

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



**CARACTERIZACIÓN DE LAS ARENAS R2L Y R4L DE LA FORMACIÓN Y LA ARENA U2M DE LA FORMACIÓN MERECURE DEL CAMPO VARGAS, A PARTIR DE LOS POZOS EXPLORATORIOS VAR-1, VAR-2E, DE LA UNIDAD DE SANVI-GÜERE, GERENCIA DE PRODUCCIÓN GAS SAN TOMÉ, ESTADO ANZOÁTEGUI.**

**TRABAJO FINAL DE  
GRADO PRESENTADO  
POR EL BACHILLER  
FRANNY J. REQUENA M.  
PARA OPTAR AL TÍTULO  
DE GEÓLOGO**

**CIUDAD BOLÍVAR, MARZ DE 2011**

## HOJA DE APROBACIÓN

Este trabajo de grado, intitulado “CARACTERIZACIÓN DE LAS ARENAS R2L Y R4L DE LA FORMACIÓN OFICINA Y LA ARENA U2M DE LA FORMACIÓN MERECURE DEL CAMPO VARGAS, A PARTIR DE LOS POZOS EXPLORATORIOS VAR-1 Y VAR-2E DE LA UNIDAD DE SANVI-GÜERE, GERENCIA DE PRODUCCION GAS SAN TOME, ESTADO ANZOATEGUI”, presentado por el bachiller FRANNY JOSÉ REQUENA MOLINA, ha sido aprobado de acuerdo a los reglamentos de la Universidad de Oriente, por el jurado integrado por los profesores:

Nombres:

Firmas:

Profesora Berenice Sandoval

(Asesor)

Jurado

Jurado

Profesora Rosario Rivadulla  
Jefe del Departamento de Geología

Ciudad Bolívar, de 2011

## DEDICATORIA

Primeramente a “**DIOS**” Todo poderoso, por haberme permitido llegar hasta este punto y haberme dado salud, inteligencia, perseverancia, para lograr mis objetivos, además de su infinita bondad y amor a lo largo de mi trayectoria universitaria.

A mis padres, **Nerio Requena (Papá), Marlene Martínez**, a mis abuelitos **Margarita Rodríguez de Requena y Nerio Requena (Abuelo)**. Por haberme apoyado en todo momento, por sus consejos, sus valores, por la motivación constante que me ha permitido ser una persona de bien, pero más que nada, por su amor, los Amo infinitamente.

Como muestra de gratitud les dedico el presente trabajo a mis 6 hermanos: Gladysmar, Sabina, Marianer, Nerimar el cual están formándose académicamente, espero que sirva de ejemplo al momento de su formación universitaria, a Nerio y Roger quienes han decidido formar una familia hermosa. Qué bonito es la unión entre hermanos, **DIOS** me los bendigan. A mis demás familiares (Abuela Sabina, Tía Elisa, Georgina, tíos, primos y sobrinos). A toda mi familia completa, quienes sinceramente de corazón les debo todo, desde mis fracasos hasta mis triunfos...

Parte de este logro también es posible gracias al apoyo, cariño, amor, confianza a un ser que ya no está en este mundo con nosotros, pero descansa en los cielos eternamente y ella es **Manuelita Izaguirre** que en Paz descanses mi vieja bella, tu creíste en mi y este es el resultado. Muchas Gracias donde quiera que estés y esta frase me la enseñaste tú:

*“Con **DIOS** todo sin **DIOS** nada”*

## **AGRADECIMIENTOS**

Agradecer infinitamente a **DIOS** por todos los mejores momentos de mi vida, gracias Señor, porque solo tu eres **DIOS**, solo tú padre eres Santísimo, gracias las veces que sea necesario.

A María Felicita Delgado (Chelo) por ser más que una amiga, una madre para mí, eres guía y parte de mi formación académica y personal, gracias mi vieja, a sus hijos (Andreina Escobar y Rachel Escobar) ustedes muchachos los quiero también, son para mí más que amigos, pues los considero hermanos. Gracias

A mi novia Netzabeth Romero a quien quiero demasiado, gracias por darme aliento y apoyarme en esos momentos difíciles. Te AMO

A mis mejores amigos Geólogo Roberth Castro e Ingeniero Civil Víctor Utrera, Ingeniero Industrial Eduardo Escobar, quienes compartieron toda esa odisea universitaria conmigo y me enseñaron lo que es amistad incondicional.

A la casa más alta del Oriente del país (UNIVERSIDAD DE ORIENTE) por haberme brindado sus conocimientos y darme la dicha de obtener el título de Geólogo. A mi tutor académico, profesora Berenice Sandoval quien con sus ideas, tiempo, dedicación, orientación, dio inicio a este proyecto de grado, gracias profesora.

Esto no hubiese sido posible sin la colaboración valiosa de mi tutor industrial el Geólogo Ramón Pante que con su experiencia me orientó para culminar con éxito esta tesis de grado.

## RESUMEN

Esta investigación consiste en evaluar los Pozos exploratorios VAR-1, VAR-2E, del Campo Vargas en las formaciones Oficina y Merecure en la unidad Sanvi-Güere, con la finalidad de contribuir a la cuantificación de reservas, definir estrategias en el aprovechamiento de esas reservas de acuerdo a los planes de explotación del área. El Campo Vargas se encuentra en el sector Oeste del Área Mayor de Oficina y al centro de la unidad de Sanvi – Güere en la Subcuenca de Maturín. Para el desarrollo de este trabajo primeramente se recopiló la información y se elaboró una base de dato confiable, posteriormente se realizó una validación litoestratigráfica con 3 pozos exploratorios de los cuales dos corresponden al Campo Vargas y uno al Campo Iris, una vez amarrada toda esta información se inició la evaluación de los yacimientos del Campo, partiendo del modelo estructural basado en interpretaciones de información de registros y del marco estructural de la unidad de Sanvi-Güere, validado por sísmica en el año 1995. Por medio de secciones estructurales se reinterpretaron los límites estructurales de los yacimientos en estudio; el modelo petrofísico fue basado en la estimación de las propiedades físicas de las rocas, además de cuantificar los valores promedios de roca, por medio de técnicas, modelos y ecuaciones validadas por estudios previos establecidas para la formación Oficina y Merecure aplicadas a las arenas R2L, R4L, U2M, objetivos de esta tesis y como resultados se obtuvieron los siguientes valores promedios para cada uno de los yacimientos: Yacimiento R2L VAR-1, Porosidad 17%, Arcillosidad 29%, Permeabilidad 82 mD. Yacimiento R4L VAR-1 Porosidad 19, Arcillosidad 10%, Permeabilidad 58 mD. Yacimiento U2M VAR-2E, Porosidad 19%, Arcillosidad 21%, Permeabilidad 25 mD. Finalmente se estimaron las reservas de Gas seco y condensado, por medio del método volumétrico, con el objeto de oficializarlas ante el Ministerio para el poder popular para la energía y petróleo (MPPEP). Reservas remanente de Gas Probado: R4L VAR-1 (169.915.945 MMPCS), Reservas remanente de Gas Probable: R4L VAR-1 (233.198.056 MMPCS), Reservas remanente de Gas Posible: R4L VAR-1 (183.414.462 MMPCS). Reservas remanente de Gas Probado: U2M VAR-2E (861.563.970 MMPCS), Reservas remanente de Gas Probable: U2M VAR-2E (102.850.823 MMPCS), Reservas remanente de Gas Posible: U2M VAR-2E (668.568.930 MMPCS).

