

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE  
NÚCLEO BOLÍVAR  
ESCUELA DE CIENCIAS DE LA TIERRA  
DEPARTAMENTO DE GEOLOGÍA**



**ACTUALIZACIÓN DE LOS MODELOS ESTRATIGRÁFICO,  
SEDIMENTOLÓGICO Y PETROFÍSICO DE LA ARENA NAF3  
EN EL YACIMIENTO JM 35 DE LA FORMACIÓN OFICINA,  
CAMPO SAN JOAQUÍN, ÁREA MAYOR DE ANACO, ESTADO  
ANZOÁTEGUI**

**TRABAJO FINAL  
DE GRADO  
PRESENTADO POR EL  
BACHILLER HEBER  
JOSÉ AVILE YEPEZ  
PARA OPTAR AL  
TÍTULO DE GEÓLOGO**

**CIUDAD BOLÍVAR, JUNIO DEL 2021**

## DEDICATORIA

A Dios, por darme salud, por su iluminación y sabiduría para seguir adelante en este camino lleno de esfuerzos y sacrificios. A mis padres Jose del Valle Avile Senior e Santa E. Yopez de Avile por su apoyo incondicional, ejemplo de lucha, por darme todo su amor y de quienes he aprendido el valor y la fuerza ante la adversidad.

A mi hija Valeria Valentina Avile Cabeza por ser el impulso y mi motor para seguir cada día.

A mis hermanos, Samuel, Rebeca, Betzy Martin y Niurka por haberme acompañado y apoyado todo este tiempo, por todos los momentos que hemos pasado juntos, y para que se motiven a luchar por todo lo que se propongan.

A Axel Fernanda flores Sebastiani por todo su apoyo y compañía gracias por estar a mi lado.

A mis tíos, principalmente Esperanza Avile y Jose yopez por su invaluable apoyo y cariño.

**Heber J. Avile Yopez**

## AGRADECIMIENTOS

Primeramente agradezco y doy gracias a Dios todopoderoso.

A mis padres por su sacrificio, esfuerzo, apoyo que me dieron durante estos largos años, por siempre confiar en mí y por darme la oportunidad de estudiar y apoyo incondicional.

A mis hermanos por estar pendiente de mí, apoyarme y ayudarme con lo que pudieron.

Mi novia y compañera Axel Fernanda por apoyarme y confiar desde el primer momento y siempre demostrarme que nada es imposible.

A la Universidad de Oriente por educarme, prepararme y darme el gran privilegio de conocer buenos profesores, grandes compañeros y excelentes amistades que durante este camino me brindaron sus conocimientos.

A todas las personas que formaron parte del M.E.U.P y las personas que me apoyaron, las que me abrieron las puertas de su casa, las que creyeron en mí, cada granito de arena fue necesario para alcanzar este sueño.

A PDVSA por todo el apoyo dado.

A mi tutora industrial Josbeth Gozalez por haberme aceptado desde el primer momento, por su paciencia y darme las herramientas y conocimiento para la elaboración de este trabajo de grado, Mil Gracias.

A mi tutora academica Profesora Rosario Rivadulla por todo su apoyo, motivación y muy valiosos consejos para la elaboración de este trabajo de grado, eternamente agradecido.

## RESUMEN

El presente estudio consistió en la actualización de los modelos estratigráfico, sedimentológico y petrofísico de la arena NAF3 en el yacimiento JM 35 de la Formación Oficina, campo San Joaquín, Área Mayor de Anaco, estado Anzoátegui. La metodología consistió en la búsqueda y validación de información, correlación estratigráfica de 86 pozos pertenecientes al yacimiento, usando la herramienta Correlation de Stratworks y elaboración de 3 secciones estratigráficas usando la herramienta Cross Section de Stratworks, de la plataforma de Open works; con la finalidad de revisar los límites verticales y laterales del yacimiento, análisis de electrofacies; así como la determinación del ambiente, la evaluación petrofísica y elaboración de mapas de isopropiedades. Se realizaron los mapas isópaco-estructural y paleoambiental, digitalizados en SIGEMAP, versión 8.0. Del análisis de los resultados se obtuvo que los espesores de arena neta del intervalo NAF3 varían entre 15 pies – 30 pies. La arena en estudio se depositó bajo un ambiente transicional deltaico; y sus depósitos representan barras de desembocaduras masivas y eventuales depósitos de llanura de inundación. La arena NAF3 tiene una saturación de agua promedio de 31%, un volumen de arcilla de 18%, una porosidad efectiva de 26% y una permeabilidad de 240 mD. La zona más prospectiva está al centro y Oeste del yacimiento, donde se encuentran los mayores espesores de arena neta así como excelentes características petrofísicas con valores de porosidad >20%, permeabilidad de 400mD, volumen de arcilla de <20% y Saturación de agua de >20%.

## CONTENIDO

	Página
<b>ACTA DE APROBACIÓN</b> .....	<b>¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.</b>
<b>DEDICATORIA</b> .....	II
<b>AGRADECIMIENTOS</b> .....	III
<b>RESUMEN</b> .....	IV
<b>CONTENIDO</b> .....	V
<b>LISTA DE FIGURAS</b> .....	VIII
<b>LISTA DE TABLA</b> .....	IX
<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	1
<b>CAPÍTULO I</b> .....	3
<b>SITUACIÓN A INVESTIGAR</b> .....	3
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA .....	3
1.2 OBJETIVO DE LA INVESTIGACIÓN .....	5
1.2.1 Objetivo general .....	5
1.2.2 Objetivos específicos .....	5
1.3 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN.....	6
1.4 ALCANCES DE LA INVESTIGACIÓN.....	6
1.5 LIMITACIONES DE LA INVESTIGACIÓN .....	6
<b>CAPÍTULO II</b> .....	7
<b>GENERALIDADES</b> .....	7
2.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO SAN JOAQUÍN.....	7
2.2 Estratigrafía del campo San Joaquín .....	8
<b>CAPÍTULO III</b> .....	10
<b>MARCO TEÓRICO</b> .....	10
3.1 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN .....	10
3.2 FUNDAMENTOS TEÓRICOS .....	10
3.2.1 Modelo sedimentológico .....	10
3.2.3 Modelo petrofísico.....	12
3.3 DEFINICIÓN DE TÉRMINOS BÁSICOS.....	13
3.3.1 Interpretación de facies a través de registros de pozos.....	13
3.3.2 Mapas isópacos de arena neta.....	14

3.3.3 Mapa estructural .....	14
3.3.4 Mapa de isopropiedades .....	15
3.3.5 OpenWorks .....	15
3.3.6 Secciones estratigráficas .....	17
3.2.7 Delta.....	17
3.2.8 Facies deltaicas .....	17
<b>CAPÍTULO IV .....</b>	<b>19</b>
<b>METODOLOGÍA DEL TRABAJO .....</b>	<b>19</b>
4.1 NIVEL DE INVESTIGACIÓN .....	19
4.2 TIPO DE INVESTIGACIÓN.....	19
4.3 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN.....	20
4.4 POBLACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN.....	20
4.5 MUESTRA DE LA INVESTIGACIÓN .....	20
4.6 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO .....	21
4.7 RECOPIACIÓN Y VALIDACIÓN DE LA INFORMACIÓN .....	22
4.8 MODELO ESTRATIGRÁFICO.....	22
4.8.1 Correlación estratigráfica .....	23
4.8.2 Elaboración de secciones estratigráficas .....	23
4.9 ELABORACIÓN DEL MAPA ISÓPACO DE ARENA NETA (AN).....	26
4.10 MODELO SEDIMENTOLÓGICO .....	27
4.10.1 Elaboración del mapa de Paleoambiente .....	27
4.11 CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA .....	28
4.11.1 Temperatura de la formación.....	29
4.11.2 Estimación de los parámetros m, n y a .....	30
4.11.3 Resistividad del agua de formación (Rw).....	30
4.11.4 Volumen de arcillas (Vsh).....	32
4.11.5 Porosidad .....	36
4.11.6 Saturación de agua inicial (Swi).....	37
4.11.7 Permeabilidad (K).....	38
4.11.8 Parámetros de corte .....	39
4.12 MAPAS DE ISOPROPIEDADES.....	43
<b>CAPÍTULO V .....</b>	<b>44</b>
<b>ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE LOS RESULTADOS .....</b>	<b>44</b>
5.1 INTERPRETACIÓN DE LOS CAMBIOS LATERALES DE LAS FACIES SEDIMENTARIAS DE LA ARENA NAF3-YACIMIENTO JM35.....	44
5.1.1 Sección estratigráfica A-A` .....	44
5.1.2 Sección estratigráfica B-B` .....	44
5.1.1 Sección estratigráfica B-B` .....	45
5.1.3 Sección estratigráfica C-C` .....	45
5.2 ANÁLISIS DEL MAPA DE ARENA NETA .....	46

5.2.1 Análisis del ambiente sedimentario del yacimiento .....	46
5.3 DETERMINACIÓN DE LAS ZONAS MÁS PROSPECTIVAS A PARTIR DE LA EVALUACIÓN PETROFÍSICA .....	48
5.3.1 Análisis del mapa de isoarcillosidad. Arena NAF3.....	50
5.3.2 Mapa de isoporosidad. Arena NAF3 .....	51
5.3.3 Mapa de isopermeabilidad. Arena NAF3 .....	52
5.3.4 Mapa de Saturación de Agua. Arena NAF3 .....	52
<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....</b>	<b>53</b>
<b>CONCLUSIONES.....</b>	<b>53</b>
<b>RECOMENDACIONES.....</b>	<b>56</b>
<b>REFERENCIAS .....</b>	<b>57</b>

## LISTA DE FIGURAS

	Página
2.1 Campo del Área Mayor de Anaco PDVSA INTEVEP (1999). .....	7
4.1 Flujograma que muestra la metodología para la elaboración del trabajo.....	21
4.2 Ventana de la aplicación Openworks 2003.....	22
4.3 Ventana del Módulo de Correlation de la aplicación de Openworks 2003.....	24
4.4 Ventana de la aplicación Cross Sección de Stratworks .....	25
4.5 Sección estratigráfica en la aplicación Cross Sección de Stratworks. ....	25
4.6 Distribución de las secciones estratigráficas.....	26
4.7 Mapa isópaco en la aplicación de generación de mapas (SIGEMAP), versión 8.0. .....	27
4.8 Mapa de paleoambiente en la aplicación de generación de mapas (SIGEMAP), versión 8.0. ....	28
4.9 Concentración equivalente de NaCl Arena NAF3 .....	32
Tabla 4.3 Concentración equivalente de NaCl de la arena NAF3, pozo RPN-58. ....	33
4.12 Representación gráfica de Sw vs Vsh. ....	41
4.13 Representación gráfica de Vsh vs Porosidad. ....	42
4.14 Representación gráfica de Porosidad vs Permeabilidad.....	42
5.1 Sección estratigráfica A-A'.....	44
5.2 Sección estratigráfica B-B'.....	45
5.3 Sección estratigráfica C-C'.....	46
5.4 Mapa isópaco-estructural. ....	47
5.5 Mapa de paleoambiente.....	48
5.6 Mapa de isoarcillosidad.....	50
5.7 Mapa de isoporosidad. ....	51
5.8 Mapa de isopermeabilidad. ....	52
5.9 Mapa de saturación de agua. ....	53

## LISTA DE TABLA

	Página
4.1 Pozos en las secciones estratigráficas.....	26
4.2. Iones de la muestra de agua de formación.....	31
4.3 Concentración equivalente de NaCl de la arena NAF3, pozo RPN-58.....	33

## INTRODUCCIÓN

La validación del modelo estratigráfico, sedimentológico y petrofísico de un yacimiento implica establecer un plan de trabajo que comprenda la integración de los mismos con la finalidad de obtener la caracterización del yacimiento. Actualmente el campo San Joaquín es uno de mayor extensión y producción del área mayor de Anaco (AMA) en virtud de esto la Gerencia de Producción Gas Anaco se planteó nuevos planes para reimpulsar la actualización de la información geológica de los yacimientos productores del Oeste de Distrito Gas Anaco, con la finalidad de apuntalar y soportar los planes actuales y futuros de explotación y desarrollo de reservas de Gas.

La ampliación de la industria del gas ha sido necesaria para suplir la demanda del mercado interno y del mercado externo en un futuro próximo, para lo cual es necesaria una explotación racional de las reservas de gas además de establecer estrategias para mantener los niveles de energía de los yacimientos y de producción de hidrocarburos. De allí la importancia de obtener un máximo conocimiento de los campos que presentan yacimientos con volúmenes considerables de gas.

Integrando la información que aportan los registros eléctricos se realiza la correlación de los pozos tanto dentro y fuera del área de interés para establecer el marcador litológico para la elaboración y análisis de las secciones estratigráficas, con la finalidad de observar los ciclos de sedimentación y la continuidad lateral de los cuerpos de arena, generando de esta manera el modelo estratigráfico. Esto hace necesario y obligatorio una interacción con otras disciplinas geológicas donde tiene fundamental importancia la sedimentología, la cual se lleva a cabo mediante el análisis del comportamiento de las electrofacies y la elaboración del mapa de paleoambiente al igual que la evaluación petrofísica de la roca que almacena

hidrocarburo tales como: porosidad, permeabilidad, volumen de arcilla y saturación de agua, con los cuales se pueden obtener los mapas de isopropiedades.

Este estudio abarcara la actualización de los modelos estratigráfico, sedimentológico y petrofísico de la arena NAF3 yacimiento JM 35 del campo San Joaquín, perteneciente al Distrito Gas Anaco, Área Mayor de Oficina, estado Anzoátegui y estará organizado de manera que se logre delinear la situación a investigar, abarcando los objetivos, justificación y limitaciones de la investigación. Así como también las generalidades, ubicación geográfica, características generales de estudio. Explicando un marco teórico que sustente la investigación y la metodología establecida para el desarrollo de la misma. Se evidencia los diferentes análisis e interpretación de los resultados obtenidos en cada una de las etapas de la metodología aplicada. Después se presentan las conclusiones y recomendaciones originadas el análisis de los resultados.

# CAPÍTULO I

## SITUACIÓN A INVESTIGAR

### 1.1 Planteamiento del problema

El petróleo y el gas natural constituyen la base de la economía venezolana, y Petróleos de Venezuela, SA (PDVSA) como principal empresa petrolera está en la constante búsqueda de mejores métodos para la exploración y explotación de los yacimientos. PDVSA GAS fue creada a comienzos del 2001, con la finalidad de direccionar el negocio del gas y para ello cuenta con el Distrito Anaco, que es el área operacional por excelencia en actividades de exploración, perforación, explotación / producción y transporte de este hidrocarburo; siendo considerado “Centro Gasífero” en el ámbito nacional, por contener reservas probadas de Gas superiores a los 15.600 MMMPC, con un área aproximada de 13.400 km<sup>2</sup>.

Ese Distrito se encuentra ubicado en el centro del estado Anzoátegui y está conformado por dos extensas áreas, el Área Mayor de Oficina (AMO) y el Área Mayor de Anaco (AMA).

