentración máxima permitida de mercurio y arsénico es 2 ppb y 10 ppb respectivamente.

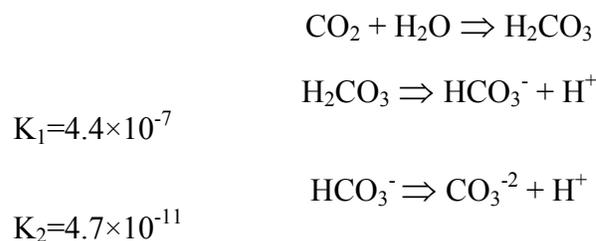
#### **2.3.4.1 Salinidad y conductividad**

Debido a que todas las aguas naturales tienen contacto con la atmósfera y con la superficie terrestre, éstas siempre contienen en mayor o menor cantidad sales en solución.

Los iones que contiene el agua como sales disueltas provienen de procesos de disolución que se lleva a cabo en cuanto el agua se pone en contacto con diversos compuestos y sustancias. El agua tiene un ciclo en el cual continuamente está cambiando de estado y de posición. El agua que se evapora del mar, de los ríos, lagos, lagunas, etc. nos regresa en forma de lluvia; si esta agua no se precipita en el mar sino en la superficie terrestre, una parte de esa agua se infiltra a las capas interiores o subterráneas de la corteza terrestre y el resto permanece en la superficie y eventualmente se evapora formando nubes que cuando se dan las condiciones causan lluvia.

Una vez que se dan las condiciones, empieza a formarse un condensado de partículas a partir del rocío para formar gotas más grandes y producir la lluvia. El agua es el disolvente universal por lo que aún y cuando se tenga agua limpia en las nubes, a partir del momento en que entra en contacto con otras sustancias empieza su acción química y disolvente.

En el agua es posible encontrar gases disueltos como oxígeno  $O_2$ , nitrógeno  $N_2$ , óxidos de nitrógeno  $NO_x$ , pero de todos estos gases el que tiene mayor impacto en las propiedades químicas del agua es el bióxido de carbono o  $CO_2$ , el cual se encuentra en el aire en cantidades relativamente abundantes y es altamente soluble en agua formando ácido carbónico. El bióxido de carbono o  $CO_2$  presente en la atmósfera se disuelve fácilmente en el agua y produce ácido carbónico, bicarbonatos y carbonatos a través de las siguientes reacciones.

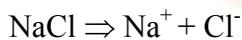
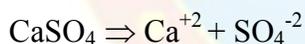


Si el agua que llega a la superficie terrestre entra en contacto con minerales de caliza (carbonato de calcio) ocurre la disolución del mineral.



De esta manera el carbonato de calcio, que no es soluble en agua, puede pasar a formar parte de ella por la acción del bióxido de carbono disuelto. Esta reacción del agua con el carbonato de calcio puede efectuarse hasta la saturación, si el agua está el tiempo necesario para llevar a cabo la disolución de la caliza. El resultado de lo anterior es agua con un alto contenido de carbonato de calcio disuelto, que se presenta en forma de iones calcio  $\text{Ca}^{+2}$  y carbonato  $\text{CO}_3^{-2}$ .

Pueden llevarse a efecto otras reacciones de disolución del agua con ciertos minerales como por ejemplo el yeso o sulfato de calcio, el sulfato de magnesio, el cloruro de sodio, el cloruro de potasio y otros. Estos se integran al agua por disolución simple ya que en mayor o menor grado son solubles en agua.



También pueden integrarse al agua en pequeñas cantidades (pero con efectos trascendentes) algunos metales como: bario, estroncio, arsénico, mercurio, manganeso, hierro, cobre y algunos otros aniones como: fluoruros, nitritos, nitratos, fosfatos, etc.

La mineralización del agua depende pues, de la zona geológica con la cual se encuentra en contacto. El grado de saturación en compuestos solubles depende de la naturaleza de la zona donde se encuentra el agua así como del tiempo que dura en contacto el agua con los minerales en su estado natural.

El total de los compuestos que se integran al agua a través del mencionado proceso de disolución se le llama contenido de sólidos disueltos y se mide cualitativamente por medio de la conductividad, ya que estas partículas en solución están cargadas positivamente o negativamente, y por lo tanto son capaces de conducir la corriente eléctrica. Cuanto mayor es la cantidad de partículas disueltas mayor es la conductividad de una solución, en este caso del agua.

Cuantitativamente se determina este contenido de sólidos por gravimetría, evaporando la solución y una vez filtrada, pesando el contenido de la cápsula antes y después de que los sólidos precipitan como cristales al evaporar el agua que los mantiene en solución.

Esta determinación es conjunta y no podemos diferenciar que sales y en qué cantidad se encuentran presentes, por lo que se requiere de hacer un análisis químico de cada una de las sustancias individuales.

Como se ha mencionado, la cantidad y tipo de sales disueltas en agua en particular depende de la historia geológica del líquido, pero podemos generalizar que en aguas naturales, el orden de abundancia de las diferentes especies es el que se presenta en la Tabla No 2.2.

**Tabla 2.2 Orden de abundancia de los diferentes cationes y aniones en la mayoría de las aguas.**

CATIONES	ANIONES
Calcio $\text{Ca}^{+2}$	Bicarbonato $\text{HCO}_3^-$
Magnesio $\text{Mg}^{+2}$	Cloruro $\text{Cl}^-$
Sodio $\text{Na}^+$	Sulfato $\text{SO}_4^{-2}$
Potasio $\text{K}^+$	Nitrato $\text{NO}_3^-$

**Fuente: López M., Tesis de Grado (2003) <sup>[5]</sup>**

Aunque un catión y un anión provengan de una sal común, una vez en solución pierden esta característica y son indistinguibles, de manera tal que el sulfato que se encuentra en solución no sabemos si proviene de por ejemplo: sulfato de calcio o sulfato de magnesio o sulfato de potasio, etc., y sus efectos posteriores en las características y calidad del agua es el mismo independientemente de su procedencia.

En todas las aguas y en toda solución existe un equilibrio entre cationes y aniones. Esto no significa que la suma de las concentraciones de todos los cationes y todos los aniones expresados en mg/lto sumen cantidades iguales, lo que debe dar sumas iguales es la concentración de cationes y aniones expresados en equivalentes, esto sí garantiza la electroneutralidad que es un requisito indispensable en toda solución que contiene partículas cargadas.

#### **2.3.4.2 Conductividad y formas de expresar el contenido de sales disueltas**

Cuando se desea saber el contenido de sales disueltas en una muestra de agua sin que se tenga que efectuar un análisis químico en un laboratorio, es posible hacerlo por medición de la conductividad del agua con un conductímetro.

Un conductímetro consiste de un par de placas que cuando se somete a una diferencia de potencial una de ellas está cargada positivamente y la otra negativamente.

Cuando esto ocurre los cationes cargados positivamente y los aniones cargados negativamente que se encuentran en la solución, emigran al polo de carga contraria. Este flujo de cargas eléctricas genera una corriente que es registrada y es mayor cuanto mayor sea el potencial iónico de las cargas en solución.

El potencial iónico depende entre otros factores del tamaño del ión y de la carga de éste: los iones hidrogeno  $H^+$  tienen menor masa que los iones  $Na^+$  por lo que el  $H^+$  contribuye en mayor proporción a la conductividad que el  $Na^+$ .

Como todas las aguas naturales tienen aproximadamente el mismo tipo de iones (Tabla No 2.2), es posible establecer una relación aproximada entre conductividad y Sólidos Totales Disueltos (STD). Existe otro parámetro muy frecuentemente empleado que es la resistividad. La resistividad es el inverso de la conductividad y se expresa de la siguiente manera:

$$L=1/\Omega$$

L= Conductividad

$\Omega$ =Resistividad

Las unidades de conductividad son:

Siemens=S=1/Ohms=Ohms<sup>-1</sup>

1 mS=miliSiemens=10<sup>-3</sup> Siemens

1  $\mu$ S=microSiemens=10<sup>-6</sup> Siemens

Las unidades de resistividad son:

Resistividad= $\rho$ =Ohms=1/Siemens=Siemens<sup>-1</sup>

1 K $\Omega$ =Kilo-Ohm= $10^3$  Ohms

1 M $\Omega$ =Mega-Ohm= $10^6$  Ohms

La relación entre Conductividad y STD es aproximadamente:  $STD \times 2 \approx \text{Cond}$  ( $\mu$ Siemens)

#### **2.3.4.3 Formas de expresar la concentración de componentes de las aguas**

Si se efectúa un análisis químico, es posible identificar los diferentes componentes que en mayor proporción se tienen en las aguas naturales y obtener la composición de las sales presentes.

Un laboratorio químico reportará sus resultados expresando la concentración de los diferentes componentes en ppm ó mg/L, o en algunas ocasiones en ppm como CaCO<sub>3</sub>.

La práctica de expresar lo mismo en diferente forma, puede conducir a confusiones para las personas que no están familiarizadas con la manera de expresar dichas concentraciones.

Cuando en el laboratorio se efectúa un análisis del agua, los resultados se expresan en miligramos por litro (mg/L).

Otra forma de expresar la concentración de un componente es en partes por millón (ppm).

Si el análisis de una muestra de agua da como resultado una concentración de 1.2 mg/L de flúor. y si la densidad relativa de la muestra de agua es de 1.0, entonces es lo mismo mg/L que ppm, ya que hay 1.2 mg de soluto en un litro de solvente (1000 grs), y también es correcto decir que hay 1.2 partes de soluto en un millón de partes (un litro= $10^3$  gramos= $10^6$  miligramos) de solvente.

Para fines prácticos se considera que las muestras de agua potable tienen una densidad relativa de 1.0, y las aguas residuales integran otros componentes adicionales que no contienen las aguas potables, pero también es posible considerar su densidad relativa de 1.0 y por lo tanto mg/L es lo mismo que ppm.

Otra forma de expresar la concentración de los iones es en equivalentes o miliequivalentes (1 equivalente=1000 miliequivalentes, 1 eq=1000 meq).

Esta forma de expresar la concentración de las sales es la más lógica y de mayor valor práctico, pero raras veces es empleada en los reportes químicos de laboratorio.

El principio de electroneutralidad de las soluciones salinas establece que en una solución, la cantidad de equivalentes en cationes y en aniones debe ser la misma.

La concentración en equivalentes de una sustancia por litro de solvente, es igual al peso en gramos de esa sustancia entre el peso equivalente de esta sustancia. El peso equivalente es igual al peso atómico entre el número de valencia o estado de oxidación del elemento.

Otra forma muy común de expresar la concentración es en partes por millón como carbonato de calcio (ppm como  $\text{CaCO}_3$ ). Para obtener este valor se multiplica la concentración del analito en ppm por el peso equivalente del carbonato de calcio (que siempre es 50) y se divide entre el peso equivalente de analito.

$$\text{ppm como CaCO}_3 = \text{ppm (Peq. del CaCO}_3 / \text{Peq. del analito)}$$

Como el peso equivalente del carbonato de calcio siempre es 50, otra forma de convertir la concentración a ppm como CaCO<sub>3</sub> es multiplicando los miliequivalentes por litro por 50.

$$\text{ppm como CaCO}_3 = \text{meq/L} * 50$$

La suma de las concentraciones de cada uno de los cationes debe ser igual a la suma de las concentraciones de cada anión, siempre y cuando estas se expresen en meq/L o en partes por millón como CaCO<sub>3</sub>.

Si se desea conocer la composición mayoritaria de cada especie en un agua en particular, se procede al análisis de: calcio, magnesio, sodio y potasio, así como de bicarbonatos y carbonatos (alcalinidad), sulfatos y cloruros. Se expresa la concentración en meq/L o partes por millón como carbonato de calcio y se suman las concentraciones de los aniones y cationes y estas sumas, dentro de los límites normales de error, deben dar cantidades iguales. Desde luego, el agua también debe contener otras especies como: cobre, hierro, flúor, fosfatos, nitritos, etc. pero a menos que se trate de un agua fuera de lo convencional, estas concentraciones son tan pequeñas que influyen en ciertas características del agua, pero su contribución a la composición del equilibrio de electroneutralidad es tan pequeña que para simplificación del cálculo y estimación se consideran despreciables.

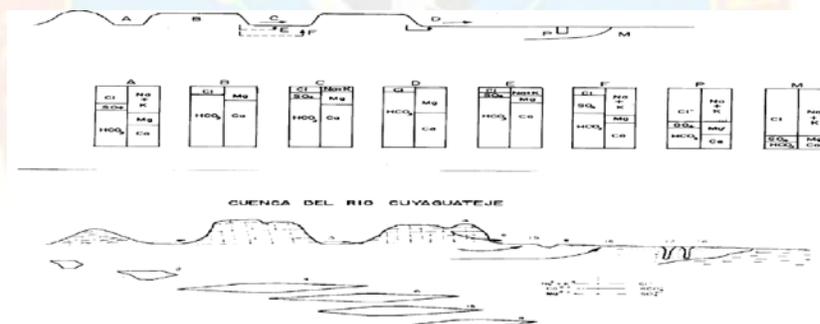
### **2.3.5 Representación gráfica de la composición química de las aguas<sup>[6]</sup>**

La representación gráfica de los datos hidroquímicos constituye una herramienta de trabajo muy eficiente en la interpretación de las propiedades de un agua, así como para hacer comparaciones. También permite ver con facilidad el

comportamiento y evolución de un agua en un territorio determinado y a través del tiempo (Fagundo, 1996). Entre los métodos gráficos más utilizados se destacan los siguientes: diagrama de barra, diagrama circular, diagrama de Stiff, diagrama triangular, diagrama vertical.

### 2.3.5.1 Los Diagramas de barras o de columna

Se han empleado ampliamente por su sencillez. La composición química se puede expresar en mg/l, meq/l o % meq/l. La forma más común consiste en presentar en la columna de la derecha los tantos por ciento de los miliequivalentes de aniones en el orden  $\text{Cl}^-$ ,  $\text{SO}_4^{2-}$ ,  $\text{HCO}_3^-$  de arriba hacia abajo y en la columna de a izquierda,  $\text{Na}^+$ ,  $\text{Mg}^{2+}$ ,  $\text{Ca}^{2+}$ . (Fig. 2.5).



**Figura 2.5 Representación de la composición química de las aguas de la cuenca del río Cuyaguaje mediante diagramas de barras.**

**Fuente: Fagundo, hidrogequímica (2007)**

### 2.3.5.2 El Diagrama circular

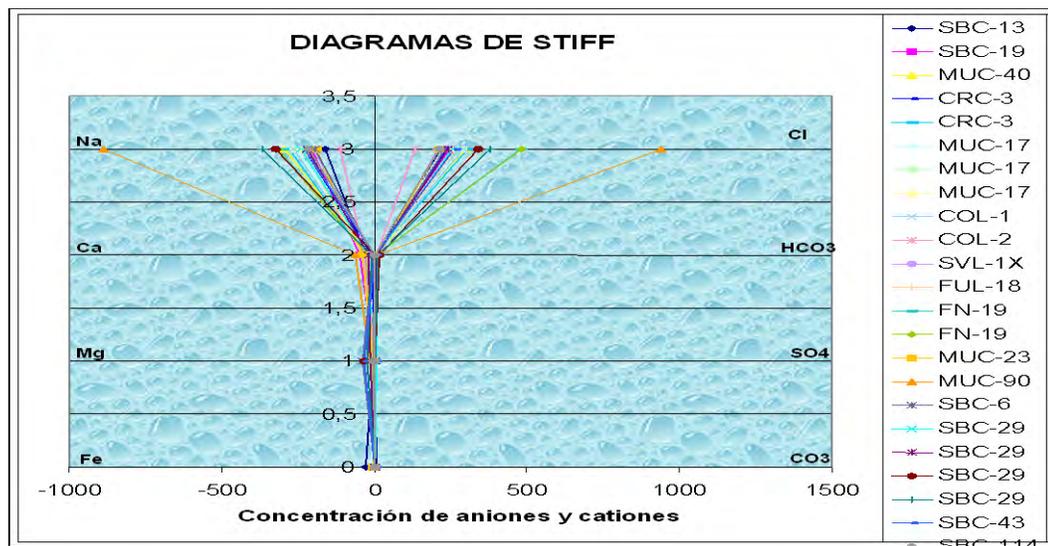
Expresa la composición mediante un círculo, cuyos ángulos son proporcionales a las concentraciones y sus radios o diámetros al total de sólidos disueltos, mientras

que la suma de los aniones y de los cationes es igual a 1800. Constituye uno de los métodos más útiles para expresar la composición química en el mapa de una zona.

### **2.3.5.3 El Diagrama de Stiff**

Emplea un sistema de ejes horizontales paralelos y un eje vertical. En cada uno de estos se coloca un ion determinado. Una forma adecuada consiste en colocar en los ejes de la izquierda las concentraciones (meq/l) de los iones  $\text{Na}^+ + \text{K}^+$ ,  $\text{Ca}^{2+}$  y  $\text{Mg}^{2+}$  de arriba hacia abajo y, en el mismo orden, en los ejes de la derecha, los iones  $\text{Cl}^-$ ,  $\text{HCO}_3^- + \text{CO}_3^{2-}$ , así como  $\text{SO}_4^{2-}$ . Este método permite apreciar y comparar en forma rápida los diferentes tipos de agua, cuando éstas se encuentran en cantidades limitadas. Es especialmente útil cuando se quieren apreciar cambios en el comportamiento de un agua en determinado tiempo, por características climáticas, hidrogeológicas o efectos antrópicos.

Los mapas hidrogeoquímicos ofrecen una valiosa información sobre las relaciones existentes entre el quimismo de las aguas y las condiciones geológicas, así como físico-geográficas, cuando se superponen en el mismo, la litología presente, la red de drenaje y los diagramas (circulares o de Stiff) con la composición química de las aguas. La figura 2.6 muestra un ejemplo de diagrama de Stiff.



**Figura 2.6 Figuras de Stiff para diferentes aguas encontradas en los pozos.**

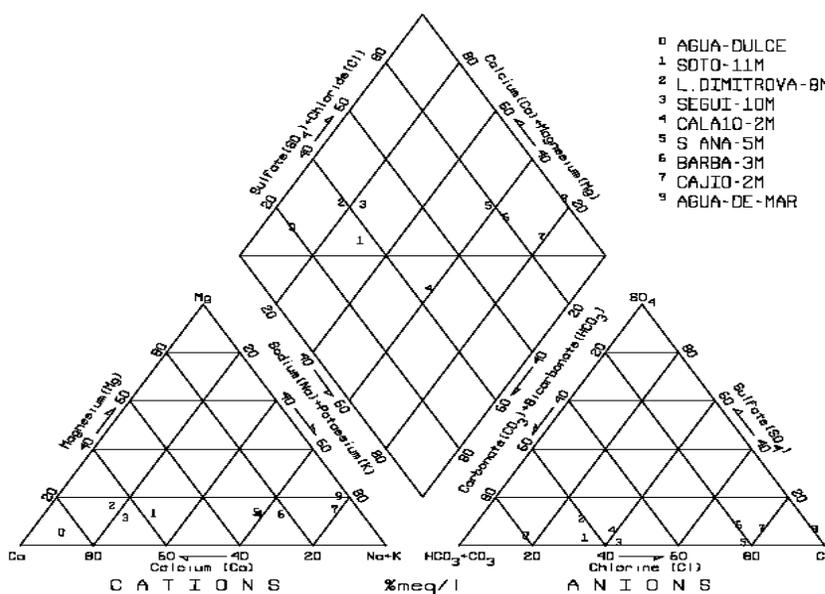
**Fuente: Fagundo, hidrogeoquímica (2007)**

Otro método gráfico utilizado para la representación de la composición química de un agua es el de **TIPO TRIANGULAR**. El más sencillo consiste en el empleo de dos triángulos equiláteros, uno para los aniones y otro para los cationes, donde cada vértice representa 100 % de un ion particular. Schoeller ha propuesto el uso de un triángulo único, en el cual sobre los ejes se representa la concentración (%meq/l) de  $\text{Cl}^-$  y  $\text{Na}^+$ ;  $\text{HCO}_3^-$   $\text{CO}_2^-$  y  $\text{Ca}_2^+$ ;  $\text{SO}_4^-$  y  $\text{Mg}_2^+$ . Las concentraciones aniónicas determinan un punto y las catiónicas otro. El agua queda definida por el eje que une ambos puntos.

#### 2.3.5.4 Los Diagramas Triangulares de Hill y Piper

Tienen como ventaja en relación con los anteriores, que permiten representar un gran número de muestras en un sólo gráfico. En éstos, los triángulos de aniones y cationes ocupan los ángulos inferiores izquierdo y derecho con sus bases alineadas. La parte central del diagrama posee forma de rombo y sobre éste se proyectan los

puntos de cada uno de los triángulos por medio de una recta paralela al borde superior del rombo. La intersección de estas dos rectas representa la composición del agua con respecto a una determinada agrupación de aniones y cationes. La figura 2.7 muestra un ejemplo.



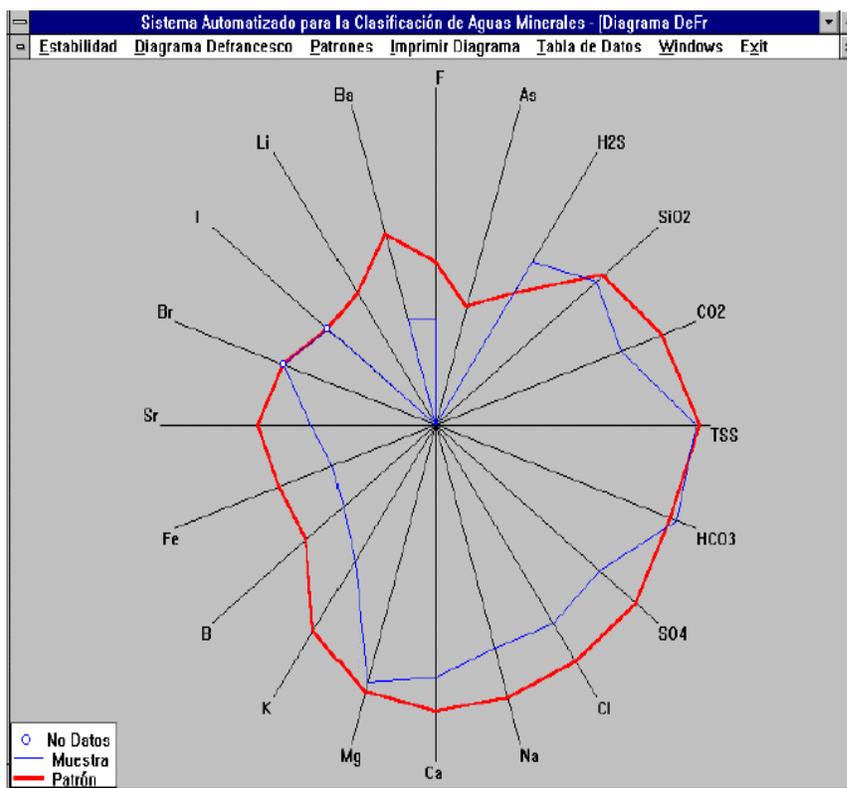
**Figura 2.7 Diagrama triangulares de Hill y Piper.**

**Fuente: Fagundo, hidrogeoquímica (2007)**

### 2.3.5.5 Los Diagramas de tipo vertical

En la representación gráfica de la composición química de un grupo numeroso de muestras. En estos diagramas se coloca en el eje de ordenadas la concentración (en mg/l, meq/L o % meq/L) y en el eje de las abscisas los distintos iones presentes. El más usado de estos es la variante propuesta por Schoeller, en la cual la composición química se expresa en unidades logarítmicas.

Recientemente se ha propuesto por Defrancesco (1991) un tipo de diagrama circular (Fig. 2.8) en el cual se representa en una escala logarítmica tanto macro como microconstituyentes y en la misma gráfica se representa la composición de la muestra estudiada y la del patrón de agua potable, mineral o de bebida envasada según la norma correspondiente (Tillán et. al, 1996).



**Figura 2.8 Diagrama Hidroquímico Defrancesco.**

**Fuente: Fagundo, hidrogeología (2007)**

### 2.3.6. Interpretación de los diagramas de Stiff

Los diagramas de Stiff son polígonos que sirven para fácilmente identificar la familia de agua que se tiene en un aprovechamiento dado. Estos diagramas se

encuentran divididos mediante una línea vertical, quedando los aniones (iones con cargas negativas) del lado izquierdo y los cationes (iones positivos) del lado derecho.

Todas las concentraciones de los iones se encuentran expresadas en miliequivalentes por litro (meq/l) y la escala gráfica en la esquina inferior derecha representa una magnitud de 10 meq/l, esta escala se dividió cada unidad para así facilitar una mejor idea de la magnitud de los iones disueltos en cada una de las muestras, es decir cuanto más ancho es un diagrama, más mineralizada se encuentra el agua a la que representa.

El orden que se tiene para los diagramas para el presente trabajo es el siguiente:

**Del lado izquierdo tenemos:**

En el nivel superior se ubica la cantidad de sodio (Na)

En los niveles intermedios se representa la cantidad de calcio (Ca) y magnesio (Mg).

En el nivel inferior se representa al hierro (Fe)

**Del lado derecho tenemos:**

En el nivel superior se ubica la cantidad de Cloruro (Cl)

En los niveles intermedios se representa al carbonato ( $\text{CO}_3$ ) y al bicarbonato ( $\text{HCO}_3$ )

En el nivel inferior se representa al sulfato ( $\text{SO}_4$ )

Ejemplo:

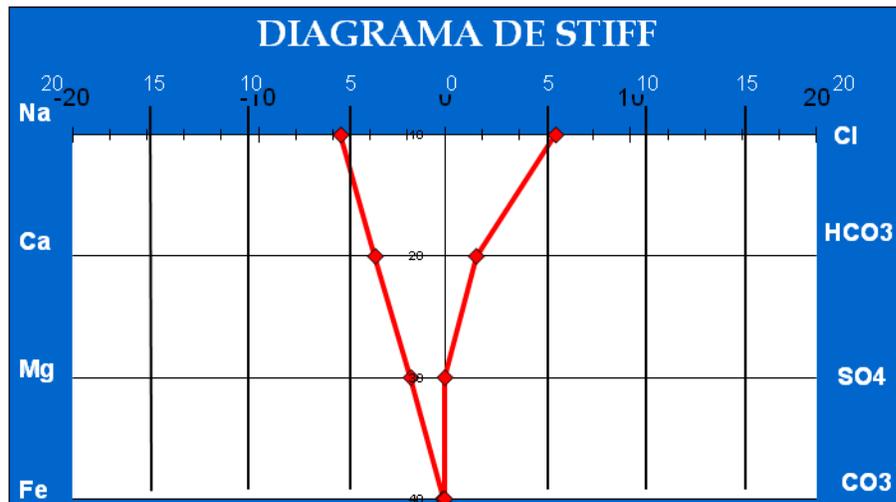


Figura 2.9 Diagrama de Stiff.

En la figura 2.9 podemos observar que el ejemplo representa a un agua cloruro de sodio, ya que estos son los iones que tienen una mayor magnitud, es decir una mayor distancia respecto a la línea vertical del centro.

#### 2.4 DEFINICIÓN DE TERMINOS BÁSICOS

**Acuitardo:** es una formación geológica (por lo general es una capa de material como la arcilla) la cual crea una barrera al flujo del agua subterránea debajo de la superficie de la tierra.

**Cloruro:** el ión cloruro (Cl<sup>-</sup>), es uno de los aniones inorgánicos principales en el agua natural y residual.

**Conductividad:** capacidad de un cuerpo en dejar pasar la corriente eléctrica o el flujo eléctrico a través de él. De cierta forma puede pensarse en el inverso de la resistividad, es decir, la resistividad es inversa a la conductividad.

**Correlación:** correspondencia o relación recíproca entre dos o más cosas o serie de cosas, medida de la dependencia existente entre variantes aleatorias.

**Corte de agua:** representa el porcentaje de agua que se produce con un barril de petróleo.

**Formación:** se refiere a estratos rocosos homogéneos de cualquier tipo, usados particularmente para describir zonas de roca penetrada durante la perforación.

**Ión:** un átomo o grupo de átomos con una carga positiva (Cación) o una negativa (Anión), como resultado de haber perdido o ganado electrones.

**Miligramos por litro (mg/l):** se refiere a los miligramos de sólidos por litro de salmuera.

**Porcentaje de sólidos:** se refiere a los gramos de sólidos más líquido multiplicado por cien. El porcentaje de sólidos se obtiene dividiendo ppm por 10.000.

**PPM:** una de las unidades de medición más comunes en el análisis de agua, se refiere a los partes por millón en masa, de la solución.

**Regresión:** es la tendencia de una medición extrema a presentarse mas cercana a la media en una segunda medición.

**Resistividad:** es la resistencia de flujo eléctrico de una unidad volumétrica del medio, y se expresa en ohmios por metros.

**Valor P:** está definido como la probabilidad de obtener un resultado al menos tan extremo con el que realmente se ha obtenido (valor estadístico calculado) suponiendo que la hipótesis nula es cierta.



## **CAPÍTULO III**

### **MARCO METODOLÓGICO**

#### **3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN**

El problema planteado está catalogado como una investigación descriptiva ya que es el tipo de investigación que genera datos de primera mano para realizar después un análisis general y presentar un panorama del problema; se ocupa del análisis e interpretación de los datos que han sido reunidos con un propósito definido, el de la comprensión y solución de problemas.

En este caso la meta u objetivo es realizar un estudio más detallado de las variables que influyen en la alta producción de agua de los campos Santa Ana y El Toco con el fin de correlacionarlos.

Como lo indica **Arias, F.** (2004). “La investigación Descriptiva consiste en la caracterización de un hecho, fenómeno, individuo o grupo, con el fin de establecer su estructura o comportamiento.” (p. 22).<sup>171</sup>

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

Con el propósito de obtener respuesta al problema planteado, se adoptará una estrategia basada en la investigación documental, ya que se empleara la utilización de fuentes bibliográficas, electrónicas, libros técnicos, tesis de grado, etc. que permitirá obtener la información que se desea, conocer un poco más el área de estudio y dar solución al problema.

Como lo señala **Arias, F.** (2004) “Es un proceso basado en la búsqueda de recuperación, análisis, crítica e interpretación de datos secundarios, es decir lo obtenido y registrado por otros investigadores en fuentes documentales.” (p. 27).<sup>[7]</sup>

### **3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA**

Como lo indica **Arias, F.** (2004). “La población es el conjunto de elementos con características comunes que son objetos de análisis y para los cuales serán válidas las conclusiones de la investigación.” y “La muestra es un subconjunto representativo de un universo o población.” (p. 98).<sup>[7]</sup>

En esta investigación la población y la muestra de estudio serán iguales y estarán representadas por las aguas de formación producidas por los pozos que integran los campos Santa Ana y El Toco.

### **3.4 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO**

El procedimiento que conforma el desarrollo de la investigación estuvo estructurado de manera que todos los objetivos propuestos se lograran ser alcanzados.