# ÍNDICE

	Página
HOJA DE APROBACIÓN.....	ii
DEDICATORIA .....	iii
AGRADECIMIENTOS .....	iv
RESUMEN.....	v
INDICE .....	vi
FIGURAS.....	x
LISTA DE TABLAS .....	xi
LISTAS DE APENDICE .....	xii
LISTA DE ANEXOS .....	xiii
INTRODUCCIÓN .....	1
CAPÍTULO I.....	3
SITUACIÓN A INVESTIGAR .....	3
1.1 Situación objeto de estudio .....	3
1.2 Objetivos de la investigación .....	4
1.2.1 Objetivo general .....	4
1.2.2 Objetivos específicos.....	4
1.3 Justificación .....	5
1.4 Alcance .....	5
1.5 Limitaciones de la investigación.....	5
CAPÍTULO II .....	7
GENERALIDADES .....	7
2.1 Ubicación geográfica del área.....	7
2.2 Características generales del área .....	8
2.2.1 Geomorfología.....	8
2.2.2 Clima .....	8
2.2.3 Vegetación .....	9
2.2.4 Drenaje.....	9
2.2.5 Temperatura.....	9
2.3 Geología regional.....	10
2.3.1 Ubicación geográfica de la Cuenca Oriental de Venezuela .....	10
2.4 Descripción de la estructura en la Unidad de Sanvi- Güere .....	13
2.4.1 Geología Estructural del Área Mayor de Oficina .....	14
2.5 Geología Local.....	15
2.5.1 Estratigrafía del área de estudio .....	15
2.5.1.1 Formación Freites (Edad Mioceno) .....	16
2.5.1.2 Formación Oficina (Edad Mioceno) .....	16

2.5.1.3 Formación Merecure: edad Oligoceno – Mioceno Inferior .....	17
2.6 Sedimentología del área .....	19
2.7 Petrofísica del Área Mayor de Oficina .....	20
CAPÍTULO III .....	21
MARCO TEORICO .....	21
3.1 Antecedentes .....	21
3.2 Fundamentos teóricos .....	22
3.2.1 Geología de Yacimientos .....	22
3.2.2 Objetivos de la geología de yacimientos .....	23
3.2.3 Caracterización de yacimiento.....	23
3.2.4 Yacimientos .....	24
3.2.5 Registro tipo de correlación.....	24
3.2.6 Correlación .....	25
3.2.7 Correlación entre perfiles .....	25
3.2.7.1 Tipos de correlación estratigráfica.....	26
3.2.7.2 Modelo estratigráfico.....	27
3.2.7.3 Secciones estratigráficas .....	27
3.3 Modelo estructural .....	28
3.3.1 Secciones estructurales .....	28
3.4 Petrofísica .....	29
3.4.1 Propiedades petrofísicas básicas.....	29
3.4.2 Definición de los parámetros petrofísicos básicos .....	30
3.4.3 Definición de los parámetros petrofísicos elementales .....	31
3.4.4 Definición de las propiedades petrofísicas multifásicas.....	34
3.4.5 Registros eléctricos.....	35
3.4.5.1 Perfiles de pozos .....	35
3.5 Reservas de hidrocarburos .....	38
3.5.1 Clasificación de reservas .....	39
3.5.2 Según la certidumbre de Ocurrencia .....	39
3.5.3 Según las facilidades de Producción .....	40
3.5.4 Correlaciones presión, volumen, temperatura (P.V.T).....	41
3.5.5 Datum .....	43
3.5.5.1 Temperatura de yacimiento (Ty) .....	44
3.5.5.2 Presión estática del yacimiento.....	44
3.5.5.3 Factor de Recobro.....	44
3.5.5.4 Reservas o Reservas Remanentes .....	44
3.6 Condensado.....	44
3.6.1 Gas Asociado .....	45
3.6.2 Gas Natural .....	45
3.6.3 Gas No Asociado .....	45
3.6.4 Gas Original en Sitio (GOES) .....	45

3.6.5 Gas Seco .....	46
3.6.6 Hidrocarburo.....	46
3.6.7 Descubrimientos .....	46
3.6.8 Extensiones.....	46
<b>CAPÍTULO IV.....</b>	<b>47</b>
<b>METODOLOGÍA DE TRABAJO.....</b>	<b>47</b>
4.1 Nivel de Investigación .....	47
4.2 Diseño de Investigación.....	47
4.3 Población de la investigación .....	47
4.4 Muestra de la investigación .....	48
4.5 Procedimiento metodológico .....	48
4.6 Elaboración de una base de datos confiables.....	49
4.6.1 Recopilación y validación de la información.....	49
4.7 Identificación de los intervalos de Interés en el registro tipo para el Campo Vargas .....	50
4.8 Revisión del modelo estratigráfico .....	51
4.8.1 Identificación de marcadores estratigráficos .....	51
4.8.2 Construcción de secciones estratigráficas .....	52
4.9 Validación del modelo estructural .....	53
4.9.1 Generación del plano de falla .....	54
4.9.2 Construcción de secciones estructurales.....	55
4.9.3 Construcción de mapas estructurales.....	56
4.10 Cálculos de los parámetros petrofísicos.....	58
4.10.1 Definición de parámetros petrofísicos básicos .....	58
4.10.2 Estimación de las propiedades petrofísicas elementales .....	63
4.10.2.1 Cálculo del volumen de arcillas (Vsh) .....	63
4.10.2.2 Cálculo del Volumen de arcilla de la curva Gamma Ray.....	64
4.10.2.3 Corrección de los valores de arcillosidad .....	64
4.10.2.4 Determinación de porosidad .....	66
4.10.2.5 Modelo de saturación de agua .....	68
4.10.2.6 Modelos de permeabilidades absolutas (K) .....	70
4.10.2.7 Cuantificación de las propiedades de rocas promedios .....	71
4.11 Estimación de reservas.....	73
4.11.1 Construcción de mapas isópacos estructurales.....	73
4.11.2 Evaluación de los límites del yacimiento .....	74
4.11.3 Estimación de las propiedades energéticas.....	74
4.11.4 Estimación de los parámetros PVT de los fluidos.....	75
4.11.4.1 Gravedad específica del gas .....	76
4.11.4.2 Razón gas disuelto-petróleo inicial (Rsi).....	76
4.11.4.3 Razón gas disuelto-petróleo a presión de burbujeo (Rs) .....	77
4.11.4.4 Presión al punto de burbujeo (Pb).....	77