El Área Mayor de Oficina, integrada por los campos Soto-Mapiri, la Ceibita, Zapatos, Mata R y Aguasay; y que cuenta con una infraestructura para manejar y procesar 430 millones de pies cúbicos normales de gas diarios (MMPCND), con un potencial de extracción de líquidos de 9000 barriles normales por día (BNPD); y el Área Mayor de Anaco, ubicada en la Cuenca Oriental de Venezuela, subcuenca de Maturín. Esta última está situada en el bloque levantado al Norte del corrimiento de Anaco y comprende los campos El Toco, Santa Ana, Guarío, El Roble, San Joaquín y Santa Rosa. Esta área cuenta con la capacidad de manejar y procesar 1650 MMPCND, con un potencial de extracción de líquidos de 8500 BNPD.

Por otra parte, el ambiente económico actual dicta que las decisiones para inversiones importantes en el desarrollo del campo, requiera de un entendimiento detallado de sus yacimientos para poder predecir su comportamiento. Por esto, PDVSA se ve en la obligación de realizar los estudios necesarios para mantener una base de datos actualizada de los yacimientos pertenecientes a su área operacional. Esto hace que la integración de la Ingeniería de Yacimientos, Ingeniería de Producción, Geología y la Informática, sea esencial para una mejor caracterización de yacimientos y planes de explotación más certeros. Al fusionar el modelo estático, proveniente del estudio geológico, con el modelo dinámico, se pueden obtener las variables y parámetros que controlan el comportamiento de los fluidos a través del medio poroso, la extensión, volumen y potencial de producción del yacimiento a fin de desarrollar futuros planes de explotación que sean rentables y que permitan obtener un mayor recobro de hidrocarburos.

Sin embargo, en el nivel Naranja de la Formación Oficina, en el Área Mayor De Anaco, específicamente en la arena NAF3, yacimiento JM 35 del campo San Joaquín, no se ha desarrollado un estudio que abarque la actualización de los modelos geológicos y dinámico, trayendo esto un grado de incertidumbre en cuanto a la validez de la información geológica disponible, por lo que se requiere realizar la revisión de la data reciente de pozos perforados, incluyendo núcleos y el modelo estructural oficial, con que actualmente se cuenta y actualizarlo con nuevas informaciones; que en la investigación está dirigida hacia los modelos estratigráficos, sedimentológicos y petrofísicos.

## **1.2 Objetivo de la investigación**

### **1.2.1 Objetivo general**

Realizar la actualización de los modelos estratigráfico, sedimentológico y petrofísico de la arena NAF3 en el yacimiento JM 35 de la Formación Oficina, campo San Joaquín, Área Mayor de Anaco, estado Anzoátegui.

### **1.2.2 Objetivos específicos**

1. Determinar el comportamiento lateral y vertical de la arena NAF3-Yacimiento JM35, interpretando las facies sedimentarias presentes, por medio de las secciones estratigráficas, partiendo de las correlaciones y utilizando para ello los registros de pozos.
2. Representar las variaciones de espesores de la arena NAF3 -Yacimiento JM35, elaborando un mapa de arena neta, utilizando información de registros de pozos.
3. Interpretar el ambiente de sedimentación del yacimiento en estudio a partir del análisis de electrofacies y la elaboración del mapa de paleoambiente.
4. Determinar las zonas más prospectivas a partir de una evaluación petrofísica del intervalo en estudio.

### **1.3 Justificación de la investigación**

Este trabajo de grado permitirá actualizar el modelo estratigráfico, sedimentológico y petrofísico del yacimiento en estudio mediante una revisión de la información geológica disponible como: espesores de la arena, límites del yacimiento y sus propiedades petrofísica, obteniendo una visión en conjunto de los mismos. Esta información posteriormente será fuente para formular proyectos orientados a la recuperación de reservas hidrocarburíferas en la zona; destacando que el modelo estructural no se actualizará en esta investigación debido a que dicho modelo se está trabajando en conjunto a una reinterpretación sísmico-estructural (3D ANACO MERGE), del área para su posterior acoplamiento con este trabajo.

### **1.4 Alcances de la investigación**

La elaboración de este trabajo de investigación, es proporcionar a PDVSA Gas una información estratigráfica, sedimentológica y petrofísica, actualizada, certificando la correlación de la arena en todos los pozos del yacimiento en estudio, permitiendo consolidar la visión de la empresa de mantener y aumentar las producciones o planes de explotación a futuros.

### **1.5 Limitaciones de la investigación**

En el campo San Joaquín muy pocos pozos presentan registros especiales (imagen, Sónico, Densidad-Neutrón) debido a la antigüedad de muchos de los pozos.

## CAPÍTULO II

### GENERALIDADES

#### 2.1 Ubicación geográfica del campo San Joaquín

El campo San Joaquín se encuentra ubicado aproximadamente a unos y a 150 km. al Sur Este de Maturín y 8 Km. al Sur Oeste de la población de Anaco, en la parte central del estado Anzoátegui, Cuenca Oriental de Venezuela, Subcuenca de Maturín. Descubierta en el año 1954, tiene tres culminaciones dómicas y un pronunciado declive hacia el Noreste denominado campo Guarario, individualizado por razones administrativas más bien que estructurales. Al Norte de San Joaquín se encuentra el campo El Roble, donde el entrampamiento parece ser una terraza formada dentro del flanco Noroeste del levantamiento San Joaquín-Guarario (Figura 2.1). El campo San Joaquín, constituye una de las más grandes e importantes acumulaciones de gas condensado, es uno de los campos mas largos pertenecientes al Área Mayor de Anaco., abarcando un área aproximada de 450 Km<sup>2</sup>

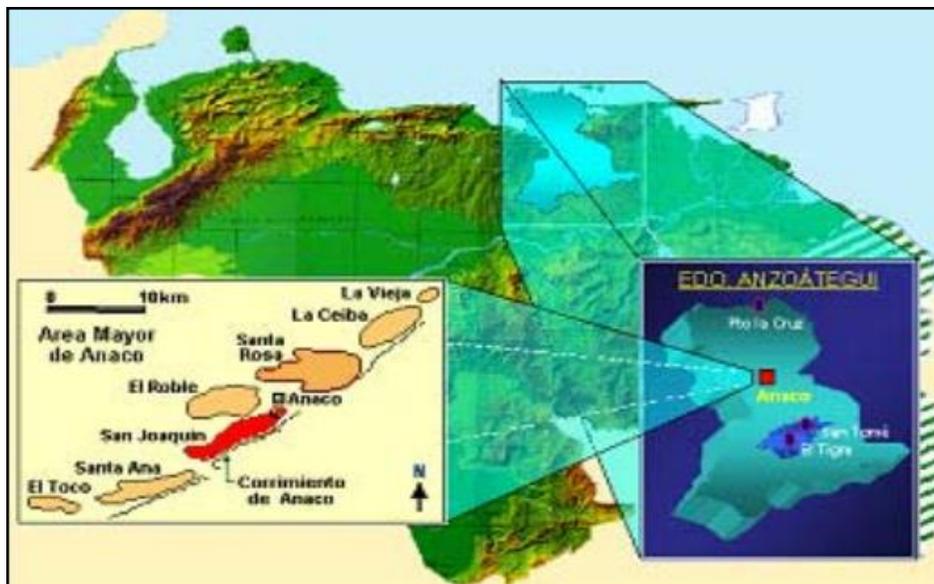


Figura 2.1 Campo del Área Mayor de Anaco PDVSA INTEVEP (1999).

## 2.2 Estratigrafía del campo San Joaquín

La columna estratigráfica penetrada en este campo se extiende desde el Cretáceo hasta el Pleistoceno.

El Cretáceo está representado por las formaciones San Antonio, San Juan y Vidoño, mientras que el Terciario comprende las formaciones Merecure, Oficina, Las Piedras y Freites. La Formación Mesa, del Cuaternario, es la más joven de la columna.

En la secuencia sedimentaria correspondiente al subsuelo del campo San Joaquín y en general en el Área Mayor de Anaco (AMA), se observa que los estratos del Mioceno Inferior-Medio corresponden a los miembros Blanco, Azul, Moreno, Naranja, Verde, Amarillo y Colorado de la Formación Oficina, infrayaciéndole las formaciones Merecure, Vidoño, San Juan y Temblador (Figura 2.2).

La unidad estudiada se encuentra en el campo San Joaquín, Formación Oficina, Miembro Naranja. Las características particulares de esta formación son las siguientes: alternancia monótona de arenas y lutitas con abundantes lignitos de muy poco espesor, pero de gran extensión lateral. Individualmente las areniscas son lenticulares, pero extendidas a grandes distancias. El ambiente sedimentario corresponde a un complejo de continental a deltaico de grandes dimensiones, donde son comunes las arenas lenticulares y de relleno de canales de ríos. El miembro Naranja presenta arcillas poco consolidadas en el tope y que se hacen más compactas en la base, dando lugar a lutitas marrón claro y oscuro, laminares y algo calcáreas, existen también limonitas marrones

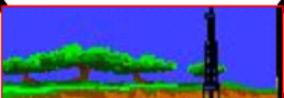
EDAD	DESCRIPCION	
PLEISTOCENO	Conglomerados gruesos. Areniscas ferruginosas.	MESA
PLIOCENO	Areniscas, limolitas y arcillas. Algunos lignitos.	LAS PIEDRAS
MIOCENO INFERIOR MEDIO	Areniscas y limos separados por lutitas y algunos lignitos.  Los cuerpos de arena son: canales y barras.	O BLANCO
		F AZUL
		I MORENO
		C NARANJA
		I VERDE
		N AMARILLO
		A COLORADO
OLIGOCENO	Areniscas masivas y lutitas carbonáceas delgadas	MERECURE (A-T4,5)
CRETACICO	Lutitas con areniscas locales glauconíticas. Areniscas duras grises de grano fino a medio. Calizas y lutitas negras con areniscas duras y chert	VIDOÑO
		SAN JUAN
		SAN ANTONIO

Figura 2.2 Columna estratigráfica del Área Mayor de Anaco (PDVSA INTEVEP, 1999).

## **CAPÍTULO III**

### **MARCO TEÓRICO**

#### **3.1 Antecedentes de la investigación**

Sarti P. (2008), realizó un trabajo de grado en la Universidad de Oriente, Núcleo de Anzoátegui, titulado “Caracterización de las arcillas cementantes pertenecientes a las arenas productoras del campo San Joaquín Distrito Gas Anaco”. Este trabajo se realizó debido a la problemática que presenta el campo San Joaquín del Distrito Anaco, el cual es uno de los principales de la zona y actualmente su fuerte es la producción de Gas. Este trabajo se utilizó para obtener información general de la zona.

#### **3.2 Fundamentos teóricos**

##### **3.2.1 Modelo sedimentológico**

El modelaje sedimentológico se realiza para caracterizar las facies que componen el conjunto de rocas yacimientos y sellos, presentes en el campo y además establecer los o el sistema depositacional al que se asocian (Falcón, R., 1918).

La descripción de facies a escala macroscópica se realiza mediante núcleos, muestras de pared y ripios, incluyendo: el tipo litológico, color, textura, estructuras sedimentarias, espesores de capas y contenido fosilífero. A escala microscópica se describen petrográficamente en sección delgada de roca, incluyendo: textura (tamaño de grano, escogimiento, esfericidad, redondez), componentes mineralógicos y paleontológicos, contenido de matriz, efectos diagenéticos, cementos, tipo y porcentaje de porosidad primaria y secundaria y grado de conectividad de poros. Una

vez definidas y caracterizadas las facies individuales se debe proceder a determinar las asociaciones de facies, las cuales reflejan los conjuntos de facies genéticamente similares o relacionadas y su extensión espacial en área o superficie (Falcón, R., 1918).

Paso siguiente es determinar la sucesión vertical de facies individuales y/o de asociaciones de facies. Teniendo entonces la extensión superficial y vertical de las facies, se puede tener una clara imagen de la geometría, extensión, variación de espesores y volumen de la facies o asociación de facies, que permite la definición de los elementos arquitectónicos de los cuerpos de roca presentes en el campo (Falcón, R., 1918).

Con los elementos arquitectónicos definidos y con base en la comparación de modelos análogos modernos, se construye el modelo de facies que caracterizará al sistema depositacional al que pertenecen. El sistema depositacional se define como el ambiente sedimentario y los procesos involucrados en la distribución de los sedimentos en el área del depósito y finalmente en la depositación y la preservación de los mismos (Falcón, R., 1918).

### **3.2.2 Modelo estratigráfico**

Para comprender mejor la evolución de los eventos depositacionales y la distribución de las rocas en área (espacio) y en sentido vertical (tiempo), es necesario complementar el modelo sedimentológico con un modelo estratigráfico (Falcón, R., 1918).

El modelo estratigráfico permitirá determinar la distribución de los sistemas depositacionales contemporáneos para un tiempo específico, en función de los parámetros que controlan el aporte de sedimentos y el espacio de acomodo o

almacenamiento de los mismos. De esa manera se puede determinar e interpretar la evolución de los eventos sedimentarios y depositacionales en tiempo y espacio que ocurrieron a escala de cuenca, de campo petrolero y de yacimiento. El modelo estratigráfico se convierte así, en una herramienta de predicción para la ubicación de las mejores facies de rocas yacimiento y de sellos en la escala adecuada (Falcón, R., 1918).

### **3.2.3 Modelo petrofísico**

Los modelos petrofísicos, que usualmente representan un conjunto de ecuaciones, algoritmos u otros procesos matemáticos, a menudo poseen múltiples rutinas. Por ejemplo, un modelo determinístico podría incluir rutinas que: calculen el volumen de lutitas, la porosidad total, la porosidad efectiva, la saturación de agua y la permeabilidad.

A menudo, el modelo se calibra utilizando datos de núcleos, de producción, de pruebas y otros conjuntos de datos. Si bien muchos paquetes de software contienen modelos petrofísicos o rutinas de componentes listos para ser utilizados, muchos problemas asociados con el análisis de registros son únicos y requieren que se construyan modelos "con fines específicos." La construcción de nuevos modelos petrofísicos es dirigida normalmente por los datos disponibles y la naturaleza del problema a resolver.

### 3.3 Definición de términos básicos

#### 3.3.1 Interpretación de facies a través de registros de pozos

Los registros eléctricos son útiles para obtener las primeras apreciaciones sedimentarias de un reservorio. En la curva SP o GR se analizan las formas y se comparan con los patrones establecidos. En la Figura 3.1, se presentan los patrones de electroformas.

1. Secuencias tipo triangular positiva o “Campana”, están asociadas a una corriente con energía decreciente tipo canal, tales como canales aluviales y canales de marea.

2. Secuencias tipo triangular negativa “Embudo”, muestran una energía aumentando hacia arriba tipo barra, tales como las playas, barras costeras y barras de desembocadura.