#### **3.4.1 Etapa 1. Selección de los pozos que presenten análisis fisicoquímico de las aguas de formación, de los Campos Santa Ana y El Toco**

El primer paso consistió en seleccionar los pozos que presentaron producción de agua asociada al crudo donde dicha agua presentó análisis de concentración en ppm del ión cloruro, de los Campos Santa Ana y El Toco, para ello se procedió a revisar detalladamente las arenas de los campos con la ayuda de las carpetas de los pozos y de los registros eléctricos.

### **3.4.2 Etapa 2. Determinación de los factores influyentes en las variaciones de la salinidad del agua de formación de los miembros Oficina, Merecure y San Juan de los campos Santa Ana y El Toco**

Para el desarrollo de este objetivo, se utilizó información documental que permitió definir la estrategia a seguir. A partir de ésta, se determinaron los parámetros influyentes en la salinidad, ya que es la variable más importante en dicho estudio. Para hacer posible esto se procederá a graficar diferentes variables como profundidad, grado de agotamiento, temperatura, resistividad en función de la salinidad para evaluar el comportamiento de estos parámetros.

#### **3.4.2.1 Caracterización Físicoquímica de las Aguas**

Con el propósito de caracterizar los parámetros físicoquímicos de las aguas de los pozos, se efectuaron la recolección de muestras de aguas de pozos activos. Dicha recolección se llevó a cabo por intermedio de los operadores de las estaciones de flujo, quienes facilitaron el proceso dirigiéndose a los cabezales de los pozos, para de esta manera obtener las muestras lo más representativas posibles, corroborando previamente si las válvulas de los mismos no presentaban problemas, esto con la idea de optimizar tiempo. Los pozos activos a los cuales se les realizó el muestreo para el año 2011 fueron AM-119 y AM-120 para el Campo Santa Ana; TM-49 y TM-108 para el Campo El Toco, adicional a esto se cuenta con los análisis físicoquímicos de los pozos AM-3A, AM-10, AM-16, AM-56, AM-117 Y AG-31 pertenecientes al Campo Santa Ana y de los pozos TM-01, TM-06, TM-07, TM-12 pertenecientes al Campo El Toco.

Una vez obtenidas las muestras de aguas, se procedió a enviarlas al Centro de Análisis, para ser analizada con el propósito de obtener información físico-química de ellas como: Cloruros, conductividad, sodio, índice de saturación y sólidos disueltos,

dichos análisis fueron realizados por técnicos especialistas que se encargaron también de evaluar parámetros de alcalinidad, dureza total, dureza cálcica, pH, hierro, calcio y magnesio, donde se empleo toda la instrumentación adecuada atendiendo a las normas aplicadas para cada caso, tales como medidor digital de pH, vaso precipitado, buretas, cilindros graduados, entre otros.

Estos análisis permiten caracterizar las aguas presentes en los campos y los principales parámetros requeridos para su caracterización se muestran en la tabla N° 3.1.

**Tabla 3.1 Análisis fisicoquímicos requeridos.**

PARÁMETROS
DUREZA TOTAL ( mg/ LCaCO <sub>3</sub> )
DUREZA TOTAL ( mg/ LCaCO <sub>3</sub> )
DUREZA MAGNÉSICA ( mg/ LCaCO <sub>3</sub> )
CALCIO (mg/ L Ca <sup>+2</sup> )
MAGNESIO (mg/ L Mg <sup>+2</sup> )
CLORUROS ( mg/ LCl <sup>-1</sup> )
ALCALINIDAD F (mg/ LCaCO <sub>3</sub> )
ALCALINIDAD T (mg/ L CaCO <sub>3</sub> )
BICARBONATOS ( mg/ L HCO <sub>3</sub> <sup>-1</sup> )
CARBONATOS ( mg/ L CO <sub>3</sub> <sup>=</sup> )
SULFATOS ( mg/ L SO <sub>4</sub> <sup>=</sup> )
HIERRO TOTAL ( mg/ L Fe)
Ph
Sólidos totales [mg/l]
SODIO (mg/ L Na <sup>+</sup> )

La caracterización del agua permitió conocer sus propiedades, parámetros físicos y químicos, cada una de las características que la definen y distinguen. El punto principal en esta caracterización fue la definición del tipo de agua:

Para definir el tipo de agua presente en los pozos a los cuales se les hizo muestreo y se les realizó un análisis fisicoquímico fue necesario la utilización de dos herramientas, como lo es el diagrama de Stiff y el método de Sulin.

La utilización conjunta de estos dos métodos permitió predecir con un margen de error menor la clasificación de dichas aguas, debido a que una ofrece gráficamente las concentraciones de los aniones y cationes presentes en la muestra de agua definiendo el tipo de sal presente mientras que la otra evalúa sólo su clasificación.

### **Diagramas de Stiff**

Dentro de la empresa PDVSA se encontró una hoja de cálculo que facilita la realización de estos diagramas de Stiff, sólo se tuvo que introducir los datos fisicoquímicos obtenidos y muestra la grafica característica del agua allí presente.

Estas gráficas presentan la carga aniónica en la parte derecha y en la parte izquierda los cationes. Las concentraciones de los aniones y cationes trazadas en el gráfico, origina un polígono que según sea su tendencia se predice que sal está presente en el agua para poder definirla como meteórica, connata o mezcla.

Para la realización de estos diagramas se necesitó los valores de los cationes (sodio, calcio, magnesio e hierro) y aniones (cloruro, bicarbonato, carbonato y sulfato) en miligramos por litro (mg/l) arrojados por los análisis fisicoquímicos, que de acuerdo a una escala adecuada se pudo representar las gráficas por pozo, realizándose su interpretación posterior para la definición del tipo de agua.

**Tabla 3.2 Datos fisicoquímicos de los cationes y aniones en miligramos/litros  
(mg/l)**

POZO	PROF.	FECHA	HCO3	Ca	CO3	Cl	Na	Fe	Mg	SO4
			mg/L	mg/L	mg/L	mg/L	mg/L	mg/L	mg/L	mg/L
AG-31	12134-54 ME-T45/ AG 31	23-11-82	40	400	0	124110	79813	17.89	170	295
AM-3A	8349 ME-M2/ AM 20	24-8-68	407	460	30	16666	10350	0.5	61	24
AM-10	8481-91 ME-HI/ AG 1	27-5-53	1482	49	114	8156	5319	-	36	30
AM-16	9153-60 ME-M1	5-6-52	561	1525	0	24715	14149	-	195	55
AM-56	8136-46 ME-HM/ AM 56	29-8-60	166	32	0	168	119	0	10	7
AM-117	7890 ME-M2/ AM 20	24-10-09	1135	236	0	9310	6072.1	2.2	60.7	7
AM-117	8862 SAN JUAN	24-10-09	590	410.4	0	18540	11439.6	3.7	175.9	13
AM-119	8470	23-9-11	1549.4	2528	0	31400	17600	23.5	223.56	3
AM-119	8539	23-9-11	927.20	2764	0	32200	17449.09	17.80	313.47	4
AM-119	8637	23-9-11	1110	588	0	21100	13008.73	10.29	216.27	3
AM-119	8676	23-9-11	1037	748.8	0	21200	12853.77	9.93	221.13	4
AM-120	4614	4-11-11	3782	116	0	6400	5418.18	0.73	17.01	21
AM-120	5624	4-11-11	3464	60	0	2950	3138.79	0.35	7.29	9

TM-01	6284-97 COA/		210	7.9	0	312.9	287.9	0	0.5	0
TM-06	9840-60 TEMB/	6-10-49	3111	29	1020	2305	4354	0	4	2169
TM-06	8558-78 ME-P/	11-10-49	708	1646	0	16046	8499	0	163	47
TM-06	8340-60 ME-NI/	16-1-49	769	3855	0	36347	18889	0	295	17
TM-06	7478-92 ME-D/ TM 2	28-10-49	903	589	0	13829	8495	0	96	90
TM-06	5580-00 VE-I/	29-11-49	3965	129	0	5851	5123	0	33	91
TM-07	6916-32 CO-M1/ TM 17	11-11-86	130	12	0	295	213	4.9	7.3	0
TM-12	2617-37 AZ-R/ TM 12	29-5-81	396	-	30	2282	3766	-	-	-
TM-49	8094	28-5-11	3300	1920	0	28200	16250.8	6.9	534.6	24
TM-49	7934	28-5-11	850	1800	0	27800	15766.2	7.8	243	21
TM-49	6441	28-5-11	3100	112	0	2700	2752.4	1.3	17	42
TM-108	6660 CO-H/ TM 101	4-1-11	210	7.9	0	312.9	287.9	-	0.5	-

### Método de Sulin

Por este método se clasificó el agua en connatas y meteóricas, que de acuerdo a la relación estequiométrica entre el sodio y el cloro, cuando es mayor a 1 se consideró meteórica y menor a 1 corresponde a connata, sin embargo, él posee un margen de error debido a que existen aguas que presentan especies características de estos dos tipos de aguas. Por ejemplo puede clasificar el agua como meteórica teniendo estas

altas concentraciones de cloruro o también las puede clasificar como connata teniendo bicarbonato como especie predominante.

Existen ecuaciones descritas por este método que permitieron clasificar el agua, mostradas en el capítulo II. Los datos necesarios para realizar estos cálculos son mostrados en la tabla 3.3.

**Tabla 3.3 Iones utilizados en el método de Sulin.**

POZO	PROF.	Cl meq/ L	Na meq/ L	Mg meq/ L	SO <sub>4</sub> meq/ L
AG-31	12134-54	3546	3470.130	10	6.14
AM-3 <sup>a</sup>	8349	476.171	450	3.5882	0.5
AM-10	8481-91	233.028	231.26087	2.1176	0.625
AM-16	9153-60	706.142	615.1739	11.470	1.145
AM-56	8136-46	4.8	5.17391	0.5882	0.145
AM-117	7890	262.601	264.121	4.999	0.146
AM-117	8862	522.946	497.596	14.477	0.271
AM-119	8470	886	766	18.4	0.06
AM-119	8539	908	759	25.8	0.08
AM-119	8637	595	566	17.8	0.06
AM-119	8676	598	559	18.2	0.08
AM-120	4614	182.857	235.5730	1.0005	0.437
AM-120	5624	84.2857	136.4691	0.4288	0.187
TM-01	6284-97	6.51875	14.395	0.0178	0
TM-06	8558-78	458.4571	369.5217	9.5882	0.979
TM-06	8415-37	1038.485	821.2608	17.352	0.354
TM-06	7478-92	395.1142	369.3478	5.6470	1.875
TM-06	5580-00	167.1714	222.7391	1.9411	1.895
TM-07	6917-32	8.42857	9.26086	0.4294	0
TM-12	2617-37	65.2	163.739	0	0
TM-49	8094	795.419	706.868	534.6	0.5
TM-49	7934	784.137	685.791	19.996	0.437
TM-49	6441	76.157	119.723	1.4	0.874
TM-108	6660	8.94	12.5173	0.0294	0

Aplicando el método al pozo AM-119 a 8470 pies utilizando las ecuaciones, se presenta a continuación una muestra de cálculo.

Partiendo de la siguiente ecuación 2.1, se tiene que:

$$\text{Meq. Na}^+ / \text{Meq. Cl}^- = 766 \text{ meq} / 866 \text{ meq} = 0.884 < 1$$

**Se obtuvo:**

$$\text{Meq. (Na}^+ - \text{Cl}^-) / \text{Meq. SO}_4^{2-} = (766 - 886) / 0,06 = -333.33 < 1$$

**De igual modo con la siguiente ecuación, se obtuvo:**

$$\text{Meq. (Cl}^- - \text{Na}^+) / \text{Meq. Mg}^{++} = (886 - 766) / 0.06 = 2000 > 1$$

Estos cálculos se aplicaron a cada uno de los pozos para obtener su respectiva clasificación.

### **3.4.2.2 Determinación de la Resistividad del Agua (Rw)**

**Determinación de Rw, a partir de Análisis Físico-Químico de una muestra representativa de agua de formación**

A partir del análisis físico-químico de las muestras de agua de formación, es posible determinar el valor de la resistividad de agua del yacimiento, siguiendo la siguiente metodología:

A partir de un análisis químico de una muestra de agua representativa se puede determinar la resistividad del agua de formación. Los análisis cuantitativos de las aguas de formación, pueden presentarse en diversas formas. Deben expresar tanto la concentración total, como la concentración de cada una de las sales disueltas, o de cada uno de los iones presentes en la solución. Los valores se expresan

frecuentemente en partes por millón (ppm), sin embargo, también pueden ser expresados como:

- Gramos o miligramos por litro (mg/lt).
- Porcentaje por peso (1% = 10.000 ppm).
- Miliequivalentes por litro (meg/lt).
- Porcentaje de miliequivalentes por litro (%meg).

El método consiste en reducir la composición química de la muestra de agua a una equivalente en cloruro de sodio (NaCl). Existe un método desarrollado por The Atlantic Refining CO., en el cual las partes por millón de cada ión (ppm) se reducen a una salinidad equivalente de cloruro de sodio (NaCl) por medio de unos factores de conversión o factores de dunlap. Estos factores se determinan de gráfico (Gen 8) de Schlumberger a partir de la concentración total de sólidos. Esta concentración es la sumatoria de todas las concentraciones (ppm) de los iones presentes en el análisis químico de la muestra.

$$\text{Concentración} = \sum (\text{ppmc} / \text{ión})_i$$

**Total de sólidos  $i = 1$**

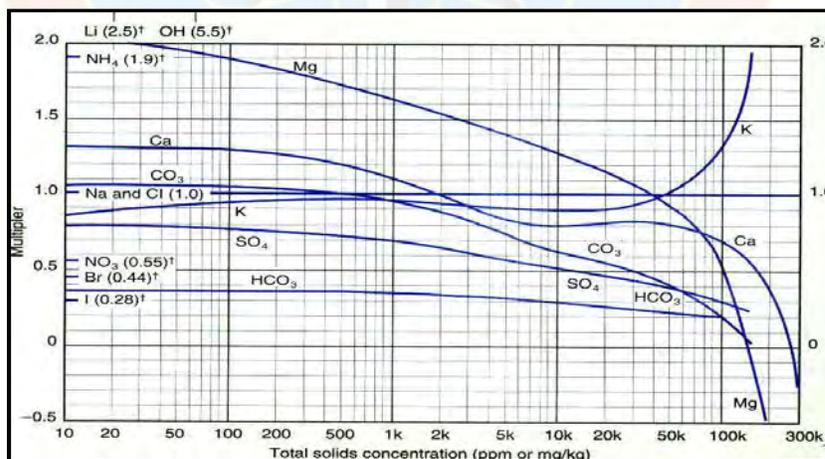
Para obtener la salinidad total equivalente en cloruro de sodio, las partes por millón de cada ión se multiplican por su factor de conversión correspondiente y los productos se suman.

$$\text{Salinidad total equivalente en cloruro de sodio} = \sum (\text{ppmc} / \text{ión} * f_{\text{convi}}) \quad (3.1)$$

Para obtener la resistividad del agua de formación se lleva el valor de la salinidad total equivalente de cloruro de sodio la siguiente ecuación:

$$Rw_{75} = 0.0123 + \frac{3547.5}{[NaCl(ppm)]^{0.955}} \quad (3.2)$$

Se ubicaron en las carpetas de pozos todo tipo de informe o trabajo que suministrara información de análisis físico-químicos del agua de formación, obteniéndose información de 14 pozos a los cuales se les aplicaron análisis de agua. Una vez validados los análisis físico – químicos disponibles, se procede a caracterizar cada muestra. Con el total de muestras representativas se realiza un análisis estadístico, que incluye los diagramas de Stiff, para establecer un patrón representativo del agua de formación del campo. El análisis estadístico arrojará el valor más representativo de la cantidad de cloruros de sodio equivalentes utilizando el gráfico GEN-8 de SCHLUMBERGER.



**Figura 3.1 Gráfico GEN-8**

**Fuente: Base de datos SCHLUMBERGER**

Para efectos de esta investigación para determinar los ppm equivalentes de NaCl (Cloruro de Sodio) se utilizó el gráfico GEN-8 elaborado en una hoja de cálculo

de Microsoft Office Excel, para así minimizar el porcentaje de error en la determinación de la salinidad equivalente de NaCl.

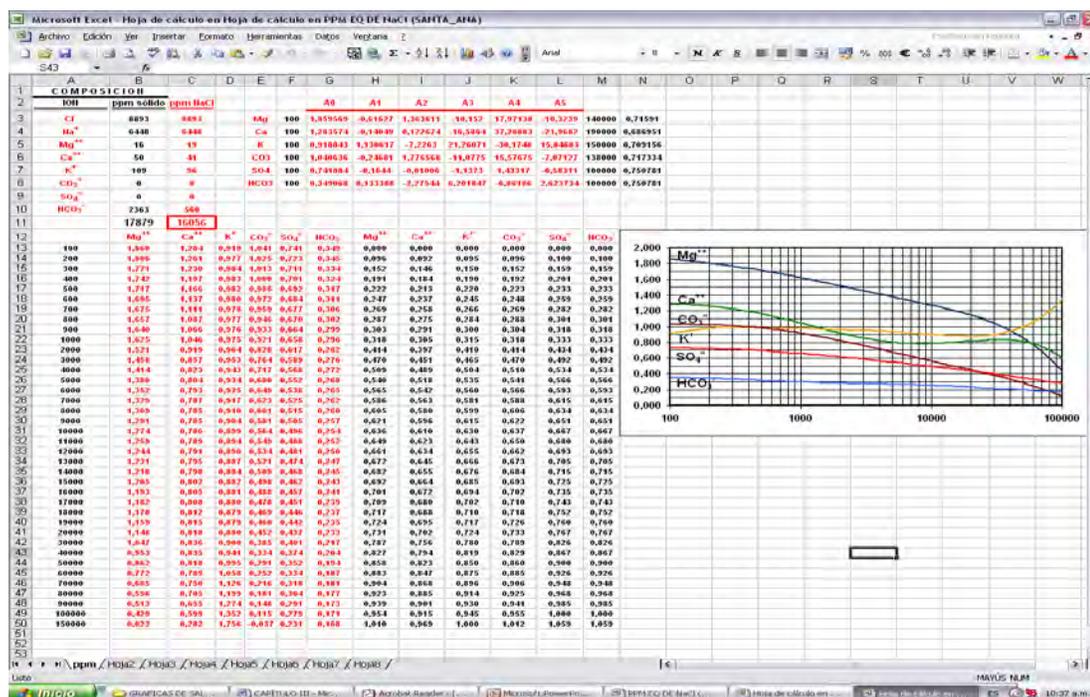


Figura 3.2 Gráfico GEN-8 de SCHLUMBERGER en una hoja de cálculo de Microsoft Office Excel

Para la construcción de los diagramas de Stiff, se consideran las concentraciones absolutas en miligramos por litro de los iones de sodio, calcio, magnesio, cloro, bicarbonato y sulfato. Los valores de concentración de cada ión son representados a la izquierda y derecha de un eje vertical.

Los valores se unen con líneas rectas, para conformar un diagrama característico de cada tipo de agua. La escala debe ser cuidadosamente escogida, dependiendo de las concentraciones.

### **3.4.3 Etapa 3. Establecimiento de un rango de salinidad por nivel estructural de la formación Oficina, Merecure y San Juan de los campos Santa Ana – El toco.**

Para desarrollar este objetivo se integrara toda la información geológica, de yacimientos, análisis químico de muestra de agua y se procederá a elaborar un estimado donde se podrá representar a través de un rango los PPM de dichos campos.

#### **3.4.3.1 Determinación de los parámetros petrofísicos de los acuíferos**

Esta etapa comprende la búsqueda de registros eléctricos (resistividad, Rayos Gamma, potencial espontáneo, microlog, densidad neutrón, entre otros) presente en las carpetas de los pozos en el programa Simde o en archivos de pozos, para obtener datos de las arenas de interés y estudiar las propiedades petrofísicas de los mismos, realizando los cálculos necesarios a través de ecuaciones, considerando el uso de hojas de cálculo en Microsoft Excel, a fin de adquirir parámetros importantes tales como espesor de arena, volumen de arcilla, saturación de agua y porosidad.

Inicialmente se realizó una revisión de los registros del pozo AM 117, esta consistió en el reconocimiento de la información asentada en el cabezal, en las escalas y en las curvas, se seleccionó el pozo AM 117 por presentar un análisis fisicoquímico de agua libre; seguidamente con la ayuda de los puntos las del pozo AM 117 se elaboró un registro gráfico en una hoja de cálculo de Microsoft Excel para facilitar la búsqueda minuciosa de las posibles arenas contentivas de agua. Se inició con la arena ME-M2 yacimiento AM 20 con un intervalo de 100 pies (7816'-7916') del pozo AM 117 por presentar un análisis fisicoquímico con una salinidad equivalente de 14200 ppm. De igual forma se procedió a evaluar a los demás pozos que se encuentran ubicados buzamiento abajo del pozo AM 117 en la ME M2/ AM 20, que son los pozos AM 103, AM 101, AM 113, AM 92, AM 100, AM 89S, AM

109, AM 73, AM 69 y AM 117; una vez encontradas las arenas se ubicaron los datos presentes en los cabezales y cuerpos de los registros tales como: temperatura de fondo y superficie; temperatura y profundidad de las arenas de agua, temperatura de la formación, profundidad final del pozo, resistividad de la lutita, SP del intervalo de interés, resistividad del intervalo, Gr máximo, Gr mínimo. Gr leído, etc. Para realizar de esta manera la evaluación petrofísica y emplear las ecuaciones correspondientes.

### **Cálculo de los Parámetros Petrofísicos.**

#### ***Volumen de Arcilla (Vsh)***

La determinación del volumen de arcilla es importante debido a que afecta el cálculo de las saturaciones de los fluidos, permeabilidad y la porosidad efectiva. Se puede calcular de distintas formas, según el registro a partir del cual se desea definir este parámetro. Los dos registros más empleados suelen ser los de Gamma Ray (GR) y el Potencial Espontáneo (SP).

En los pozos que poseían curvas de rayos gamma se utilizó la siguiente ecuación:

$$V_{sh} = \frac{(GR_{leído} - GR_{min})}{(GR_{max} - GR_{min})} \quad (3.3)$$

Donde:

$V_{sh}$ : volumen de arcilla. (Adim)

$GR_{leído}$ : gamma ray leído. (Adim)

$GR_{max}$ : gamma ray máximo. (Adim)

$GR_{min}$ : gamma ray mínimo. (Adim)

Los datos anteriores se calcularon aplicando los siguientes pasos:

- Se establece la línea base de arcilla (GR<sub>máximo</sub>).
- Se establece la línea base de arena (GR<sub>mínimo</sub>).
- Se determina el valor GR<sub>leido</sub>.

En los pozos donde no se contó con registro de rayos gamma, se utilizó la curva de SP, siendo su ecuación la siguiente:

$$Vsh_{sp} = 1 - \frac{SP_{LOG}}{SP_{MAX}} \quad (3.4)$$

Donde:

$Vsh_{sp}$ : volumen de arcillosidad. (Adim)

$SP_{log}$ : lectura de la curva del SP en la zona a evaluar. (Adim)

$SP_{máx}$ : lectura de la curva del SP de una arena relativamente limpia en el intervalo geológico. (Adim)

### ***Porosidad ( $\Phi$ )***

#### **Cálculo de la porosidad usando registros Densidad – Neutrón.**

Para determinar la porosidad efectiva de las arenas arcillosas, se realizó previamente la corrección por arcillosidad de las porosidades de densidad-neutrón, mediante las siguientes ecuaciones:

(3.5)

$$\Phi_{DC} = \Phi_D - \Phi_{Dsh} V_{sh}$$

$$\Phi_{NC} = \Phi_N - \Phi_{Nsh} V_{sh} \quad (3.6)$$

Donde:

$\Phi_{DC}$ : porosidad corregida densidad. (Adim)

$\Phi_{NC}$ : porosidad corregida neutrón. (Adim)

$V_{sh}$ : volumen de arcillosidad. (Adim)

$\Phi_{Nsh}$ : porosidad de las arcillas medidas por el registro de neutrón. (Adim)

$\Phi_{Dsh}$ : porosidad de las arcillas por el registro de densidad. (Adim)

Después que se obtuvo las porosidades corregidas por arcillas, se calculó la porosidad efectiva, que se define como el espacio total de espacios vacíos interconectados a través de los cuales puede haber potencial de movilización de fluidos, mediante la ecuación que se muestra a continuación:

$$\Phi_{efect} = \sqrt{\frac{\Phi_{DC}^2 + \Phi_{NC}^2}{2}} \quad (3.7)$$

Donde:

$\Phi_{efect}$ : porosidad efectiva. (Adim)

$\Phi_{DC}^2$ : porosidad neutrón corregida por arcillosidad. (Adim)

$\Phi_{NC}^2$ : porosidad densidad corregida por arcillosidad. (Adim)

***Saturación de agua ( $S_w$ )***

Esta estimación de fluido se realiza apoyándose en los valores de volumen de arcilla, resistividad, porosidad entre otras propiedades de la formación. La saturación de agua obtenida a partir de los registros, es calculada como el porcentaje de agua contenido en el espacio poroso de un volumen de roca.

La determinación de la saturación de agua ( $S_w$ ) se realizó empleando diferentes modelos, se aplicó el modelo de Simandoux, por ser este el más aplicado en la evaluación petrofísica de los yacimientos en el Oriente Venezolano. Viene expresado por:

$$S_w = \left[ \left( \frac{\alpha R_w}{\Phi^2 R_t} \right) + \left( \frac{\alpha R_w V_{sh}}{2 \Phi^2 R_{sh}} \right)^2 \right]^{1.8} - \left[ \frac{\alpha R_w V_{sh}}{2 \Phi^2 R_{sh}} \right] \quad (3.8)$$

Donde:

$R_w$ : Resistividad del agua de Formación. (ohm-m)

$R_t$ : Resistividad verdadera de la formación. (ohm-m)

$R_{sh}$ : Resistividad de las arcillas. (ohm-m)

$V_{sh}$ : volumen de la arcilla contenido en la arena de interés. (fracción)

$a$ : factor de tortuosidad. (adimensional).

$S_w$ : Saturación de agua. (fracción).

$\Phi$ : Porosidad de la arena de interés. (fracción)

También se aplicaron las ecuaciones de Archie, Simandoux Modificada, Juhasz, Poupon y laveaux (indonesia), Fert, Doble agua y Waxman Smits.

Ecuación de Archie:

$$S_w = \left( \frac{F R_w}{R_t} \right)^{1/m} = \left( \frac{R_o}{R_t} \right)^{1/m} \quad (3.9)$$

$$S_w = \left[ \frac{\alpha R_w}{\Phi^m R_t} \right]^{1/n} \quad (3.10)$$

Donde:

n: Exponente de saturación.(adimensional).

a: Factor de tortuosidad.(adimensional).

$\Phi$ : Porosidad. (fracción).

m: Factor de cementación. (adimensional).

$R_w$ : Resistividad del agua de formación. (ohm-m).

$R_t$ : Resistividad verdadera de la formación. (ohm-m).

Ecuación de Simandoux modificada:

$$S_w = (1 - V_{sh}) \left[ \frac{\alpha R_w}{\Phi^m R_t (1 - V_{sh})} + \left( \frac{\alpha R_w V_{sh}}{2 \Phi^m R_{sh}} \right)^2 \right]^{1/2} - \left( \frac{\alpha R_w V_{sh}}{2 \Phi^m R_{sh}} \right) \quad (3.11)$$

Ecuación de Juhasz:

$$S_w = \left[ \frac{\alpha R_w}{\Phi^m R_t} + \left( \frac{R_w - R_{wsh}}{2 R_{wsh}} Q_{vn} \right)^2 \right]^{1/2} - \left( \frac{R_w - R_{wsh}}{2 R_{wsh}} Q_{vn} \right) \quad (3.12)$$

Ecuación de Poupon y Laveaux (Indonesia):

$$S_w = \frac{\left(\frac{1}{R_t}\right)^{1/2}}{\left(\frac{\phi^m}{a R_w}\right)^{1/2} + \left(\frac{V_{sh}^{(2-V_{sh})}}{R_{sh}}\right)^{1/2}} \quad (3.13)$$

Donde:

$S_w$ : Saturación de agua. (fracción).

$R_t$ : Resistividad verdadera de la formación, leída en la arena a analizar (ohm-m).

$V_{sh}$ : Volumen de arcilla contenido en la arena de interés. (fracción).

$\Phi$ : Porosidad de la arena de interés. (fracción).

$m$ : Factor de cementación. (adimensional).

$a$ : Factor de tortuosidad. (adimensional).

$R_w$ : Resistividad del agua de formación. (ohm-m).

$R_{sh}$ : Resistividad de la arcilla. (ohm-m).

Ecuación de Fert:

$$S_w = \frac{1}{\phi_s} \left( \sqrt{\frac{0.81 R_w}{R_t} + \left(\frac{\alpha V_{sh}}{2}\right)^2} - \frac{\alpha V_{sh}}{2} \right) \quad (3.14)$$

Ecuación Doble Agua:

$$S_w = \left[ \frac{\alpha R_{we}}{\phi^m R_t} + \left( \frac{S_{wb} (R_w - R_{wb})}{2 R_{wb}} \right)^2 \right]^{1/2} - \left( \frac{S_{wb} (R_w - R_{wb})}{2 R_{wb}} \right) \quad (3.15)$$

Donde:

Sw: Saturación de agua.

Swb: Saturación de agua asociada a las arcillas de la arena

Rw: Resistividad del agua de formación.

Rwb: Resistividad del agua asociada a las arcillas de una lutita cercana

Rt. Resistividad verdadera

$\Phi$ : Porosidad

Ecuación Waxman Smits:

$$S_w = \left[ \frac{\alpha R_w}{\Phi_t^m R_t} + \left( \frac{R_w B Q_v}{2} \right)^2 \right]^{1/2} - \left( \frac{R_w B Q_v}{2} \right) \quad (3.16)$$

Donde:

Sw: Saturación de agua, fracción.

Rt: Resistividad verdadera de la zona virgen, ohm-m.

Rw: Resistividad del agua de formación, ohm-m.

$\Phi$ : Porosidad, fracción.

m: Factor de cementación corregido por arcillosidad, adim.

a: Constante de Archie, adim.

$Q_v$ : Capacidad de intercambio catiónico en la zona virgen, meq/cc.

B: conductancia equivalente de la zona (calculada en base a la temperatura y

Rw), adim. Se obtiene a partir de la siguiente ecuación:

$$B = \frac{0.225 T - 0.000406 T^2 - 1.28}{1 + R_w^{1.23} (0.045 T - 0.27)} \quad (3.17)$$

Donde:

T: Temperatura de la formación.

Rw: Resistividad del agua de formación.

### 3.4.3.2 Determinación de Salinidades de las Aguas

El análisis fisicoquímico de agua libre del pozo AM 117, en la Formación Merecure a la profundidad de 7890 pies, realizada en la fecha 24/10/2009 presenta una salinidad equivalente a NaCl de 14200 ppm, se pudo constatar con la ayuda de los registros de topes formacionales que a esta profundidad la arena encontrada era la ME-M2/ AM 20, una arena que muestra un contacto entre hidrocarburo y agua.