4.11.4.5 Ecuaciones utilizadas para el Gas Condensado .....	78
4.12 Estimación de roca neta productiva o cálculos volumétricos .....	81
4.13 Estimación del gas natural, condensado original en sitio (GOES Y COES)..	81
4.13.1 Para el GAS NO ASOCIADO (GOES).....	82
4.13.2 Cálculo del Gas Condensado Original En Sitio (GCOES).....	82
4.13.3 Cálculo del Gas Seco Original en Sitio (GSOES).....	83
4.14 Estimación de los factores de recobro .....	83
4.14.1 El Factor de recobro del Gas en solución.....	83
4.14.2 Para calcular los factores de recobro de gas y condensado .....	84
CAPÍTULO V .....	86
ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS.....	86
5.1 Elaboración de una base de dato confiable .....	86
5.2 Identificación de los intervalos de interés.....	86
5.3.2 Construcción de secciones estratigráfica.....	89
5.4 Reinterpretación del modelo estructural .....	90
5.4.2 Sección Estructural D-D´ del Campo Vargas.....	90
5.4 Cálculos de los parametros Petrofisicos .....	91
5.4.1 Parametros petrofisicos fijos .....	91
5.4.2 Resistividad del agua de formación.....	92
5.5 Parámetros petrofísicos resultantes.....	93
5.6 Estimación de reservas.....	94
5.6.1 Construcción de mapas isópacos estructurales .....	95
5.6.2 Evaluación de los límites del yacimiento .....	95
5.6.3 Estimación de las propiedades energéticas.....	96
5.6.4 Estimación de los parámetros del P.V.T.....	97
5.6.5 Estimación de roca neta productiva o cálculos volumétricos.....	98
5.6.6 Estimación de los factores de recobros para los distintos yacimientos .....	99
5.6.7 Estimación del GOES, COES y las reservas de hidrocarburo.....	99
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	109
Conclusiones .....	109
Recomendaciones .....	111
REFERENCIA .....	112
APÉNDICES.....	114

## LISTA DE FIGURAS

	Página
2.1 Ubicación geográfica del área en estudio. Cuenca Oriental de Venezuela (PDVSA Gas San Tomé) .....	7
2.2 Columna estratigráfica de la Cuenca Oriental de Venezuela. (PDVSA Intevep, 1999) .....	11
2.3 Subcuenca de Maturín (Schlumberger, 1997).....	12
2.4 Mapa estructural oficial del Campo Vargas en la Unidad de Sanvi- Güere, PDVSA GAS, San Tomé .....	14
2.5 Columna estratigráfica del Área Mayor de Oficina, (PDVSA Intevep, 1999). ...	18
4.1 Flujograma de la metodología.....	49
4.2 Modelo de líneas de secciones estratigráficas, generadas en Mapview.....	53
4.3 Generación del Plano de falla.....	55
4.4 Mallado de la línea para la sección estructural D-D' .....	56
4.5 Mapa Estructural de la unidad de Sanvi-Güere, PDVSA GAS San Tomé. ....	57
4.6 Curvas de potencial espontáneo y resistividad.....	60
5.1 Estimación de las propiedades energéticas del Campo Vargas .....	96

## LISTA DE TABLAS

	Página
3.1 Clasificación de reservas, según (Dirección General de Exploración, Reserva y Tierra, 2.005).....	39
4.1 Valores universales de a, m y n en areniscas (Acosta-Rosales, 2006).....	58
4.2 Valores de a y m para la Fm. Oficina y Merecure(Acosta y Rosales, 2006).....	59
5.1 Datos básicos del pozo VAR-1 del Campo Vargas .....	86
5.2 Datos básicos del pozo VAR-2E del Campo Vargas .....	87
5.3 Parametros petrofisicos fijos.....	92
5.4 Resistividad del agua de formación .....	92
5.5 Resultados de las propiedades de las arena R4L, R2L, U2M del Campo Vargas .....	93
5.6 (CUTT OFF) para el Campo Vargas.....	94
5.7, Estimación de los parámetros del P.V.T .....	97
5.8 Estimación de roca neta productiva o cálculos volumétricos .....	98
5.9 Hoja de datos básico (probado) del yacimiento R2L VAR-1 de Gas Condensado.....	100
5.10 Hoja de datos básico (probable) del yacimiento R2L VAR-1 de Gas Condensado.....	101
5.11 Hoja de datos básico (posible) del yacimiento R2L VAR-1 de Gas Condensado.....	102
5.12 Hoja de datos básico (probado) del yacimiento R4L VAR-1 de Gas Natural no asociado.....	103
5.13 Hoja de datos básico (probable) del yacimiento R4L VAR-1 de Gas Natural no asociado.....	104
5.14 Hoja de datos básico (posible) del yacimiento R4L VAR-1 de Gas Natural no asociado.....	105
5.15 Hoja de datos básico (probado) del yacimiento U2M VAR-2E de Gas Natural no asociado.....	106
5.16 Hoja de datos básico (probable) del yacimiento U2M VAR-2E de Gas Natural no asociado.....	107
5.17 Hoja de datos básico (posible) del yacimiento U2M VAR-2E de Gas Natural no asociado.....	108

## LISTAS DE APÉNDICES

	Página
A OPENWORKS.....	115
A.1 Plataforma OPENWORKS (WELL BASE, CROSS SECCION, STRAWORKS, MAP VIEW, ISOMAP).....	116
B SIGEMAP.....	118
B.1 Sistema de generación de mapas (SIGEMAP).....	119

## LISTA DE ANEXOS

	Página
1 SECCIÓN ESTRATIGRAFICA A-A'.	
2 SECCIÓN ESTRATIGRAFICA B-B'.	
3 SECCIÓN ESTRATIGRAFICA C-C'.	
4 PLANO DE FALLA DEL CAMPO VARGAS	
5 SECCIÓN ESTRUCTURAL D-D'.	
6 MAPA ESTRUCTURAL ARENA R2L.	
7 MAPA ESTRUCTURAL ARENA R4L.	
8 MAPA ESTRUCTURAL ARENA U2M.	
9 MAPA ISOPACO ESTRUCTURAL ARENA R2L.	
10 MAPA ISOPACO ESTRUCTURAL ARENA R4L.	
11 MAPA ISOPACO ESTRUCTURAL ARENA U2M.	

## INTRODUCCIÓN

La principal actividad productiva de Venezuela es la explotación de hidrocarburos. Nuestro país por poseer grandes reservas de crudo y gas, ha basado su economía en la comercialización del petróleo y sus derivados, a través del trabajo de Petróleos de Venezuela y sus filiales. Tal actividad, genera los ingresos necesarios para sustentar el desarrollo económico y social de la Nación, por lo cual, el estado venezolano está en la necesidad de incrementar el potencial de producción de los yacimientos del país, y de acuerdo con los planes estratégicos de negocios, incrementar la calidad de vida de los venezolanos.

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, por lo que el estudio de ellos se ha convertido en pieza fundamental para crear planes de explotación futuras, basadas en la determinación de reservas con el menor porcentaje de incertidumbre posible. En función a lo anterior, PDVSA Gas Distrito San Tomé, ha conformado un ambiente de trabajo constituido por un equipo multidisciplinario de Geólogos, Ingenieros Petroleros e Ingenieros de Yacimiento, que interactúan entre sí aportando su mayor esfuerzo, experiencia y conocimiento del área de estudio, para de esta forma lograr las mejores recomendaciones, y así obtener resultados óptimos con relación a la explotación de hidrocarburos.

PDVSA Gas San Tomé, fundada el 1° de Junio del 2.007 en el Distrito Social San Tomé, estado Anzoátegui. Se encarga de la exploración y

de producción de hidrocarburos, en especial del Área Sanvi-Güere. La estrategia de explotación se focaliza en la producción de gas asociado proveniente de pozos con alta relación gas-petróleo, de una manera eficiente, rentable, segura, transparente, comprometida con la protección ambiental y en beneficio de las comunidades del entorno operacional. Esta área, es considerada una zona de alto potencial por la presencia de innumerables yacimientos, con grandes acumulaciones remanentes de crudo liviano, gas y condensado, por lo que ha adquirido gran importancia en el ámbito nacional, ya que contribuye con los planes de crecimiento e industrialización del país asegurando el suministro de gas a la nación y colaborando también con los planes de desarrollo social en las áreas de influencia.