3. Secuencia “Cilíndrica”, donde se ubica las barras de plataforma y los abanicos marinos (Alfonsí, P., 1999).

4. Secuencia simétrica, asociadas a cuerpos de barras costa afuera, arenas transgresivas y apilamiento de barras o canales

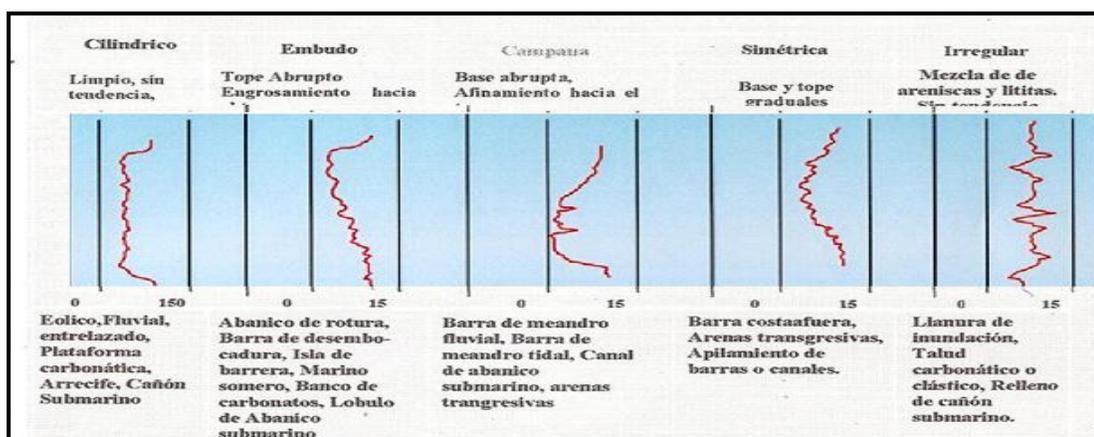


Figura 3.1 Interpretación básica de las curvas de los perfiles (Acosta y otros, 2006).

### 3.3.2 Mapas isópacos de arena neta

Es la representación de las arenas contables permeables restando los espesores de intervalos de lutitas y otros materiales no considerado permeables.

Los mapas de isópacos son mapas en los que se expresan las variaciones de espesor de una unidad estratigráfica. Se representan las variaciones de espesor de una unidad litoestratigráfica, a través de líneas de isópacos. Así obtenemos distintas zonas donde se localizan los depocentros, por el mayor sedimento acumulado. Estos mapas se emplean en análisis de cuencas, ya que con el estudio de varias capas sucesivas observaremos como migro la cuenca, y tienen interés económico. Las líneas de valores cero indican el fin de la unidad litoestratigráfica, y marcan su extensión. Estas líneas son debidas, bien a la terminación de esa unidad, bien a que fue erosionada la unidad, o bien a la modificación tectónica por procesos (<https://www.monografias.com/docs>, abril 2021).

### 3.3.3 Mapa estructural

Un tipo de mapa del subsuelo cuyas curvas de contorno representan la elevación de una determinada formación, yacimiento o marcador geológico en el espacio, de modo que los pliegues, fallas y otras estructuras geológicas se muestran con claridad. Su apariencia es similar a la de un mapa topográfico, salvo que este último muestra las elevaciones de la superficie terrestre en tanto que un mapa estructural exhibe la elevación de una determinada capa de roca, generalmente por debajo de la superficie (Schlumberger, 2021).

### **3.3.4 Mapa de isopropiedades**

Un mapa de isopropiedades es la representación cartográfica de la variación de los valores de alguna propiedad del yacimiento petrolero. Las fuentes de información son, en primera instancia, los datos sísmicos, los registros de pozos, las muestras de roca, el conocimiento que se tenga de áreas cercanas, así como de los datos de producción y de presión de los pozos. El patrón estructural es uno de los mapas de control en una acumulación petrolífera. La preparación de mapas de isopropiedades conduce a disponer de una muy buena presentación areal de la información considerada, ya que permite su rápida visualización, lo cual ayuda a establecer mejor las formas de explotar el yacimiento. Un ejemplo de esto es el diseño de la perforación de pozos. Tener un mapa de isopropiedades, por ejemplo de topes de la formación objetivo, ayuda a establecer las profundidades de perforación, con el fin de encontrar con buena o muy buena aproximación el objetivo y programar mejor el pozo (Melean Mervin, 2016).

### **3.3.5 OpenWorks**

OpenWorks es un software creado por la empresa Halliburton y el más extenso sistema de manejo de datos (data management) usado en proyectos de exploración y producción en la industria del petróleo y gas. Ofrece a profesionales de E&P una gran gama de datos de campos petroleros en una base de datos sencilla. Al mismo tiempo, esta base de datos está enfocada específicamente en las necesidades de la comunidad geológica y geofísica. Los beneficios son grandes, por ejemplo, realiza flujos de trabajo de interpretaciones geofísicas, optimización de datos, sistemas de conversión cartográficas, mejora la integridad de sus datos, realiza la administración de datos, modelo de seguridad más flexible, soporta actualizaciones en tiempo real, integración de aplicaciones, entre otros, dicha aplicación posee distintos ambientes o de trabajo creado de acuerdo a la necesidad del proyecto.

Para el desarrollo de este proyecto se laboró bajo el ambiente de StratWorks, con la cual se elaboraron las secciones estratigráficas y los mapas de paleoambiente e isopropiedades.

El módulo StratWorks es una aplicación para geocientíficos e ingenieros que necesitan un enfoque integrado para generar y evaluar prospectos o caracterizar yacimientos. Esta aplicación trabaja bajo el ambiente de administración de datos de OpenWorks trabajando con datos geológicos, geofísicos y de ingeniería de otras aplicaciones Landmark para el análisis e interpretación multidisciplinarias. Use la tecnología de StratWorks para correlacionar registros de pozos, construir e interpretar correlaciones y desarrollar análisis litológicos. También es usado para crear mapas estructurales, isópacos, de producción, de facies, etc. Y para evaluar aspectos de ingeniería de un pozo. Esto incluye administración de sesiones, correlación avanzada y capacidad de correlación de pozos, mejorada capacidad grafica de despliegue de registros, despliegue de registros en pozos desviados y horizontales e interpretación de secciones desviadas.

Dentro de la Aplicación StratWorks encontramos funciones como Correlation, la cual nos permite crear correlaciones, comparar topes de pozos, analizar y correlacionar información de pozo de profundidad, tal como, curvas, litología y topes, manipular el despliegue de datos de pozo entre los cuales se mencionan, datum, escalar, etc., interpretar y crear nuevos datos, como, topes de superficie, topes de fallas y anotaciones de pozos. Correlation trabaja en conjunto con Mapview, otra de las funciones principales de StratWorks que permite desplegar un mapa donde se puede observar desde la ubicación en profundidad de los pozos hasta la electroforma de los mismos, estas respuestas eléctricas se pueden visualizar gracias a la función de Single Well Viewer que permite crear y desplegar Templates con datos de pozos, como son: curvas, topes, litología, núcleos, dipmeters, entre otros.

Y por último la función más utilizada en esta aplicación es Cross Section, allí se crean las secciones estratigráficas y estructurales, y le permite interpretar, crear o editar superficies y fallas entre pozos.

### **3.3.6 Secciones estratigráficas**

Esta actividad se realiza mediante un mallado de líneas de secciones estratigráficas paralelas y perpendiculares a la dirección de sedimentación, abarcando un número pozos dentro del área de estudio y áreas vecinas. Donde se muestran las superficies estratigráficas claves del área. Así como los cambios laterales y verticales de facies para tener una mejor comprensión de las heterogeneidades de las secuencias depositadas (Rivero, A., 2017)

### **3.2.7 Delta**

Depósito de sedimentos subacuosos y subaéreos, producidos por una corriente a la entrada en un cuerpo permanente de agua, su fisiografía y distribución se ve influenciada tanto por estas corrientes como por las fuerzas que operan en las aguas donde el delta progresa; se clasifican en deltas de marea, deltas fluviales y deltas por oleajes (Barrell, 1935 en Coleman & Prior, 1.992).

### **3.2.8 Facies deltaicas**

#### **3.2.8.1 Facies de llanura deltaica**

Los procesos de sedimentación sobre la llanura deltaica están directamente relacionados al flujo de los canales distributarios que la atraviesan. Estos procesos tienen mayor influencia cuando dichos canales se ven afectados por temporadas de

inundaciones- Puede haber áreas activas o abandonadas, pues el rio busca siempre el camino más corto al mar (Coleman & Prior, 1.992).

### **3.2.8.2 Facies de frente deltaico**

Es la plataforma marina somera que bordea la llanura deltaica. Comprende depósitos de areniscas bajo la forma de barras de desembocaduras formadas por arena fluvial combinada con sedimentos re TRABAJADOS por el mar bajo la acción de la marea u oleaje según sea el caso o régimen imperante en el delta, que se acumulan en la desembocadura de los canales distributarios. (Coleman & Prior, 1.992).

### **3.2.8.3 Prodelta**

Es una franja que se extiende desde el límite marino del frente deltaico, que es donde termina la sedimentación en las barras de desembocadura has la línea donde comienza la sedimentación de las arcillas (Coleman & Prior,1.992).

## **CAPÍTULO IV**

### **METODOLOGÍA DEL TRABAJO**

#### **4.1 Nivel de investigación**

Este proyecto de grado se caracteriza por desarrollar un nivel de investigación tipo descriptivo que según Sabino C.(1992). “su preocupación primordial radica en describir algunas características fundamentales de conjuntos homogéneos de fenómenos, utilizando criterios sistemáticos para destacar los elementos esenciales de su naturaleza”. El presente trabajo de grado consiste en la actualización de los modelos estratigráficos, sedimentológico y petrofísico de la arena NAF3 yacimiento JM 35 de la Formación Oficina, campo San Joaquín. Área Mayor de Anaco.

#### **4.2 Tipo de investigación**

Para realizar una actualización y revisión del modelo estratigráfico, sedimentológico y petrofísico es necesario estudiar las propiedades y las características de la formación, así como contar con información previa suministrada por la data de producción para la evaluación de la arena de interés. Por este motivo la investigación a desarrollar se cataloga de tipo descriptiva, basándose en la acotación que hace Hernández y otros (2003): “Los estudios descriptivos pretenden medir o recoger información de manera independiente o conjunta sobre los conceptos o las variables a los que se refieren”. Tal como señala Danhke (1989) en Hernández y otros (2003): “Los estudios descriptivos buscan especificar las propiedades, las características y los perfiles importantes de personas, grupos, comunidades o cualquier otro fenómeno que se someta a un análisis.

### **4.3 Diseño de la Investigación**

De acuerdo con la manera de enfocar el problema, las estrategias o métodos aplicados en el mismo para la consecución de los objetivos, se puede afirmar que el diseño de la investigación es No Experimental, debido a que se desarrolla a partir de la adquisición directa de los datos reales del campo. Como lo expresa Hernández, R (1998) en Hernández y otros (2003): “Un estudio no experimental; es aquella investigación que se realiza sin manipular deliberadamente variables, pues en ésta se observan fenómenos tales y como se dan en su contexto natural, para después analizarlos”.

### **4.4 Población de la investigación**

La población o universo por estudiar, se concibe como el espacio de donde se extraerá la muestra que se va a utilizar en la investigación: en tal sentido, Balestrini (1997), expresa que: “Una población o universo puede estar referido a cualquier conjunto de elementos de los cuales pretendemos indagar y conocer sus características, o una de ellas, y para el cual serán válidas las conclusiones obtenidas en la investigación”. Para el estudio en consideración, la población o universo estará representada por 86 pozos del yacimiento JM 35 arena NAF3, de la Formación Oficina, campo San Joaquín.

### **4.5 Muestra de la Investigación**

Según Balestrini, M (2006) “la muestra es un subconjunto representativo de un universo o población” la muestra seleccionada para este estudio es igual a la población 86 pozos que se localizan en el yacimiento JM 35 arena NAF3.

#### 4.6 Procedimiento metodológico

Para llevar a cabo los objetivos propuestos, fue necesario integrar las características del área, para evaluarlas, y para ello se estableció la siguiente metodología de trabajo que garantizará el logro de los objetivos propuestos (Figura 4.1).

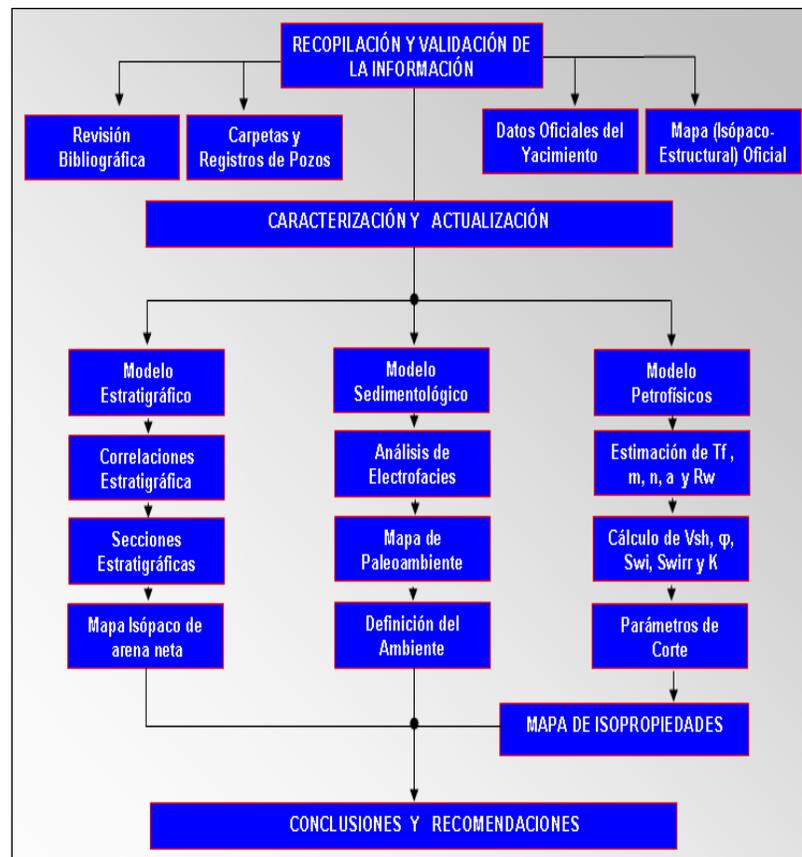


Figura 4.1 Flujograma que muestra la metodología para la elaboración del trabajo.

#### 4.7 Recopilación y validación de la información

Esta fase consistió en la búsqueda y recopilación de todo tipo de información que guardara relación directa con el área de estudio, con el fin de generar una base de datos que permitiera clasificar y validar la información existente. Esto permitió definir las bases sobre las cuales se desarrolló la investigación

Además se realizó una revisión de los conceptos básicos de Geología, necesario para la actualización de los modelos estratigráfico, sedimentológico y petrofísico y se estudiaron los factores que afectan la medición de los perfiles de pozos, sus principios físicos, así como también las limitaciones; en general la información fue obtenida de informes técnicos, carpetas de historia de pozos, mapa base del campo San Joaquín a escala 1:20000, mapa isópaco-estructural del campo San Joaquín (oficial), registros eléctricos de inducción, potencial espontáneo y micro Log a escala 1:200 y 1:500. Además se utilizaron los softwares OpenWorks (Figura 4.2), Web Channell, Canvas, Sigemap y Surfer.