Los valores de salinidades equivalentes reportados por los análisis fisicoquímicos mostraron una variación muy marcada entre ellos, motivo por el cual se hizo necesario la determinación de nuevas salinidades con la finalidad de constatar, comparar, estimar y establecer un rango de las mismas. Para el cálculo de las nuevas salinidades, luego de evaluado los registros de cada pozo, se seleccionaron aquellos que presentaban arenas de aguas, con un porcentaje de  $V_{sh}$  bajo y se aplicaron las siguientes ecuaciones. El primer paso consistió en el cálculo de la temperatura de formación.

$$T = G * P * T_{sup} \quad (3.18)$$

Donde:

T: Temperatura de la formación a la profundidad deseada. (°F)

P: Profundidad. (pies)

T<sub>sup</sub>: Temperatura de superficie. (°F)

G: Gradiente geotérmico. Se determina a través de la siguiente ecuación:

$$G = \frac{T_f - T_i}{P_f - P_i} \quad (3.19)$$

Donde:

T<sub>f</sub>: Temperatura final o del punto de referencia 2. (°F)

T<sub>i</sub>: Temperatura inicial o del punto de referencia 1 (generalmente se utiliza la temperatura de superficie que es igual a 60 °F.

P<sub>f</sub>: profundidad final o del punto de referencia 2. (pies)

P<sub>i</sub>: profundidad inicial o del punto de referencia 1 (generalmente se utiliza como referencia la superficie por lo que P<sub>i</sub>: 0 pies.

Luego se escogió el valor de porosidad y resistividad más representativo de la arena de agua. Con el propósito de calcular la resistividad del agua (R<sub>w</sub>) de la arena limpia y saturada 100 % de agua a través de la siguiente ecuación.

$$R_w = R_o \frac{\Phi^m}{\alpha} \quad (3.20)$$

Donde:

R<sub>o</sub>: Resistividad total de la arena limpia (ohm-m)

Φ: Porosidad de la arena limpia (adimensional)

m: Factor de cementación (adimensional)

a: Factor de tortuosidad (adimensional)

Con la temperatura ( $T$  °F) y la resistividad del agua de la arena limpia ( $R_w$ ) se determinó la resistividad del agua a la temperatura de 77 °F ( $R_{w77}$ ) con la siguiente ecuación:

$$R_{w77} = R_w \left( \frac{T + 6,77}{77 + 6,77} \right) \quad (3.21)$$

Donde:

$R_{w77}$ : Resistividad del agua a 77 °F (ohm-m)

$R_w$ : Resistividad del agua de la arena limpia (ohm-m)

$T$ : Temperatura de la formación a la profundidad de la arena de interés.

Por último se determinaron los nuevos valores de salinidad equivalente de cloruro de sodio a través de la siguiente ecuación.

$$[NaCl(ppm)] = \left( \frac{3647,5}{R_{w77} - 0,0123} \right)^{1/0,955} \quad (3.22)$$

#### **3.4.4 Etapa 4: Generar correlaciones empíricas mediante análisis fisicoquímico del agua de formación de los Campos Santa Ana - El Toco**

Para la generación de correlaciones, se determinaron en base a una serie de datos que involucraron salinidad equivalente de cloruro de sodio  $[NaCl(ppm)]$  del agua de formación, resistividad, temperatura y profundidad a la cual fue tomada la muestra de agua. Los datos se evaluaron utilizando la aplicación de Microsoft Excel, que permitió obtener las graficas y ecuaciones necesarias, para alcanzar el objetivo de la investigación.

### 3.5 INSTRUMENTOS Y TÉCNICAS

Arias F (2006), define técnicas como “el procedimiento o forma particular de obtener datos o información”. (Pág. 67)

#### 3.5.1 Técnicas

Para la obtención de los datos y el logro de los objetivos planteados en la investigación, donde se determinó una correlación e base a los análisis fisicoquímicos del agua de formación de los Campos Santa Ana y El Toco, se aplicaron las siguientes técnicas que a continuación se describen:

**Búsqueda y recopilación documental:** con el fin de obtener los fundamentos teóricos, antecedentes, datos procedimientos e información técnica referente a correlacione empíricas y análisis fisicoquímicos del agua de formación, se revisaron libros de diferentes autores, manuales, papers, la red interna de PDVSA y páginas de Internet, que sirvieron para la comprensión y análisis de los datos.

**Consulta a personal experimentado:** consistió en realizar entrevistas a personas expertas en el tema que laboran en las sedes de PDVSA, con el propósito de obtener información confiable y necesaria para la realización de éste trabajo de investigación.

**Obtención y procesamiento de datos:** se recopiló información de las carpetas de pozos donde se encuentra las historias, registros, diagramas mecánicos y de completación de los pozos; el sumario mensual de producción, mapas de superficie y estructurales, la red interna de PDVSA para consulta de los paquetes corporativos de la empresa como Centinela, Simde (Sistema de Manejo de Documentos Electrónicos) y Sigemap.

Posteriormente, se procesaron los datos en hojas de cálculo de Excel, página de word, power point y ensayos de laboratorio.

### **3.5.2 Instrumentos**

Arias F (2006), apunta que los instrumentos de recolección de datos son “cualquier recurso, dispositivo o formato (en papel o digital), que se utiliza para obtener, registrar o almacenar información”. (Pág. 69).

#### **3.5.2.1 Centinela**

Es un sistema de información operacional oficial de PDVSA para soportar los procesos de extracción, control y contabilidad de crudo, agua y gas, el cual suministra información referente a los pozos, como presiones, pruebas de producción, cambio de reductores, entre otros.

Tiene como objetivo principal asistir al personal de las Unidades de Explotación de los Grupos de Yacimientos y Producción, en el control de la producción de pozos, facilitando la toma de decisiones necesarias para cumplir con los objetivos de producción.

Este paquete está constituido por 11 módulos: gas, pozo (pruebas de producción), óleo, vapor, centinela, agua, declina, tabla, guía usuario, tutorial, entre los que destacan en importancia los siguientes: pozo, donde se manejan los datos de los pozos, el estado y las actividades que se realizan sobre ellos; Óleo, donde se contabiliza la producción manejada a partir de las Estaciones Principales y en general todos los datos de los sistemas de recolección y distribución de fluidos (sistemas de transporte de crudo hasta los terminales de embarque, sistemas de diluentes, etc.).

En el caso del presente trabajo, el módulo usado correspondió al de POZO, por ser este el que posee el sumario de producción, en donde se especifica los pozos completados en sus respectivas arenas y el estado actual de cada uno de ellos.

### **3.5.2.2 Hojas de Cálculos**

Forma parte del programa Microsoft Excel que es una de las herramientas de Microsoft Office, en donde se pueden construir hojas de cálculos complejas a partir de un proceso de introducción de simples ecuaciones matemáticas en un orden cronológico matemático, facilitando el procesamiento de datos complejos. Durante el desarrollo del proyecto se hizo uso de las hojas de cálculos, las mismas son necesarias para la realización de los cálculos requeridos para la determinación de las correlaciones empíricas mediante los análisis fisicoquímicos de las aguas.

### **3.5.2.3 Simde (Sistema de manejo de documentos electrónicos)**

Es una aplicación perteneciente a PDVSA que contiene las carpetas de los pozos con reportes de las completaciones actuales y las pruebas que se le hayan realizado a los diferentes pozos, vía web. Tiene como finalidad automatizar mediante la tecnología de imágenes, las consultas y actualizaciones de los diferentes documentos presentes en las carpetas, logrando la disponibilidad de los mismos para todos sus usuarios, garantizando la integridad y la confiabilidad de la información contenida en estos documentos y ofreciendo mecanismos de acceso eficientes, rápidos y sencillos. Es importante señalar que en esta aplicación se tiene acceso a todos los campos del país y por ende a todos los pozos perforados en el territorio nacional, suministrando diferentes datos de importancia como: análisis, pruebas, correspondencias oficiales, diagramas, planos y registros, información de presión y temperatura de los pozos, información geológica, propuestas y reportes operacionales, entre otros.

#### **3.5.2.4 Sigemap (Sistema de generación de mapas)**

Es un sistema computarizado para la generación, actualización, validación y disponibilidad de una base de datos de mapas automatizados ya sea estructurales, bases o de superficie. Consta de un ambiente de inicio de datos donde se revisa, prepara y carga la data del cuadrángulo a incorporar en el sistema. La información geológica y el posicionamiento de los pozos son procesados bajo el sistema SIGEO y los datos adicionales como el límite de roca, los contactos condensado – petróleo original, agua – petróleo original, los límites arbitrarios, etc. Pueden ser capturados de manera puntual y ser digitalizados directamente de los mapas existentes. Este sistema se desarrolla bajo la plataforma micro-station, basado en la automatización de rutinas que facilitan al usuario la manipulación de los mapas oficiales.

#### **3.5.2.5 Ensayos de Laboratorio**

Son análisis físico químico que se efectúan a las aguas de los acuíferos de pozos activos, cercanos a los pozos seleccionados algunas en el sitio donde se toma la muestra y otras en laboratorios. Las propiedades determinadas son:

- a) Alcalinidad parcial y total en aguas naturales, industriales y residuales. Mediante el método de valoración con indicador (Método A de la Norma COVENIN 2780-91).
- b) Concentración de cloruros presentes en aguas naturales, industriales y residuales. Mediante la valoración con Nitrato de Plata (Método B de la norma COVENIN 3141-95).
- c) Sólidos totales, disueltos y suspendidos en aguas naturales, industriales y residuales. (Método B de la norma COVENIN 2461-87).

- d) Conductividad eléctrica en aguas naturales, industriales y residuales de acuerdo al manual de operación del conductímetro Metrohm, modelo E-587.
- e) Dureza Total, Cálcica y Magnésica en aguas naturales, industriales y residuales. (Método B de la norma COVENIN 2771-91).
- f) PH por medición potenciométrica en aguas naturales, industriales y residuales.

#### **3.5.2.5 Statgraphic plus**

Statgraphics Plus Professional es un impresionante pero no menos útil programa con el que podremos gestionar y analizar valores estadísticos de una manera simple a través de nuestro ordenador.

El mismo consta de cuatro módulos principales con los cuales podemos reportar informes con datos variables, recuperar y enlazar datos, como así también consta de un enlace estadístico que vincula el libro de análisis con la fuente de datos.

Statgraphics Plus Professional, con sus opciones detalladas y una interfaz de fácil manejo se destaca por su representación grafica de todo tipo de estadísticas en función de comportamiento con los valores predeterminados en el proyecto.

### **3.6 RECURSOS**

#### **3.6.1 Recursos humanos**

Durante el desarrollo de la investigación y elaboración del proyecto se contara con el asesoramiento y apoyo del personal técnico y profesional de los diferentes departamentos que conforma la empresa, tal como la Gerencia de Yacimientos de

PDVSA GAS Anaco, de igual forma se contara con el apoyo de asesoría académica de parte de los profesores que laboran en la escuela de Ingeniería de Petróleo de la Universidad de Oriente, Núcleo Monagas.

### **3.6.2 Recursos económicos**

El financiamiento económico de los gastos por concepto del desarrollo del proyecto, serán asumidos por PDVSA GAS, Distrito Anaco.

### **3.6.3 Recursos materiales y equipos**

Los recursos bibliográficos necesarios para el desarrollo del tema son los siguientes: tesis de grado, internet, informes, textos técnicos, reportes de estadística de falla y manuales de operación. Los equipos a utilizar serian: computadoras, fotocopiadoras, impresoras, materiales de oficina, memoria portátil programas y software.

## **CAPÍTULO IV**

### **ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS**

#### **4.1 SELECCIÓN DE LOS POZOS QUE PRESENTEN ANÁLISIS FÍSICOQUÍMICO DE LAS AGUAS DE FORMACIÓN, DE LOS CAMPOS SANTA ANA Y EL TOCO**

Luego de una revisión minuciosa y detallada de todos los historiales de los pozos pertenecientes a los campos Santa Ana y El toco, en la búsqueda de pozos que presentaran análisis fisicoquímico, se seleccionaron en total 8 pozos con análisis de agua en el campo Santa Ana, que son los pozos AG 31 muestra tomada en un intervalo de (12134-12154 pies) para el año 1982, AM 3A a una profundidad de 8349 pies en el año 1968, AM 10 en un intervalo de (8481-8491 pies) en 1953, AM 16 en el intervalo de (9153 a 9160 pies) en el año 1952, el pozo AM 56 a la profundidad de 8136 pies para el año 1960, al pozo AM 117 presenta análisis fisicoquímico a dos profundidades a 7890 pies y a 8862 pies prueba realizada en el 2009, para el año 2011 se le hicieron análisis fisicoquímico a los pozos AM 119 a las profundidades de 8470, 8539, 8637 y 8676 pies y al pozo AM 120 a las profundidades de 4614, 5624 y 8620 pies.

En el Campo El Toco se seleccionaron 6 pozos con análisis fisicoquímico el TM 01 a la profundidad (6294-6360 pies) en el año 1948, el pozo TM 06 a diferentes intervalos para el año 1949, a la profundidad de (9840-9860 pies), (8558-8578 pies), (8415-8437 pies), (7478-7492 pies) y a (5580-5600 pies), el pozo TM 07 presenta análisis fisicoquímico para el año 1986 en el intervalo (6916-6932 pies), el pozo TM 12 en un intervalo de (2617-2637 pies) para el año 1984, para el año 2011 se le hizo análisis fisicoquímico a los pozos TM 108 a una profundidad de 6660 pies y a el pozo TM 49 a tres diferentes profundidades a 6441, 7934 y 8094 pies. Se identificaron 26

análisis fisicoquímicos de agua en un total de 14 pozos, 14 análisis correspondientes al Campo Santa Ana y 12 al Campo El Toco.

Los análisis que se les realizó a dichos pozos, las muestras tomadas son pertenecientes a las formaciones Oficina, Merecure y San Juan siendo en su mayoría provenientes de la formación Merecure.

## **4.2 DETERMINACIÓN DE LOS FACTORES INFLUYENTES EN LAS VARIACIONES DE LA SALINIDAD DEL AGUA DE FORMACIÓN DE LOS MIEMBROS OFICINA, MERECURE Y SAN JUAN DE LOS CAMPOS SANTA ANA Y EL TOCO**

Los análisis fisicoquímicos fueron realizados por empresas especializadas como Schlumberger y Baker Petrolite siguiendo métodos internos de la misma. Estos análisis permitió caracterizar el agua, implicando esta caracterización definir el tipo del agua así como establecer rangos de salinidad. Un ejemplo de estos análisis se muestra en la figura A.1. (Ver APENDICE A).

### **4.2.1 Caracterización fisicoquímica de las aguas de los acuíferos**

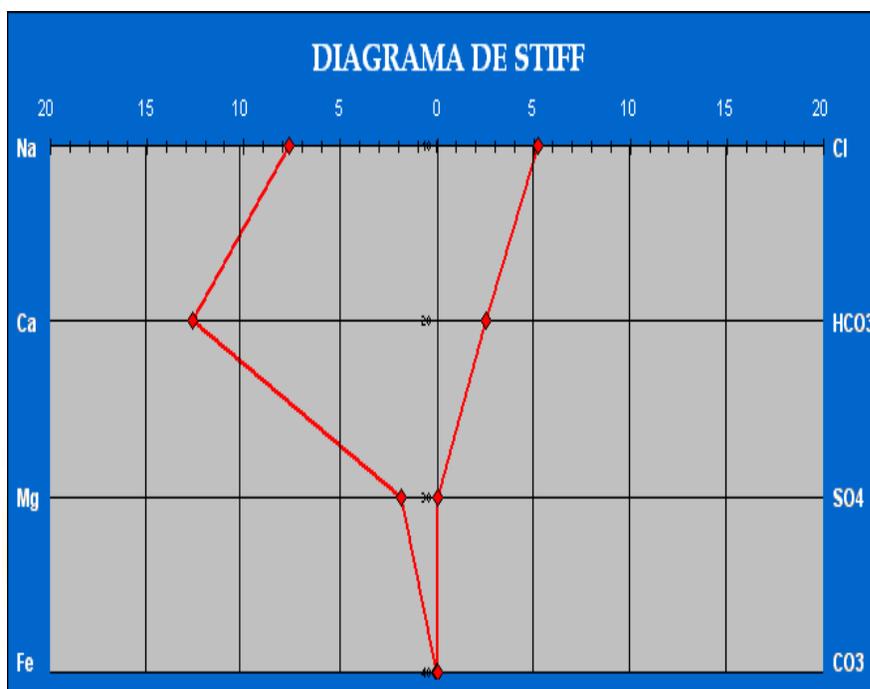
El punto principal de la caracterización fue:

#### **A) Definición del tipo de agua**

Para definir el tipo de agua se utilizó el método de Sulin y el diagrama de Stiff, cuya metodología para determinar el tipo de agua se detalla en el capítulo III.

Diagramas de Stiff

En esta sección se realizaron cada una de las gráficas a cada pozo, tomando los datos de la tabla 3.2 del capítulo III. Un ejemplo de estas gráficas es mostrada en la figura 4.1.



**Figura 4.1 Diagrama de Stiff del pozo AM 119**

La figura 4.1 representa el polígono formado por la muestra de agua del AM – 119, donde en el lado de los aniones el ion con mayor concentración es el cloruro, y en el lado de los cationes la mayor concentración la tiene el calcio. Por lo tanto, la sal predominante en esta muestra la forma el cloruro de calcio, definiéndose esta agua como connata.

Cada una de estas gráficas se le realizó a los 14 pozos de la selección (Ver APENDICE B), arrojando un resultado que es mostrado en la tabla 4.1.

**Tabla 4.1 Clasificación de las aguas según el diagrama de Stiff de los campos  
Santa Ana Y El Toco.**

Pozo	Arena / Yacimiento	Clasificación
AG – 31	ME T4,5/ AG 31	Cloruro de Sodio (Mezcla)
AM - 3 <sup>a</sup>	ME M2/ AM 20	Cloruro de Sodio (Mezcla)
AM – 10	ME HI/ AG 1	Bicarbonato de Sodio (Meteórica)
AM – 16	ME M1/	Cloruro de Calcio (Connata)
AM – 56	ME HM/ AM 56	Cloruro de Sodio (Mezcla)
AM – 117	ME M2/ AM 20	Cloruro de Sodio (Mezcla)
AM – 117	SJ G/	Cloruro de Sodio (Mezcla)
AM – 119	ME L/ 8470'	Cloruro de Calcio (Connata)
AM – 119	ME L/ 8539'	Cloruro de Calcio (Connata)
AM – 119	ME M2/ 8637'	Cloruro de Sodio (Mezcla)
AM – 119	ME M2/ 8676'	Cloruro de Sodio (Mezcla)
AM – 120	NARANJA/ 4614'	Bicarbonato de Sodio (Meteórica)
AM – 120	VERDE/ 5624'	Bicarbonato de Sodio (Meteórica)
AM – 120	MERECURE/ 8620'	Cloruro de sodio (Mezcla)
TM – 01	CO A/	Bicarbonato de Sodio (Meteórica)
TM – 06	TEMB B/	Bicarbonato de Sodio (Meteórica)
TM – 06	ME P/	Cloruro de Calcio (Connata)
TM – 06	ME N1/	Cloruro de Calcio (Connata)
TM – 06	ME D/ TM 02	Cloruro de sodio (Mezcla)
TM – 06	VE I/	Bicarbonato de Sodio (Meteórica)
TM – 07	CO M1/TM 17	Bicarbonato de Sodio (Meteórica)
TM – 12	AZ R/ TM 12	Bicarbonato de Sodio (Meteórica)
TM – 49	CO B2/	Bicarbonato de Sodio (Meteórica)
TM – 49	ME I/	Cloruro de Calcio* (Connata)
TM – 49	ME J1/	Cloruro de Calcio* (Connata)
TM – 108	CO H/ TM 101	Bicarbonato de Sodio (Meteórica)

El diagrama de Stiff define la sal presente en el agua, como se observa en la tabla 4.1 la sales presentes en estos pozos son, cloruro de calcio, bicarbonato de sodio, cloruro de sodio, bicarbonato de calcio y cloruro de magnesio. Existiendo los tres tipos de agua, connata, meteórica y mezcla según el tipo de sal presente.

### Método de Sulin

Partiendo de las ecuaciones descritas por este método y utilizando los datos de la tabla 3.3 se encontró la siguiente clasificación mostrada en la tabla 4.2.

**Tabla 4.2 Clasificación de las aguas según Sulin de los campos Santa Ana y El Toco.**

Pozo	Na/ Cl	(Na - Cl)/ SO4	(Cl - Na)/ Mg	Clasificación
AG - 31	0,97	-12,34	7,59	Connata
AM - 3A	0,95	-52,34	7,29	Connata
AM - 10	0,99	-2,82	0,83	Connata
AM - 16	0,87	-79,39	7,93	Connata
AM - 56	1,08	2,56	-0,63	Meteórica
AM - 117	0,99	-13,68	0,56	Connata
AM - 117	0,94	-119,41	3,13	Connata
AM - 119	0,85	-2110,80	10,03	Connata
AM - 119	0,82	-1936,13	8,75	Connata
AM - 119	0,94	-596,16	2,93	Connata
AM - 119	0,92	-562,26	3,60	Connata
AM - 120	1,29	120,49	-52,68	Meteórica
AM - 120	1,61	278,31	-121,69	Meteórica
AM - 120	0,95	-7,02	4,73	Connata
TM - 01	1,40	-	-121,63	Meteórica
TM - 06	2,87	2,73	-524,65	Meteórica
TM - 06	0,81	-90,83	9,28	Connata
TM - 06	0,79	-613,34	12,52	Connata
TM - 06	0,93	-13,74	4,56	Connata
TM - 06	1,240	228,877	-57,219	Meteórica
TM - 07	1,10	-	-1,94	Meteórica
TM - 12	2,51	-	-	Meteórica
TM - 49	0,88	-198,32	3,15	Connata
TM - 49	0,86	-248,68	7,61	Connata
TM - 49	1,55	48,60	-42,53	Meteórica
TM - 108	1,40	-	-121,63	Meteórica

Como es de observarse en las tablas 4.1 y 4.2 se clasificaron las aguas como meteórica, connata y mezcla, definiendo en la tabla 4.1 la sal predominante en dichas

aguas. Para definir el agua como una mezcla, se utilizó el diagrama de Stiff, ya que éste la define mejor, porque se puede observar los iones con mayor concentración.

Las características de estas aguas que se encuentran en los espacios porosos de la roca, dependen del ambiente sedimentario de deposición, la era geológica, la profundidad, la movilidad de los elementos químicos disueltos así como también de las reacciones químicas que se llevan a cabo para formar las sales predominantes.

Basados en esta clasificación (Tabla 4.1 y 4.2), se puede predecir que en los campos Santa Ana y El toco, hay presencia de los tres tipos de aguas, notándose que en las arenas predomina el agua connata y agua de mezcla y se puede explicar ya que posiblemente en estas arenas existen migraciones y movilizaciones en la corteza terrestre de aniones y cationes producto de su acción hidrodinámica, que son originados por aspectos dinámicos, geográficos o climáticos propios del ambiente sedimentario de esta formación.

Según los análisis fisicoquímicos y de acuerdo a la clasificación obtenida se afirma que el catión predominante es el ión sodio ( $\text{Na}^+$ ), con presencia decreciente de los iones calcio ( $\text{Ca}^{++}$ ) y magnesio ( $\text{Mg}^{++}$ ). Los aniones predominantes son el ión cloruro ( $\text{Cl}^-$ ), con presencia del ión bicarbonato ( $\text{HCO}_3^-$ ).

Además, es importante destacar que teóricamente las aguas meteóricas están asociadas a crudos pesados, mientras que las aguas connatas se asocian a crudos livianos; de acuerdo a esto, se puede decir que el tipo de agua presente en estos campos si están relacionadas con el tipo de crudo. Por ejemplo, en las arenas pertenecientes a la Formación Merecure predominan aguas connatas debido a que estas arenas presentan yacimientos de petróleo liviano y/o condensado y las arenas pertenecientes a la Formación Oficina presentan aguas meteóricas, por lo que se

predice que en los yacimientos de estas arenas puede estar presentes cantidades no tan notorias de crudo menos liviano.

#### **4.2.2 Determinación de la resistividad del agua ( $R_w$ )**

##### **A) Determinación de $R_w$ , a partir de Análisis Físico-Químico de una muestra representativa de agua de formación.**

El agua de formación, está compuesta por iones de sales ionizadas, en menor o mayor proporción que actúan en el medio como partículas de sólidos suspendidos y estas a su vez proporcionan las características eléctricas de la misma.

La resistividad depende de la concentración de sales y de la temperatura.

Una muestra de agua sin sales disueltas, no es capaz de conducir corriente eléctrica, por lo que presenta una resistividad alta. Pero, si está presente sales disueltas, ocurre una disminución en la resistividad de la muestra.

Para obtener el valor de resistividad del agua de formación fue necesario calcular la salinidad equivalente de cloruro de sodio [ $\text{NaCl}$  (ppm)] para los diferentes análisis fisicoquímicos que se tuvieron de ambos campos, estas salinidades fueron determinadas de acuerdo a la metodología expuesta en el capítulo III.

**Tabla 4.3 Salinidades y resistividades de los análisis fisicoquímicos de los Campos Santa Ana y El Toco.**

<b>POZO</b>	<b>PROF.</b>	<b>[NaCl(ppm)]</b>	<b>Rw a 75 °C</b>
AG 31	12134-12154	203876	0,043
AM 3A	8349	27576	0,23
AM 10	8481-8491	13987	0,412
AM 16	9153-9160	40454	0,162
AM 56	8136	399	13,57
AM 117	7890	15919	0,369
AM 117	8862	30637	0,2
AM119	8470	51530	0,172
AM119	8539	52321	0,131
AM119	8637	35048	0,181
AM119	8676	35117	0,182
AM-120	4614	12854	0,437
AM-120	5624	7034	0,757
AM-120	8620	29918	0,209
TM-01	6284-6297	3783	1,334
TM-06	9840	9017	0,622
TM-06	8558-8578	26267	0,244
TM-06	8415-8437	58650	0,114
TM-06	7478-7492	23160	0,26
TM-06	5580-5600	12120	0,466
TM-07	6916-6932	574	8,77
TM-12	2617-2637	6172	0,87
TM-49	8094	47129	0,142
TM-49	7934	45444	0,146
TM-49	6441	6382	0,84
TM-108	6660	674	7,264

En los resultados que se muestran, se observó que los valores de salinidad y resistividad variaban marcadamente; para el caso del campo Santa Ana entre las profundidades de 7890 y 9160 pies los valores de salinidad van de 399 a 52321 ppm, valores muy distanciados entre sí como para establecer un rango. De igual forma para el campo El Toco para las profundidades entre 7478 y 8500 pies las salinidades calculadas según los análisis fisicoquímicos varían de 23160 a 58650, no existen valores semejantes o cercanos para el campo entre sí.

Esta variabilidad observada entre los valores de salinidad equivalente puede ser debido a ciertos factores, entre ellos: la distancia entre los pozos muestreados, la diferencia de años entre las muestras tomadas, la poca cantidad de pozos muestreados, entre otros.

Notando que los análisis fisicoquímicos para cada uno de los campos eran escasos y que la información arrojada por ellos no era viable para el cumplimiento de los objetivos formulados al inicio de la investigación se procedió entonces a determinar nuevos valores de salinidad con la ayuda de análisis petrofísico mediante perfilajes eléctricos de pozos seleccionados al azar, con la finalidad de aumentar los datos y poder así establecer un rango de salinidades.

#### **4.3 ESTABLECIMIENTO DE UN RANGO DE SALINIDAD POR NIVEL ESTRUCTURAL DE LA FORMACIÓN OFICINA, MERECURE Y SAN JUAN DE LOS CAMPOS SANTA ANA Y EL TOCO.**

El primer paso consistió en identificar las arenas de agua en los pozos con la ayuda de los registros eléctricos y criterios petrofísicos para luego validar la existencia de tales arenas con la determinación de ciertos parámetros petrofísicos y estos a su vez nos proporcionarían información valiosa para la determinación de los nuevos valores de salinidad.

##### **4.3.1 Determinación de los parámetros petrofísicos de los acuíferos**

La evaluación petrofísica realizada a los pozos seleccionados permitió conocer las características de las rocas y constatar los fluidos presentes en la formación, en este caso, arenas de aguas subterráneas, por medio de la interpretación de las curvas mediante las herramientas disponibles (registros gráficos, eléctricos, y densidad

neutrón); es importante destacar, que se debe tener conocimiento de estas propiedades, puesto que es indispensable para la definición de las arenas de los pozos.

Paran el análisis petrofísico de las arenas se conto con pozos seleccionados al azar que disponían del registro densidad neutrón compensado, siendo estos uno de los registros más confiable por ser modelos más recientes que determinan con mayor exactitud valores de porosidad ( $\Phi$ ) y saturación de agua ( $S_w$ ).

En la tablas C.1 y C.2, ( Ver APENDICE C) se pueden apreciar que las resistividades obtenidas de las aguas presentes en las formaciones estudiadas se encuentran por debajo de los 5 ohm, resultando un valor lógico, ya que se ajustan a las características de aguas de formación que muestran resistividades bajas, por la presencia de sales disueltas ionizadas en solución tales como cloruros y sodio, haciendo que el fluido sea más conductivo, los cuales concuerdan con los valores de resistividades de las arenas de agua de las formaciones Oficina, Merecure y San Juan que arrojan valores mayormente de 2 a 4 ohm.

Por otro lado las arenas presentan un bajo contenido de arcillas entre 6 y 15 % en comparación con los valores establecidos para arenas arcillosas que se ubica en el orden de 20%, el cual es un parámetro de importancia en la evaluación petrofísica, porque la presencia de arcillas en la roca yacimiento ejerce influencias muy relevantes en la interpretación de todos los dispositivos del perfilaje. Estas causan una reducción en la resistividad de las arenas, por ser conductoras de la electricidad y generalmente originan un aumento en las lecturas de los perfiles de porosidad, que traen como consecuencia, que a la hora de emplear los métodos convencionales, como la ecuación de Archie, se sobreestime la saturación de agua.

Es importante mencionar que el volumen de arcilla calculado a partir de los registros rayos gamma y sp siempre es mayor que el volumen de arcilla real de la formación por lo que es denominado índice de arcillosidad.

En referencia a los parámetros de saturación de agua, las arenas de los pozos seleccionados están saturadas de un 70 a 100% de agua. En lo que respecta a los valores de porosidad estos varían de un 12 a un 25%. Es importante hacer notar, que dichas propiedades petrofísicas determinan de una manera u otra la capacidad de almacenamiento de un fluido. A mayor porosidad, mayor será la capacidad de acumulación de la arena y si el fluido acumulado es agua salina mayor será el valor de salinidad estimado. Para el cálculo de las porosidades y las saturaciones las ecuaciones fueron derivadas de las formulas correspondientes a los registros microlog y densidad neutrón.