Esta tesis de grado basada en la Evaluación de los Pozos exploratorios VAR-1A, VAR-2E del Campo Vargas, agrupa una serie de estudios multidisciplinarios que permitirán actualizar el modelo geológico de los yacimientos y validar las reservas.

El trabajo de grado está estructurado de la siguiente manera: el Capítulo 1 la situación a investigar; en el Capítulo 2, se indican las generalidades del tema; el Capítulo 3, envuelve el marco teórico; el Capítulo 4, muestra la metodología de trabajo; el capítulo 5, refleja los análisis de resultados y por último, las conclusiones y recomendaciones más significativas.

El estudio está conformado fundamentalmente por la identificación de los intervalos en el registro tipo para los diferentes campos en estudio, validación del modelo estructural, cálculos petrofísico y finalmente estimación de reservas.

# CAPÍTULO I

## SITUACIÓN A INVESTIGAR

### 1.1 Situación objeto de estudio

PDVSA GAS, ubicada en el oriente de Venezuela cuenta con un área operacional de gran importancia para el desarrollo del país, como lo es el Área Mayor de Oficina. El Distrito San Tomé, como centro operacional ha adquirido gran importancia a nivel nacional ya que, por sus altos volúmenes de gas condensado y asociado, ha sido decretado como el eje principal de la política de expansión de producción y comercialización de hidrocarburos. Para cumplir con las metas de enriquecimiento de gas en el país, se necesita de óptimos esquemas de explotación de yacimientos que faciliten la producción de hidrocarburos con la mayor calidad y rentabilidad posible para lo cual, es indispensable la búsqueda de arenas prospectiva, haciendo un estudio exhaustivo de los mismo para así, obtener una acertada interpretación geológica.

Actualmente en la zona Sur del Estado Anzoátegui, la empresa PDVSA Gas San Tomé, es la responsable y encargada del Área Sanvi Güere, esto de acuerdo a la Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela (38447), la cual consideró: “Los yacimientos ubicados en el área Centro-Norte del Área Mayor de Oficina (Oriente de Venezuela) que están cerrados por su alta relación gas respecto al petróleo, así como yacimientos maduros de baja producción de crudos con existencia de altos volúmenes de gas natural, pasen a ser custodiados por PDVSA Gas San Tomé”, esta resolución fue dictaminada por el Ejecutivo Nacional para asegurar la explotación eficiente de los recursos de hidrocarburos encontrados en el país. El Campo Vargas, pertenece al “Área Sanvi Güere” y son importantes en esta zona, ya que cuentan con posibles oportunidades de reservas en gas y petróleo.

PDVSA Gas San Tomé requiere de una revisión, validación, actualización e integración de todos los datos e información correspondientes a los campos ya mencionados por poseer pozos antiguos; la finalidad es unificar arenas que se consideren prospectos para una posible oportunidad de perforación mediante la evaluación de registro eléctricos en las formaciones Oficina y Merecure.

## **1.2 Objetivos de la investigación**

### 1.2.1 Objetivo general

Evaluar los pozos exploratorios VAR-1, VAR-2E, del Campo Vargas en las formaciones Oficina y Merecure en la unidad Sanvi-Güere, Gerencia de Producción Gas, San Tomé, estado Anzoátegui”.

### 1.2.2 Objetivos específicos

Elaborar una base de datos confiable con la información disponible de los pozos exploratorios perforados en el área Sanvi-Güere.

Identificar los intervalos en el registro tipo a partir de las respuestas eléctricas y de producción

Validar el modelo estratigráfico a partir de la identificación de marcadores litoestratigráfica y secciones estratigráficas.

Interpretar límites y posibles entrampamientos estructurales del yacimiento, considerando la estructura del mapa oficial.

Determinar los parámetros petrofísicos del área, mediante la evaluación de las arenas (R2L, R4L y U2M)

Estimar las reservas del Gas original en sitio (GOES) y gas condensado en sitio (GCOES) a partir del método volumétrico.

### **1.3 Justificación**

Se plantea la elaboración del estudio con el objeto de actualizar los datos suministrados por la empresa Teikoku Oil de Sanvi Güere a Pdvsa Gas San Tomé, para así adquirir la integración de los datos de los pozos exploratorios en estudios del Campo Vargas del Área Sanvi Güere y de esta manera oficializar la información perteneciente a esta zona.

### **1.4 Alcance**

El principal alcance de esta investigación es la actualización y evaluación de los pozos exploratorios VAR-1, VAR-2E del Campo Vargas a partir de la reinterpretación de los datos suministrados por la unidad de Sanvi – Güere y así proponer y visualizar áreas de interés para futuras perforaciones.

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

Este estudio se limita a la escases de información de la que se dispone en los pozos, debido a que la mayoría de ellos son viejos y no se les han realizado algunos tipos de pruebas, lo que obliga a realizar una búsqueda exhaustiva del poco material existente que permita dar soporte al estudio.

La poca disponibilidad de los registros eléctricos del campo objeto de estudio, de los cuales una gran porción de estos registros son antiguos (SP, LD, LN, Microlog, Laterolog, Inducción).

La carencia de licencias para el acceso a la herramienta computarizada (Geographix) para la interpretación de las líneas sísmicas para así poder definir el marco estructural para la zona en estudio.



## **2.2 Características generales del área**

### **2.2.1 Geomorfología**

El área de estudio ocupa una pequeña porción de extensa planicie, suavemente ondulada, de los llanos Orientales de Venezuela conocida comúnmente con el nombre de Mesa. Estas amplias y extensas llanuras se caracterizan por estar truncadas a lo largo de las rutas principales de drenaje, por prominentes farallones y escarpados de pendientes abruptas que frecuentemente alcanzan las diferencias de elevación de 40 metros. El desarrollo sedimentario que presenta actualmente estos llanos, obedece a una deposición de orígenes diversos como: cono de deyección, depósitos de sedimentación eólicos, lagunares y paludales. La constitución de las mesas es generalmente arenosa con granos variables, generalmente más gruesos hacia los bordes Norte y Oeste y más finos hacia el Este y Sur.

### **2.2.2 Clima**

El clima de la región es el típico clima tropical húmedo, con temperatura media anual que varía entre 26°C y 28°C, aproximadamente. Se definen claramente 2 periodos estacionales:

Una estación de lluvia, que se extiende desde Mayo hasta Octubre, con una precipitación media anual de 1200 mm.

Una estación de sequía o verano que se extiende desde Diciembre hasta Abril. La humedad relativa anual en la región es muy baja.

### 2.2.3 Vegetación

La vegetación es la típica de sabana tropical, dominada por el clima y el tipo de suelo imperante en la región. La vegetación herbácea es relativamente abundante, encontramos arbustos de poca altura, también es común en el área los conocidos morichales que constituyen una vegetación más diferenciada del resto existente en el área.