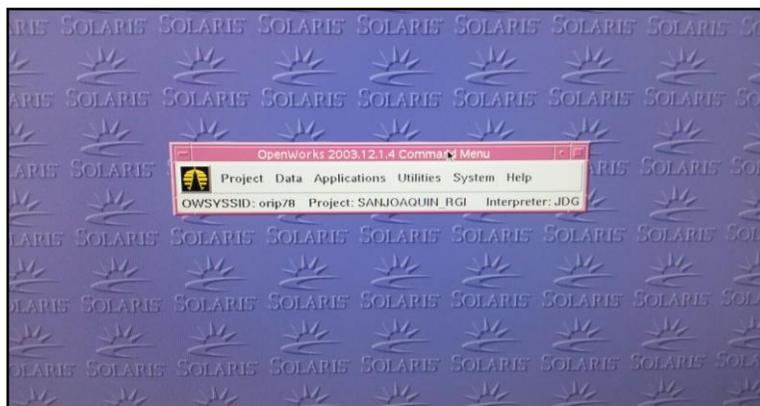


Figura 4.2 Ventana de la aplicación Openworks 2003.

## **4.8 Modelo estratigráfico**

Con la elaboración del modelo estratigráfico se busca definir la arquitectura interna del yacimiento, así como los marcadores de interés, para ello se procedió de la siguiente manera:

### **4.8.1 Correlación estratigráfica**

Consistió en la determinación e identificación de unidades estructurales o estratigráficas que son equivalentes en tiempo edad o posición estratigráfica.

Para realizar la correlación estratigráfica se utilizaron los registros de inducción ó Gamma Ray (Escala 1:500) de 86 pozos y de acuerdo al mapa base oficial del área se estableció una red de poligonales empleando el método de triangulación, que consiste en formar un triángulo cuyos vértices son los pozos vecinos, se identifica el horizonte o estrato guía (para el estudio se utilizó la lutita suprayacente al estrato NAF3); luego se forma otro triángulo tomando como vértice uno o dos de los pozos ya correlacionados, logrando de esta forma darle sentido a la correlación hasta cubrir toda el área de interés. De esta manera se obtuvo el tope y la base de la arena en estudio, con la finalidad de identificar el cuerpo arenoso, se utilizó la herramienta Correlation de Stratworks que pertenece a la plataforma de Open works para el control de la correlación (Figura 4.3)

### **4.8.2 Elaboración de secciones estratigráficas**

Las secciones estratigráficas se realizaron con el objetivo de reconstruir la geometría de las arenas en el tiempo de depositación o en un tiempo corto posterior a ella, permitiendo así obtener información acerca de la extensión lateral y vertical de la arena, límites estratigráficos y cambios de facies.

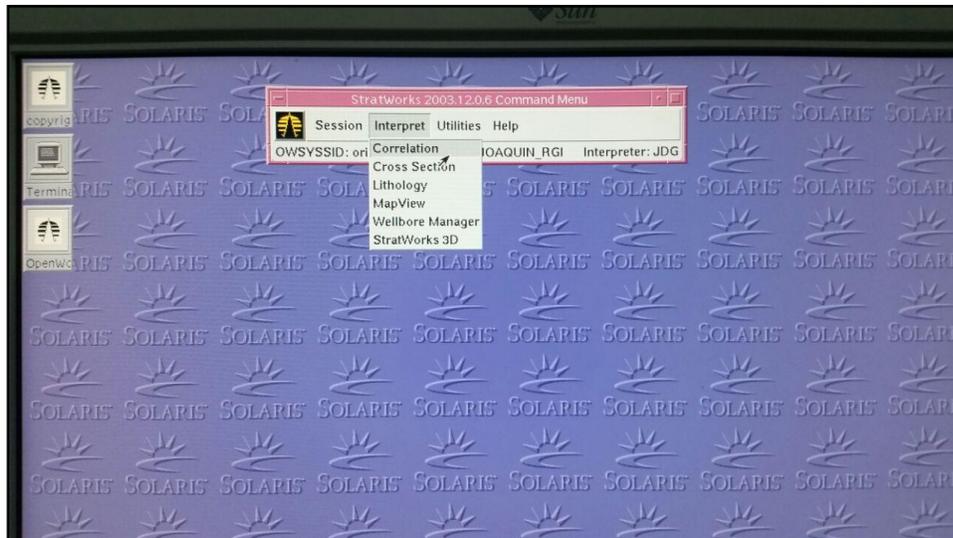
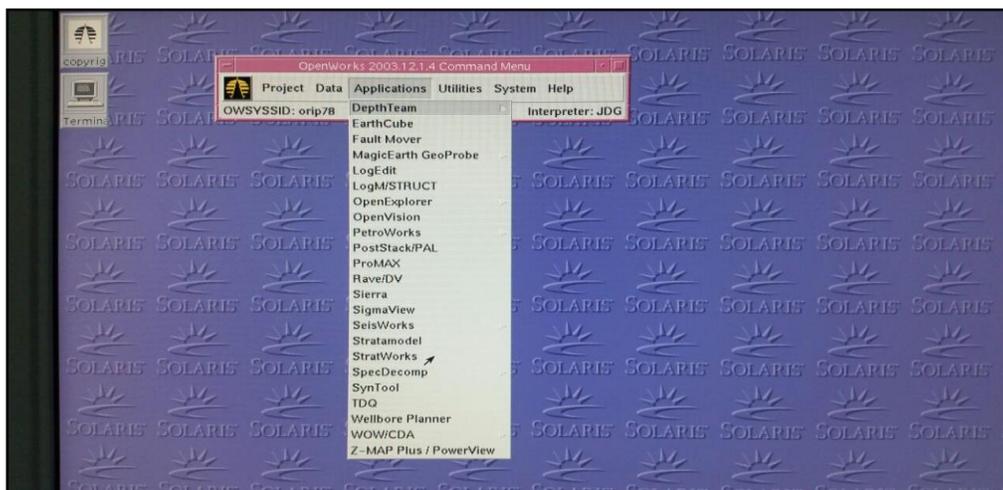


Figura 4.3 Ventana del Módulo de Correlation de la aplicación de Openworks 2003.

Para su elaboración en primer lugar se definió su orientación y los pozos que la integran, luego se procedió a escoger un marcador geológico regional que constituirá el datum estratigráfico, en este caso se utilizó la lutita suprayacente al tope de la arena NAF3, a partir de la cual fueron colgados cada uno de los registros de pozos en la misma secuencia de su ubicación en el mapa, logrando así la horizontalidad de los estratos para posteriormente identificar el horizonte geológico de interés, observándose la geometría del estrato que constituye la arena de interés.

Las secciones fueron realizadas primero en forma manual para luego ser digitalizadas utilizando la aplicación Cross Sección de Stratworks que pertenece a la plataforma de Open works (Figura 4.4 y 4.5). Su distribución se puede apreciar en la (Figura 4.6). Y en la tabla 4.1 se aprecia los pozos involucrados en las mismas.



5Figura 4.4 Ventana de la aplicación Cross Sección de Stratworks

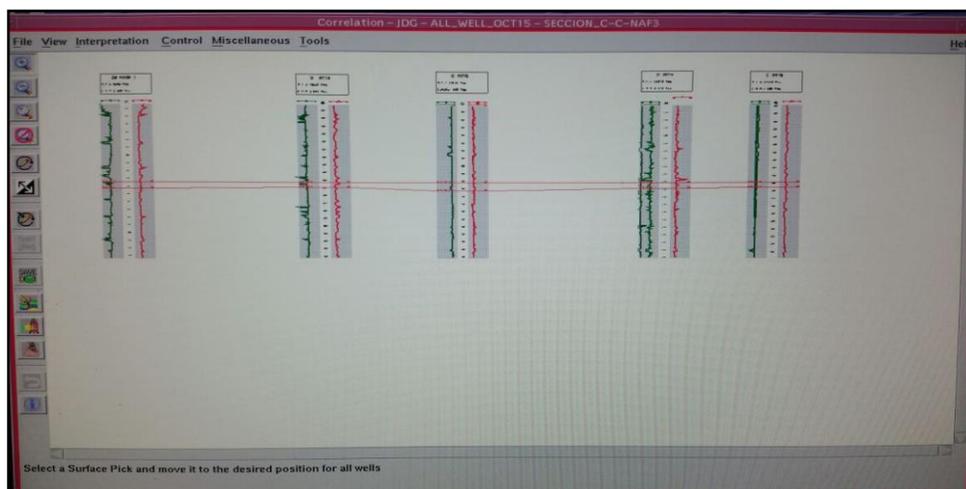


Figura 4.5 Sección estratigráfica en la aplicación Cross Sección de Stratworks.

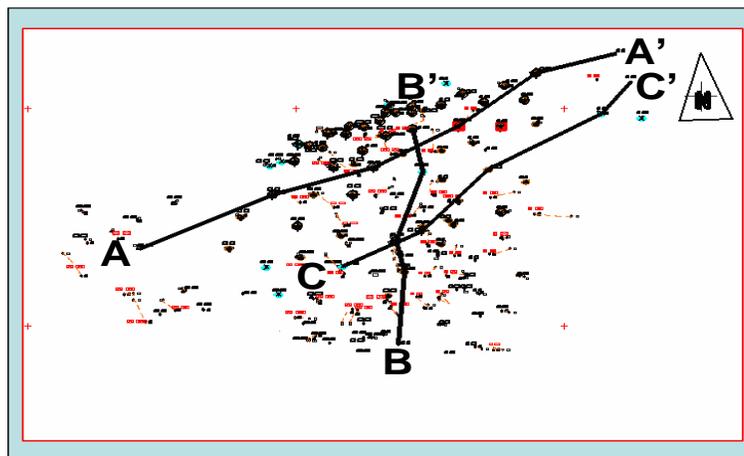


Figura 4.6 Distribución de las secciones estratigráficas.

Tabla 4.1 Pozos en las secciones estratigráficas.

Sección	Pozos	Dirección
A-A'	JM108-JM51-JM39-G24-G45-G5	SO-NE
B-B'	G02-JM116-JM33-JM37-G22	N-S
C-C'	JM29-JM-36-G79-G74-G78	SO-NE

#### 4.9 Elaboración del mapa isópaco de arena neta (AN)

Para la elaboración de este mapa, fue delimitada la arena en los pozos que se encontraban dentro del yacimiento además de un buen número de pozos alrededor de los mismos, para de esta manera obtener una buena representación de las variaciones en el espesor de la arena a lo largo y ancho del mismo.

Los valores de arena neta corresponden a espesores permeables de un cuerpo de arena y fueron evaluados mediante los registros Gamma Ray en conjunto con los de inducción. Luego de obtenidos estos valores se plasmaron en el mapa base y se contornearon las curvas isópacas, interpolando los valores y luego uniendo los puntos

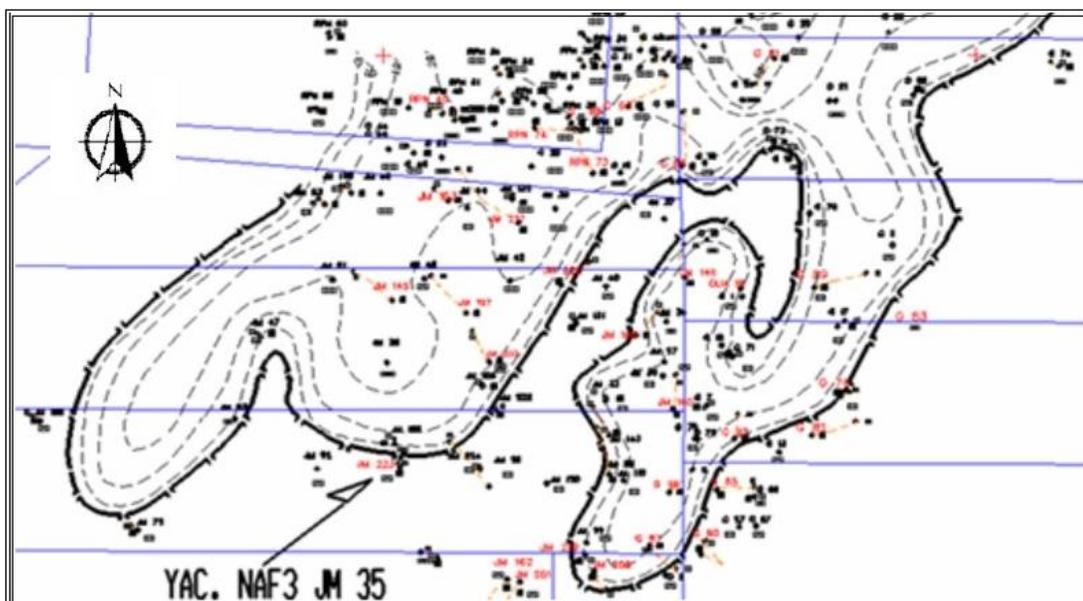


Figura 4.7 Mapa isópaco en la aplicación de generación de mapas (SIGEMAP) versión 8.0.

#### 4.10 Modelo sedimentológico

El modelo sedimentológico, se obtiene de la identificación y codificación de las unidades sedimentarias mediante el análisis del mapa de paleoambiente permitiendo interpretar el ambiente de sedimentación.

##### 4.10.1 Elaboración del mapa de Paleoambiente

Se realizó tomando en cuenta la electroforma en los registros de potencial espontáneo y Gamma Ray del cuerpo arenoso de interés, en este caso la arena NAF3, luego se procedió a interpretar de acuerdo a las electrofacies y patrones de curvas existentes y los tipos de facies presentes (Figura 4.8). Una vez definidas e interpretadas cada una de las facies presentes se procedió a digitalizar el mapa, mediante la aplicación SIGEMAP.



Figura 4.8 Mapa de paleoambiente en la aplicación de generación de mapas (SIGEMAP), versión 8.0.

#### 4.11 Caracterización petrofísica

La evaluación petrofísica de un yacimiento permite obtener la información básica sobre las propiedades físicas y texturales de la roca, mediante la cual se determina la capacidad de almacenamiento y la capacidad de transmisibilidad de hidrocarburo presentes en los yacimientos. Los parámetros petrofísicos se pueden obtener de manera directa mediante el análisis de núcleos, muestras de pared o ser estimados de manera indirecta por la interpretación de los perfiles de pozos, la cual representa la forma más económica y rápida de obtener las propiedades físicas de las rocas en una formación.

La interpretación de los registros de pozos es un proceso mediante el cual los parámetros mesurables de las rocas pueden reflejarse en parámetros petrofísicos tales como porosidad, permeabilidad, litología, saturación de fluidos entre otros.

La caracterización petrofísica de la arena en estudio, se realizó a partir de la interpretación cuantitativa de los registros eléctricos (Inducción, Potencial Espontáneo, Gamma Ray, Densidad-Neutrón) presentando los resultados por promedios ponderados para todo el yacimiento, a través de las gráficas de  $S_w$  vs  $R_t$ ;  $S_w$  vs  $V_{sh}$ ;  $V_{sh}$  vs  $\phi_e$ ;  $\phi_e$  vs  $K$ .