#### **4.3.2 Determinación de salinidades de las aguas**

En la tabla D.1 y D.2 (Ver APENDICE D) se muestra los valores de salinidad equivalente de cloruro de sodio [NaCl (ppm)] de los campos Santa Ana y el Toco calculados por el procedimiento expuesto en el capítulo III.

Las variaciones de salinidad de las aguas de formación observadas en la tablas 4.6 y 4.7 deben ser evaluadas según la geología y la escala del ambiente específico, considerando el tiempo, la localización y la forma de introducción de los fluidos en la cuenca sedimentaria.

Generalmente se encuentra que la salinidad tiende a aumentar con la profundidad y edad de la sección. Sin embargo esto no ocurre en los campos Santa Ana y El Toco, éstos no siguen un patrón definido, se puede observar en las tablas 4.6

y 4.7 que las salinidades no cumplen con una tendencia lineal de una formación a otra. Esta variación se puede explicar de acuerdo al ambiente sedimentario.

Los campos Santa Ana y El Toco poseen en su mayoría aguas de salinidades intermedias y altas, la Formación Merecure presentaron los mayores valores de salinidad, seguida de la Formación San Juan y la Formación Oficina, referente a los dos campos, para Santa Ana en la Formación Merecure el rango de salinidad va de 11000 a 20000 ppm de NaCl, para la Formación Oficina un rango de 6500 a 9500 ppm de NaCl y para la Formación San Juan de 11000 a 15000 ppm de NaCl, en referencia al campo El Toco los pozos evaluados fueron en su mayoría en la Formación Merecure y presenta un rango de salinidad entre 22000 y 30000 ppm de NaCl. Existen en su mayoría aguas connatas o mezclas, esto es debido a que estas aguas son restos del mar original en el cual se fueron depositando los sedimentos y se encuentran depositadas en sistemas hidráulicos cerrados, razón por la cual las aguas son altamente saladas y contienen gran cantidad de sólidos totales disueltos.

Las aguas de formación sufren alteraciones en su composición y concentración a través de intercambios iónicos ocurridos por desbalances de cargas, membranas semipermeables que actúan como tamices salinos y la disolución de agua de formación por agua de reacción.

El rango de salinidades presentado por las arenas corresponde a aguas de formación que presentan salinidades intermedias y altas, ya que por pertenecer y tener la misma edad que la roca que la contiene, el contenido de sal es mucho mayor. Teóricamente, las salinidades pueden variar según el tipo de agua, para aguas de formación o connatas, las salinidades son intermedias y altas y para aguas meteóricas son bajas.

#### **4.4 GENERACIÓN DE CORRELACIONES EMPÍRICAS MEDIANTE ANÁLISIS FÍSICOQUÍMICO DEL AGUA DE FORMACIÓN DE LOS CAMPOS SANTA ANA Y EL TOCO.**

En vista de que los valores de salinidad entre las diferentes formaciones arrojaban diferencia entre una formación u otra, se seleccionaron los valores de salinidad más representativos de ambos campos, para tal caso estos valores corresponden a la formación Merecure; se graficaron los valores de salinidad en función de diferentes variables, principalmente profundidad, resistividad, y temperatura, se realizaron numerosas iteraciones buscando el ajuste más idóneo con un coeficiente de correlación cercano a la unidad (1) y una desviación baja, (Ver APÉNDICE E).

A continuación se muestran algunas de las graficas obtenidas, consideradas las más factibles, con datos de la formación Merecure del Campo Santa Ana.

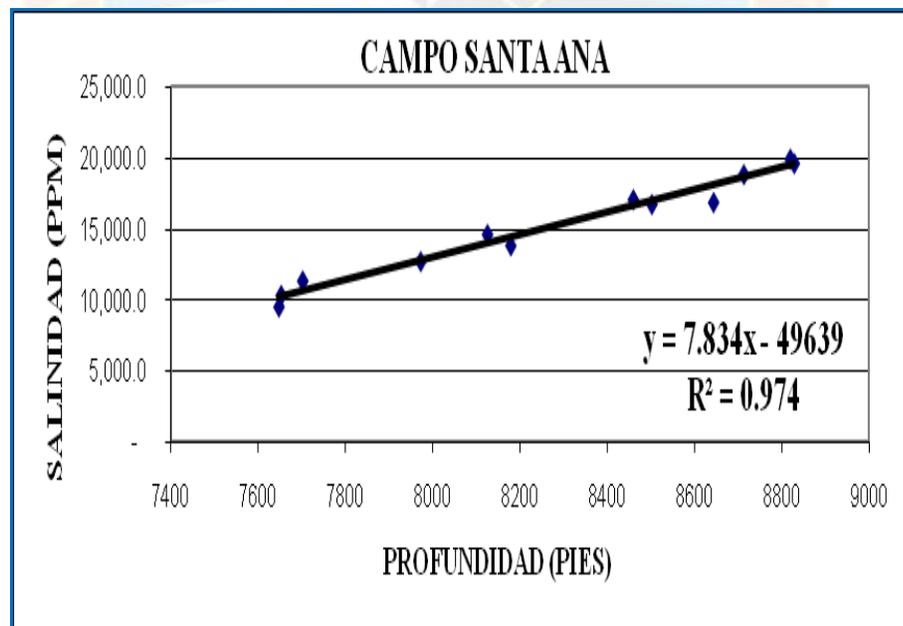
##### **4.4.1 Salinidad vs profundidad**

Los factores que condicionan la composición de las aguas de formación son múltiples. Entre ellos cabe citar: naturaleza y disposición espacial de los materiales con los que el agua entra en contacto, superficie y duración del contacto, temperatura, presión, existencia de gases, entre otros.

Siendo la temperatura y la presión factores que influyen en la composición de las aguas y éstos a su vez varían con el incremento de profundidad a través de la formación, se escogió como variable inicial la profundidad para graficar con la salinidad, y así evaluar el comportamiento y determinar si en una misma formación la salinidad va en aumento con la profundidad.

**Tabla 4.4 Salinidades y profundidades de la formación Merecure del campo Santa Ana.**

Profundidad (pies)	Salinidad (ppm)
7647	9579
7652	10380
7702	11395
7972	12765
8125	14669
8179	13876
8460	17105
8502	16772
8644	16904
8713	18862
8820	19940
8829	19637



**Gráfica 4.1 Salinidad en función de la profundidad de la formación Merecure del campo Santa Ana.**

El comportamiento gráfico presentado demuestra que a medida que aumenta la profundidad ocurre un aumento en la salinidad. Este aumento sigue una tendencia lineal, la cual presenta un coeficiente de correlación de 0,974.

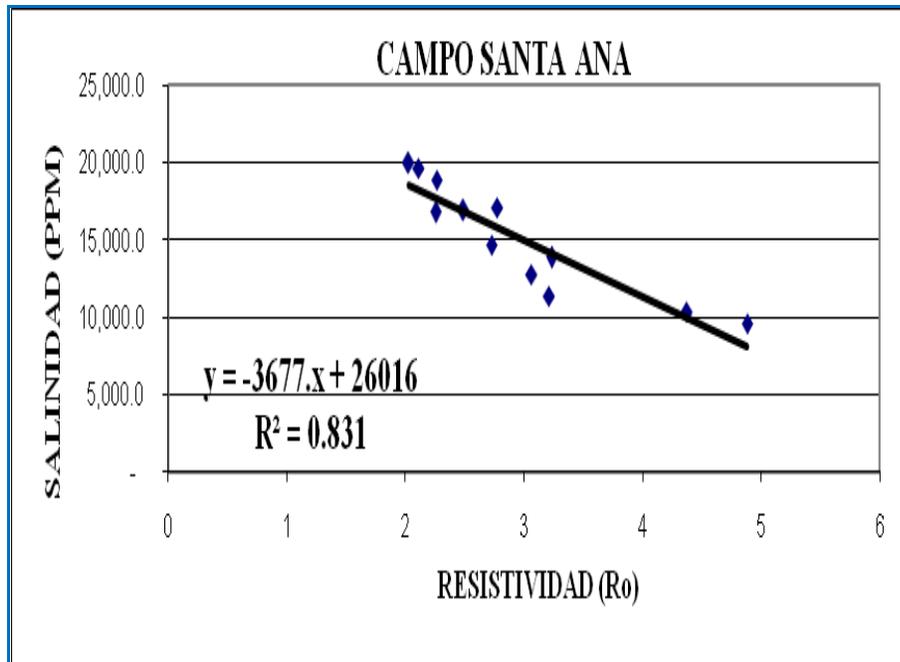
Existen otras tendencias, de las cuales (Ver APÉNDICE E), ésta fue la más aproximada a la unidad y la que presento mejor continuidad, en cuanto a aplicación, lo que indico que era el ajuste correcto para la serie de datos.

Los valores obtenidos a través de ésta ecuación presentan un error de estimación de 0,026 que representa el 2,6%. De acuerdo al valor del coeficiente de correlación, podemos afirmar que la variable (Profundidad) se encuentra asociada en forma directa de una manera muy fuerte con la variable dependiente (Salinidad), en un 97%.

#### 4.4.2 Salinidad vs resistividad

**Tabla 4.5 Salinidades y resistividades de la formación Merecure del campo Santa Ana.**

Resistividad (ohm)	Salinidad (ppm)
4,88	9579
4,37	10380
3,21	11395
3,07	12765
2,73	14669
3,24	13876
2,78	17105
2,26	16772
2,49	16904
2,27	18862
2,03	19940
2,11	19637



**Gráfica 4.2 Salinidad en función de la resistividad de la formación Merecure del campo Santa Ana.**

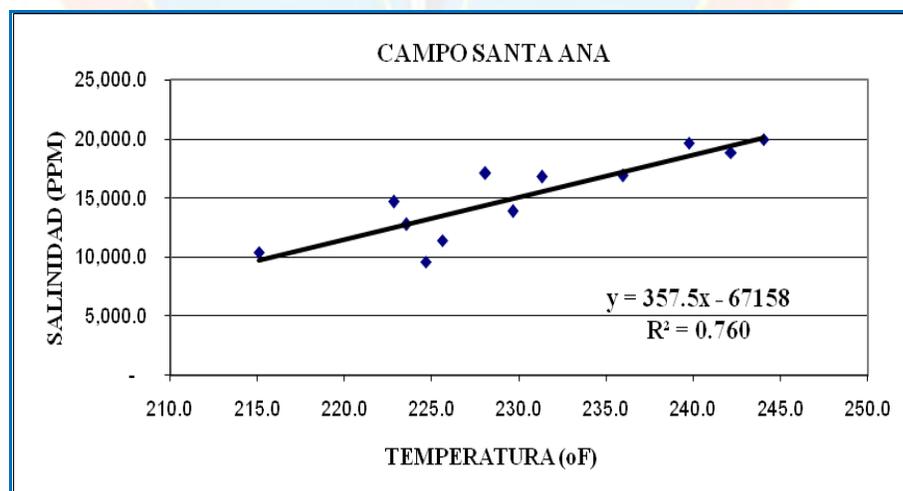
La gráfica 4.2 muestra el comportamiento que presenta la salinidad con respecto a la resistividad. La misma presenta un coeficiente de correlación de aproximadamente 0,831, cuyo error de estimación es de 0,168 que equivale al 16,8%.

De acuerdo al valor del coeficiente de correlación, se puede afirmar que la variable (Resistividad) se encuentra asociada en forma directa de una manera fuerte con la variable dependiente (Salinidad), en un 83%.

#### 4.4.3 Salinidad vs temperatura

**Tabla 4.6 Salinidades y temperatura de la formación Merecure del campo Santa Ana.**

Temperatura (°F)	Salinidad (ppm)
224,7	9579
215,1	10380
225,6	11395
223,5	12765
222,8	14669
229,6	13876
228,1	17105
231,3	16772
236,0	16904
242,1	18862
244,0	19940
239,8	19637



**Gráfica 4.3 Salinidad en función de la temperatura de la formación Merecure del campo Santa Ana.**

La disminución de la salinidad en función de la temperatura muestra una tendencia lineal, con un coeficiente de correlación de 0,760, aunque fue el segundo mejor ajuste al comportamiento. El error de estimación es de 0,240, lo que equivale a 24,0%.

De acuerdo al valor del coeficiente de correlación, se puede afirmar que la variable (Temperatura) se encuentra asociada en forma directa de una manera relativamente fuerte con la variable dependiente (Salinidad), en un 76%.

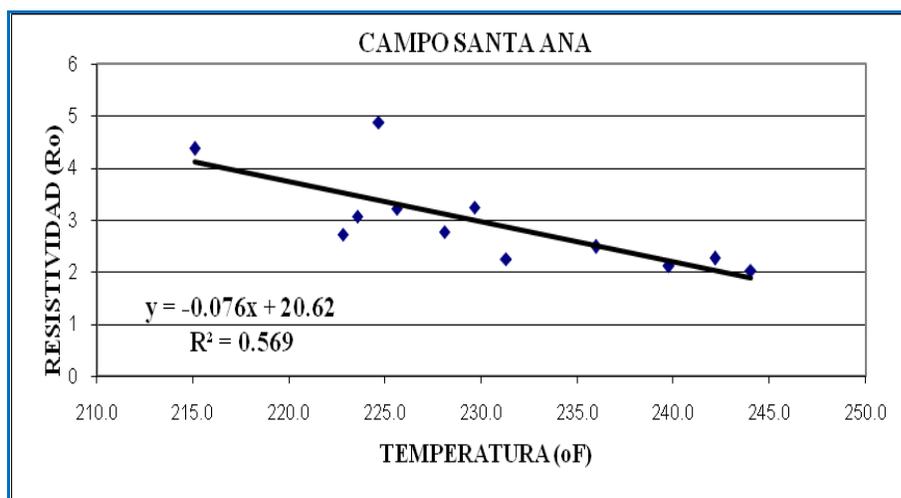
#### 4.4.4 Resistividad vs temperatura

**Tabla 4.7 Resistividades y temperatura de la formación Merecure del campo Santa Ana.**

Resistividad (ohm)	Temperatura (°F)
4,88	224,7
4,37	215,1
3,21	225,6
3,07	223,5
2,73	222,8
3,24	229,6
2,78	228,1
2,26	231,3
2,49	236,0
2,27	242,1
2,03	244,0
2,11	239,8

Un aumento de temperatura ocasionará mayor movilidad de iones, lo que origina mayor capacidad conductiva y como consecuencia menor valor de resistividad. El agua de formación contiene sales ionizadas en solución, mientras

mayor sea esta concentración de sales, mayor será la capacidad conductora y por lo tanto menor será la resistividad. En las gráficas 4.2 y 4.3 se aprecia claramente este patrón de conducta. Al aumentar la temperatura, los iones presentes en el agua se aceleran, facilitando el transporte de la corriente, lo que implica una disminución en la resistividad, comportamiento apreciado en la gráfica continua.



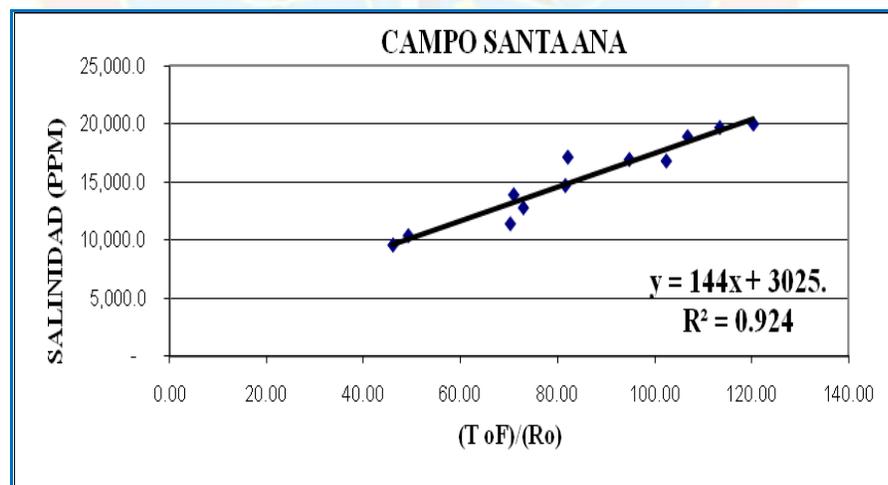
**Gráfica 4.4 Resistividad en función de la temperatura de la formación Merecure del campo Santa Ana.**

En la gráfica 4.4 se muestra el comportamiento que tiene la resistividad frente a la temperatura. Ésta disminuye al aumentar la misma, no obstante este descenso en la resistividad, es relativamente pequeño en comparación con los cambios de temperatura, por lo que la tendencia lineal, es la que mejor se ajustó a los datos obtenidos, con un coeficiente de correlación mayor a 0,56. Los datos obtenidos a través de la ecuación lograda en la grafica 4.4, presentan un error de estimación de 0,431 que equivale al 43,1%. Por presentar un error de estimación considerablemente alto la ecuación generada por esta gráfica no fue considerada con aplicabilidad al campo, sin embargo presenta un valor agregado ya que induce a relacionar de una u otra forma estas variables con el propósito de conseguir nuevas ecuaciones con errores de estimación menos elevadas.

#### 4.4.5 Salinidad vs [T (°F)/Ro]

**Tabla 4.8 Salinidades y relación entre temperatura y resistividad de la formación Merecure del campo Santa Ana.**

[T (°F)/Ro]	Salinidad (ppm)
46,00	9579
49,17	10380
70,23	11395
72,92	12765
81,59	14669
70,93	13876
82,11	17105
102,44	16772
94,80	16904
106,83	18862
120,42	19940
113,48	19637



**Gráfica 4.5 Salinidad en función de la relación entre temperatura y resistividad de la formación Merecure del campo Santa Ana.**

La ecuación obtenida muestra un comportamiento lineal con un coeficiente de correlación de aproximadamente 0,92, que representa un error de estimación de 0,076, que equivale a un 7,6%, un porcentaje menor, comparado con los ajustes de las ecuaciones obtenidas en las gráficas 4.2 y 4.3 que relaciona a la resistividad y la temperatura con la salinidad respectivamente de manera independiente. Esta ecuación correlaciona la salinidad con la relación entre temperatura y resistividad, fue la que presentó el mejor ajuste.

Utilizando las siguientes variables; variable dependiente (salinidad), variables independientes (temperatura y resistividad), se analizan los datos de manera de obtener una ecuación de regresión lineal múltiple usando Excel para conseguir los siguientes datos; considerada otra propuesta para obtener una nueva ecuación que se ajuste y sea aplicable.

**Tabla 4.9 Estadísticas de la regresión entre salinidad vs temperatura y resistividad de la formación Merecure del campo Santa Ana.**

<i>Estadísticas de la regresión</i>	
Coefficiente de correlación múltiple	0,953870501
Coefficiente de determinación R <sup>2</sup>	0,909868932
R <sup>2</sup> ajustado	0,889839806
Error típico	1191,7349
Observaciones	12

De acuerdo al valor del coeficiente de correlación múltiple, se puede afirmar que las variables (Temperatura y Resistividad) se encuentran asociada en forma directa de una manera muy fuerte con la variable dependiente (Salinidad), en un 95%. De acuerdo al Coeficiente de determinación R<sup>2</sup>, podemos decir que el 90% de los valores de salinidad pueden ser debido a la temperatura de la formación y la resistividad de la arena de agua.

**Tabla 4.10 Coeficientes de correlación de la regresión entre salinidad vs temperatura y resistividad de la formación Merecure del campo Santa Ana.**

	<i>Coeficientes</i>
Intercepción	-18072,34647
Variable X 1	-2379,484088
Variable X 2	174,8617404

La ecuación resultante de esta regresión es la siguiente:

$$\text{Salinidad} = -18072,34647 - 2379,484088 * \text{Resistividad} + 174,8617404 * \text{Temperatura}$$

#### **4.4.6 Salinidad vs ( $\Phi^{0,5}/R_o^{2,5}$ )**

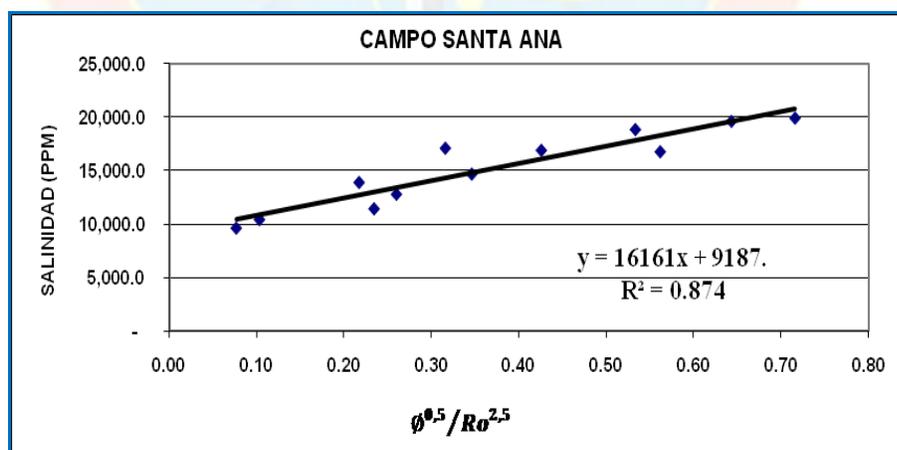
La porosidad es definida de diferentes maneras, desde el punto de vista cualitativo la porosidad es la capacidad de una roca de tener poros, entendiéndose por poro cualquier espacio de una masa rocosa que no esté ocupado por un material sólido, sino por un fluido (agua, aire, petróleo); cuantitativamente, se define como el espacio total ocupado por poros en un volumen determinado de roca.

Es de relevante importancia las consecuencias que derivan del hecho de que los poros pueden tener muy distinto tamaño: son muy pequeños los que existen entre partículas de arcilla pero pueden ser de orden métrico o superiores los producidos por disolución. En los poros de muy pequeño tamaño el agua está firmemente adherida a las paredes del poro por varios mecanismos, de los que el más importante es la tensión superficial; en tales poros el agua es retenida contra la acción de la gravedad y no puede fluir libremente. En consecuencia, la porosidad describe la capacidad de las rocas para albergar agua. Por lo que se puede decir que a mayor porosidad, mayor la cantidad de fluido en la roca, y si dicho fluido es agua de formación mayor será la

concentración de sólidos. Por tal motivo se relacionan salinidad en función de la porosidad y la resistividad.

**Tabla 4.11 Salinidad y relación entre porosidad y resistividad de la formación Merecure del campo Santa Ana.**

$\Phi^{0,5}/R_o^{2,5}$	Salinidad (ppm)
0,08	9579
0,10	10380
0,23	11395
0,26	12765
0,35	14669
0,22	13876
0,32	17105
0,56	16772
0,43	16904
0,53	18862
0,72	19940
0,64	19637



**Gráfica 4.6 Salinidad en función de la relación entre porosidad y resistividad de la formación Merecure del campo Santa Ana.**

El comportamiento gráfico presentado demuestra que ocurre un incremento en la salinidad a medida que la relación  $\Phi^{0,5}/R_o^{2,5}$  aumenta. Este incremento muestra una tendencia lineal, con un coeficiente de correlación de 0,874. Los valores obtenidos a través de esta ecuación presentan un error de estimación de 0,126, que equivale a 12,6%. Analizando las variables salinidad, porosidad, y resistividad manteniéndose la salinidad como variable dependiente se tienen los siguientes datos:

**Tabla 4.12 Estadísticas de la regresión entre salinidad vs porosidad y resistividad de la formación Merecure del campo Santa Ana.**

<i>Estadísticas de la regresión</i>	
Coeficiente de correlación múltiple	0,98231746
Coeficiente de determinación R <sup>2</sup>	0,964947592
R <sup>2</sup> ajustado	0,957158168
Error típico	743,1925194
Observaciones	12

De acuerdo al valor del coeficiente de correlación múltiple, se puede afirmar que las variables (Porosidad y Resistividad) se encuentran asociada en forma directa de una manera muy fuerte con la variable dependiente (Salinidad), en un 98%. De acuerdo al Coeficiente de determinación R<sup>2</sup>, podemos decir que el 96% de los valores de salinidad pueden ser causados por la porosidad de la formación y la resistividad de la arena de agua.

**Tabla 4.13 Coeficientes de correlación de la regresión entre salinidad vs porosidad y resistividad de la formación Merecure del campo Santa Ana.**

	<i>Coefficientes</i>
Intercepción	58113,94591
Variable X 1	-4202,106487
Variable X 2	-1747,295272

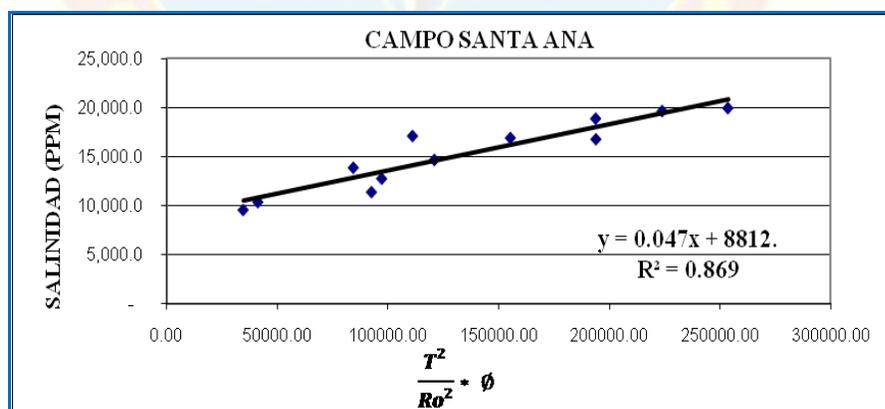
La ecuación resultante de esta regresión es la siguiente:

Salinidad=58113,94591-4202,106487\*Resistividad-1747,295272\*Temperatura

#### 4.4.7 Salinidad vs $[(T^2/Ro^2)*\Phi]$

**Tabla 4.14 Salinidad y relación entre temperatura, resistividad y porosidad de la formación Merecure del campo Santa Ana.**

$[(T^2/Ro^2)*\Phi]$	Salinidad (ppm)
34706,95	9579
41343,00	10380
92718,04	11395
97312,12	12765
121145,45	14669
84512,41	13876
111251,64	17105
194125,63	16772
155473,89	16904
194020,55	18862
253748,19	19940
224061,87	19637



**Gráfica 4.7 Salinidad en función de la relación entre temperatura, resistividad y porosidad de la formación Merecure del campo Santa Ana.**

En la gráfica 4.7 se muestra el comportamiento que tiene la salinidad frente a esta relación que involucra temperatura, resistividad y porosidad. Ésta aumenta al aumentar la misma, la tendencia lineal es la que mejor se ajustó a los datos obtenidos, con un coeficiente de correlación de 0,869. Los datos obtenidos a través de la ecuación lograda en la gráfica 4.7, presentan un error de estimación de 0,131 que equivale al 13.1%.

Analizando las variables salinidad, porosidad, temperatura y resistividad manteniéndose la salinidad como variable dependiente se tienen los siguientes datos:

**Tabla 4.15 Estadísticas de la regresión entre salinidad vs porosidad, temperatura y resistividad de la formación Merecure del campo Santa Ana.**

<i>Estadísticas de la regresión</i>	
Coeficiente de correlación múltiple	0,98536106
Coeficiente de determinación R <sup>2</sup>	0,970936419
R <sup>2</sup> ajustado	0,960037576
Error típico	717,783095
Observaciones	12

De acuerdo al valor del coeficiente de correlación múltiple, se puede afirmar que las variables (Porosidad, Temperatura y Resistividad) se encuentran asociada en forma directa de una manera muy fuerte con la variable dependiente (Salinidad), en un 98%.

De acuerdo al Coeficiente de determinación R<sup>2</sup>, podemos decir que el 96% de los valores de salinidad pueden ser debido a la porosidad y temperatura de la formación y la resistividad de la arena de agua.

**Tabla 4.16 Coeficientes de correlación de la regresión entre salinidad vs porosidad temperatura y resistividad de la formación Merecure del campo Santa Ana.**

	<i>Coefficientes</i>
Intercepción	37876,15603
Variable X 1	-3672,387599
Variable X 2	60,25169285
Variable X 3	-1472,590001

La ecuación resultante de esta regresión es la siguiente:

$$\text{Salinidad} = 37876,15603 - 3672,387599 * \text{Resistividad} + 60,2516929 * \text{Temperatura} - 1472,59 * \text{Porosidad}$$

Para hallar la correlación múltiple más representativa se trabajó con el programa StatGraphic Plus, donde se evaluaron las variables salinidad como variable dependiente, temperatura, resistividad, porosidad y profundidad como variables independientes. Según los datos del programa se presentaron dos mejores ajustes y se mostraran a continuación.

#### Regresión múltiple - SALINIDAD

Variable dependiente: SALINIDAD

Variabes independientes:

TEMPERATURA

RESISTIVIDAD

POROSIDAD

	<i>Estimate</i>	<i>Standard Error</i>	<i>T Statistic</i>	<i>P-Value</i>
<i>Parameter</i>				
CONSTANT	37928,2	16523,8	2,29538	0,0508
TEMPERATURA	60,2798	46,5367	1,29532	0,2313
RESISTIVIDAD	-3681,44	483,475	-7,61455	0,0001
POROSIDAD	-1474,33	356,718	-4,13303	0,0033

## Análisis de la Varianza

Source	Sum of Squares	Df	Mean Square	F-Ratio	P-Value
Model	1,37763E8	3	4,59209E7	90,62	0,0000
Residual	4,05406E6	8	506758,		
Total (Corr.)	1,41817E8	11			

R-cuadrado = 97,1413 por ciento

R-cuadrado (ajustado para gl) = 96,0693 por ciento

Error estándar de est. = 711.869

La media de error absoluto = 496.104

Estadístico de Durbin-Watson = 1,9952 (p = 0,2507)

Lag una autocorrelación residual = -0,0614799

El StatAdvisor

El resultado muestra los resultados de ajustar un modelo de regresión lineal múltiple para describir la relación entre SALINIDAD y 3 variables independientes.

La ecuación del modelo ajustado es:

$$\text{SALINIDAD} = 37928,2 + 60,2798 * \text{Temperatura} - 3681,44 * \text{resistividad} - 1474,33 * \text{POROSIDAD}$$

Dado que el P-valor en la tabla ANOVA es inferior a 0,05, hay una relación estadísticamente significativa entre las variables en el nivel de confianza del 95,0%.

El estadístico R-cuadrado indica que el modelo ajustado explica 97,1413% de la variabilidad en SALINIDAD. El ajustado R-cuadrado estadística, que es más adecuado para comparar modelos con diferente número de variables independientes, es 96,0693%. El error estándar de la estimación muestra la desviación estándar de los

residuos a ser 711.869. Este valor puede ser utilizado para construir los límites de predicción para nuevas observaciones al seleccionar la opción Informes del menú de texto.

El error absoluto medio (MAE) de los 496.104 es el valor medio de los residuos. El Durbin-Watson (DW) examina los residuos para determinar si existe alguna correlación significativa basada en el orden en que aparecen en el archivo de datos. Puesto que el valor P es mayor que 0,05, no hay ninguna indicación de autocorrelación serial en los residuos en el nivel de confianza del 95,0%.