### 2.2.4 Drenaje

El drenaje superficial es escaso y está pobremente desarrollado, estudios anteriores realizados en la región han comprobado que los ríos de la área tienen su origen en los manantiales formados en los escarpes de las Mesas. A estos ríos se le considera en realidad como el sistema de drenaje de los acuíferos confinados del área a la cual pertenecen, que a la postre nos llevan a clasificar el drenaje como dendrítico y caracterizado por presentar un área de captación radial.

### 2.2.5 Temperatura

Los valores de temperatura mínima y máxima, correspondiente a la media anual registrados por la estación Loma del Viento, permiten establecer un rango de temperatura comprendido entre 26°C a 26.8 °C, siendo los meses de Marzo - Mayo los de máxima temperatura, lógicamente correlacionados con los valores de máxima evapotranspiración. Según la Dirección de Hidrología Ministerio del Ambiente (Período 1.971 – 1.975).

## 2.3 Geología regional

### 2.3.1 Ubicación geográfica de la Cuenca Oriental de Venezuela

Esta Cuenca está situada en la zona Centro-Este de Venezuela formando una depresión topográfica y estructural, limitada al Sur por el curso del río Orinoco desde la desembocadura del río Arauca hacia el Este hasta Boca Grande, siguiendo de modo aproximado el borde septentrional del Cratón de Guayana; al Oeste por el levantamiento del Baúl y su conexión estructural con el mencionado Cratón, que sigue aproximado el curso de los ríos Portuguesa y Pao y al Norte, por la línea que demarca el piedemonte meridional de la Serranía del Interior Central y Oriental. Hacia el Este la cuenca continúa por debajo del Golfo de Paria, incluyendo la parte situada al Sur de la Cordillera Septentrional de la Isla de Trinidad y se hunde en el Atlántico al Este de la costa del Delta del Orinoco.

La Cuenca Oriental de Venezuela está localizada al Noreste entre los 8° y 11° de latitud Norte y los 61° y 66° de longitud Oeste. González de Juana, (1.980) le asigna en Venezuela una longitud aproximada de 800 Km. En sentido Oeste-Este, una anchura promedio de 200 Km., de Norte a Sur y un área aproximada de 165.000 Km<sup>2</sup>. Di Croce, (1.999), afirma que la Cuenca es alargada, asimétrica y presenta más de 8 Km., de espesor de sedimentos Terciarios. El límite Norte de la Cuenca está dado tanto por un cinturón de plegamiento, el cual se corresponde con la Serranía del Interior, como por la falla del Pilar, la cual marca un importante límite de placas entre la placa del Caribe y la placa Sudamericana (Figura 2.2).

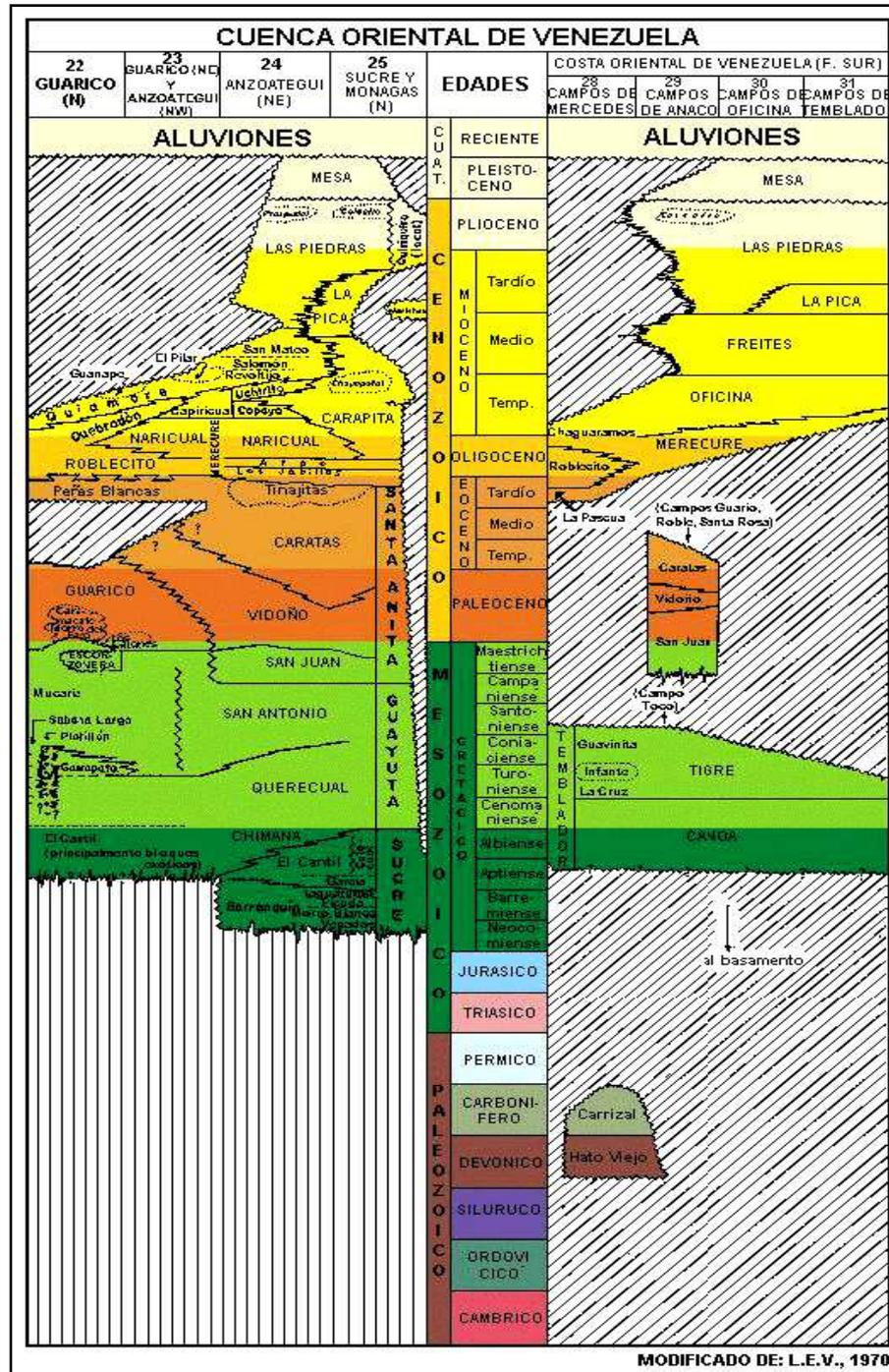


Figura 2.2 Columna estratigráfica de la Cuenca Oriental de Venezuela. (PDVSA Intevep, 1999)

La C.O.V., está compuesta de dos Subcuencas, que son la Subcuenca de Guárico y la subcuenca de Maturín, separada por el Arco de Úrica. Las rocas madres del petróleo son mayormente de edad Cretácico Medio pero los principales yacimientos por migración de hidrocarburos por distancias entre 150 a 325 Km., se concentró en areniscas de edad Oligoceno, en trampas que en gran parte son cierres contra fallas normales o inversas, aunque algunas otras trampas menores son de carácter estratigráfico, de cierres contra fallas transcurrentes y de anticlinales asociados a sobrecorrimientos González de Juana, (1.980.) Topográficamente se caracteriza por extensas alturas y un área de Mesa que comprende Anzoátegui y Monagas. La Subcuenca de Maturín constituye la principal unidad petrolífera de la Cuenca Oriental de Venezuela. Podría afirmarse que la deformación estructural y los acñamientos de las unidades estratigráficas hacia el Sur definen dos dominios operacionales: el primero al Norte del corrimiento de Pirital y el segundo al Sur (Figura 2.3).