#### 4.11.1 Temperatura de la formación

Para establecer la temperatura de la formación se tomaron los datos del cabezal por cada pozo (temperatura máxima y profundidad máxima). En superficie se tomó una temperatura de 85 °F y se aplicó la ecuación de gradiente geotérmico lineal ecuación (4.1) para calcular la temperatura y la profundidad de la formación por las ecuaciones (4.2) y (4.3).

$$GG = 100 \frac{(T_m - T_s)}{P_m} \quad (4.1)$$

$$Pf = \left( \frac{Tope + Base}{2} \right) \quad (4.2)$$

$$T_f = T_s + \frac{Pf(T_m - T_s)}{P_m} \quad (4.3)$$

Donde:

$GG$  = Gradiente Geotérmico

$T_m$  = Temperatura máxima (°F)

$T_f$  = Temperatura de la formación (°F)

$T_s$  = Temperatura media de la superficie ( $^{\circ}\text{F}$ )

$P_f$  = Profundidad de la formación de interés (pies)

$Tope$  = Profundidad a la cual se encuentra el tope de la arena (pies)

$Base$  = Profundidad a la cual se encuentra la base de la arena (pies)

$P_m$  = Profundidad máxima (pies)

#### **4.11.2 Estimación de los parámetros $m$ , $n$ y $a$**

Para determinar las propiedades físicas de la arena de interés, además de contar con los perfiles de pozos, es necesario establecer ciertos parámetros básicos, tales como: el exponente de cementación ( $m$ ) que presenta un valor promedio de  $m = 2$  en areniscas y en carbonatos  $m = 2.15 - 2.25$ . El exponente de saturación de agua ( $n$ ) que depende de la humectabilidad de la roca, presenta un valor de  $n = 2$  brinda resultados satisfactorios.

El factor de tortuosidad ( $a$ ) se considera constante para una litología dada y su valor es 1 para arenas consolidadas y 0.81 no consolidadas. Estos parámetros corresponden a valores promedios establecidos para la Cuenca Oriental de Venezuela. Los valores utilizados de  $a$ ;  $m$ ;  $n$ , en el estudio fueron: 1, 1.81 y 2, respectivamente.

#### **4.11.3 Resistividad del agua de formación ( $R_w$ )**

La resistividad del agua de formación es uno de los parámetros básicos de mayor importancia en la definición del modelo petrofísico, ésta se puede obtener de varias formas (Schlumberger, 1972).

Se procedió a determinar el valor del agua de formación. Para el área no se cuenta con una base datos (catálogos) que contenga la caracterización del agua de formación, por lo que se procedió revisar las carpetas de los pozos para ubicar todos los análisis físico-químicos tomados por muestreo del agua de formación para el nivel NAF3, para el estudio se tomó la muestra del pozo RPN-58 (Tabla 4.2).

Tabla 4.2. Iones de la muestra de agua de formación.

<b>ION</b>	<b>PPM</b>
Sodio	6.151
Calcio	180
Magnesio	98
Cloruro	6.629
Sulfatos	103
Bicarbonatos	5.820
Carbonatos	0
Hidróxido	0
Dióxido de Carbono	143
<b>TOTAL</b>	<b>19.124</b>

Utilizando el gráfico de la Figura 4.9, se procedió a convertir los valores de PPM obtenidos en el análisis físico-químico a valores de concentraciones equivalentes de cloruro de sodio.

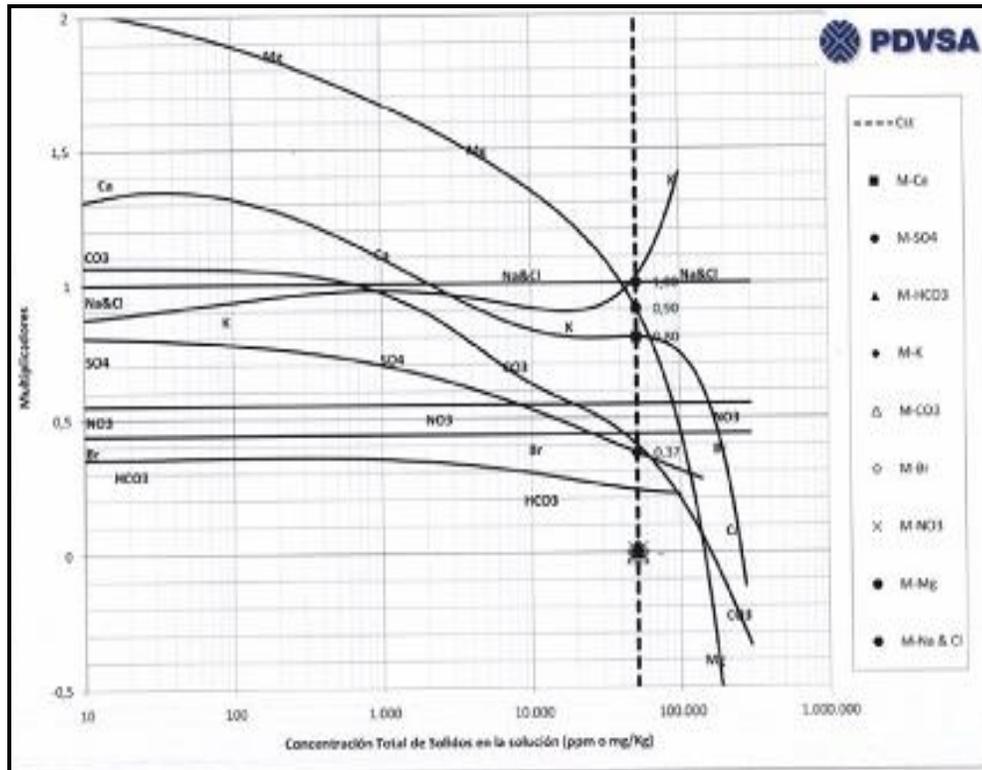


Figura 4.9 Concentración equivalente de NaCl Arena NAF3

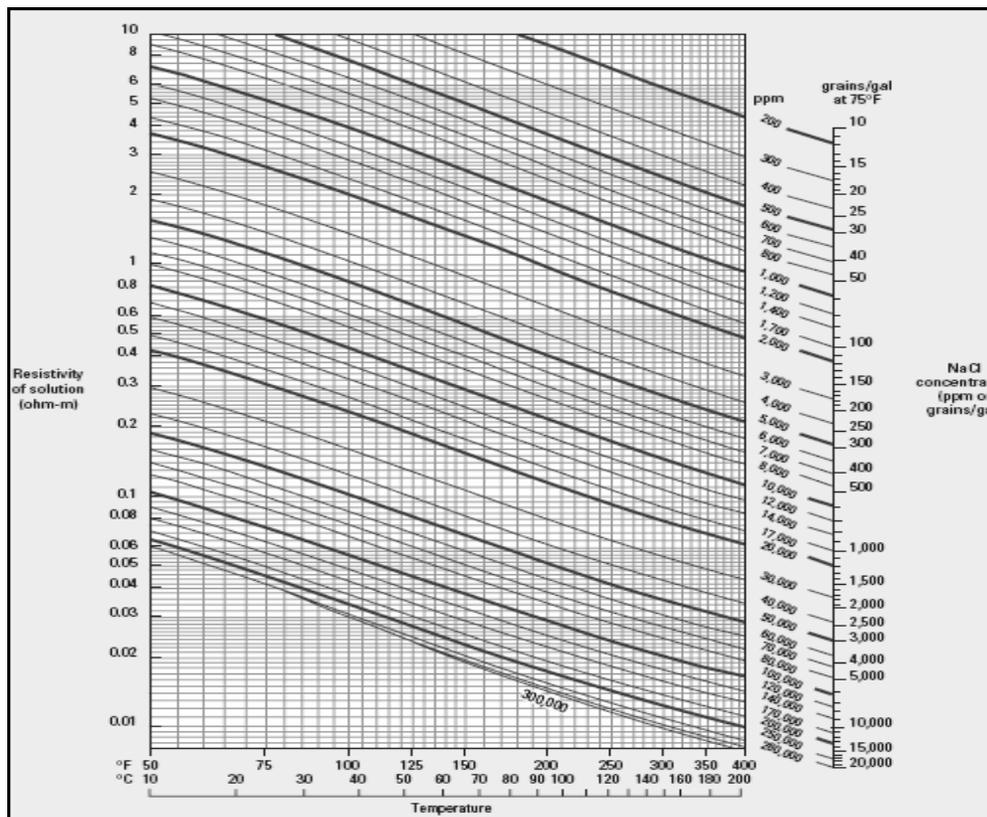
Una vez determinado los valores de concentración equivalente de NaCl (Tabla 4.3) y la temperatura de la formación, se utilizó la Figura 4.10, para determinar el valor de  $R_w$  (resistividad del agua de formación, Ohm-m), en la arena de interés que para nuestro caso es la NAF3.

#### 4.11.4 Volumen de arcillas (Vsh)

Los indicadores de arcillosidad tienen como finalidad demostrar cualitativamente si la formación es limpia o arcillosa y cuál sería el procedimiento para su interpretación. Además, su utilidad es mayor cuando pueden proporcionar un estimado cuantitativo de la fracción de arcilla en una formación, ya que haría posible la corrección por efecto de arcillosidad de las diferentes lecturas de los registros.

Tabla 4.3 Concentración equivalente de NaCl de la arena NAF3, pozo RPN-58.

ION	PPM	Multiplicador	Concentración Equivalente de NaCl
Sodio	6.151	1	6.151
Calcio	180	0,8	144
Magnesio	98	1,15	112,7
Cloruro	6.629	1	6.629
Sulfatos	103	0.48	49,44
Bicarbonatos	5.820	0.28	1629,6
Carbonatos	0	0	0
Hidróxido	0	0	0
Dióxido de Carbono	143	1	143
<b>TOTAL</b>	<b>19.124</b>		<b>14.859</b>



8Figura 4.10 Cálculo de Resistividad de Agua de Formación Arena NAF3.

Para establecer cuál es el modelo de arcillosidad que mejor se adapta a las características del yacimiento, se procedió a determinar los valores de Índice de Gamma Ray (IGr) e Índice de SP (ISP), utilizando las ecuaciones 4.4 y 4.5. El Índice de Arcillosidad posteriormente se corrige por una variedad de modelos que buscan los valores más ajustados a las condiciones del yacimiento evaluado, como es el caso del modelo de arcillosidad Lineal o aquellos que han sido presentados por Larinov rocas terciarias ecuación 4.6, entre otros.

$$Ivsh = \frac{(GR_{leido} - GR_{arena})}{(GR_{arcilla} - GR_{arena})} \quad (4.4)$$

$$ISP = 1 - \left( \frac{SP}{SSP} \right) \quad (4.5)$$

$$Vsh = 0.083(2^{3.7 \times Ivsh} - 1) \quad (4.6)$$

Dónde:

$I_{Gr}$ : índice de arcillosidad o índice de gamma ray.

$Gr_{min}$ : lectura en el registro de Gr de la arena más limpia.

$Gr_{max}$ : lectura en el registro de Gr de la lutita próxima al intervalo de interés.

$Gr_{leido}$ : lectura en el registro de Gr de la arena de interés.

$SP$ : lectura en el registro de SP de la arena de interés (mV).

$SSP$ : lectura en el registro de SP de la arena más limpia (mV).

Una vez establecido el modelo de Arcillosidad y por supuesto el volumen de arcilla, se hace necesario, para la mayoría de los yacimientos, la construcción de modelos sintéticos para la estimación de la densidad de grano vs volumen de arcilla, estimándose la porosidad de cada pozo del yacimiento

#### 4.11.5 Porosidad

La determinación de la porosidad se realizó mediante registros de densidad y densidad-neutrón, cabe destacar que cuando se encontraban compensados la porosidad se leía directamente en la curva neutrón en porcentaje.

La porosidad fue corregida tomando en cuenta la arcillosidad mediante las ecuaciones 4.7 y 4.8.

$$\phi Dc = \phi D - (Vsh \times \phi Dsh) \quad (4.7)$$

$$\phi Nc = \phi N - (Vsh \times \phi Nsh) \quad (4.8)$$

Finalmente se estimó la porosidad efectiva mediante la Ecuación 4.9:

$$\phi_e = \left( \frac{\phi Dc^2 + \phi Nc^2}{2} \right) \quad (4.9)$$

Dónde:

$\phi_e$  = Porosidad efectiva

$\phi Dc$  = Porosidad Densidad corregida por arcillosidad

$\phi Nc$  = Porosidad Neutrón corregida por arcillosidad

#### 4.11.6 Saturación de agua inicial (Swi)

La fracción de espacio poroso ocupado por el agua se denomina “saturación de agua” ó Sw, la fracción restante, contentiva de petróleo o gas, se denomina “saturación de hidrocarburo” o Sh, como uno es el complemento del otro, entonces:

$$Sh = 1 - Sw_i \quad (4.10)$$

El supuesto general es, que el yacimiento estuvo inicialmente repleto de agua y que a lo largo del tiempo geológico, el petróleo o el gas formados en otro lugar, migraron hacia la formación porosa, desplazando el agua de los espacios porosos de mayor tamaño. Sin embargo, los hidrocarburos que migran nunca desplazan toda el agua intersticial. En efecto, hay una saturación de agua irreductible o Swirr, representada por el agua retenida por la tensión superficial sobre la superficie de los granos, en el contacto entre los granos y los intersticios más pequeños. Para determinar la Swi se utilizó una hoja de cálculo en la aplicación Excel, partiendo todos estos cálculos de la ecuación de Simandoux (ecuación 4.11).

$$S_w = \left[ \left( \frac{a \times R_w}{\phi_e^m \times R_t} \right) + \left( \frac{a \times R_w \times V_{sh}}{2 \times \phi_e^m \times R_{sh}} \right)^2 \right]^{\frac{1}{n}} - \left[ \left( \frac{a \times R_w \times V_{sh}}{2 \times \phi_e^m \times R_{sh}} \right) \right] \quad (4.11)$$

Dónde:

$S_w$  = Saturación de agua

$\phi_e$  = Porosidad efectiva

$n$  = Exponente de saturación

$m$  = Exponente de cementación

$a$  = Factor de tortuosidad

$R_t$  = Resistividad de formación

$R_w$  = Resistividad del agua de formación

$V_{sh}$  = Volumen de arcilla

$R_{sh}$  = Resistividad de la arcilla adyacente

#### 4.11.7 Permeabilidad (K)

Existen diferentes modelos para estimar la permeabilidad, pero múltiples estudios han validado que el Modelo de mejor ajuste corresponde al de Smit, brindando los resultados más representativos para los yacimientos de la Cuenca Oriental. Este modelo tiene la ventaja que involucra el exponente de cementación ( $m$ ), valor que es crítico en arenas arcillosas y que los otros modelos no consideran.