Para determinar si el modelo se puede simplificar, observe que el mayor valor de P de las variables independientes es 0,2313, que pertenece a TEMPERATURA. Dado que el valor P es mayor o igual a 0,05, ese término no es estadísticamente significativa en el nivel de confianza del 95,0% o superior. En consecuencia, debe considerarse la eliminación TEMPERATURA del modelo.

#### Regresión múltiple - SALINIDAD

Variable dependiente: SALINIDAD

Variabes independientes:

POROSIDAD

RESISTIVIDAD

		<i>Standard</i>	<i>T</i>	
<i>Parameter</i>	<i>Estimate</i>	<i>Error</i>	<i>Statistic</i>	<i>P-Value</i>
CONSTANT	58196,5	5506,33	10,569	0,0000
POROSIDAD	-1750,19	296,751	-5,89784	0,0002
RESISTIVIDAD	-4212,33	265,943	-15,8392	0,0000

## Análisis de la Varianza

Source	Sum of Squares	Df	Mean Square	F-Ratio	P-Value
Model	1,36912E8	2	6,84562E7	125,62	0,0000
Residual	4,90433E6	9	544925,		
Total (Corr.)	1,41817E8	11			

R-cuadrado = 96,5418 por ciento

R-cuadrado (ajustado para gl) = 95,7733 por ciento

Error estándar de est. = 738.191

La media de error absoluto = 556.604

Durbin-Watson = 1,18629 estadística (p = 0,0218)

Lag 1 = 0,302567 autocorrelación residual

El StatAdvisor

El resultado muestra los resultados de ajustar un modelo de regresión lineal múltiple para describir la relación entre SALINIDAD y 2 variables independientes.

La ecuación del modelo ajustado es:

$$\text{SALINIDAD} = 58196,5 - 1750,19 * \text{POROSIDAD} - 4212,33 * \text{resistividad}$$

Dado que el P-valor en la tabla ANOVA es inferior a 0,05, hay una relación estadísticamente significativa entre las variables en el nivel de confianza del 95,0%.

El estadístico R-cuadrado indica que el modelo ajustado explica 96,5418% de la variabilidad en SALINIDAD. El ajustado R-cuadrado estadística, que es más adecuado para comparar modelos con diferente número de variables independientes, es 95,7733%. El error estándar de la estimación muestra la desviación estándar de los residuos a ser 738.191. Este valor puede ser utilizado para construir los límites de

predicción para nuevas observaciones al seleccionar la opción Informes del menú de texto. El error absoluto medio (MAE) de los 556.604 es el valor medio de los residuos. El Durbin-Watson (DW) examina los residuos para determinar si existe alguna correlación significativa basada en el orden en que aparecen en el archivo de datos. Dado que el valor P es menor que 0,05, no es una indicación de la correlación serial es posible en el nivel de confianza del 95,0%. Representar gráficamente los residuos contra orden de registro para ver si hay algún patrón que se puede ver. Para determinar si el modelo se puede simplificar, observe que el mayor valor de P de las variables independientes es 0,0002, que pertenece a POROSIDAD. Dado que el valor P es inferior a 0,05, ese término es estadísticamente significativa en el nivel de confianza del 95,0%. En consecuencia, es probable que no desea eliminar todas las variables del modelo.

#### Regresión múltiple - SALINIDAD

Variable dependiente: SALINIDAD

Variabes independientes:

TEMPERATURA

RESISTIVIDAD

		<i>Standard</i>	<i>T</i>	
<i>Parameter</i>	<i>Estimate</i>	<i>Error</i>	<i>Statistic</i>	<i>P-Value</i>
CONSTANT	-18114,4	15763,9	-1,1491	0,2801
TEMPERATURA	175,108	62,3236	2,80967	0,0204
RESISTIVIDAD	-2384,26	613,921	-3,88366	0,0037

#### Análisis de la Varianza

<i>Source</i>	<i>Sum of Squares</i>	<i>Df</i>	<i>Mean Square</i>	<i>F-Ratio</i>	<i>P-Value</i>
Model	1,29106E8	2	6,45531E7	45,71	0,0000
Residual	1,27105E7	9	1,41227E6		
Total (Corr.)	1,41817E8	11			

R-cuadrado = 91,0374 por ciento

R-cuadrado (ajustado para gl) = 89,0457 por ciento

Error estándar de est. = 1188,39

La media de error absoluto = 731.746

Durbin-Watson = 2,31177 estadística (p = 0,5113)

Lag 1 = -0,180519 autocorrelación residual

El StatAdvisor

El resultado muestra los resultados de ajustar un modelo de regresión lineal múltiple para describir la relación entre SALINIDAD y 2 variables independientes. La ecuación del modelo ajustado es:

$$\text{SALINIDAD} = -18114,4 + 175\,108 * \text{Temperatura} - 2384,26 * \text{Resistividad}$$

Dado que el P-valor en la tabla ANOVA es inferior a 0,05, hay una relación estadísticamente significativa entre las variables en el nivel de confianza del 95,0%.

El estadístico R-cuadrado indica que el modelo ajustado explica 91,0374% de la variabilidad en SALINIDAD. El ajustado R-cuadrado estadística, que es más adecuado para comparar modelos con diferente número de variables independientes, es 89,0457%. El error de cálculo estándar muestra la desviación típica de los residuos a ser 1188,39. Este valor puede ser utilizado para construir los límites de predicción para nuevas observaciones al seleccionar la opción Informes del menú de texto. El error absoluto medio (MAE) de los 731.746 es el valor medio de los residuos. El Durbin-Watson (DW) examina los residuos para determinar si existe alguna correlación significativa basada en el orden en que aparecen en el archivo de datos. Puesto que el valor P es mayor que 0,05, no hay ninguna indicación de autocorrelación serial en los residuos en el nivel de confianza del 95,0%.

Para determinar si el modelo se puede simplificar, observe que el mayor valor de P de las variables independientes es 0,0204, que pertenece a TEMPERATURA. Dado que el valor P es inferior a 0,05, ese término es estadísticamente significativa en el nivel de confianza del 95,0%. En consecuencia, es probable que no desea eliminar todas las variables del modelo.



## **CAPÍTULO V**

### **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

#### **5.1 CONCLUSIONES**

- Las aguas de la mayoría de los pozos analizados se caracterizan por no contener iones carbonatos, debido a que se está en presencia de areniscas y no calizas.
- Para el estudio realizado los parámetros considerados con mayor influencia sobre la salinidad equivalente de cloruro de sodio [(NaCl)PPM] fue la profundidad.
- Las salinidades en los campos Santa Ana y El toco no cumplen con una tendencia lineal.
- Los intervalos Merecure Superior y Merecure Inferior presentaron los mayores valores de salinidad [(NaCl)PPM], seguida de la Formación San Juan y la Formación Oficina, referente a los dos campos.
- Para el campo Santa Ana en la Formación Merecure el rango de salinidad va de 11000 a 20000 PPM de NaCl, para la Formación Oficina de 6500 a 9500 PPM de NaCl y para la Formación San Juan de 11000 a 15000 PPM de NaCl.
- El aumento de la salinidad equivalente en función de la profundidad, mostró una tendencia lineal, con un coeficiente de correlación mayor a 0,97, siendo éste el mejor ajuste al comportamiento, mostrando un nivel de correlación alto.

#### **5.2 RECOMENDACIONES**

- Comparar los registros de yacimientos para corroborar los valores de los campos.

- Certificar y validar que la arena con intención de producir sea de hidrocarburo, evaluando todos los criterios petrofísicos pertinentes.
- Evaluar las arenas adyacentes a la arena de hidrocarburo, con la finalidad de conocer si son arenas con bajo porcentaje de arcillas y 100 % de agua.



## BIBLIOGRAFÍA

- CARVAJAL, R. (2009). “Análisis de factibilidad en las técnicas para el control de agua en pozos productores de hidrocarburos de los Campos Santa Ana – El Toco del Área Mayor de Anaco”. Tesis de grado de la Universidad de Oriente.
- ALIENDRES, A. Y SUBERO, C. (2006). “Determinación de correlaciones de resistividad y salinidad en función de la temperatura del agua de formación del Campo Jobo Yacimiento Morichal-01”. Tesis de grado Universidad de Oriente.
- RODRÍGUEZ, A. YAMILETH, J. (2006). “Evaluación de inyección de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) industrial en acuíferos salinos para control ambiental. Campo Guario, Área Mayor Anaco”. Tesis de grado Universidad de Oriente.
- DÍAZ, CARLOS, R. (2009). Producción de agua. (CIV. 8863).
- LÓPEZ, M. (2003). “Evaluación de arenas limpias para establecer una correlación que permita obtener valores de resistividad del agua de formación en función de profundidad, temperatura y salinidad, en el campo Bare de la faja petrolífera del Orinoco, estado Anzoátegui”. Tesis de grado Universidad de Oriente.
- PASTOR, HARYSELA. (2008). “Caracterización del agua del campo Santa Ana del Área Mayor de Anaco (AMA – OESTE) Estado Anzoátegui”. Tesis de grado Universidad de Oriente.
- ARIAS, F. (2006). Introducción a la metodología científica (quinta edición). Caracas: Epísteme C.A.

## APÉNDICES





**APÉNDICE “A”**  
**REPORTE DE ANÁLISIS FÍSICOQUÍMICO DE FLUIDOS.**

**Baker Petrolite**
**REPORTE DE CARACTERIZACIÓN DE CRUDO, AGUA Y SÓLIDOS**

COMPañIA	PDVSA GAS ANACO	FECHA DE MUESTREO	03/11/11	ATENCIÓN	ERIC BASANTA
CAMPO	SANTA ANA	ARENA		COORD. DE CUENTA	FRANK CANCHICA
MUESTRA	AM-120 @ 5624 FT	FECHA DE REPORTE	25/11/11	FECHA DE SOLICITUD	04/11/11

CARACTERIZACIÓN DEL AGUA		CARACTERIZACIÓN DEL CRUDO		VISCOSIDAD DEL CRUDO																
Iones		Iones		Temperatura (°F)																
Calcio, Ca <sup>++</sup>	60.00	% Agua (Decantada)		80																
Magnesio, Mg <sup>++</sup>	7.25	% Agua (%W)		100																
Hierro Soluble, Fe <sup>++</sup>		% Emulsión (%BS)		120																
Sodio, Na <sup>+</sup>	3138.75	% AyS (%BSW)		140																
Suma Cationes	3206.00	% Sedimentos (%S)		160																
Cloruro, Cl <sup>-</sup>	2950.00	* API @ 60 °F		Densidad @ 15 °C																
Sulfato, SO <sub>4</sub> <sup>-2</sup>	9.00	GE @ 60/60 °F		% Parafinas (A.P.M)																
Bicarbonato, HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	3464.80	Densidad @ 15 °C		% Asfaltenos																
Carbonato, CO <sub>3</sub> <sup>-2</sup>	0.00																			
Suma Aniones	6423.80																			
Cationes - Aniones	-3217.72																			
OTROS PARAMETROS DE CONTROL		CURVA DE VISCOSIDAD VS TEMPERATURA																		
Dureza cálcica (mg/L CaCO <sub>3</sub> )	150.00																			
Dureza magnésica (mg/L CaCO <sub>3</sub> )	30.00	CARACTERIZACIÓN CUANTITATIVA Y PORCENTUAL DE SÓLIDOS																		
Dureza total (mg/L CaCO <sub>3</sub> )	180.00	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Composición</th> <th>%</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Solubles</td> <td></td> </tr> <tr> <td>  Hidrocarburos</td> <td></td> </tr> <tr> <td>  Carbonatos</td> <td></td> </tr> <tr> <td>  Compuestos de hierro</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Insolubles</td> <td></td> </tr> <tr> <td>  Fierros totales</td> <td></td> </tr> </tbody> </table>					Composición	%	Solubles		Hidrocarburos		Carbonatos		Compuestos de hierro		Insolubles		Fierros totales	
Composición	%																			
Solubles																				
Hidrocarburos																				
Carbonatos																				
Compuestos de hierro																				
Insolubles																				
Fierros totales																				
Alcalinidad F (mg/L CaCO <sub>3</sub> )	0.00																			
Alcalinidad T (mg/L CaCO <sub>3</sub> )	2840.00																			
pH Medido @ 25 °C	7.24																			
Hierro Total, Fe (mg/L)	0.35																			
Manganeso, Mn (mg/L)	0.164																			
Conductividad @ 20 °C (mS/cm)	10.33																			
Salinidad @ 20 °C (mg/L)	6050.00																			
Gravedad Específica (g/mL)																				
Densidad (g/mL)																				
Turbidez (NTU)	84.00																			
Residual inh. de Incrustación (mg/L)																				
Residual inh. de Corrosión (mg/L)																				
Crudo en Agua (mg/L)																				
H <sub>2</sub> S, Soluble (mg/L)																				
CO <sub>2</sub> , Soluble (mg/L)																				
O <sub>2</sub> , Soluble (ppb)																				
Temperatura (°F)																				
Presión (PSI)																				
CARACTERIZACIÓN CUANTITATIVA Y PORCENTUAL DE SÓLIDOS SUSPENDIDOS TOTALES																				
Sales		mg/L																		
Solubles en hidrocarburos																				
Solubles en ácido																				
Insolubles en ácido																				
Solubles + Insolubles	Sólidos Suspendedos Totales (TSS):	212.00																		
Volumen Filtrado (mL)	Tamaño del Poro (µm)																			
Tiempo (seg)	Diámetro (mm)																			
COMENTARIOS: Muestra de fluido captada en tanque PVT 1974XA_190522 con 33.1 Lts de limpieza. Volumen de agua captada: 790 mL. Volumen de crudo captado: Trazas. Calidad de agua turbia. La medición de pH se dejó en el laboratorio.																				
Analista(s) del Lab.:	A. GUZMAN / Y. CARPIO																			
Fecha de análisis:	08/11/11																			



# Water Analysis Report



Baker Petrolite

PDVSA GAS ANACO  
SANTA ANA

Account Manager  
FRANK CANCHICA

AM-120 @ 5624 FT

Summary of Entered Data		Sample AM-120 @ 5624 FT @ 75°F					
Sampling Date	3Nov11	<b>Anions</b>	<b>mg/l</b>	<b>meq/l</b>	<b>Cations</b>	<b>mg/l</b>	<b>meq/l</b>
Analysis Date	8Nov11	Chloride	2,950	83.2	Sodium	3,139	137
Analyst	L. DI BENEDETTO	Bicarbonate	3,465	56.8	Magnesium	7.29	0.60
		Carbonate	0.00	0.00	Calcium	60.0	2.99
TDS (mg/l or g/m <sup>3</sup> )	9,630	Sulfate	9.00	0.19	Strontium	N/A	N/A
Density (g/cm <sup>3</sup> or tonne/m <sup>3</sup> )	1.0063	Phosphate	N/A	N/A	Barium	N/A	N/A
Anion/Cation Ratio	1.00	Bromide	N/A	N/A	Iron	0.35	0.01
		Silicate	N/A	N/A	Potassium	N/A	N/A
					Aluminum	N/A	N/A
					Chromium	N/A	N/A
					Calcium	N/A	N/A
Tanque 1974XA_190522		pH at time of sampling		7.24	Lead	N/A	N/A
		pH at time of analysis		7.24	Manganese	0.16	0.01
		pH used in Calculations		7.24	Nickel	N/A	N/A

Specific ion interactions calculated for ions in bold faced type, other ions contribute to ionic strength.

Conditions		Values Calculated at the Given Conditions - Amounts of Scale in lb/1000bbf										
Temp.	Gauge Press.	Calcite CaCO <sub>3</sub>		Gypsum CaSO <sub>4</sub> ·2H <sub>2</sub> O		Anhydrite CaSO <sub>4</sub>		Celestite SrSO <sub>4</sub>		Barite BaSO <sub>4</sub>		CO <sub>2</sub>
		Index	Amount	Index	Amount	Index	Amount	Index	Amount	Index	Amount	
80	100	0.62	36.6	-3.34		-3.34		N/A		N/A		
100	150	0.72	39.8	-3.07		-3.07		N/A		N/A		
120	200	0.83	42.4	-3.00		-3.00		N/A		N/A		
140	600	0.92	44.2	-3.03		-3.03		N/A		N/A		
160	800	1.02	46.0	-3.04		-3.04		N/A		N/A		
180	1,000	1.12	47.3	-3.05		-3.05		N/A		N/A		
200	1,500	1.21	48.3	-3.07		-3.07		N/A		N/A		
220	2,000	1.30	49.1	-3.09		-3.09		N/A		N/A		

Precipitation of each scale is considered separately; total scale will be less than the sum of the amounts of the five scales.

The amount of scale indicates the severity of the problem; the index (equivalent to Stiff Davis SI) indicates how difficult it is to control the problem.

**Disclaimer of Liability:** Baker Petrolite Corporation and its affiliates (BPC) disclaim all warranties or representations express or implied, including any implied warranties of merchantability or fitness for a particular purpose or to the accuracy, correctness or completeness of such information herein or that reliance on such information will accomplish any particular result. All such information is furnished "as is" and by using such information the user is assuming all liabilities for the use or reliance on such information. BPC SHALL NOT BE LIABLE FOR ANY INDIRECT, SPECIAL, PUNITIVE, EXEMPLARY OR CONSEQUENTIAL DAMAGES OR LOSSES FROM ANY CAUSE WHATSOEVER INCLUDING BUT NOT LIMITED TO ITS NEGLIGENCE.

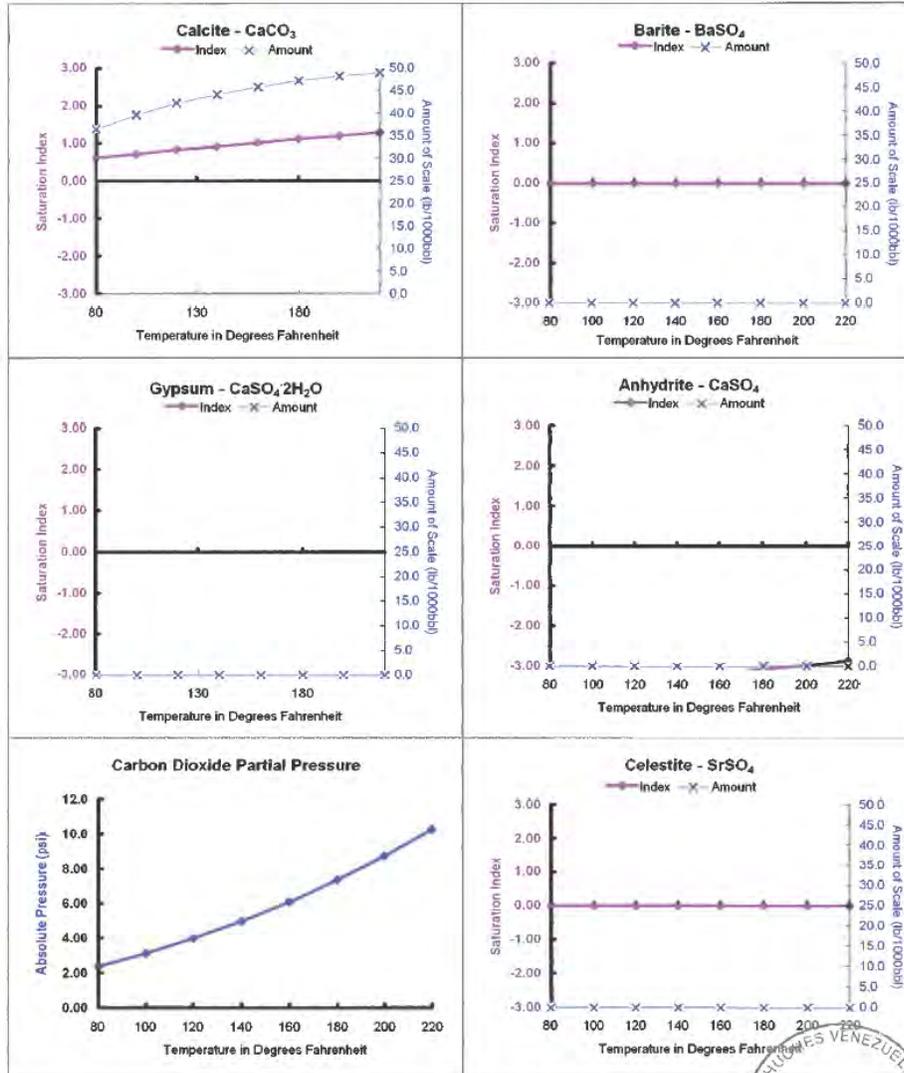


# Scale Predictions

For Sample AM-120 @ 5624 FT @ 75°F from PDVSA GAS ANACO, SANTA ANA, AM-120 @ 5624 FT, Nov/8/11



Baker Petrolite



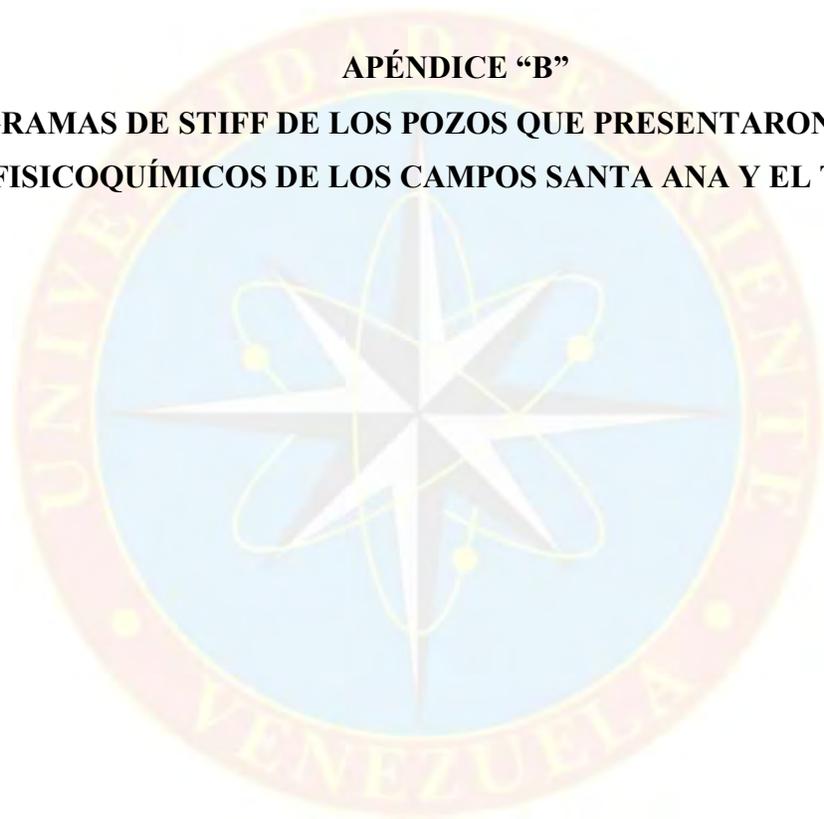
Scale Calculations from Baker Petrolite using Program WASEQ



Figura A.1. Reporte de análisis fisicoquímico de fluidos.

**APÉNDICE “B”**

**DIAGRAMAS DE STIFF DE LOS POZOS QUE PRESENTARON ANÁLISIS  
FISICOQUÍMICOS DE LOS CAMPOS SANTA ANA Y EL TOCO.**



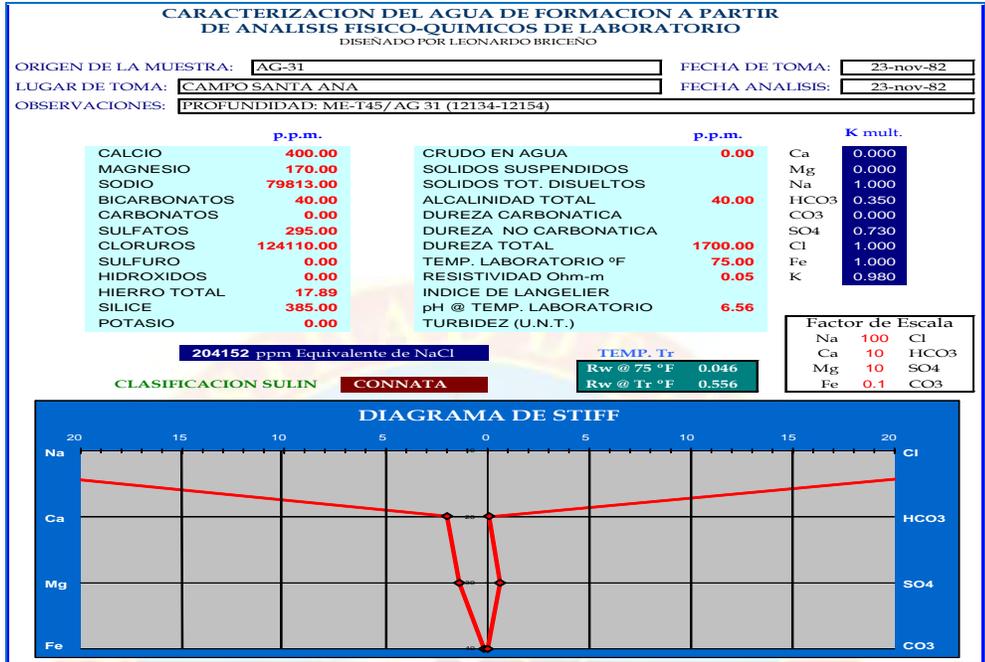


Figura B.1. Diagrama de Stiff del AG 31/12134-12154 pies, campo Santa Ana.

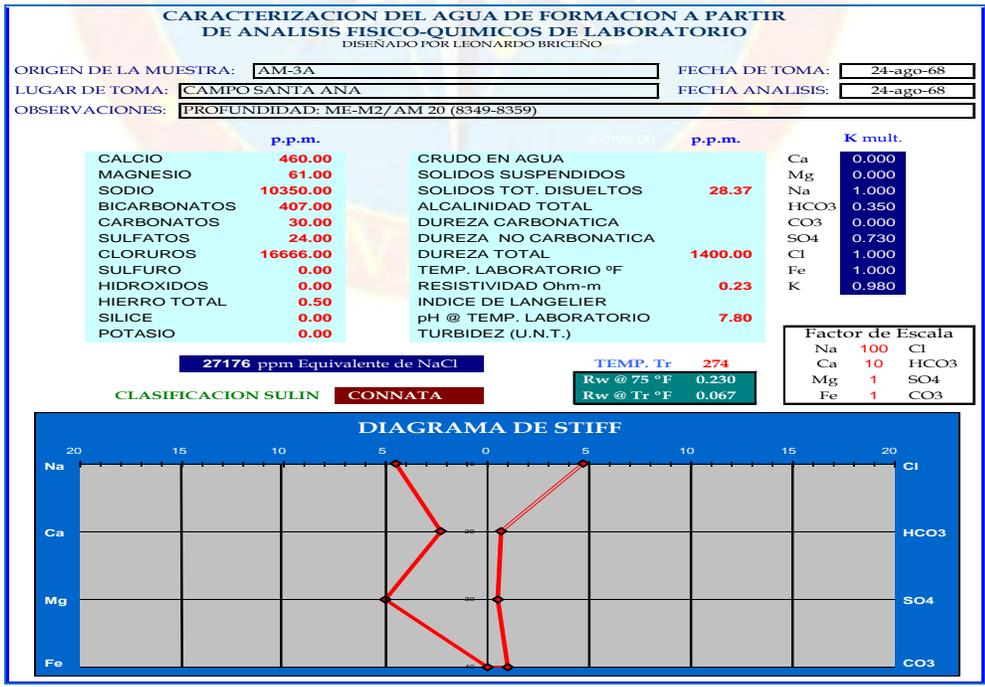


Figura B.2. Diagrama de Stiff del AM 3A/8349-8359 pies, campo Santa Ana.

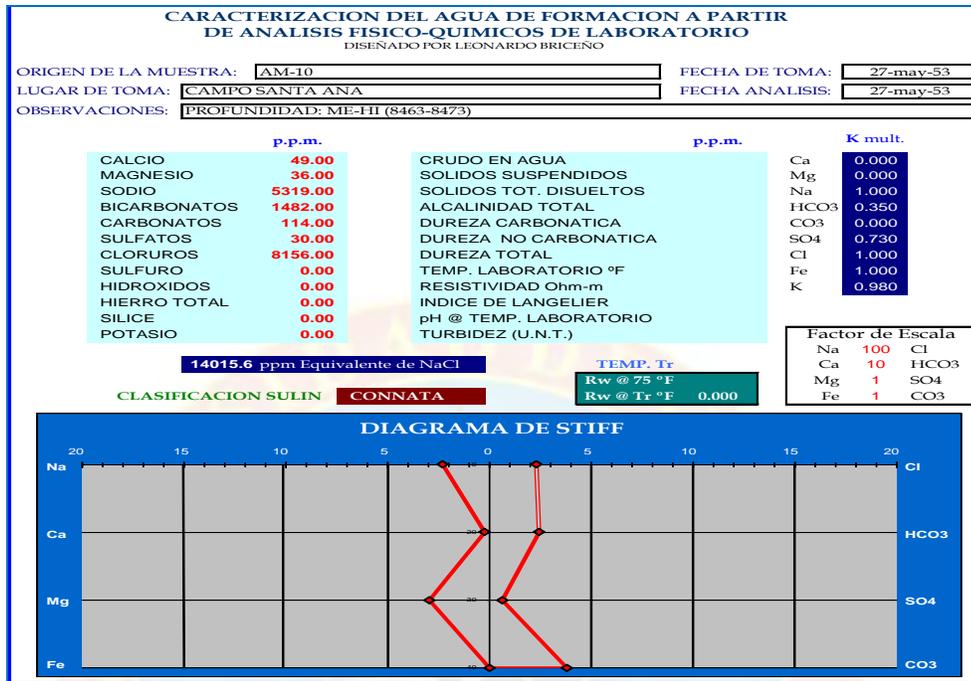


Figura B.3. Diagrama de Stiff del AM 10/8463-8473 pies, campo Santa Ana.