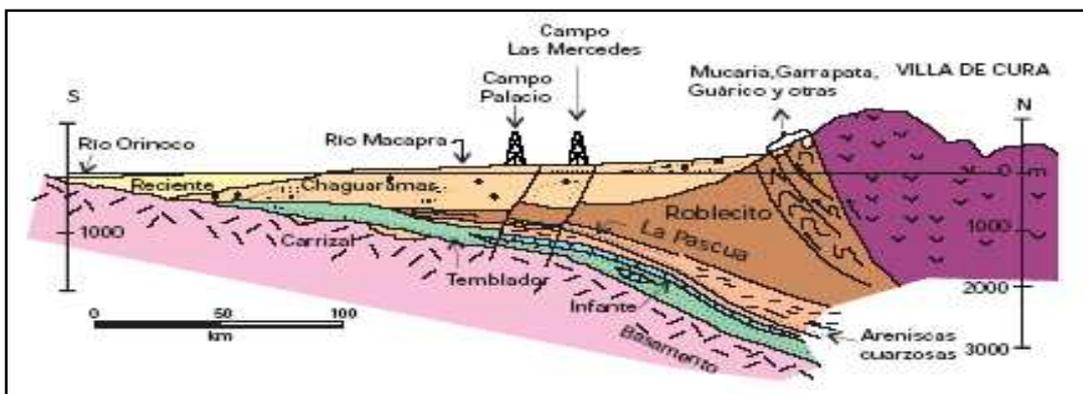


Figura 2.3 Subcuenca de Maturín (Schlumberger, 1997).

Hacia el Sur de la Subcuenca en los campos de Oficina en Anzoátegui y sus equivalentes en Monagas, los yacimientos importantes se encuentran en las Formaciones Oficina y Merecure con sellos de lutitas extensas dentro de estas mismas unidades; la Formación Freites suprayacente también constituye un sello

regional de gran importancia. En el flanco Sur de la Subcuenca de Maturín los yacimientos petrolíferos se encuentran generalmente al Norte de las fallas; aunque pueden existir algunos al Sur de las mismas.

Los principales campos petrolíferos, de Oeste a Este y en el Norte de Monagas son: los del Área Mayor de Oficina, Quiamare, Jusepín, El Furrial, Orocual, Boquerón, Quiriquire y Pedernales. En su límite Sur, la subcuenca también incluye la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO),

La gravedad de los crudos es bastante diversa: en los campos de El Furrial son frecuentes los crudos medianos; en Quiamare-La Ceiba se llegó a producir con promedio de 41°API; en los campos de Oficina se encuentran crudos livianos, medianos y pesados; en la Faja del Orinoco, los petróleos pesados y extrapesados constituyen la característica esencial. En general, los crudos más pesados se encuentran hacia los márgenes de la subcuenca y hacia los yacimientos más someros de la Faja Petrolífera del Orinoco.

#### **2.4 Descripción de la estructura en la Unidad de Sanvi- Güere**

La unidad Sanvi- Güere se encuentra en el área Oeste de un amplio homoclinal regional con variable buzamiento entre 2 y 4° al noreste, característico del Área Mayor de Oficina.

En general el fallamiento del área es de tipo normal, con buzamiento al norte; con menor frecuencia se identifican fallas con buzamientos al sur. El ángulo de las fallas de estos sistemas es variable entre 45° y 60° y registran desplazamientos verticales entre 30 y 150' (Figura 2.4).

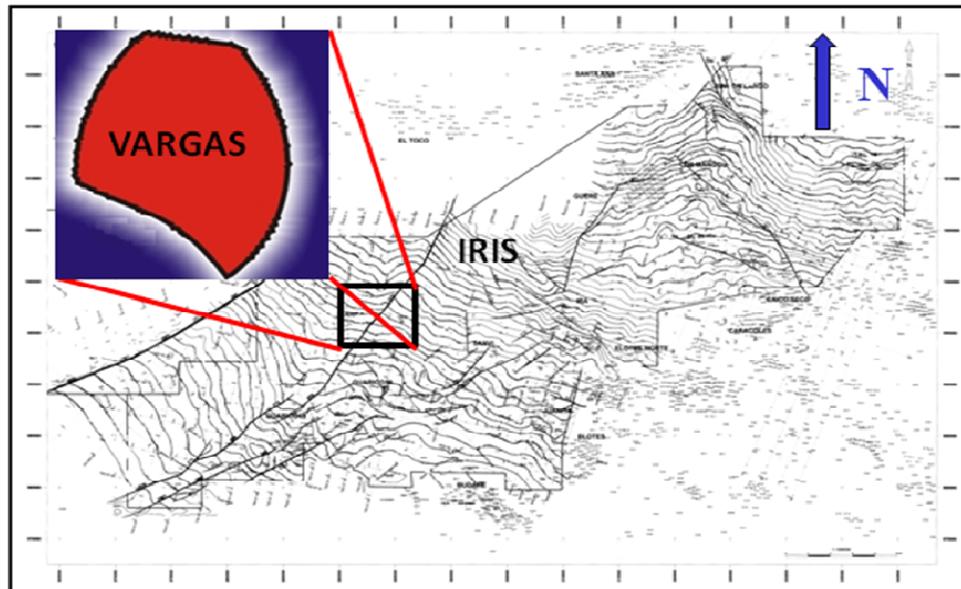


Figura 2.4 Mapa estructural oficial del Campo Vargas en la Unidad de Sanvi- Güere, PDVSA GAS, San Tomé

#### 2.4.1 Geología estructural del Área Mayor de Oficina. PDVSA Gas San Tomé

El Área Mayor de Oficina se encuentra en el flanco Sur de la Cuenca Oriental de Venezuela, el cual presenta una estructura original de tipo Homoclinal con suave buzamiento al Norte, interceptado por tres sistemas de fallas normales, el más conspicuo de ellos tiene rumbo Noreste-Suroeste, donde se destacan por su extensión regional las fallas de Guara-Leona, atravesando los campos petrolíferos Guara Este y Guara Central, así como la falla de Merey ambas buzamiento al Norte. La falla de Guara-Leona, puede ser trazada en extensión de 60 kms y su desplazamiento vertical alcanza hasta 1.400 pies en el Campo Leona. Sigue en importancia un sistema con rumbo noroeste-sureste, el cual es más notable en la región Suroeste del Área Mayor de Oficina donde ocurre la falla de Matapalo con una traza de aproximadamente 30 Km. Está limitada al Este por una línea de rumbo NO, entre el extremo occidental del Campo de Oritupano hasta el campo Onado, hacia el Sur, por una línea Este-Oeste situada al Sur de los campos Melones, Miga y Yopales Sur, que marca el límite

convencional entre los crudos pesados y extrapesados de la Faja Petrolífera del Orinoco, al Oeste, por el meridiano que pasa por el Campo de Budare, y al Noreste y Norte, por el corrimiento de Anaco entre los campos del Toco y Guarío y desde este último campo, por una línea aproximada Oeste-Este hasta el Campo Onado. En el Área Mayor de Oficina la unidad productora por excelencia es la Formación Oficina sigue en importancia la Formación Merecure y, por último las arenas basales de la Formación Freites que son productoras en el Campo Melones. Los tipos de trampas encontradas son las siguientes:

Estructural – Estratigráfica: que son las más abundantes en la Formación Oficina y donde pueden citarse como ejemplo canales Fluvio –deltáicos cortados por fallas.