Uno de los datos de entrada en la ecuación de Smit es la saturación de agua irreducible ( $Sw_{irr}$ ), cuya magnitud depende principalmente del volumen y porosidad de las arcillas próximas a la arena de interés, como se aprecia según J.E. Hung (ecuación 4.12):

$$Sw_{irr} = \frac{V_{sh} * \phi_{sh} / 100}{\phi_t / 100} \quad (4.12)$$

Obtenida la saturación de agua irreducible promedio del yacimiento, se determina la permeabilidad de la arena en cada pozo (ecuación 4.13):

$$k = \frac{100 * \phi_e^m * (1 - Swirr)}{Swirr} \quad (4.13)$$

Donde:

$k$ : Permeabilidad (mD).

$\phi_e$  : Porosidad efectiva (fracción).

$Swirr$ : Saturación de agua irreducible (fracción).

$\phi_t$ : Porosidad total (fracción).

$\phi_{sh}$ : Porosidad de la lutita cercana al intervalo de interés (fracción).

#### 4.11.8 Parámetros de corte

Los parámetros de corte, son aquellos valores que van a determinar, los límites de calidad de arena y el posible contenido de hidrocarburo, gas, o bien la combinación de algunos de éstos, más no su porcentaje. Estos parámetros son establecidos de acuerdo a las características comunes presentes cerca del área de estudio, que promediadas dan a conocer cuando un valor es anormal y cuando no.

Se efectuaron cinco gráficos (*crossplots*) de acuerdo a las características presentes en el área de estudio, los cuales fueron:  $Sw$  vs  $Rt$ ;  $Sw$  vs  $Vsh$ ;  $Sw$  vs  $\phi_e$ ;  $\phi_e$  vs  $K$ .

De la gráfica (Cross plots) de  $Sw$  vs  $Rt$  (Figura 4.11) se obtuvo: a) La saturación de agua irreductible ( $Sw_{irr}$ ), que es la máxima saturación de agua a partir de la cual en el yacimiento comienza a ser móvil, es decir, donde es capaz de comenzar a producir agua conjuntamente con petróleo, se determinó ubicando en la gráfica los valores mínimos de  $Sw$  y trazando una vertical por donde la curva se hace asintótica e intercepta al eje de las abscisas; b) La saturación de agua de corte ( $Sw_c$ ), que es el valor de saturación con el cual un pozo puede considerarse como potencial productor de agua. c) La resistividad de corte ( $R_{tc}$ ) que corresponde al valor de resistividad mínimo con el cual produce un pozo en el yacimiento, se obtiene donde la curva se hace asintótica y se proyecta una horizontal cortando al eje de las ordenadas.

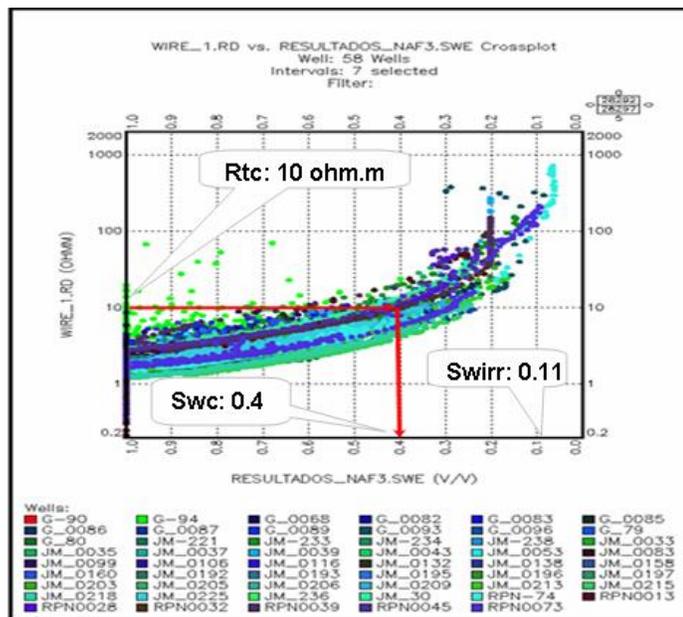


Figura 4.11 Representación gráfica de  $Sw$  vs  $Rt$ .

De la gráfica  $Sw$  vs  $V_{sh}$  (Figura 4.12) se obtuvo el volumen de arcilla de corte ( $V_{shc}$ ), entrando con la saturación de agua de corte se intercepta la línea de tendencia y luego se proyecta una línea horizontal hasta cortar el eje de las ordenadas,

obteniéndose  $V_{shc}$ , este representa el valor mínimo a partir del cual el intervalo de arena comienza a ser considerado con alto volumen de arcilla.

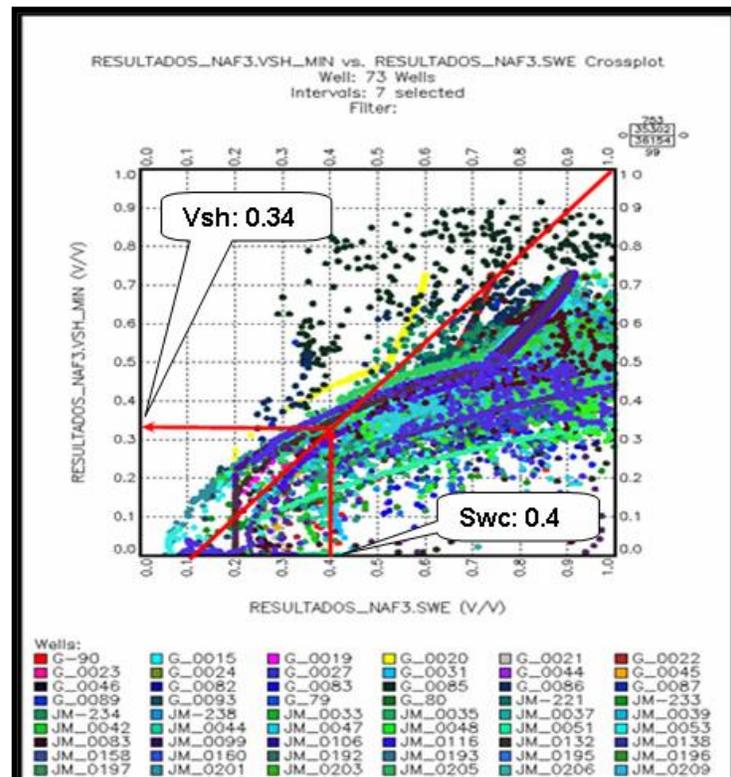


Figura 4.12 Representación gráfica de Sw vs Vsh.

La porosidad crítica de corte ( $\phi_c$ ), la cual indica cuando el intervalo es poco poroso para ser buen productor de petróleo se determinó entrando con el Swc cortando la línea de tendencia y el valor de porosidad correspondiente al punto de la intersección corresponde a la ( $\phi_c$ ), como se visualiza en la (Figura 4.13).

La permeabilidad de corte se obtuvo de la gráfica porosidad vs permeabilidad (Figura 4.14), entrando con la porosidad de corte se intercepta la línea de tendencia y se proyecta dicho punto al eje de las ordenadas obteniendo así la  $K_c$ .

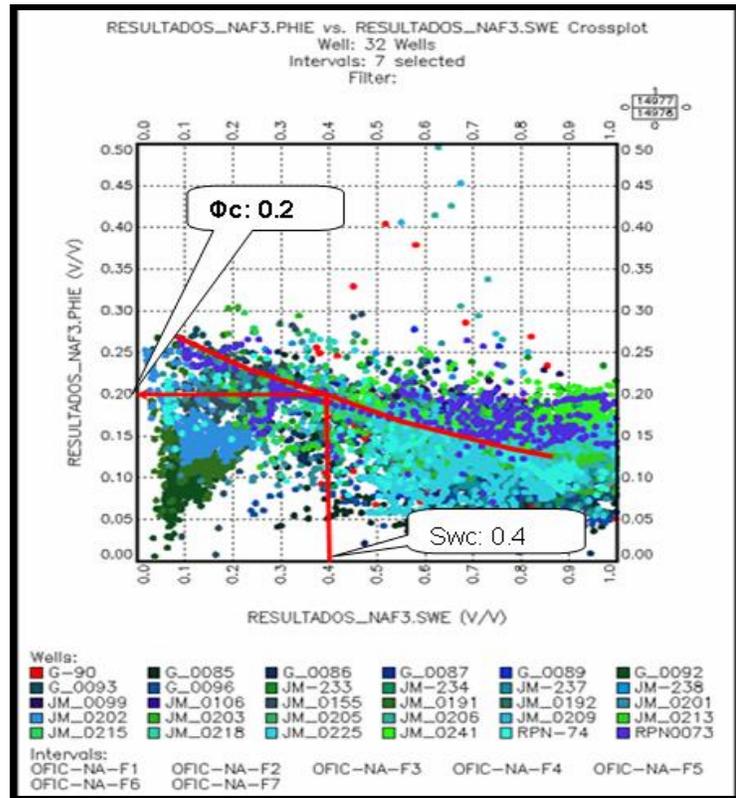


Figura 4.13 Representación gráfica de Vsh vs Porosidad.

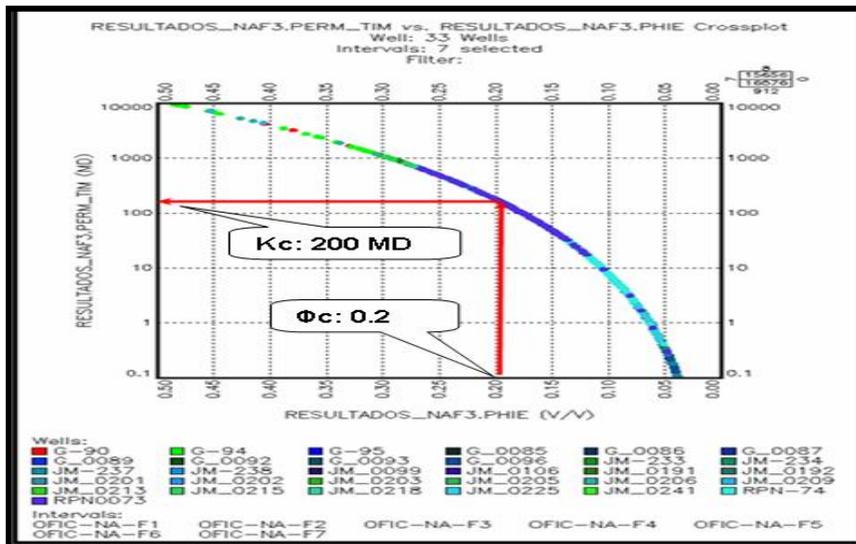


Figura 4.14 Representación gráfica de Porosidad vs Permeabilidad

#### **4.12 Mapas de isopropiedades**

A partir de los resultados de la caracterización Petrofísica y la interpretación geológica del yacimiento tanto del punto de vista estratigráfico como del ambiente depositacional, se elaboraron los mapas de isópropiedades de: saturación de agua inicial ( $S_{wi}$ ), volumen de arcilla ( $V_{sh}$ ), porosidad efectiva ( $\Phi_e$ ) y permeabilidad ( $K$ ).

Estos mapas permiten observar el comportamiento y la distribución dentro del yacimiento de cada una de las propiedades petrofísica y de esta manera determinar donde se encuentran localizadas las mejores propiedades de las rocas.

## CAPÍTULO V

### ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE LOS RESULTADOS

#### 5.1 Interpretación de los cambios laterales de las facies sedimentarias de la arena NAF3-Yacimiento JM35

En el área de estudio se elaboraron 3 secciones estratigráficas, cuyo análisis ayudo a determinar el esquema evolutivo del ambiente sedimentario en el nivel NAF3 de la Formación Oficina del campo San Joaquín, yacimiento JM 35. El Datum tomado como referencia fue el marcador lutítico suprayacente a la arena NAF3.

##### 5.1.1 Sección estratigráfica A-A'

Tiene una dirección Suroeste-Noreste situada al norte del área de estudio y está conformada por los pozos JM-108, JM-051, JM-039, G-024, G-045, G-05; se observa un evidente cambio de facies laterales de barras de desembocadura a llanuras de inundación, así como un espesor variable de arena en las zonas de barras de desembocaduras, el rango de espesores es de 10 pies a 20 pies (Figura 5.1)

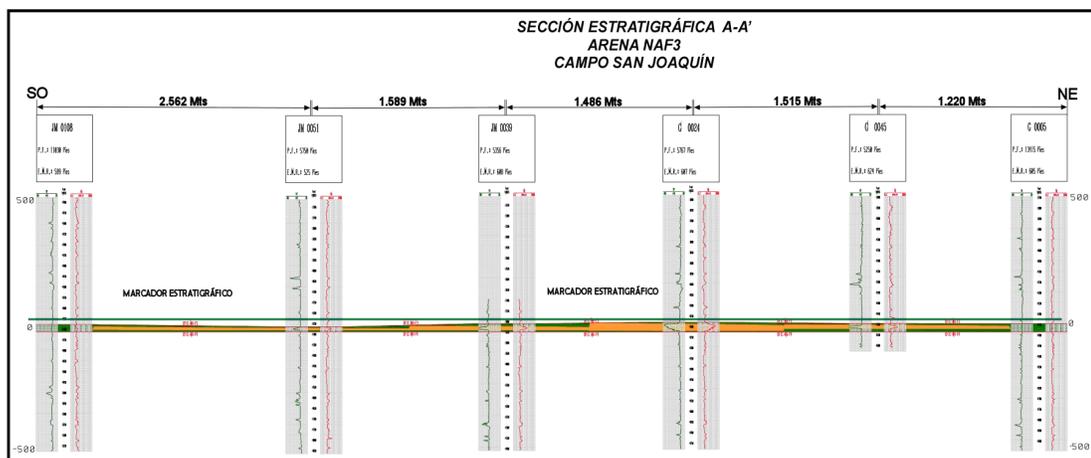


Figura 5.1 Sección estratigráfica A-A'.

### 5.1.1 Sección estratigráfica B-B'

Conformada por los pozos G-02, JM-116, JM-33, JM-37, G-22; se realizó en dirección Sur-Norte, situada al centro del yacimiento. En esta sección se visualizó que los mayores espesores de arena se encuentran ubicados al Sur del área de estudio; y se observan en los extremos Sur y Norte facies de barras de desembocadura y hacia el centro cambios de facies entre barras de desembocadura y llanura de inundación; con espesores de la arena entre 25 pies a 10 pies (Figura 5.2)



Figura 5.2 Sección estratigráfica B-B'.

### 5.1.3 Sección estratigráfica C-C'

Integrada por los pozos JM-29, G-12, G-79, G-74, G-78; con una dirección Suroeste-Noreste; la sección muestra la continuidad de la arena y el cambio lateral de facies de barras de desembocadura a llanuras de inundación al igual que en las secciones anteriores, el espesor varía entre 20 pies y 8 pies (Figura 5.3)



Figura 5.3 Sección estratigráfica C-C’.