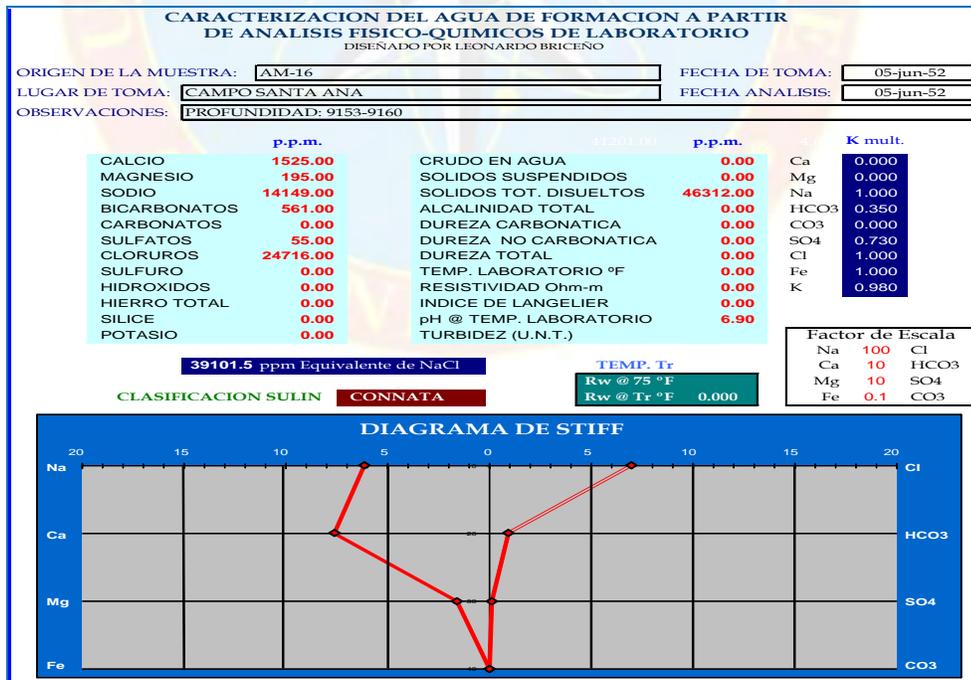
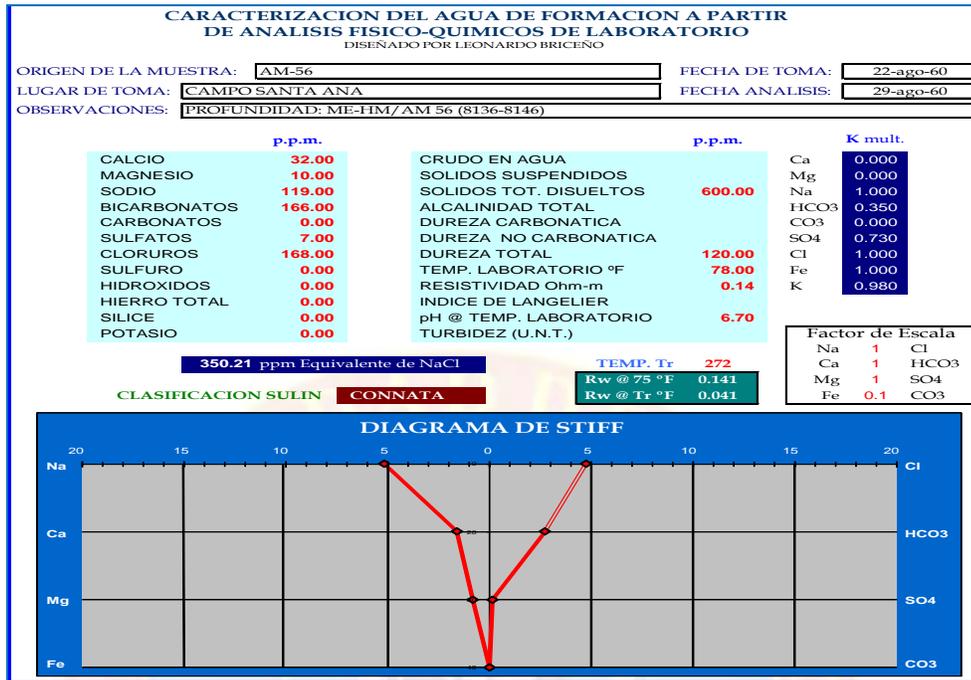
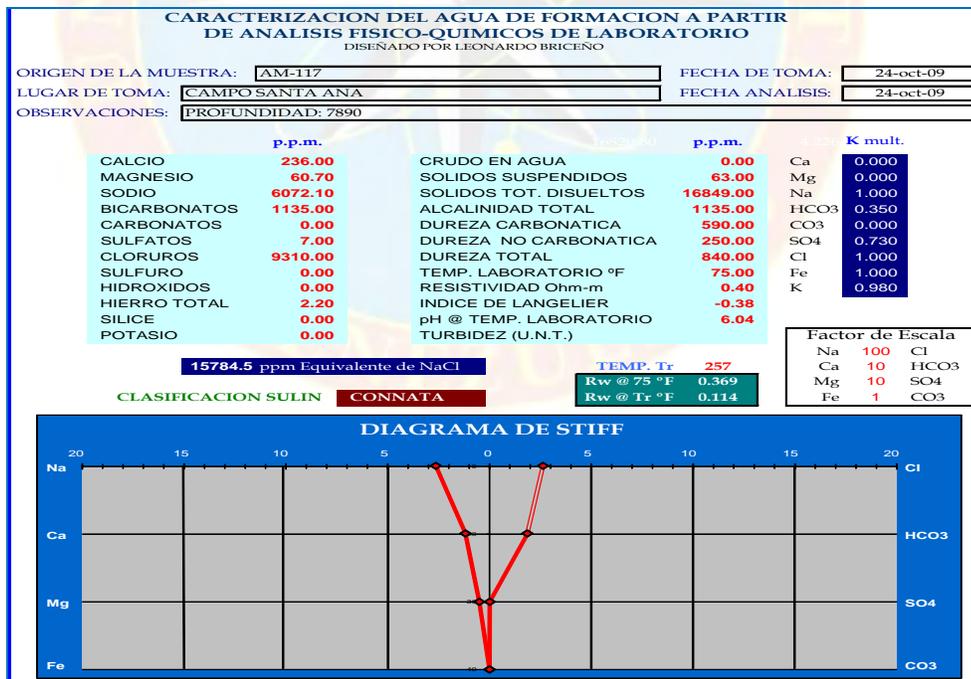


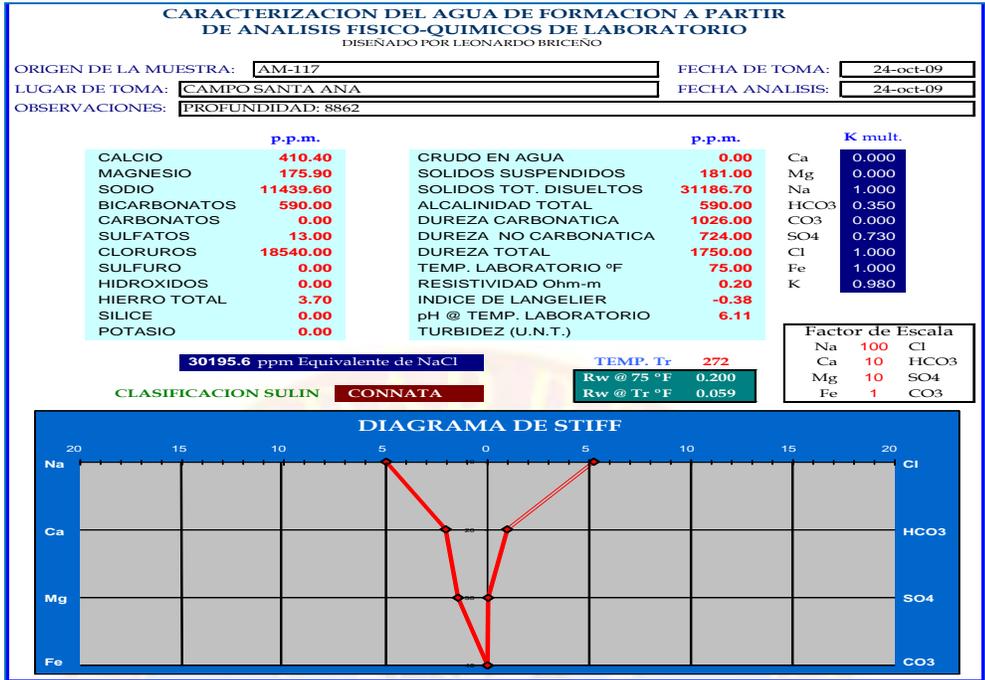
Figura B.4. Diagrama de Stiff del AM 16/9153-9160 pies, campo Santa Ana.



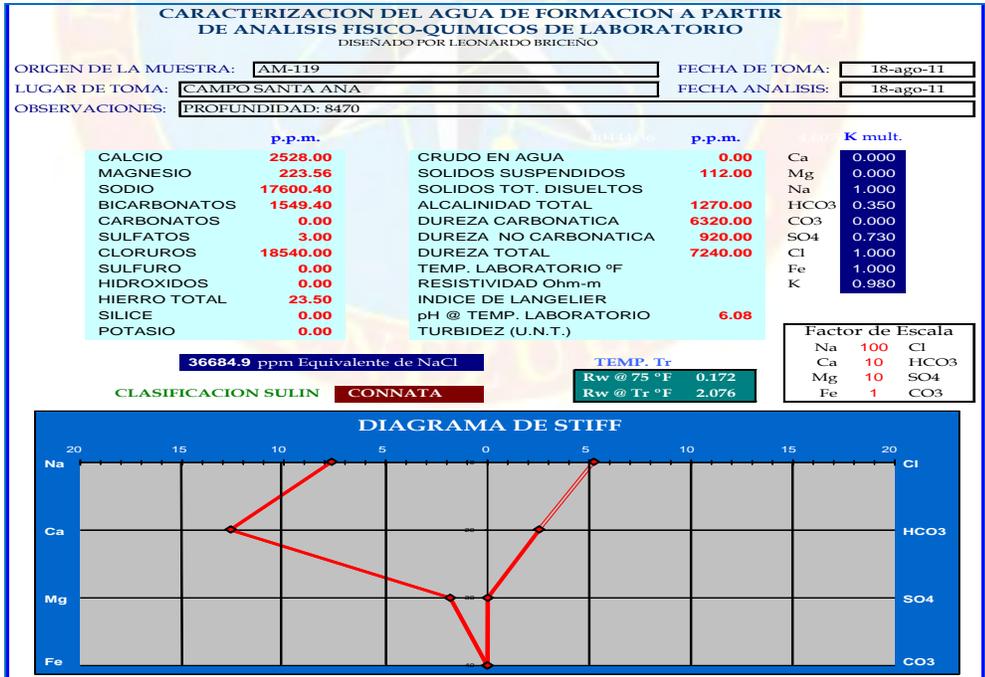
**Figura B.5. Diagrama de Stiff del AM 56/8136-8146 pies, campo Santa Ana.**



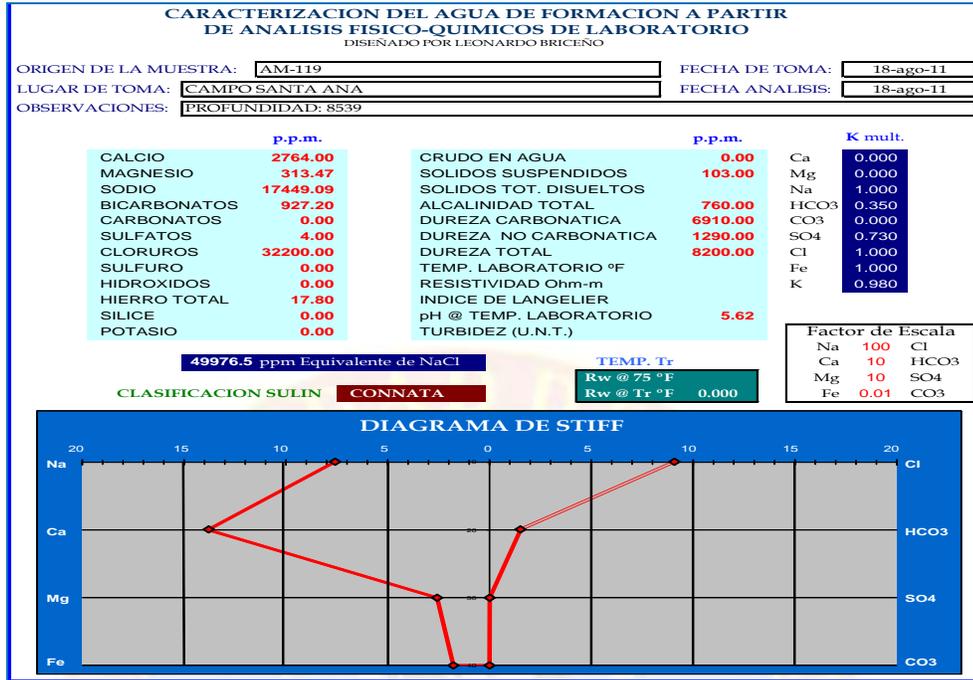
**Figura B.6. Diagrama de Stiff del AM 117/7890 pies, campo Santa Ana.**



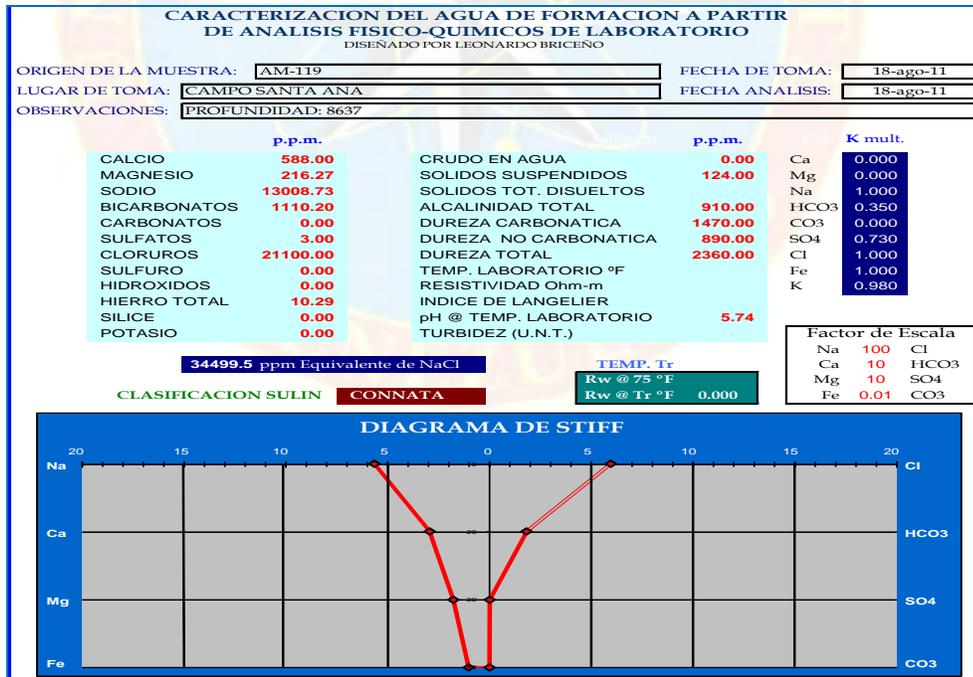
**Figura B.7. Diagrama de Stiff del AM 117/8862 pies, campo Santa Ana.**



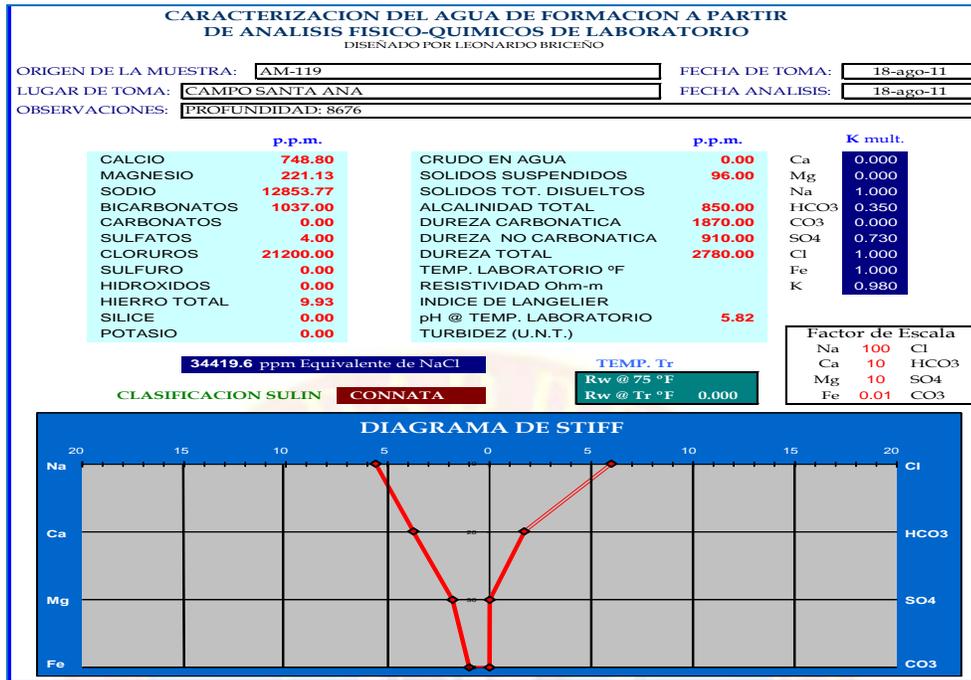
**Figura B.8. Diagrama de Stiff del AM 119/8470 pies, campo Santa Ana.**



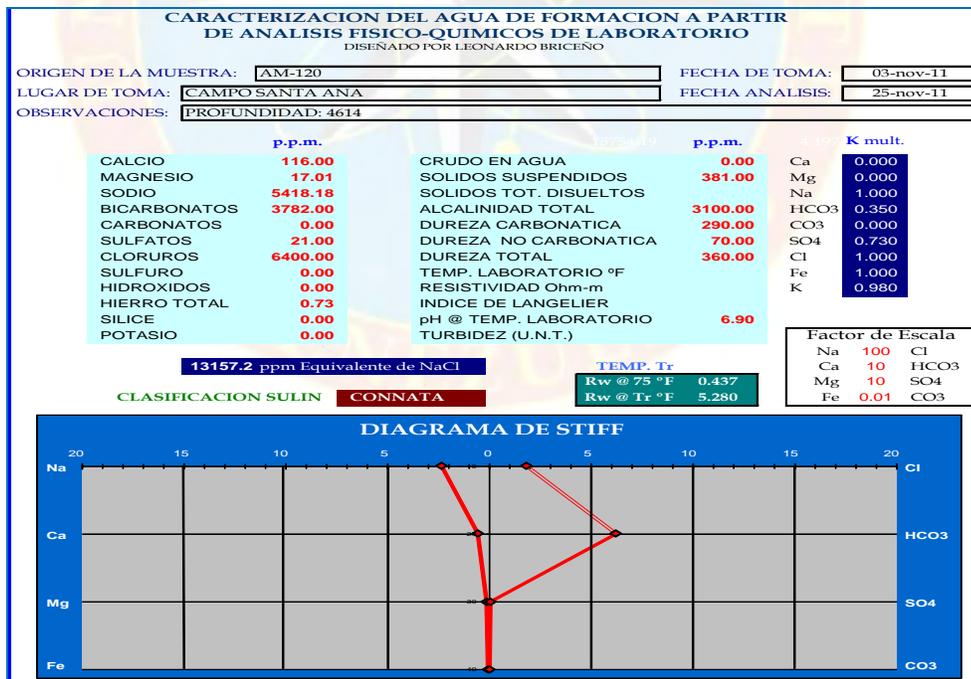
**Figura B.9. Diagrama de Stiff del AM 119/8539 pies, campo Santa Ana.**



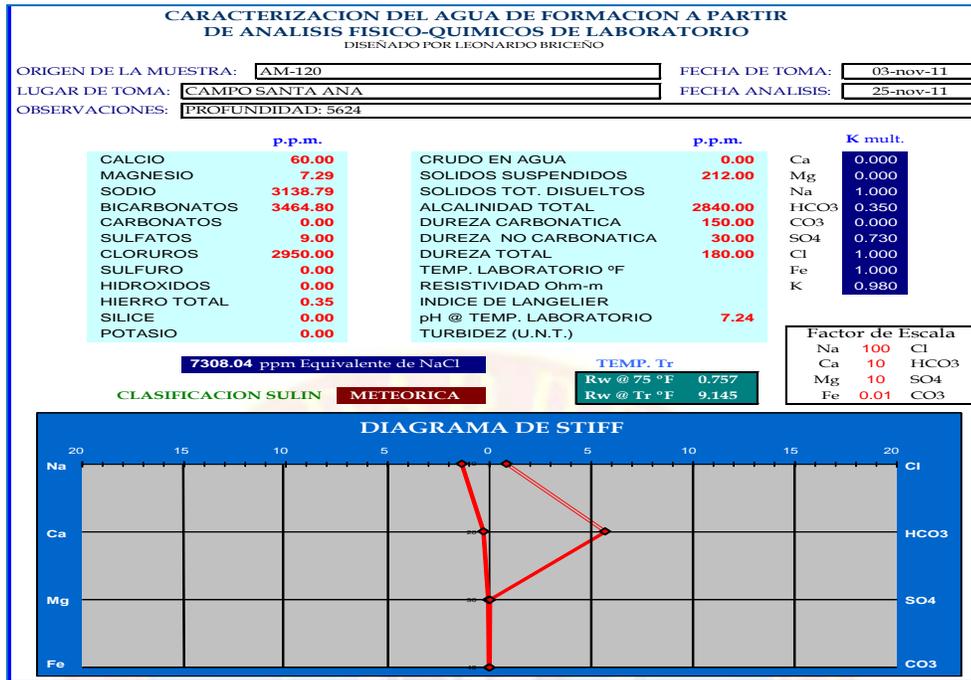
**Figura B.10. Diagrama de Stiff del AM 119/8637 pies, campo Santa Ana.**



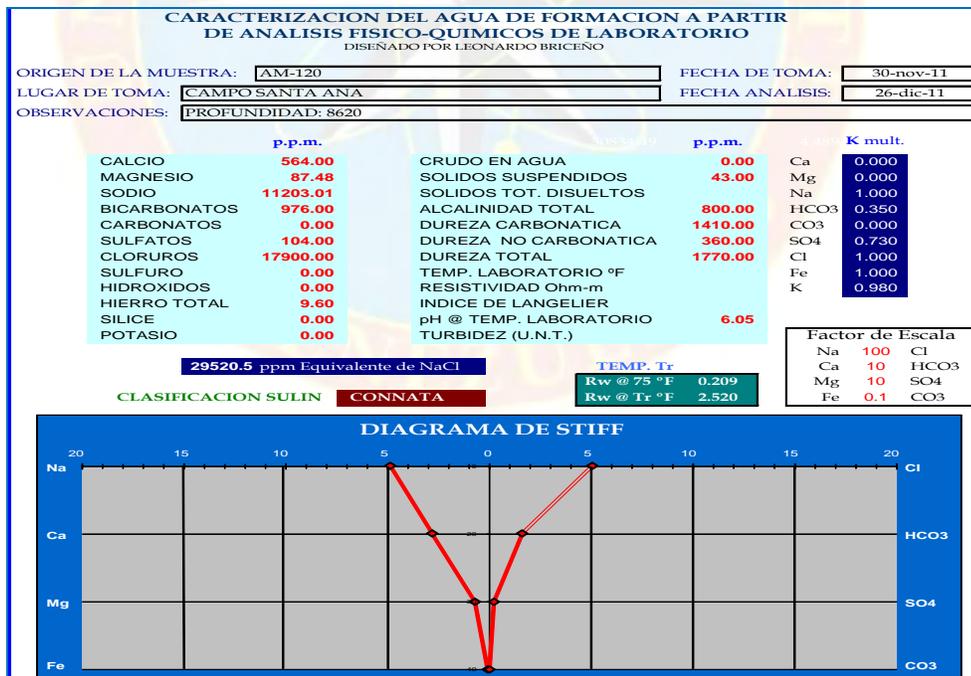
**Figura B.11. Diagrama de Stiff del AM 119/8676 pies, campo Santa Ana.**



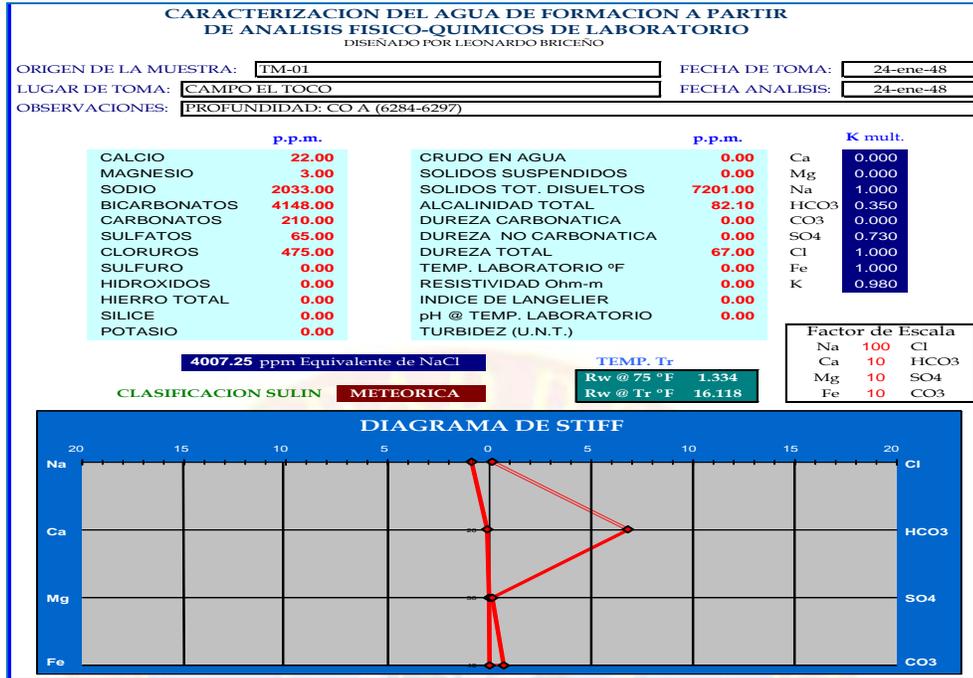
**Figura B.12. Diagrama de Stiff del AM 120/4614 pies, campo Santa Ana.**



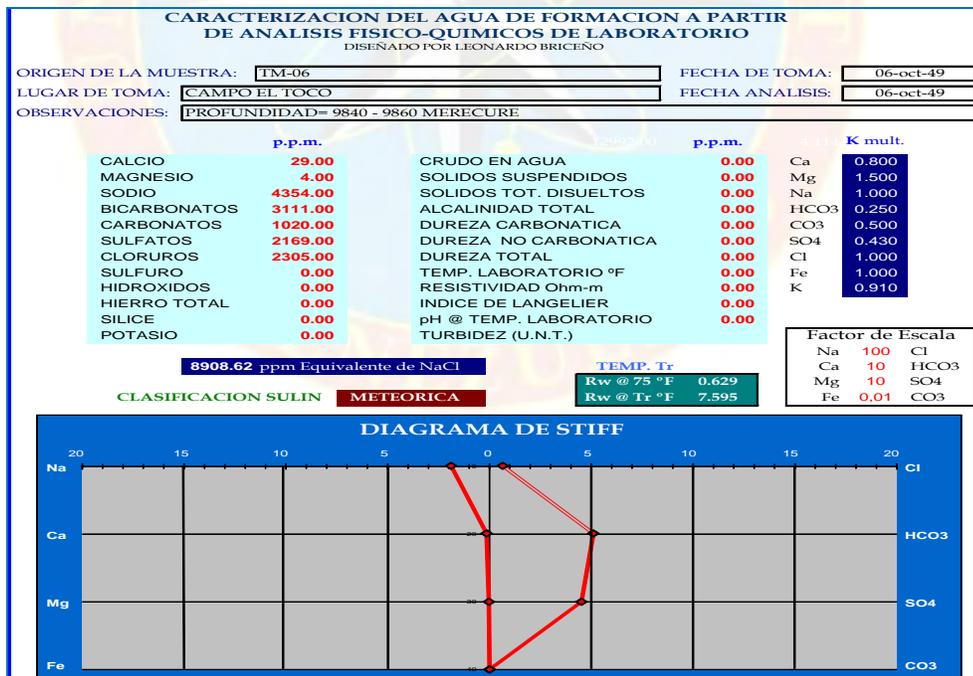
**Figura B.13. Diagrama de Stiff del AM 120/5624 pies, campo Santa Ana.**



**Figura B.14. Diagrama de Stiff del AM 120/8620 pies, campo Santa Ana.**



**Figura B.15. Diagrama de Stiff del TM 01/6284-6297 pies, campo El Toco.**



**Figura B.16. Diagrama de Stiff del TM 06/9840-9860 pies, campo El Toco.**

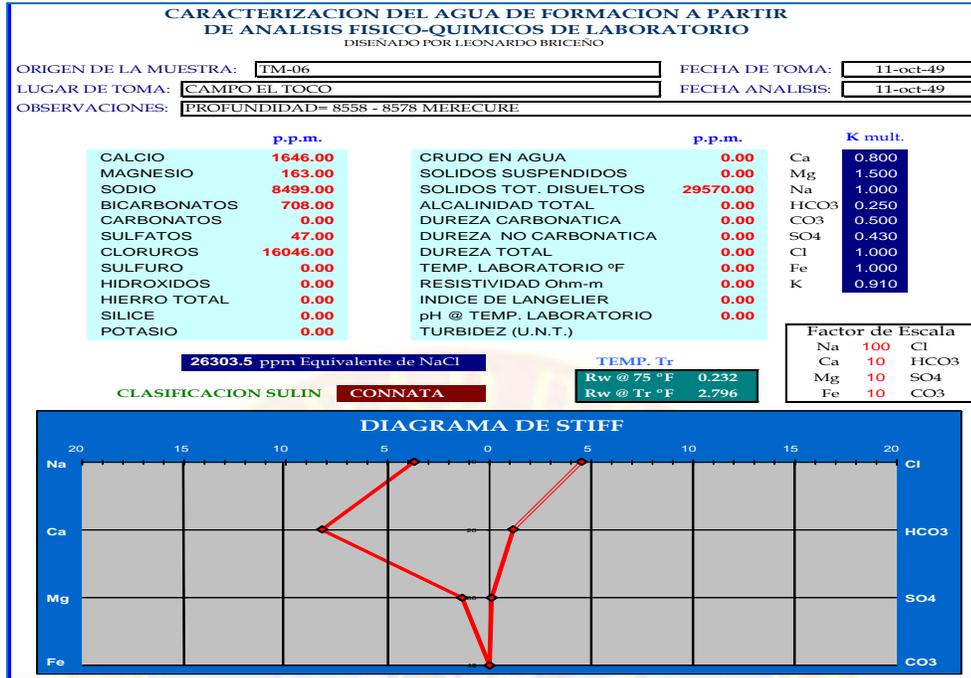


Figura B.17. Diagrama de Stiff del TM 06/8558-8578 pies, campo El Toco.