Estructural: en la cual las acumulaciones están limitadas por fallas este tipo de trampa es característico de la Formación Merecure cuyas arenas tienen carácter masivo y por tanto los yacimientos tienen que estar controlados estructuralmente.

Estratigráfica: que son muy escasas y se presentan únicamente en la Formación Oficina.

## **2.5 Geología local. PDVSA Gas San Tomé**

### **2.5.1 Estratigrafía del área de estudio**

Con base en los análisis sedimentológicos y bioestratigráficos realizados en las muestras de canal tomadas en los pozos perforados en el área, se construyó una columna estratigráfica tipo. La localidad y litologías de estas formaciones se describen a continuación:

#### 2.5.1.1 Formación Freites (Edad Mioceno)

Se presenta en el subsuelo del flanco sur de la Cuenca Oriental de Venezuela y los pozos perforados en la parte central del distrito Freites, Estado. Anzoátegui mostró una distintiva unidad estratigráfica de edad Mioceno, caracterizada por lutitas arcillosas verdes a gris verdosas, que yacen concordantes sobre la Formación Oficina.

#### 2.5.1.2 Formación Oficina (Edad Mioceno)

Este es el nivel productor de petróleo más importante en la Cuenca Oriental de Venezuela. En la Unidad de Sanvi – Güere el espesor de esta unidad estratigráfica varía entre 3100 y 6400 pies, haciéndose más espesa hacia el norte. Consiste en una intercalación de lutitas, limolitas, lignitos y areniscas. Las areniscas son normalmente lenticulares y varían de espesor entre 5,10 y 50 pies. Han sido identificadas desde A<sub>0</sub> hasta U<sub>1</sub>L en orden descendente, siguiendo la nomenclatura traída desde el Área Mayor de Oficina.

En el Norte del Área Mayor de Oficina, esta formación se resume en repeticiones de ciclos caracterizados por transgresiones marinas, asociadas a subidas del nivel del mar y progradaciones de la plataforma.

La escasa y dispersa información paleontológica disponible sugiere condiciones marinas litorales de poca profundidad. La continuidad regional de un nivel lutítico presente entre las arenas T y U, sugiere condiciones de depositación marina para este nivel. La baja relación arena/lutita en comparación con la parte central del Área Mayor de Oficina, sugiere que la unidad de Sanvi – Güere se encuentra en el margen oeste del complejo deltaico. No obstante el carácter lenticular de la mayoría de las arenas, se puede realizar confiables correlaciones no solo dentro de un campo productor dado sino también entre campos, debido a la presencia de excelentes

marcadores compuestos por intervalos lutítico. Niveles de lignitos se ubican en el tope del relleno de canales indicando el final de un proceso sedimentario local en ese nivel.

#### 2.5.1.3 Formación Merecure: edad Oligoceno – Mioceno Inferior

Esta formación marca la transgresión del Oligoceno y el desarrollo de la Cuenca durante el Oligoceno Medio y el Mioceno Inferior, en el área esta formación se caracteriza por la abundancia de areniscas masivas de grano medio, más estratificadas, sucias, mal escogidas, con estratificación cruzada, presentan intercalaciones cruzadas, presentan intercaladas pequeñas capas de lutitas que aparecen y desaparecen lateralmente, el ambiente sedimentario es de aguas dulces a salobres el cual es sugerido por los foraminíferos arenáceos y restos de plantas que contiene la unidad. Su contacto inferior es discordante con el Grupo Temblador o con el Grupo Santa Anita, o directamente con el basamento hacia la parte sur de la Cuenca Oriental de Venezuela (Figura 2.5).

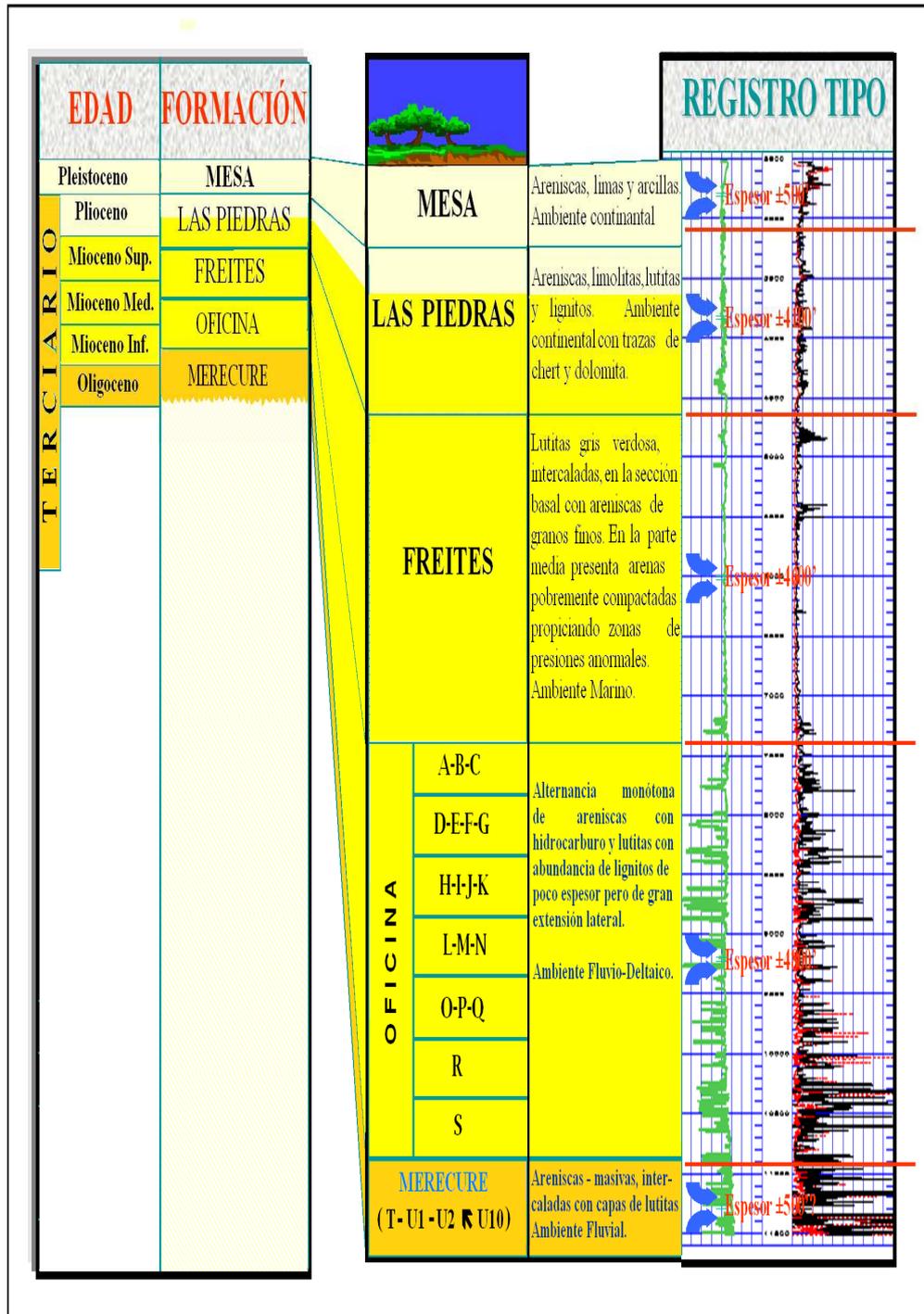


Figura 2.5 Columna estratigráfica del Área Mayor de Oficina. (PDVSA Intevep, 1999)