## 5.2 Análisis del mapa de Arena Neta

La distribución de los espesores de arena neta del intervalo NAF3, en el mapa de la Figura 5.4, evidencio la presencia de espesores que varían entre 15 pies – 30 pies, así como un límite de roca, ubicado al Oeste, Sur y Este del Yacimiento, de forma irregular. El cuerpo sedimentario delimitado está asociado a barras de desembocadura, como fue interpretado en las secciones estratigráficas.

### 5.2.1 Análisis del ambiente sedimentario del yacimiento

El horizonte de interés NAF3, se encuentra ubicado en la parte media superior de la Formación Oficina de edad Mioceno inferior de la columna estratigráfica del campo San Joaquín del Área Mayor de Anaco.

La interpretación del ambiente sedimentario correspondiente a la arena de interés está fundamentada en el análisis de las electrofacies, a partir de los registros eléctricos (SP) y Gamma Ray (GR); estas electrofacies presentan en la mayoría de los pozos, que constituyen el yacimiento, una arquitectura granocreciente al tope; tanto en las secciones estratigráficas como en los mapas de distribución de electrofacies;

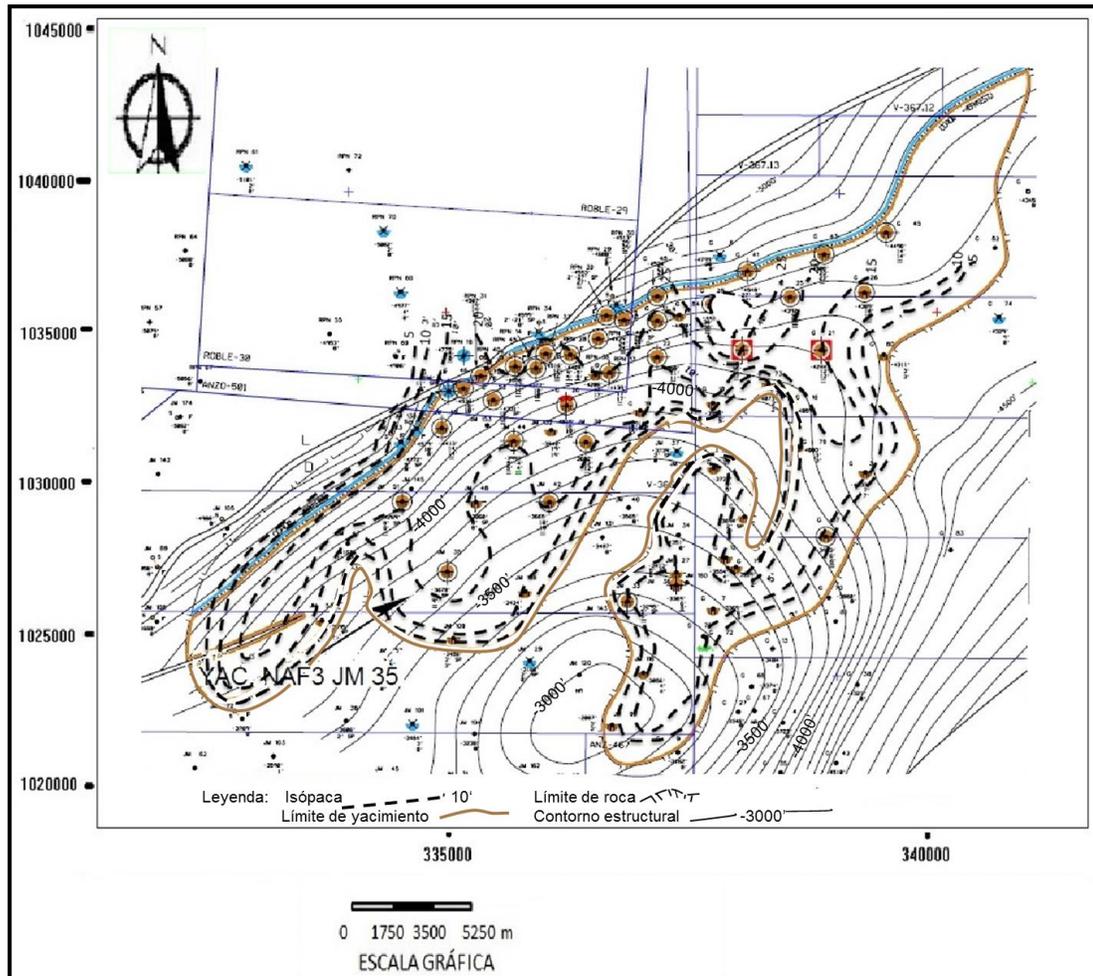


Figura 5.4 Mapa isópaco-estructural.

donde se aprecia cambios laterales y verticales de facies de barras de desembocadura y llanura de inundación con capas de lignitos.

De acuerdo a estas características se afirma que la arena en estudio se depositó bajo un ambiente transicional específicamente de régimen deltaico; y sus depósitos representan barras de desembocaduras masivas y eventuales depósitos de llanura de inundación. Estos sedimentos probablemente provienen de los procesos de transgresión, durante los episodios de retrogradación de edad Mioceno inferior (Figura 5.5).

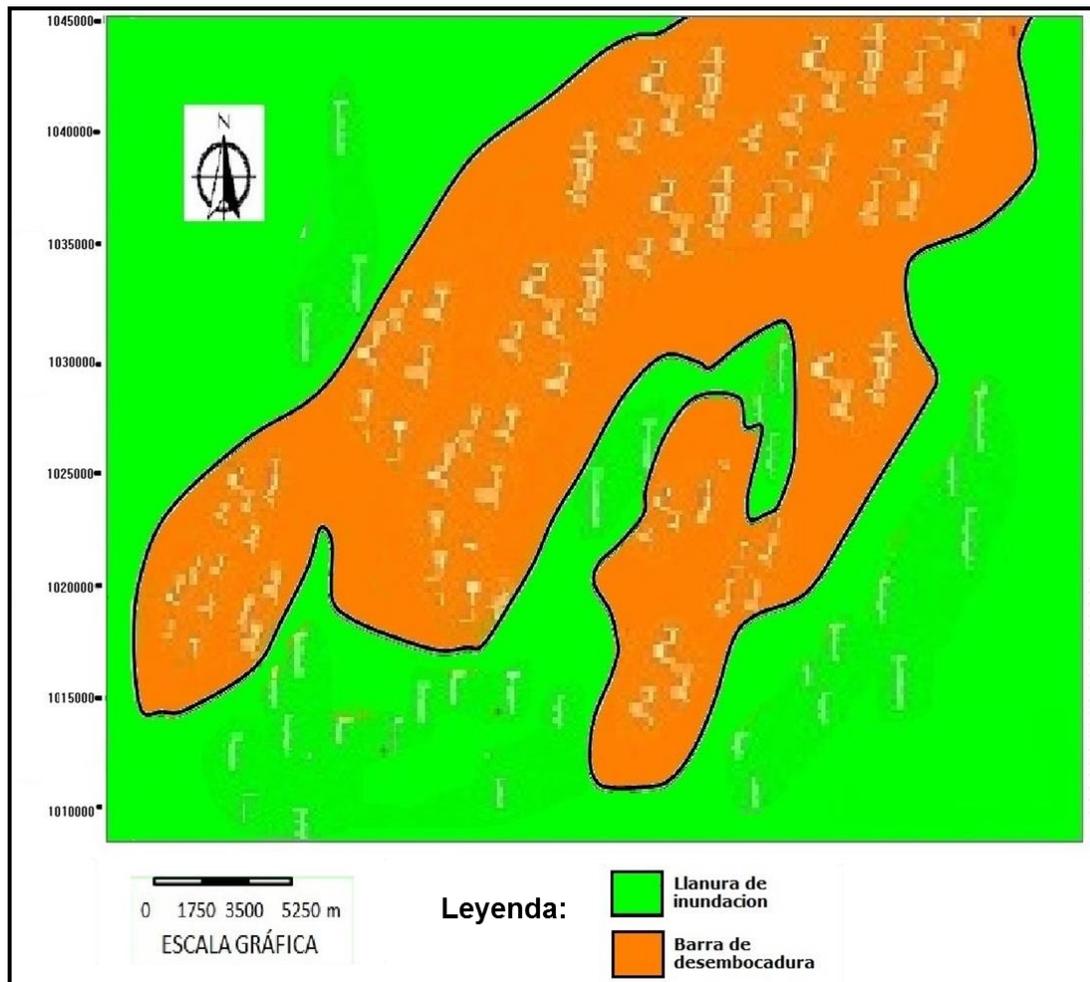


Figura 5.5 Mapa de paleoambiente.

### 5.3 Determinación de las zonas más prospectivas a partir de la evaluación petrofísica

La evaluación petrofísica suministra una gran cantidad de información relacionada con las propiedades físicas de la roca (roca-fluido), permitiendo obtener una interpretación precisa de las características básicas de roca (isopropiedades), siendo fundamental por la evaluación de la calidad de la información y su potencial para producir hidrocarburo.

Los parámetros críticos o de corte obtenidos en este estudio, permiten determinar el posible contenido de hidrocarburo o agua. Según los valores de saturación de agua, porosidad, permeabilidad y volumen de arcilla, se establecieron ciertas condiciones para que el intervalo de interés; considerado como arena neta petrolífera, las que estén entre parámetros siguientes: Saturación de Agua  $< 40\%$ , Volumen de Arcilla  $< 34\%$ , Porosidad  $> 20\%$  y Permeabilidad  $> 200$  mD.

Además se estableció que:

Si  $S_w > 40\%$ : se considera que el intervalo estudiado está saturado de agua.

Si  $V_{sh} > 34\%$ : se considera que el intervalo estudiado es arcilloso.

Si  $\Phi < 20\%$ : se considera que el intervalo de interés tiene baja porosidad.

Si  $K < 200$ mD: se considera que el intervalo de interés tiene baja permeabilidad.

Según estos parámetros se tiene que numerosos pozos fueron descartados para el análisis petrofísico; los demás pozos sometidos a la evaluación fueron considerados saturados de hidrocarburos, ya que cumplieron las condiciones estipuladas para ello.

Se puede decir entonces que de manera general para la arena NAF3 se tiene una saturación de agua promedio de  $31\%$  (0.31), volumen de arcilla de  $18\%$  (0.18), porosidad efectiva de  $26\%$  (0.26) y permeabilidad de  $240$  mD.

### 5.3.1 Análisis del mapa de isoarcillosidad. Arena NAF3

En la Figura 5.6 se aprecia el mapa de arcillosidad para el intervalo de estudio, cuyos valores cartografiados se encuentran entre (0 – 60)%; teniéndose que los mayores son superiores a 60% (color salmón), hacia los límites de roca del yacimiento; en los depósitos de barras se tienen valores entre 0% – 40% de volumen de arcilla (anaranjado y anaranjado claro), lo que evidencia buena calidad de roca reservorio; los pozos que poseen los menores porcentajes en este intervalo para este yacimiento son el G-25, G-45, G-46, RPN-16, RPN-73, RPN-39, JM-197 entre otros.

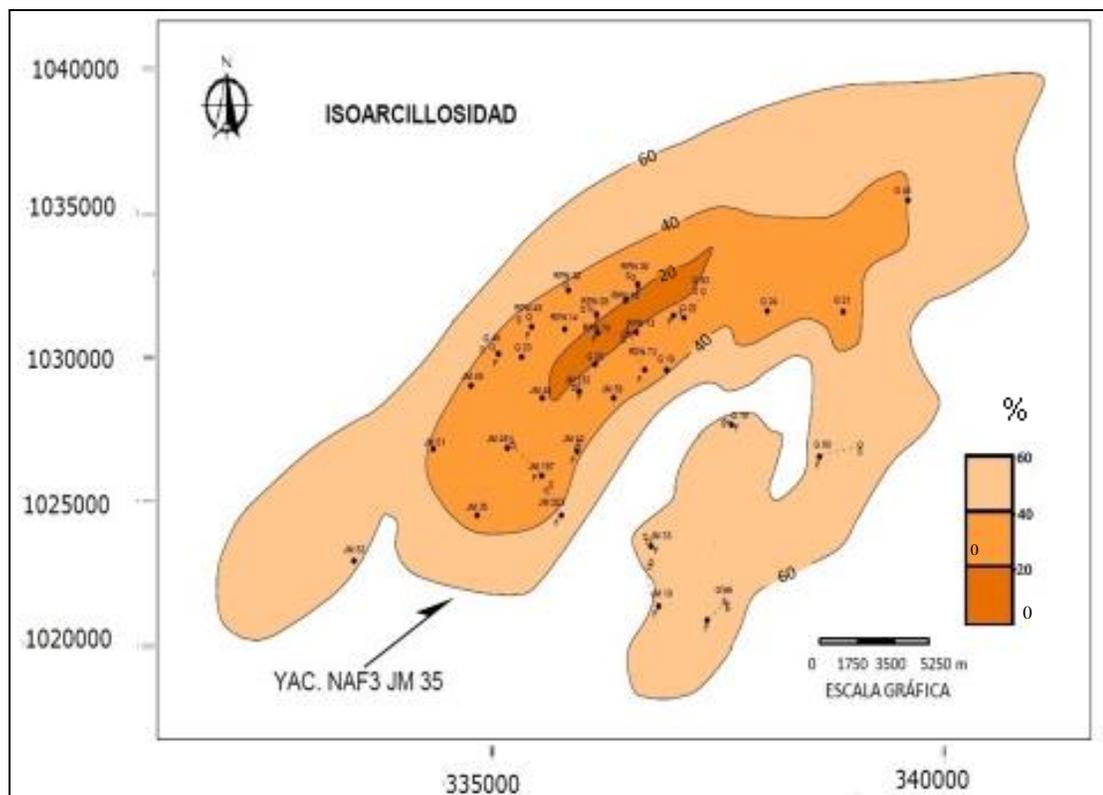


Figura 5.6 Mapa de isoarcillosidad.

### 5.3.2 Mapa de isoporosidad. Arena NAF3

En este mapa se evidencia la distribución de porosidad en el yacimiento para este intervalo. Las mejores porosidades (mayores a 20%) se observan al centro y Noroeste del yacimiento (colores verde claro – turquesa claro), y hacia los límites de roca la porosidad va disminuyendo (menores a 20% hasta 0% en el límite de roca) y está representada por el color azul pálido (Figura 5.7). Los pozos RPN-13, JM-44, RPN-15, JM-48, G-20, JM-132, RPN-74 entre otros se localizan dentro de las mejores zonas del yacimiento con esta propiedad petrofísica.