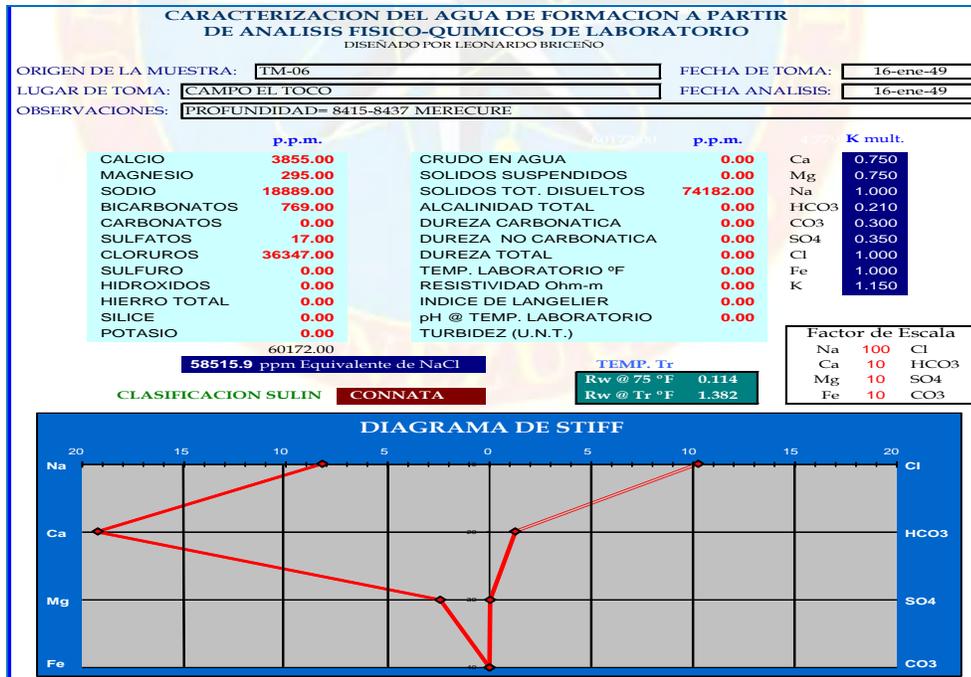
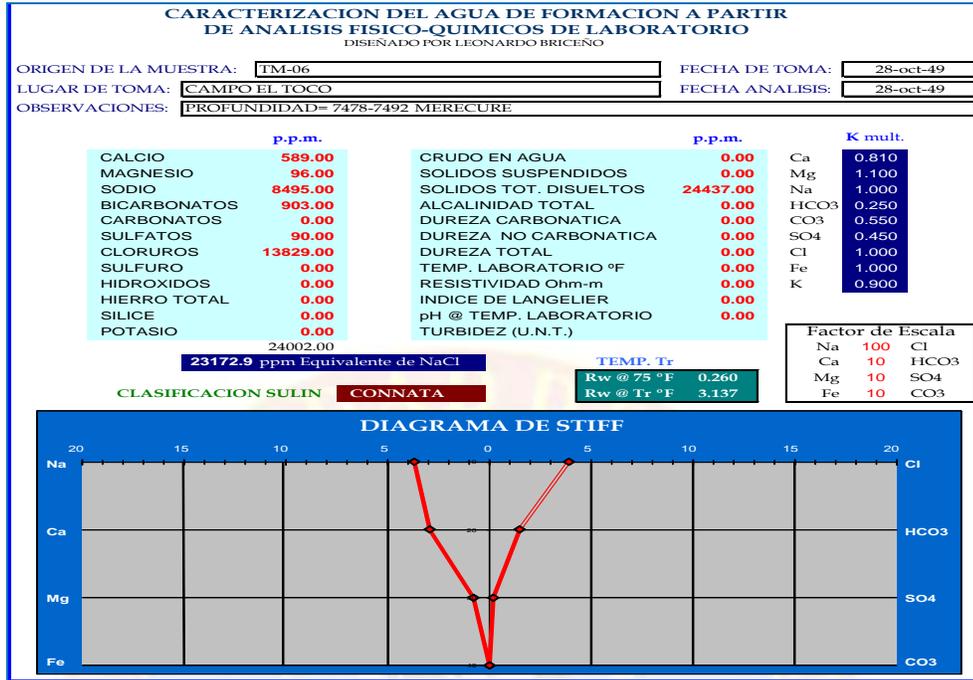
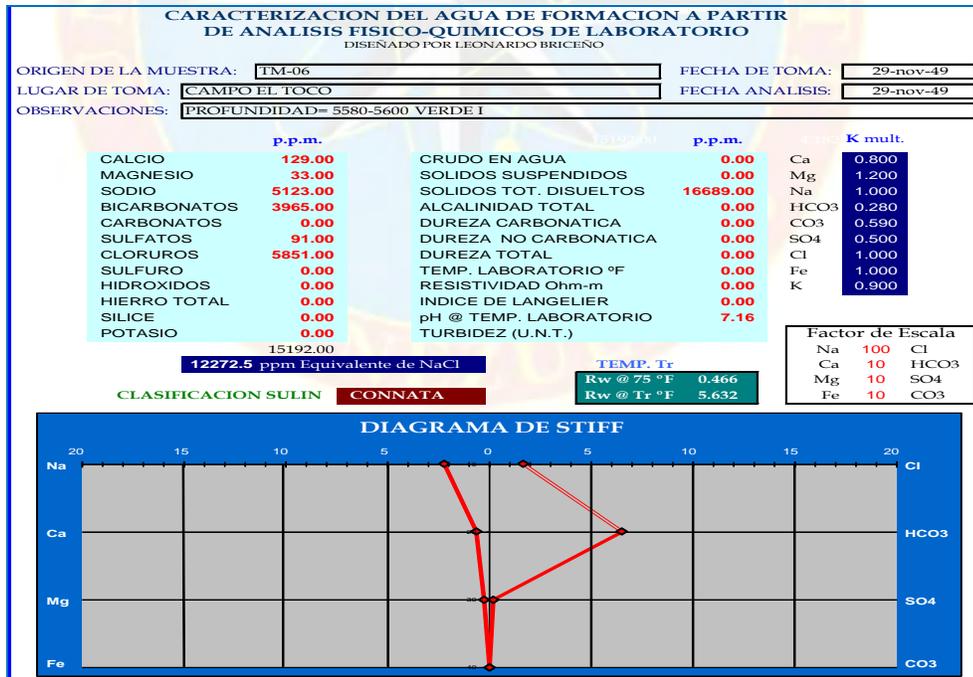


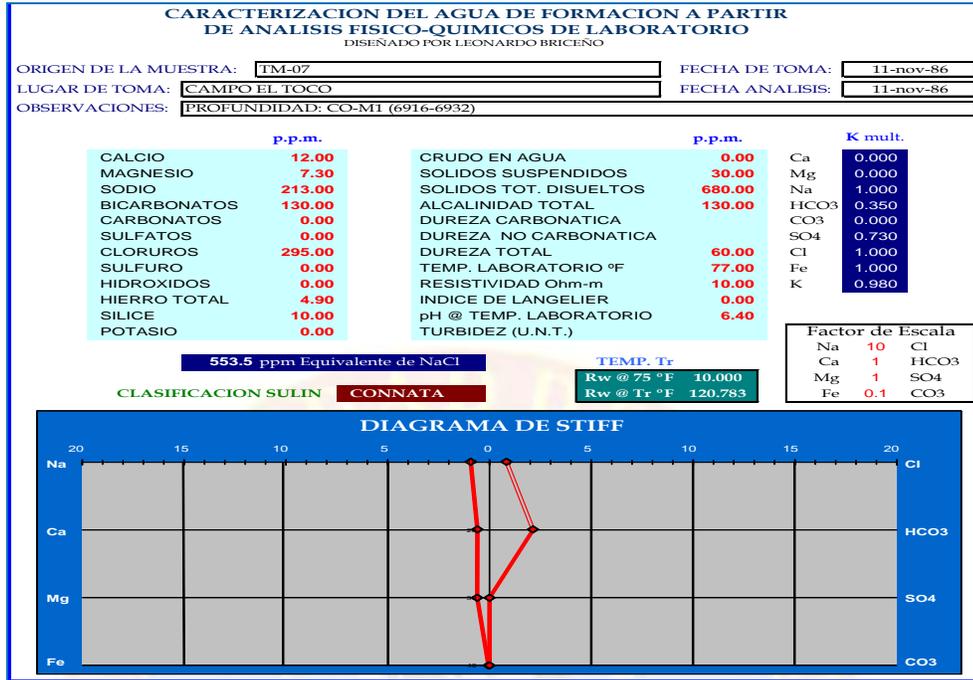
Figura B.18. Diagrama de Stiff del TM 06/8415-8437 pies, campo El Toco.



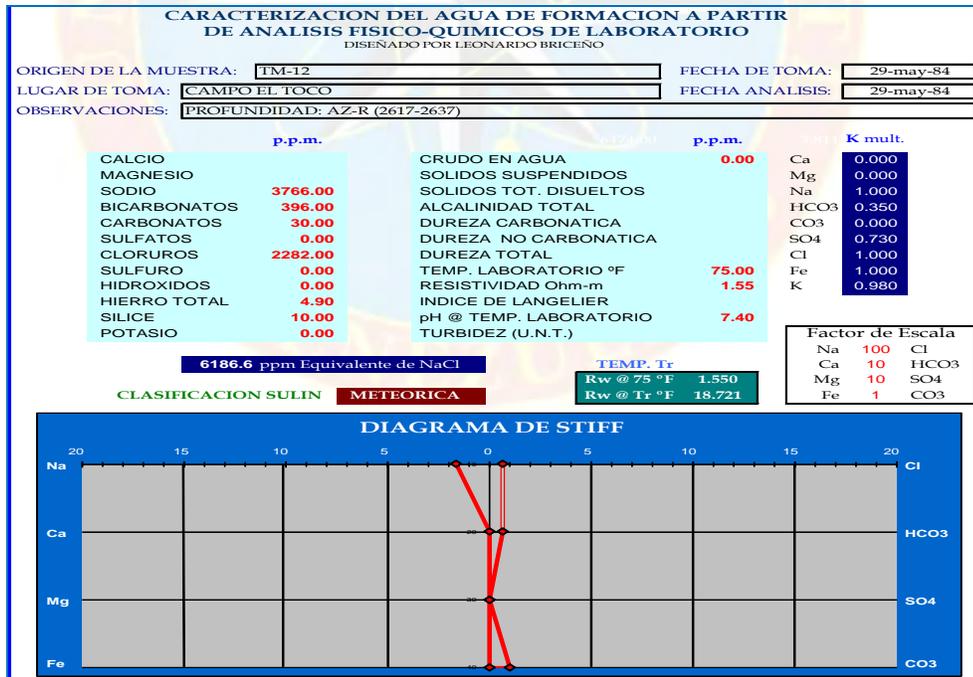
**Figura B.19. Diagrama de Stiff del TM 06/7478-7492 pies, campo El Toco.**



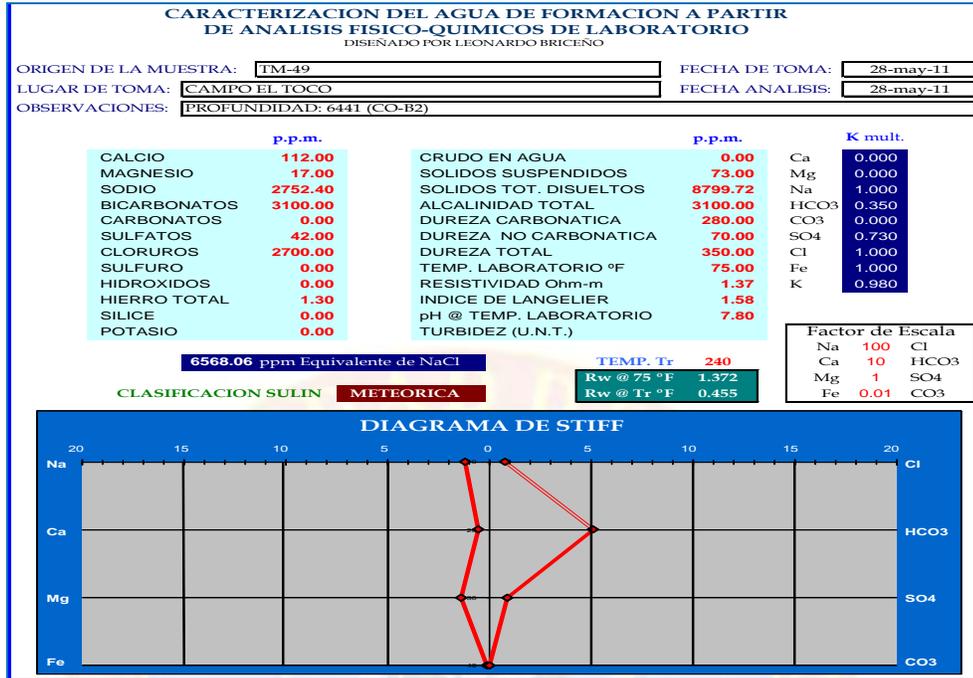
**Figura B.20. Diagrama de Stiff del TM 06/5580-5600 pies, campo El Toco.**



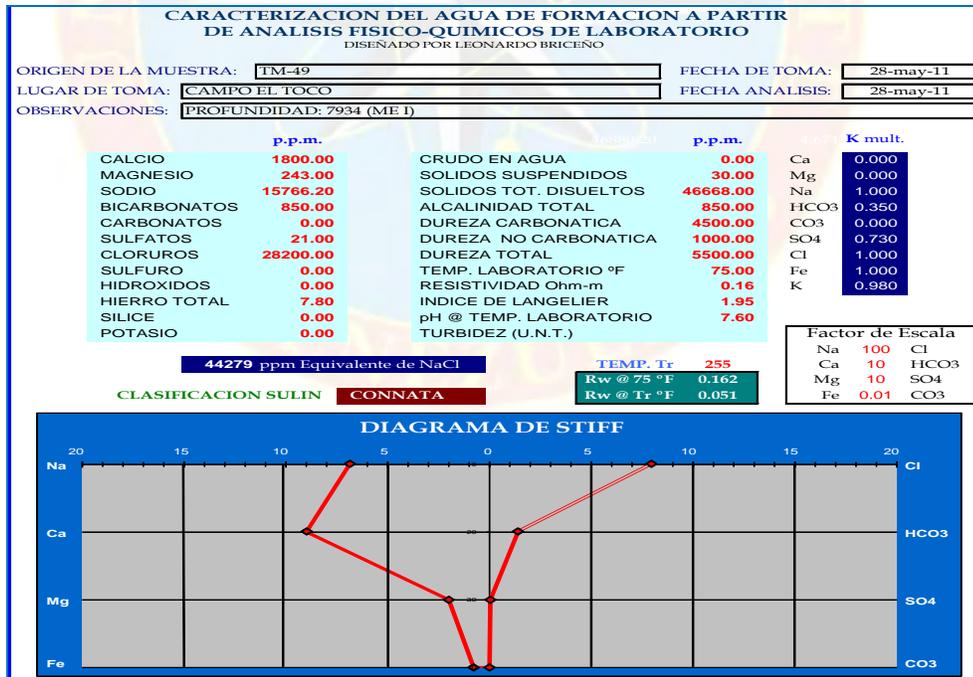
**Figura B.21. Diagrama de Stiff del TM 07/6916-6932 pies, campo El Toco.**



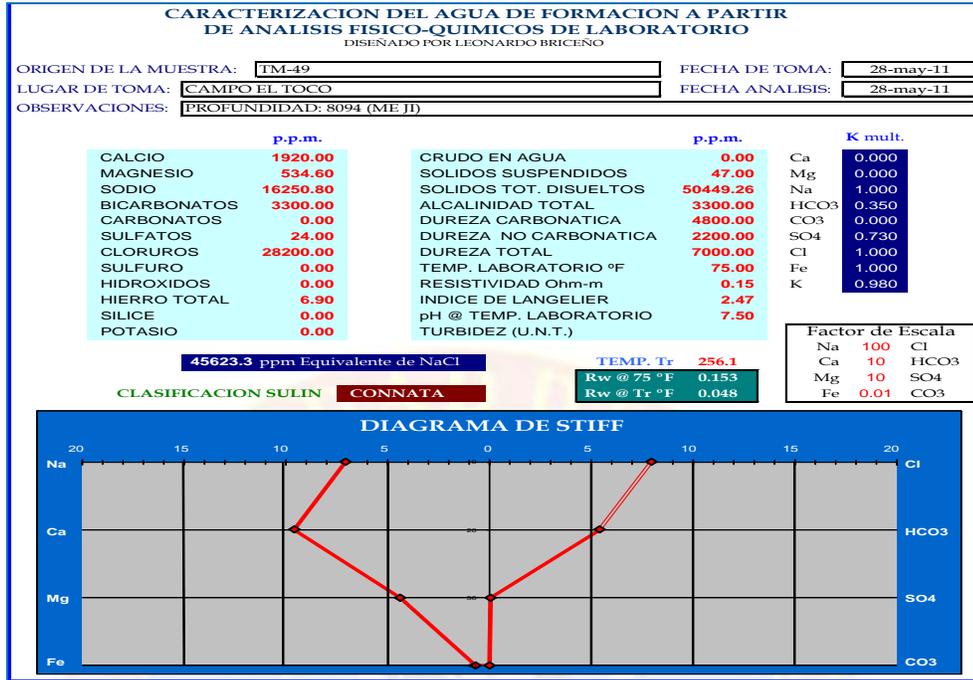
**Figura B.22. Diagrama de Stiff del TM 12/2617-2637 pies, campo El Toco.**



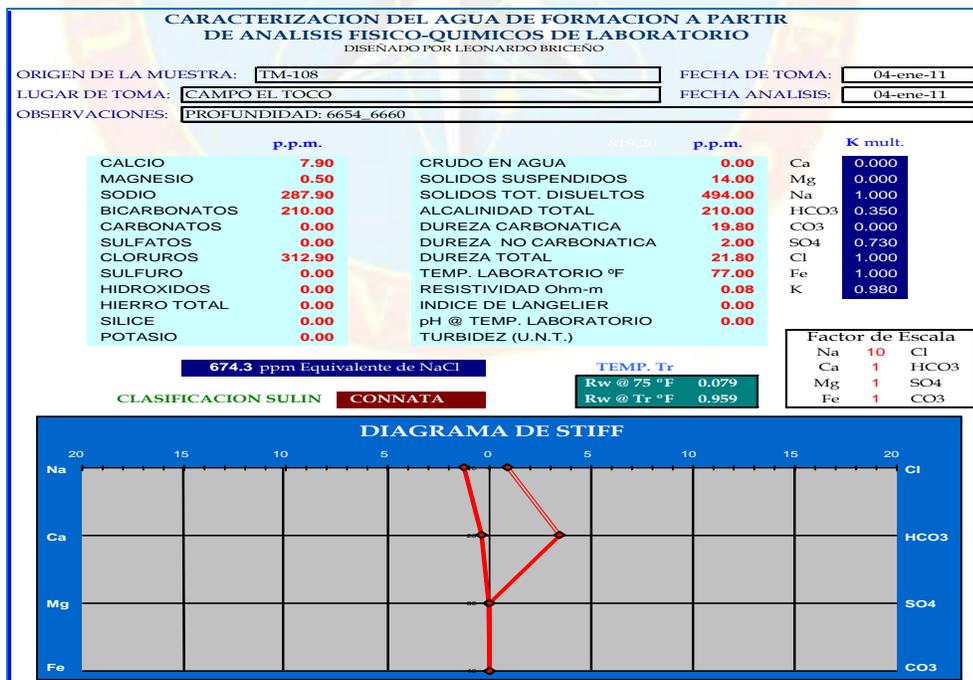
**Figura B.23. Diagrama de Stiff del TM 49/6441 pies, campo El Toco.**



**Figura B.24. Diagrama de Stiff del TM 49/7934 pies, campo El Toco.**



**Figura B.25. Diagrama de Stiff del TM 49/8094 pies, campo El Toco.**



**Figura B.26. Diagrama de Stiff del TM 108/6654-6660 pies, campo El Toco.**



**APÉNDICE “C”**  
**PARÁMETROS PETROFÍSICOS DE LOS POZOS SELECCIONADOS DE**  
**LOS CAMPOS SANTA ANA Y EL TOCO.**

Tabla C.1. Parámetros petrofísicos de los pozos seleccionados, campo Santa Ana.

POZOS	PROF.	Ro	Vsh GR lineal	$(\Phi_D)_{CA}$	Sw Archie General	Sw Archie Limpia
AG-26	10361	2.9505	13.6%	14.6%	117.0%	100.4%
AG-27	10231	3.9979	13.6%	13.6%	105.2%	88.5%
AG-27	10422	2.376	10.4%	16.9%	113.3%	114.8%
AG-32	6143	3.1285	11.4%	25.0%	58.6%	100.0%
AG-37	8305-8358	3.8541	9.7%	14.6%	109.2%	100.0%
AM-75	8545-8650	2.6105	7.3%	20.2%	96.1%	100.0%
AM-75	8683	5.767	11.3%	11.7%	105.7%	67.3%
AM-78	8821.5	3.002	7.8%	17.1%	105.1%	100.0%
AM-78	8855.5	2.6038	7.4%	17.0%	114.5%	107.4%
AM-84	8511	2.1554	8.7%	17.4%	124.6%	127.6%
AM-84	8658.5	1.4935	9.5%	18.2%	145.4%	153.3%
AM-84	8828.5	2.1128	8.1%	17.4%	124.9%	128.9%
AM-84	9328.5	3.5082	12.3%	13.5%	118.0%	100.0%
AM-94	8390-8530	2.2579	11.9%	18.5%	86.5%	91.8%
AM-94	8730-8858	2.5245	12.7%	18.5%	77.8%	86.8%
AM-94	8859-8930	1.9035	14.9%	20.1%	81.3%	100.0%
AM-97	8650-8700	3.2876	9.9%	13.6%	125.3%	100.0%
AM-99	8490-8591	1.8103	11.3%	19.6%	98.8%	100.0%
AM-103	7650-7689	4.3742	10.6%	17.1%	70.8%	75.3%
AM-103	8048-8094	3.4353	10.9%	19.6%	72.2%	85.3%
AM-103	8094-8142	2.731	11.4%	18.2%	92.5%	95.7%
AM-103	9335-9550	2.5	17.0%	19.5%	74.2%	99.2%
AM-106	8947-8996	4.178	7.4%	16.2%	66.9%	99.8%
AM-109	8129-8205	3.2378	9.3%	16.8%	75.4%	76.7%
AM-109	8282-8345	1.9209	7.9%	20.7%	95.4%	99.6%
AM-109	8345-8440	1.9058	9.4%	19.1%	97.6%	100.0%
AM-112	8568-8642	4.3078	6.9%	15.2%	82.1%	89.8%
AM-112	8642-8750	2.2666	7.0%	17.0%	107.2%	123.8%
AM-112	8817-8873	2.0264	7.1%	17.5%	107.7%	131.0%
AM-112	9002-9105	2.4055	7.2%	17.1%	99.7%	120.2%
AM-112	9174-9255	3.3323	9.0%	15.9%	88.7%	102.1%
AM-112	9488-9598	3.4757	11.0%	14.8%	94.5%	100.0%
AM-113	7852-7995	3.0655	6.3%	18.3%	80.7%	100.0%
AM-114	9179-9243	7.24	11.8%	11.7%	70.1%	66.6%
AM-114	9243-9289	3.2097	3.1%	15.9%	83.5%	100.0%
AM-117	7533-7687	4.8834	9.7%	16.4%	75.0%	104.8%
AM-117	7687-7742	3.2126	11.3%	18.8%	81.8%	129.2%
AM-117	8022-8102	3.5622	19.5%	17.4%	84.6%	122.7%

AM-117	8752-8956	5.359	20.8%	13.8%	89.4%	100.0%
AM-119	8420-8543	2.7776	8.6%	16.5%	89.0%	175.9%
AM-119	8420-8543	3.9743	8.2%	13.8%	86.9%	147.0%
AM-119	8676.5	8.5902	8.4%	14.2%	57.5%	100.0%
AM-120	4612.5	1.842	19.5%	33.2%	62.1%	116.2%
AM-120	5623.5	3.895	9.4%	24.5%	55.6%	79.9%
AM-120	8643.5	2.489	10.3%	17.3%	96.0%	100.0%

**Tabla C.2. Parámetros petrofísicos de los pozos seleccionados, campo El Toco.**

POZOS	PROF.	Ro	Vsh GR lineal	$(\Phi_D)_{CA}$	Sw Archie General	Sw Archie Limpia
TM-35	7659-7722	1.9841	14.4%	16.6%	140.5%	100.0%
TM-37	7708.5	1.8405	10.4%	17.4%	123.3%	100.9%
TM-37	7860.5	2.5042	17.4%	13.8%	145.9%	89.0%
TM-37	7933	1.9815	16.8%	15.6%	147.3%	100.0%
TM-41	7520-7620	2.95	13.2%	13.2%	139.8%	69.6%
TM-41	7813-7860	2.8985	13.9%	12.1%	151.7%	70.2%
TM-41	7860-7921	1.4285	12.0%	15.3%	181.3%	100.0%
TM-46	7768-7890	1.0438	7.3%	20.3%	134.2%	114.2%
TM-46	7890-7990	1.3601	12.1%	16.3%	135.6%	100.0%
TM-46	7990-8085	1.2202	11.2%	19.8%	126.7%	105.6%
TM-48	5180-5282	1.8247	14.7%	18.0%	90.8%	104.2%
TM-49	7798-7897	1.424	10.2%	17.3%	128.0%	97.7%
TM-49	7897-7962	0.8971	8.6%	22.7%	123.9%	123.1%
TM-49	7962-8119	1.3601	8.7%	17.8%	132.5%	100.0%
TM-106	7551	2.2691	8.7%	16.5%	140.4%	84.0%
TM-106	7768	1.794	10.4%	17.3%	143.1%	94.2%
TM-106	8031	1.4092	9.8%	20.8%	134.6%	106.3%
TM-106	8332	2.0161	11.2%	15.7%	144.7%	88.9%
TM-106	8591	1.5981	11.8%	16.8%	152.4%	99.8%
TM-106	8623.5	1.5919	11.9%	16.7%	152.8%	100.0%
TM-108	7576-7702	1.315	5.7%	20.2%	110.0%	100.0%
TM-108	7732-7833	1.4688	7.3%	18.9%	113.8%	94.7%
TM-108	7833-7927	1.2312	8.2%	20.0%	121.9%	103.4%
TM-108	7927-8050	1.2587	5.8%	20.3%	123.0%	102.3%
TM-108	8050-8122	1.3815	8.4%	19.7%	120.9%	97.6%
TM-108	8295-8377	1.3161	8.6%	18.8%	126.2%	100.0%



**APÉNDICE “D”**  
**SALINIDADES CALCULADAS DE LOS POZOS SELECCIONADOS,**  
**ESTABLECIDOS POR FORMACIÓN, DE LOS CAMPOS SANTA ANA Y EL**  
**TOCO.**

**Tabla D.1. Salinidades calculadas a partir de parámetros petrofísicos del campo Santa Ana.**

FORMACIÓN	POZOS	ARENA	INT. ARENA	SALINIDAD
OFICINA	AG-32		6143	6,769.0
	AM-120	NARANJA	4612.5	9,097.0
	AM-120	VERDE	5623.5	6,750.0
MEREASURE	AG-26		10361	16,411.0
	AG-27		10231	14,767.0
	AG-27		10422	14,767.0
	AG-37	ME Q	8305-8358	15,260.0
	AM-75	ME S1	8545-8650	11,744.0
	AM-75		8683	14,740.0
	AM-78		8821.5	14,085.0
	AM-78		8855.5	16,582.0
	AM-84		8511	19,683.0
	AM-84		8658.5	26,578.0
	AM-84		8828.5	19,637.0
	AM-84		9328.5	18,166.0
	AM-94	ME L	8390-8530	16,772.0
	AM-94	ME O/ AM 55	8730-8858	14,512.0
	AM-94	ME PL/ AM 57	8859-8930	16,512.0
	AM-97	ME T1,3	8650-8700	20,445.0
	AM-99	ME L	8490-8591	18,492.0
	AM-103	ME J2/ AM 22	7650-7689	10,380.0
	AM-103	ME Q/	8048-8094	9,916.0
	AM-103	ME R/	8094-8142	14,669.0
	AM-106	ME R	8947-8996	8,318.0
	AM-109	ME J2	8129-8205	13,876.0
	AM-109	ME L	8282-8345	15,883.0
	AM-109	ME M1	8345-8440	18,730.0
	AM-112	ME-J1U	8568-8642	11,867.0
	AM-112	ME-J1L	8642-8750	18,862.0
	AM-112	ME-L	8817-8873	19,940.0
	AM-112	ME-O	9002-9105	17,054.0
	AM-112	ME-PL	9174-9255	13,701.0
	AM-112	ME-S2,3	9488-9598	14,743.0
	AM-113	ME HI	7852-7995	12,765.0
	AM-114	MEC-SUP BC	9179-9243	11,116.0
	AM-114	MEC-INF BC	9243-9289	14,423.0
AM-117	ME J1/	7533-7687	9,579.0	
AM-117	ME J2/	7687-7742	11,395.0	
AM-117	ME P/	8022-8102	11,550.0	

	AM-119	ME L	8420-8543	17,105.0
	AM-119	ME L	8420-8543	16,498.0
	AM-119	ME M2	8676.5	6,753.0
	AM-120	MERECURE	8643.5	16,904.0
SAN JUAN	AM-103	TEMB C/	9335-9550	12,818.0
	AM-117	SJ G	8752-8956	11,101.0

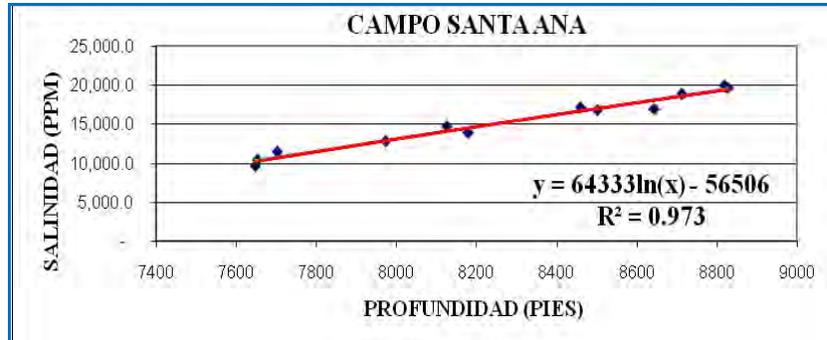
**Tabla D.2. Salinidades calculadas a partir de parámetros petrofísicos del campo El Toco.**

FORMACIÓN	POZOS	ARENA	INT. ARENA	SALINIDAD
OFICINA	TM-48	VE B2	5180-5282	27,904.0
MEREURE	TM-35	ME J2	7659-7722	25,492.0
	TM-37			25,049.0
	TM-37			28,281.0
	TM-37			28,343.0
	TM-41	ME C	7520-7620	25,985.0
	TM-41	ME J1U	7813-7860	30,955.0
	TM-41	ME J1L	7860-7921	41,902.0
	TM-46	ME J1 SUP	7768-7890	33,657.0
	TM-46	ME J1 INF	7890-7990	39,296.0
	TM-46	ME J2	7990-8085	29,333.0
	TM-49	ME H-INF	7798-7897	29,924.0
	TM-49	ME I	7897-7962	28,409.0
	TM-49	ME J1	7962-8119	29,129.0
	TM-106			22,522.0
	TM-106			26,023.0
	TM-106			22,833.0
	TM-106			26,663.0
	TM-106			29,427.0
	TM-106			29,844.0
	TM-108	ME F	7576-7702	26,567.0
	TM-108	ME H	7732-7833	26,605.0
	TM-108	ME I	7833-7927	28,654.0
	TM-108	ME J1/	7927-8050	26,895.0
TM-108	ME J2	8050-8122	25,466.0	
TM-108	ME M2	8295-8377	29,003.0	

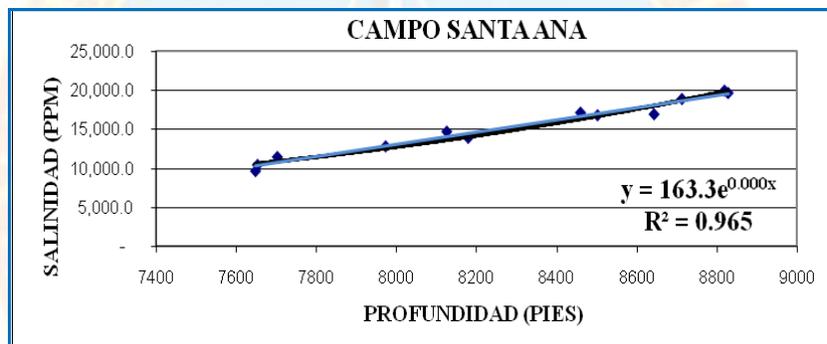


**APÉNDICE “E”**

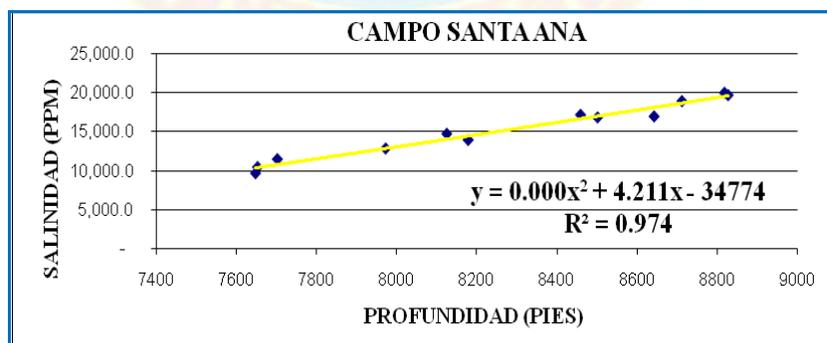
**GRÁFICAS DE LAS SALINIDADES MAS REPRESENTATIVAS EN  
FUNCION DE DIFERENTES VARIABLES (PROFUNDIDAD,  
RESISTIVIDAD, TEMPERATURA, POROSIDAD, ETC), DE LOS CAMPOS  
SANTA ANA Y EL TOCO.**



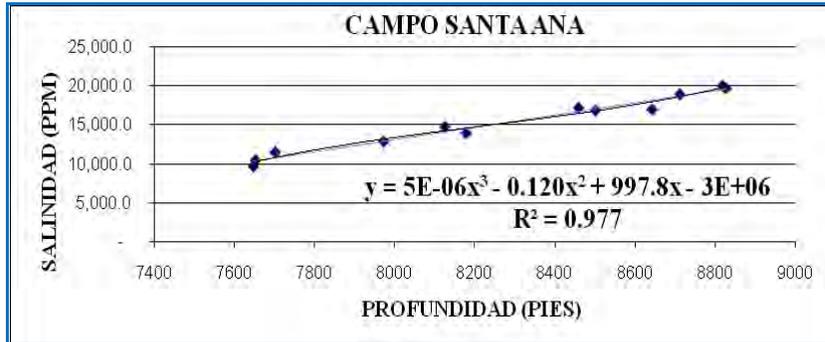
**Gráfica E.1 Salinidad en función de la profundidad de la formación Merecure del campo Santa Ana (tendencia logarítmica).**



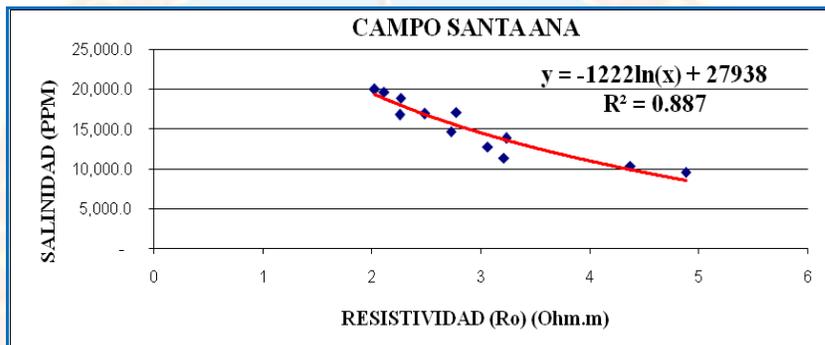
**Gráfica E.2 Salinidad en función de la profundidad de la formación Merecure del campo Santa Ana (tendencia exponencial).**



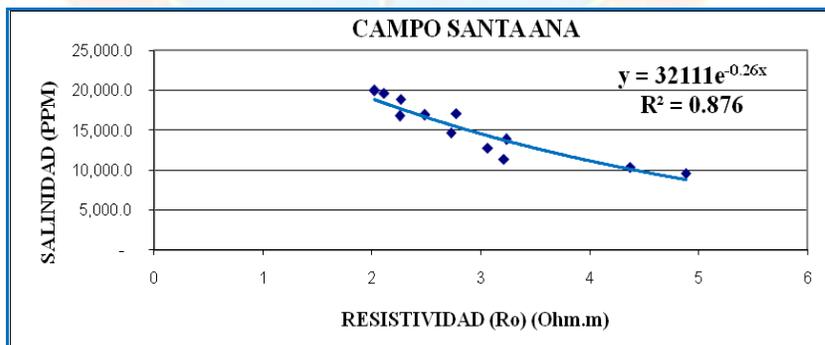
**Gráfica E.3 Salinidad en función de la profundidad de la formación Merecure del campo Santa Ana (tendencia polinomial cuadrática).**



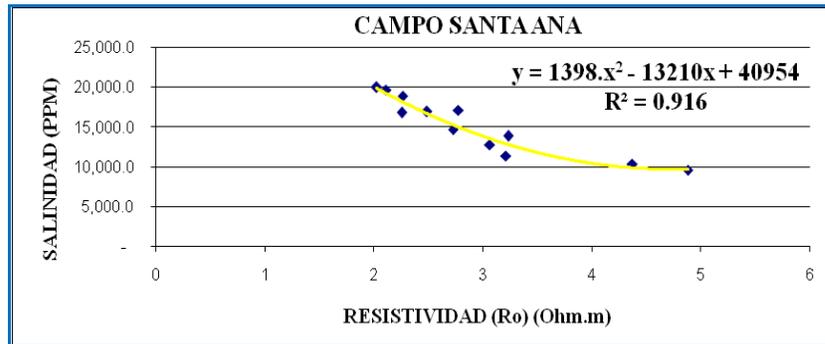
**Gráfica E.4 Salinidad en función de la profundidad de la formación Merecure del campo Santa Ana (tendencia polinomial cúbica).**



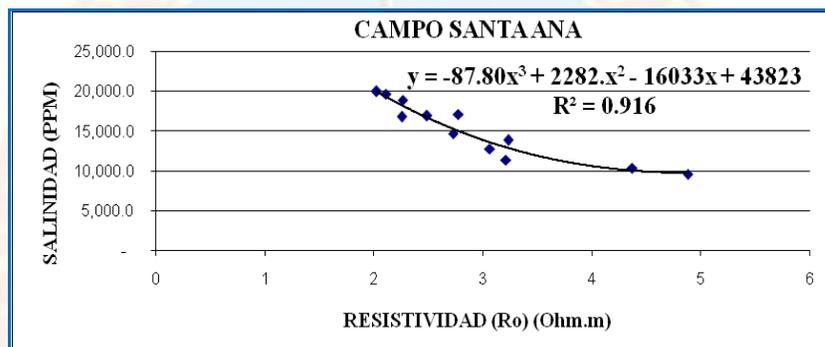
**Gráfica E.5 Salinidad en función de la resistividad de la formación Merecure del campo Santa Ana (tendencia logarítmica).**



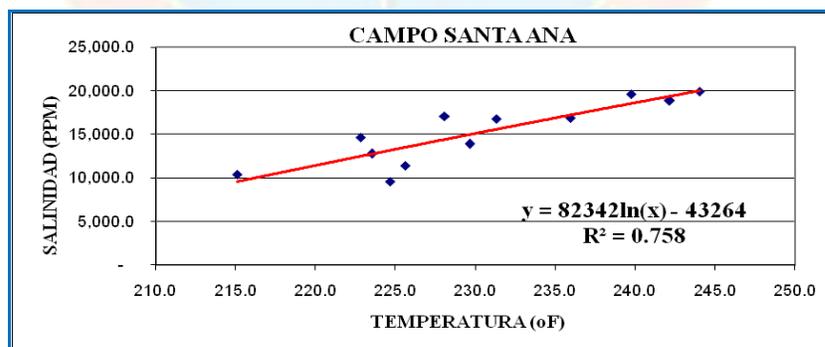
**Gráfica E.6 Salinidad en función de la resistividad de la formación Merecure del campo Santa Ana (tendencia exponencial).**



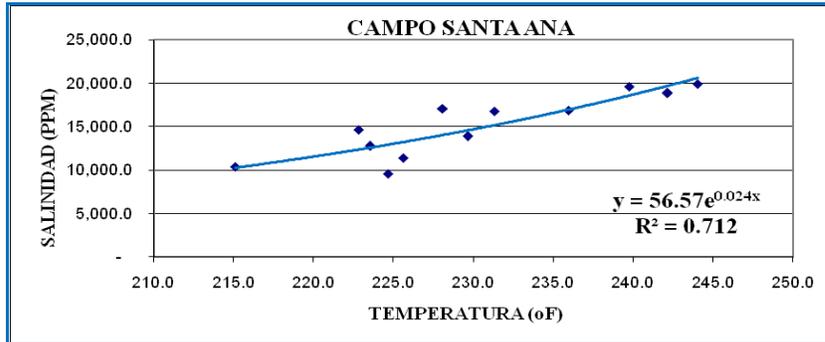
**Gráfica E.7 Salinidad en función de la resistividad de la formación Merecure del campo Santa Ana (tendencia polinomial cuadrática).**



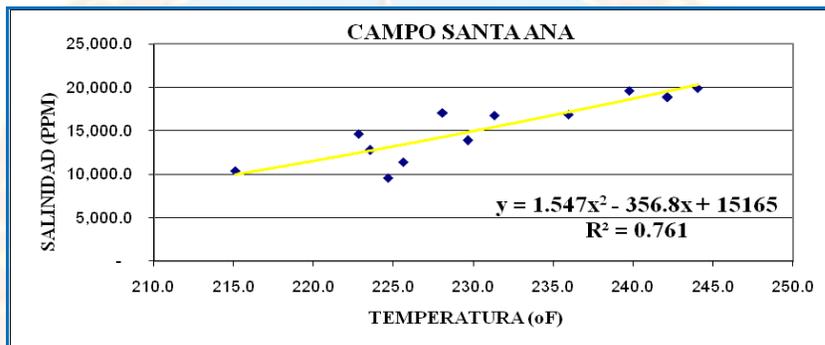
**Gráfica E.8 Salinidad en función de la resistividad de la formación Merecure del campo Santa Ana (tendencia polinomial cúbica).**



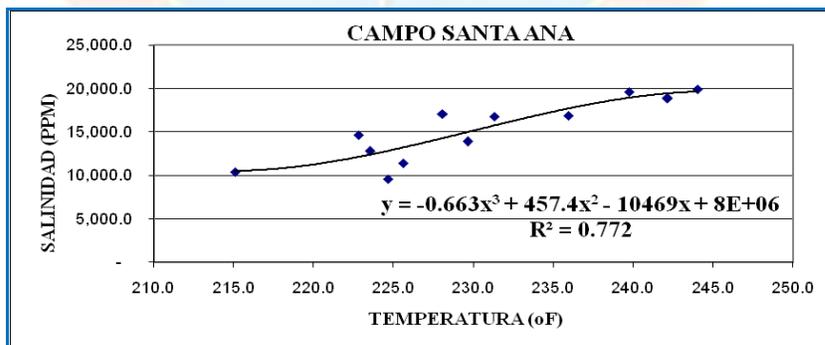
**Gráfica E.9 Salinidad en función de la temperatura de la formación Merecure del campo Santa Ana (tendencia logarítmica).**



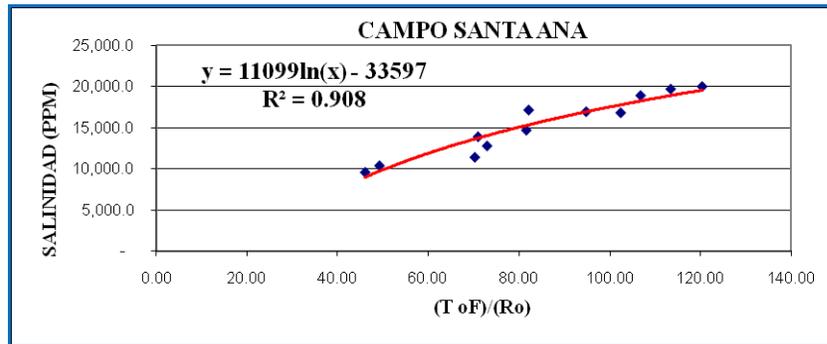
**Gráfica E.10 Salinidad en función de la temperatura de la formación Merecure del campo Santa Ana (tendencia exponencial).**



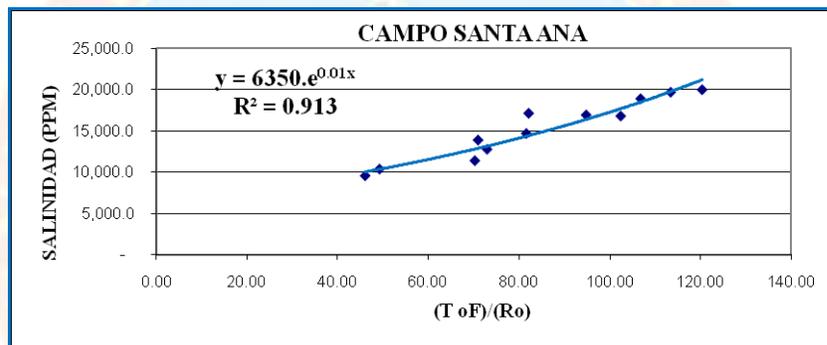
**Gráfica E.11 Salinidad en función de la temperatura de la formación Merecure del campo Santa Ana (tendencia polinomial cuadrática).**



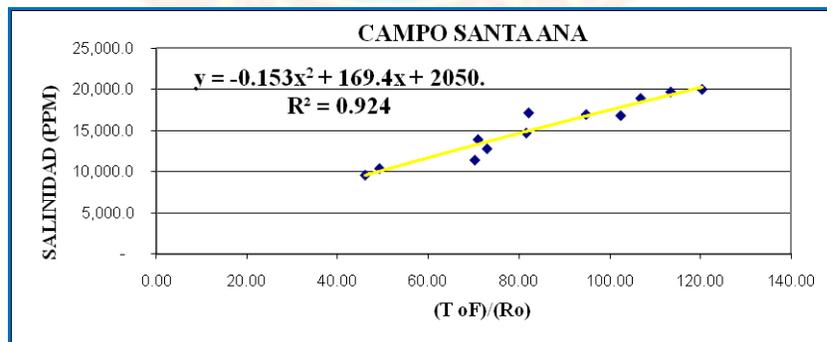
**Gráfica E.12 Salinidad en función de la temperatura de la formación Merecure del campo Santa Ana (tendencia polinomial cúbica).**



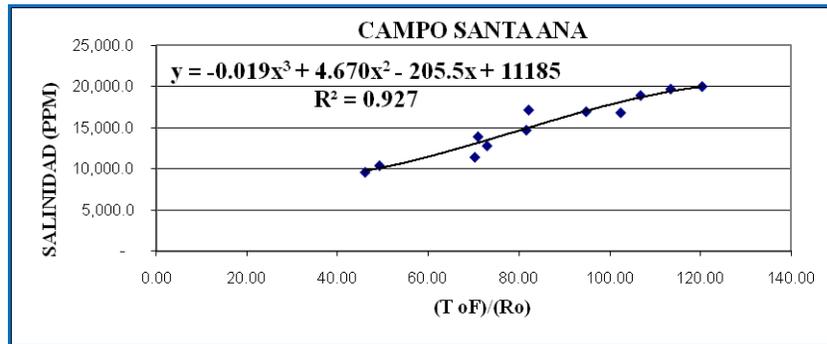
**Gráfica E.13 Salinidad en función de la relación entre temperatura y resistividad de la formación Mercure del campo Santa Ana (tendencia logarítmica).**



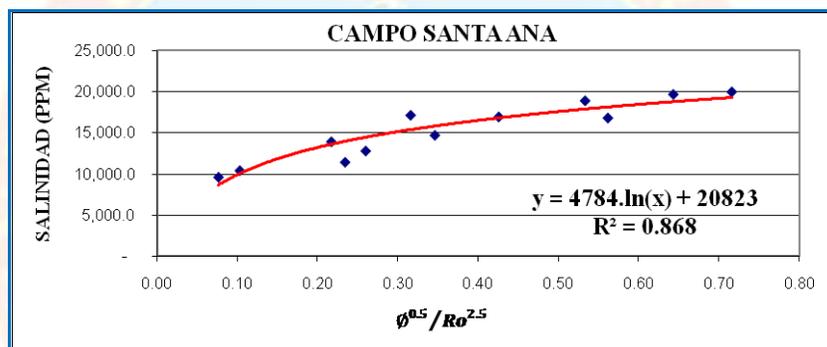
**Gráfica E.14 Salinidad en función de la relación entre temperatura y resistividad de la formación Mercure del campo Santa Ana (tendencia exponencial).**



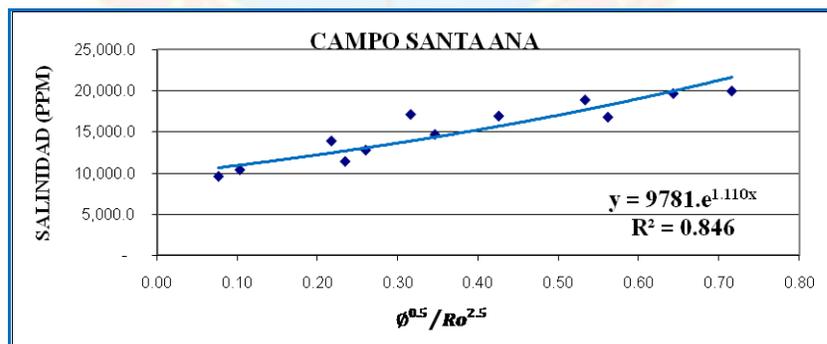
**Gráfica E.15 Salinidad en función de la relación entre temperatura y resistividad de la formación Mercure del campo Santa Ana (tendencia polinomial cuadrática).**



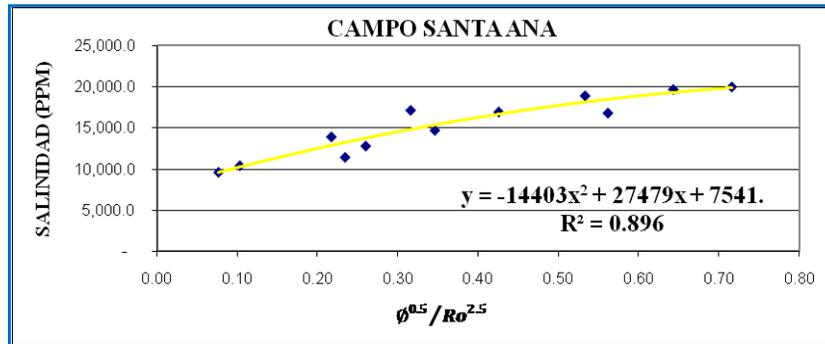
**Gráfica E.16 Salinidad en función de la relación entre temperatura y resistividad de la formación Merecure del campo Santa Ana (tendencia polinomial cúbica).**



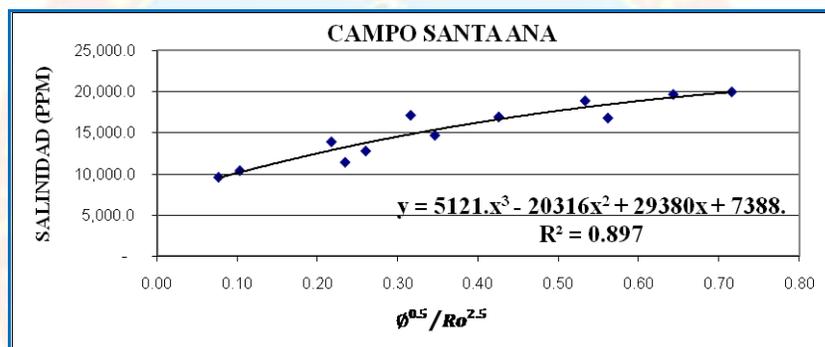
**Gráfica E.17 Salinidad en función de la relación entre porosidad y resistividad de la formación Merecure del campo Santa Ana (tendencia logarítmica).**



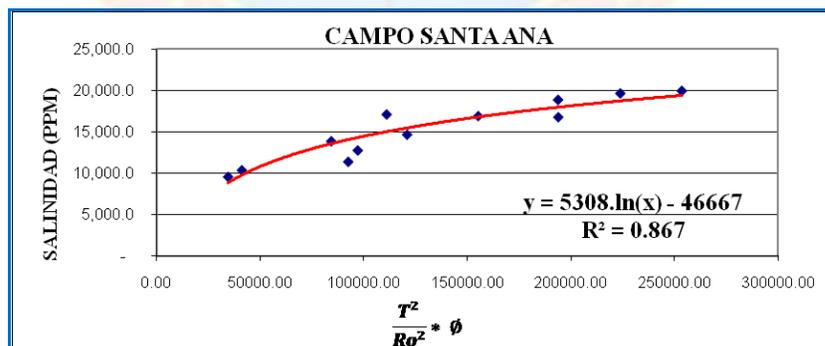
**Gráfica E.18 Salinidad en función de la relación entre porosidad y resistividad de la formación Merecure del campo Santa Ana (tendencia exponencial).**



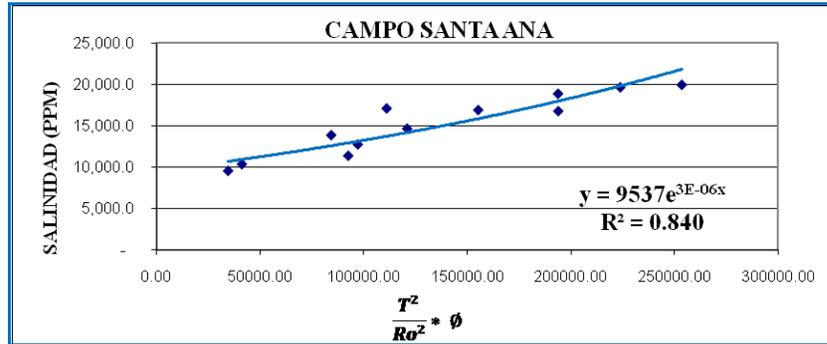
Gráfica E.19 Salinidad en función de la relación entre porosidad y resistividad de la formación Merecure del campo Santa Ana (tendencia polinomial cuadrática).



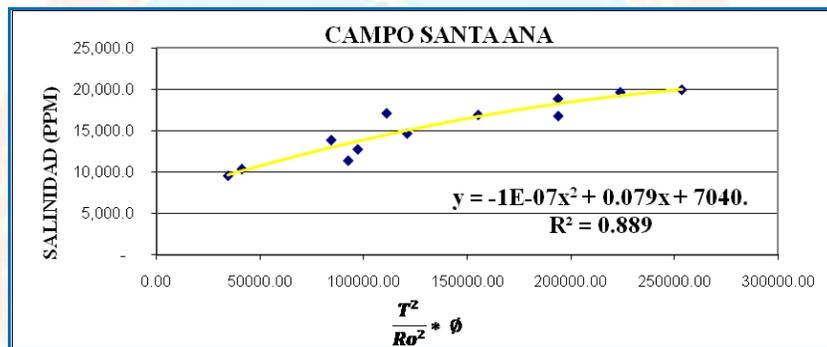
Gráfica E.20 Salinidad en función de la relación entre porosidad y resistividad de la formación Merecure del campo Santa Ana (tendencia polinomial cúbica).



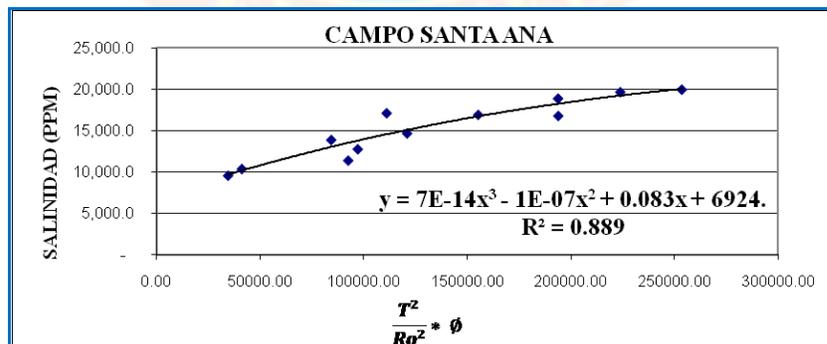
Gráfica E.21 Salinidad en función de la relación entre temperatura, resistividad y porosidad de la formación Merecure del campo Santa Ana (tendencia logarítmica).



**Gráfica E.22** Salinidad en función de la relación entre temperatura, resistividad y porosidad de la formación Mercure del campo Santa Ana (tendencia exponencial).



**Gráfica E.23** Salinidad en función de la relación entre temperatura, resistividad y porosidad de la formación Mercure del campo Santa Ana (tendencia polinomial cuadrática).



**Gráfica E.24** Salinidad en función de la relación entre temperatura, resistividad y porosidad de la formación Mercure del campo Santa Ana (tendencia polinomial cúbica).

## HOJAS METADATOS

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

<b>Título</b>	<b>DESARROLLO DE CORRELACIONES EMPÍRICAS PARA LA CARACTERIZACIÓN DEL AGUA DE FORMACIÓN DE LOS CAMPOS SANTA ANA Y EL TOCO, DISTRITO GAS ANACO</b>
<b>Subtítulo</b>	

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

Autor(es)

<b>Apellidos y Nombres</b>	<b>Código CVLAC / e-mail</b>	
<b>FIORHELYS E., ESPINOZA M.</b>	<b>CVLAC</b>	<b>C.I. 18.413.485</b>
	<b>e-mail</b>	Silehroif2@hotmail.com
	<b>e-mail</b>	

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

Palabras o frases claves:

Agua de formación
Distrito gas Anoco
Campo Santa Ana
Campo El Toco

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

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

### Líneas y sublíneas de investigación:

Área	Sub-área
Tecnología y Ciencias Aplicadas	Ingeniería de Petróleo

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

### Resumen (Abstract):

En los Campos Santa Ana y El Toco se encuentra una gran incertidumbre con respecto a las correlaciones estratigráficas y estructurales, aunado a esto la mayoría de sus yacimientos son maduros; por esta razón fue necesario realizar una evaluación de las propiedades fisicoquímicas del agua producida por los yacimientos que integran los campos Santa Ana y El Toco; con la finalidad de identificar o detectar variables comunes que permitan caracterizar las aguas provenientes de los yacimientos y a partir de allí desarrollar una(s) correlación(es) empírica(s) que permita determinar el origen de dicha agua. Para ello inicialmente se realizó una selección de aquellos pozos de los campos Santa Ana y El Toco que mostraban análisis fisicoquímicos de agua, seguidamente se analizaron las características de las aguas, basadas en ensayos de laboratorios, a fin de conocer las concentraciones de iones, en vista de que los análisis fisicoquímicos para ambos campos eran escasos y no cubrían las expectativas, se procedió a la evaluación petrofísica de los pozos, mediante el uso de perfilajes eléctricos y correlaciones matemáticas para determinar la propiedades de las rocas y calcular nuevas salinidades, éstas salinidades fueron comparadas con las mostradas por los análisis fisicoquímicos de los años recientes con la finalidad de establecer un rango de salinidad por formación, finalmente se graficaron los valores más representativos de salinidad obtenidos en función de profundidad, temperatura, resistividad entre otros, siendo la ecuación de salinidad equivalente en función de la profundidad la que mejor ajustaba con un coeficiente de correlación mayor a 0,97 presentando un error de estimación de 0,026 lo que equivale el 2,6%.

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

### Contribuidores:

Apellidos y Nombres	Código CVLAC / e-mail	
MARÍN, TOMÁS	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input checked="" type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input type="checkbox"/>
	CVLAC	11.538.773
	e-mail	marintd@hotmail.com
	e-mail	
GONCALVES, JUAN	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input checked="" type="checkbox"/> JU <input type="checkbox"/>
	CVLAC	13.620.799
	e-mail	golcalvejc@gamil.com
	e-mail	
FERNÁNDEZ, LENNYS	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input checked="" type="checkbox"/>
	CVLAC	12.185.481
	e-mail	alofernanderz@udo.edu.ve
	e-mail	
BELMONTE, JOSÉ	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input checked="" type="checkbox"/>
	CVLAC	6.531.943
	e-mail	Josebelmonte07@gmail.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	10	29

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
Desarrollodecorrelaciones.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 en Petróleo

---

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

### Nivel Asociado con el trabajo:

Ingeniería

---

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

### Área de Estudio:

Tecnología y Ciencias Aplicadas

---

Usualmente es el nombre del programa o departamento.

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

Universidad de Oriente Núcleo Monagas

---

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

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



UNIVERSIDAD DE ORIENTE  
CONSEJO UNIVERSITARIO  
RECTORADO

CUN°0975

Cumaná, 04 AGO 2009

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

Estimado Profesor Martínez:

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

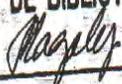
Leído el oficio SIBI- 139/2009 de fecha 09-07-2009, suscrita por el Dr. Abul K. Bashirullah, Director de Bibliotecas, este Cuerpo Colegiado decidió, por unanimidad, autorizar la publicación de toda la producción intelectual de la Universidad de Oriente en el Repositorio en cuestión.

Comunicación que hago a usted a los fines consiguientes.

Cordialmente,

  
**JUAN A. BOLANOS CURRELA**  
Secretario



UNIVERSIDAD DE ORIENTE  
SISTEMA DE BIBLIOTECA  
RECIBIDO POR   
FECHA 5/8/09 HORA 5:30

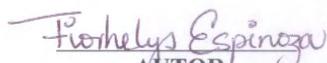
C.C: Rectora, Vicerrectora Administrativa, Decanos de los Núcleos, Coordinador General de Administración, Director de Personal, Dirección de Finanzas, Dirección de Presupuesto, Contraloría Interna, Consultoría Jurídica, Director de Bibliotecas, Dirección de Publicaciones, Dirección de Computación, Coordinación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

JABC/YGC/marija

## 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”.

  
AUTOR

  
TUTOR  
Tomás Marín  
C.I: 11538773