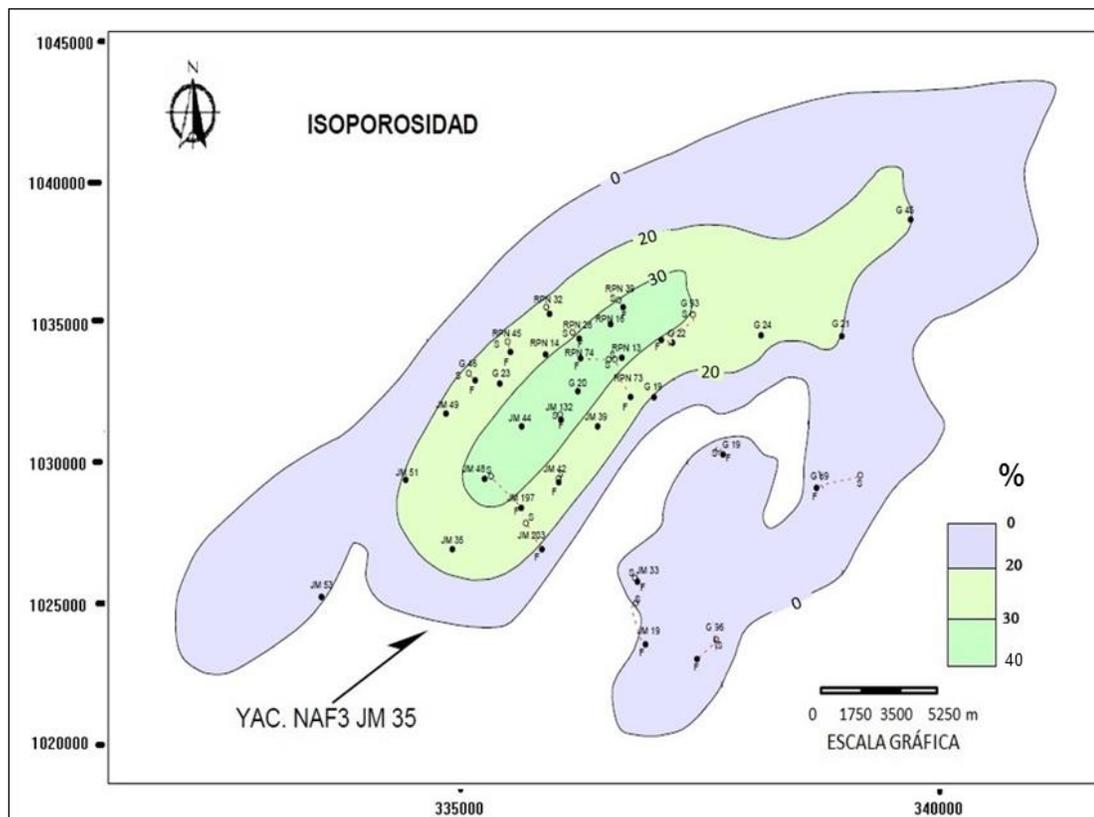


Figura 5.7 Mapa de isoporosidad.

### 5.3.3 Mapa de isopermeabilidad. Arena NAF3

En la Figura 5.8 se muestra la distribución de permeabilidad en el yacimiento de estudio en este intervalo, los valores cartografiados oscilan entre 0mD – 600mD, teniéndose los mayores valores de permeabilidad (200mD – 400mD) en centro Oeste del yacimiento (colores verde y salmón). Es evidente que hacia los límites de roca se encuentran los menores valores de permeabilidad (color verde pálido) como consecuencia de la baja energía de depositación. Dentro de las mejores zonas en el yacimiento con esta propiedad petrofísica encontramos los pozos JM-48, G-22, G-20, JM-132, RPN-13, RPN-74, RPN-39, RPN-28 entre otros.

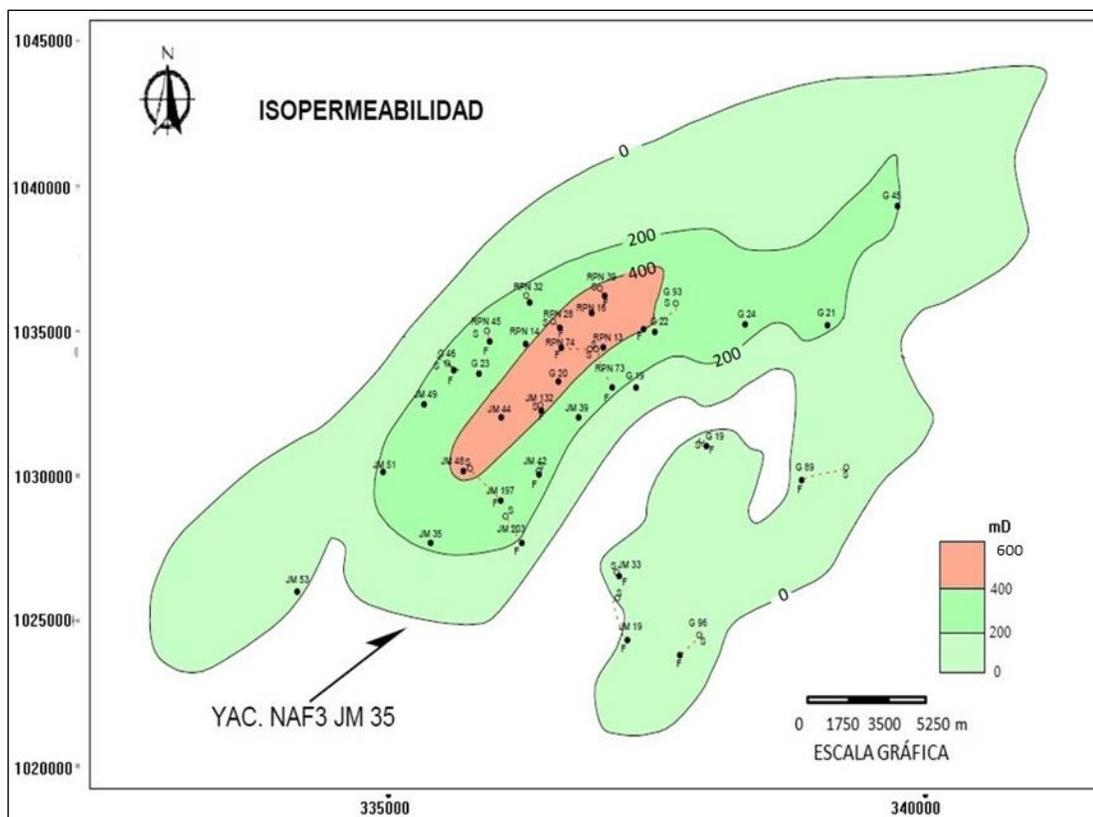


Figura 5.8 Mapa de isopermeabilidad.



## CONCLUSIONES

1, El yacimiento presenta cambios laterales de facies en toda su extensión de barras de desembocaduras a llanuras de inundación, hacia el Oeste del yacimiento los espesores de las arenas aumentan considerablemente con espesores promedio de 18 pies y hacia el Sureste disminuyen entre 9 pies a 6 pies.

2. La distribución de los espesores de arena neta del intervalo NAF3, en el mapa isópaco, evidencio la presencia de espesores que varían entre 15 pies – 30 pies, así como un límite de roca, ubicado al Oeste, Sur y Este del Yacimiento, de forma irregular.

3. La arena en estudio se depositó bajo un ambiente transicional específicamente de régimen deltaico; y sus depósitos representan barras de desembocaduras masivas y eventuales depósitos de llanura de inundación.

4. Los parámetros críticos o de corte obtenidos en este estudio, permiten determinar el posible contenido de hidrocarburo o agua. Según los valores de saturación de agua, porosidad, permeabilidad y volumen de arcilla, se establecieron ciertas condiciones para que el intervalo de interés; considerando como arena neta petrolífera, las que estén entre los parámetros siguientes: Saturación de Agua < 40%, Volumen de Arcilla < 34%, Porosidad > 20% y Permeabilidad > 200 mD.

5. Para la arena NAF3 se tiene una saturación de agua promedio de 31% (0.31), volumen de arcilla de 18% (0.18), porosidad efectiva de 26% (0.26) y permeabilidad de 240 mD.

6. La zona más prospectiva está al centro y Oeste del Yacimiento, donde se encuentran los mayores espesores de arena neta, así como excelentes características petrofísicas con valores de Porosidad de  $>20\%$ , Permeabilidad de 400mD, Volumen de arcilla de  $<20\%$ , Saturación de agua de  $>20\%$ .

## **RECOMENDACIONES**

1. Caracterizar el yacimiento desde el punto de vista estructural, es decir validar fallas, contactos de fluidos, estructuras en general que permitan interpretar el régimen y características estructurales del área de estudio.
2. Realizar y oficializar los mapas isópaco-estructural del área de estudio.
3. Considerar proponer nuevas localizaciones cuyo objetivo sea la arena NAF3.

## REFERENCIAS

Acosta, E. (2001). **MODELO PETROFÍSICO DE YACIMIENTOS CON ALTA SATURACIÓN IRREDUCIBLE DE AGUA DE LA FORMACIÓN OFICINA**. Venezuela.

Alfonsí, P. (1999). **SEDIMENTOLOGIA DE CLÁSTICOS Y ELECTROFACIES**. CIED Centro Internacional de educación y Desarrollo. PDVSA Exploración y Producción. Maracaibo. Venezuela, pp 115.

Balestrini, Miriam (2006.). **COMO SE ELABORA EL PROYECTO DE INVESTIGACIÓN**. 7ma. ed. Caracas: Consultores Asociados. Pp265

Coleman & Prior (1.992). **DELTAS ENVIROMENTS AND FACIES**, pp 39-178.

Falcón Rafael (1918). **IMPORTANCIA DE LOS MODELOS SEDIMENTOLÓGICO Y ESTRATIGRÁFICO EN LA REEVALUACIÓN DE CAMPOS MADUROS**. Disponible en <https://bauerberg-klein.com/es/technical-articles/importancia-de-los-modelos-sedimentologico-y-estratigrafico-en-la-reevaluacion-de-campos-maduros/>. Consultado el 18 de abril 2021.

Melean, Mervin (2016). **MAPAS DE ISOPROPIEDADES DE LOS YACIMIENTOS PERIODO 2016-2 20% CORTE 3**. Instituto Politécnico Santiago Mariño, Ampliación Maracaibo. Disponible en <https://1library.co/document/y8x7el5q-mapas-isopropiedades-de-los-yacimientos.html>. Consultado el 14 de marzo 2021.

Rivero, A. (2017). **HISTORIA PALEOGEOGRÁFICA DE LAS ARENAS PROSPECTIVAS DE LA FORMACION OFICINA, CAMPO MAKIRITARE, BLOQUE AYACUCHO**. Gerencia de Eeii Fpo Div. Carabobo. PDVSA.

PDVSA-Intevep (2.006). **CODIGO ESTRATIGRÁFICO DE LAS CUENCAS PETROLIFERAS DE VENEZUELA**, julio 2006, (<http://www.pdv.com/lexico>).

Sabino, Carlos (1992). **EL PROCESO DE INVESTIGACION**. Ed. Panapo, Caracas,, 216 págs.

Hernández Sampieri, Roberto, Carlos Fernández Collado y Pilar Baptista Lucio (2003). **METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN**. Editorial McGraw-Hill, 705 páginas.

Schlumberger (2021). **Oilfield Glossary en Español**. Disponible en [https://glossary.oilfield.slb.com/es/terms/p/petrophysical\\_model](https://glossary.oilfield.slb.com/es/terms/p/petrophysical_model). Consultado el 18 de abril 2021.

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

<b>Título</b>	<b>ACTUALIZACIÓN DE LOS MODELOS ESTRATIGRÁFICO, SEDIMENTOLÓGICO Y PETROFÍSICO DE LA ARENA NAF3 EN EL YACIMIENTO JM 35 DE LA FORMACIÓN OFICINA, CAMPO SAN JOAQUÍN, ÁREA MAYOR DE ANACO, ESTADO ANZOÁTEGUI</b>
<b>Subtítulo</b>	

**Autor(es)**

<b>Apellidos y Nombres</b>	<b>Código CVLAC / e-mail</b>	
<b>HEBER JOSÉ AVILE YEPEZ</b>	<b>C</b> <b>VLAC</b>	
	<b>e</b> <b>-mail</b>	<b>avileheber@gmail.com</b>
	<b>e</b> <b>-mail</b>	
	<b>C</b> <b>VLAC</b>	
	<b>e</b> <b>-mail</b>	
	<b>e</b> <b>-mail</b>	
	<b>C</b> <b>VLAC</b>	
	<b>e</b> <b>-mail</b>	
	<b>e</b> <b>-mail</b>	
	<b>C</b> <b>VLAC</b>	
	<b>e</b> <b>-mail</b>	
	<b>e</b> <b>-mail</b>	

**Palabras o frases claves:**

<b>Modelo estratigráfico</b>
<b>Modelo sedimentológico</b>
<b>Campo San Joaquín</b>
<b>Área Mayor de Anaco</b>

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

**Líneas y sub-líneas de investigación:**

Área	Subárea
<b>Hidrocarburos</b>	<b>Modelo estratigráfico</b>
	<b>Modelo sedimentológico</b>
	<b>Modelo petrofísico</b>

**Resumen (abstract):** El presente estudio consistió en la actualización de los modelos estratigráfico, sedimentológico y petrofísico de la arena NAF3 en el yacimiento JM 35 de la Formación Oficina, campo San Joaquín, Área Mayor de Anaco, estado Anzoátegui. La metodología consistió en la búsqueda y validación de información, correlación estratigráfica de 86 pozos pertenecientes al yacimiento, usando la herramienta Correlation de Stratworks y elaboración de 3 secciones estratigráficas usando la herramienta Cross Section de Stratworks, de la plataforma de Open works; con la finalidad de revisar los límites verticales y laterales del yacimiento, análisis de electrofacies; así como la determinación del ambiente, la evaluación petrofísica y elaboración de mapas de isopropiedades. Se realizaron los mapas isópaco-estructural y paleoambiental, digitalizados en SIGEMAP, versión 8.0. Del análisis de los resultados se obtuvo que los espesores de arena neta del intervalo NAF3 varían entre 15 pies – 30 pies. La arena en estudio se depositó bajo un ambiente transicional deltaico; y sus depósitos representan barras de desembocaduras masivas y eventuales depósitos de llanura de inundación. La arena NAF3 tiene una saturación de agua promedio de 31%, un volumen de arcilla de 18%, una porosidad efectiva de 26% y una permeabilidad de 240 mD. La zona más prospectiva está al centro y Oeste del yacimiento, donde se encuentran los mayores espesores de arena neta así como excelentes características petrofísicas con valores de porosidad >20%, permeabilidad de 400mD, volumen de arcilla de <20% y Saturación de agua de >20%.

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

**Contribuidores:**

Apellidos y Nombres	ROL / Código CVLAC / e-mail	
Rivadulla Rosario	R OL	A <input type="text"/> S <input type="text"/> U <input type="text"/> U <input type="text"/>
	C VLAC	
	e- mail	rosariorivadulla@gmail.com
	e- mail	
	R OL	A <input type="text"/> S <input type="text"/> U <input type="text"/> U <input type="text"/>
	C VLAC	
	e- mail	
	e- mail	
	R OL	A <input type="text"/> S <input type="text"/> U <input type="text"/> U <input type="text"/>
	C VLAC	
	e- mail	
	e- mail	
	R OL	A <input type="text"/> S <input type="text"/> U <input type="text"/> U <input type="text"/>
	C VLAC	
	e- mail	
	e- mail	

**Fecha de discusión y aprobación:**

Año Mes Día

--	--	--

e: **Lengua**j pas