## 2.6 Sedimentología del área

Los campos del Distrito San Tomé, presentan una columna estratigráfica representada por el Grupo Temblador y por las Formaciones Merecure, Oficina, Freites, Las Piedras y Mesa, en orden estratigráfico, definiendo su ambiente sedimentario de la siguiente manera. La Formación Merecure marca la transgresión del Oligoceno y el desarrollo de la cuenca durante este período, el ambiente es de Continental a Fluvial, teniendo buen desarrollo de arena en la parte inferior a nivel de la ME-J, interpretándose este como un ambiente continental, mientras que en la parte superior presenta un ambiente más deltáico. La Formación Oficina corresponde a un complejo Fluvio Deltáico de grandes dimensiones, donde son comunes las arenas lenticulares. En términos generales la Formación Oficina fue depositada en un ambiente sumamente heterogéneo que abarca desde la llanura hasta el frente deltáico, en una superficie con pendiente suave, dentro de un ciclo generalmente transgresivo. Probablemente en el área, la Formación Merecure y la Formación Oficina, se depositaron en condiciones similares, es decir, que están contenidas en el mismo evento geológico, el cual transicionó lentamente a facies más marinas. Estas secuencias arenosas se describen como depósitos tipo canal (distributivo) de ambiente deltáico (planicie superior) que al entrelazarse generan depósitos de buena extensión lateral y espesores. Estos cuerpos se orientan en dirección Norte-Sur, con la fuente de aporte de sedimentos ubicados al Sureste; en ocasiones se observa cierta influencia del continente (ambiente fluvial), al identificar barras de meandro fluviales y lutitas de poca extensión que identifican efectos de progradación. El comportamiento individual de las arenas es muy variable, sin embargo, en el Área Mayor de Oficina, existen tres direcciones predominantes en la distribución de estas, las cuales son: a) Disminución de espesor de Norte a Sur, como consecuencia del acañamiento de la Formación Oficina, buzamiento arriba contra el borde Sur de la Cuenca; b) Desde el Campo Ostra al Sur, hasta Cantaura al Norte, los cuerpos de arenas tienen un rumbo Sur-Norte, sus máximos espesores se presentan en los

Campos Soto E, Nipa O, Guara, Nieblas y Lido. A partir de Cantaura toman una dirección Noroeste hasta el área de San Joaquín donde las arenas son reemplazadas por lutitas y limolitas; c) Hacia el Este del Área Mayor de Oficina, las arenas van en dirección Noroeste-Suroeste, decreciendo hacia el Noreste y desde una línea que va desde el Campo Oritupano hasta el Campo Tucupita, las arenas llevan una dirección Noreste-Suroeste, disminuyendo hacia el Sur y Sureste, debido al acuñamiento de las arenas de la Formación Oficina y el reemplazo por lutitas, como consecuencia del cambio hacia un ambiente marino profundo en el centro del geosinclinal.

## **2.7 Petrofísica del Área Mayor de Oficina**

Todos los intervalos productores de la Cuenca Oriental de Venezuela, tienen arenas con porosidad exclusivamente primaria, cuyos ambientes de sedimentación variaron desde pantanos deltáicos a canales, delta bajo, playero y marino costero. En el Área Mayor de Oficina, se presenta una reducción de la permeabilidad por el contenido de arcilla y limo-arcilla. Cerca del eje de la Cuenca, existe una disminución de la porosidad y de la permeabilidad debido a la compactación de las arenas y su cementación por el contenido de carbonatos. Otros factores que afectan la distribución de las características petrofísicas de las arenas de la Cuenca, son que algunas de estas van de limpias a sucias, mientras que otras muestran compactación y recementación; a esto también se le une la distribución en el tamaño de los granos según la geometría de los canales, particularmente cuando se trata de una forma cóncava (relleno de canal) o convexa (espolones o diques naturales).

## **CAPÍTULO III**

### **MARCO TEORICO**

#### **3.1 Antecedentes**

PDVSA Producción Gas San Tomé, nace de la decisión tomada por el Ministerio del Poder Popular para la energía y Petróleo, de entregar determinadas áreas en las cuales existen yacimientos cerrados por su alta relación de gas respecto al petróleo, así como yacimientos maduros de baja producción de crudos con existencia de alto volúmenes de gas natural. Esta situación no permite explotarlos comercialmente como crudos, siendo deber del Ejecutivo Nacional asegurar la explotación eficiente de los recursos de hidrocarburos existentes en el país. Por tal razón, se resuelve aplicar las disposiciones de la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos y su reglamento a los yacimientos de gas natural asociado, salvo a las reservas de crudos o condensados, a fin que sean explotados como yacimientos de gas natural no asociado, los cuales están ubicados en las áreas centro-norte del Área Mayor de Oficina en el oriente del País. Este decreto está establecido en la Gaceta Oficial número 38447 de fecha 30 de Mayo de 2006.

Los campos otorgados se dividieron de la siguiente manera: Área I (Sanvi-Guere), Área II (Boca-Chimire). El 23 de Agosto de 2007, considerando que efectuada la migración de convenios de operación a empresas mixtas y disponiendo de una base de datos actualizada y más confiable, se comprobaron discrepancias en la identificación y número de campos incluidos originalmente en la resolución N° 119, publicada en la Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela N° 38.447 de fecha 30 de Mayo de 2006, verificándose la existencia de campos compartidos y campos que colindan con las áreas otorgadas a las empresas mixtas, considerándose que las áreas operativas incluidas en la resolución antes identificada ahora se

nombraran Sanvi-Guere, Boca-Cachama-Chimire, Torta-Maulpa, Esquina-Trico. Es el 01 de Junio de 2007, cuando PDVSA Producción Gas San Tome comienza a dar inicio a las operaciones a estos campos existiendo un gran compromiso de alcanzar para el año 2012 un potencial de producción de cinco mil millones de pies cúbico diarios de gas (5MMPCND). Para el primero (01) de Marzo de dos mil ocho (2008) se reciben 17 nuevos campos de PDVSA E y P, publicado en gaceta oficial 38753, verificando la existencia de los campos (Nipa-Güico-Nardo).

### **3.2 Fundamentos teóricos**

En este tema sólo se redactarán los fundamentos teóricos más importantes relacionados con los objetivos específicos y los análisis de resultados de esta tesis de grado.

#### **3.2.1 Geología de yacimientos**

Es la ciencia que combina diversos métodos o técnicas exploratorias para seleccionar las mejores oportunidades con el objeto de encontrar Hidrocarburos (Petróleo y Gas), teniendo en cuenta que el crudo y el gas natural son mezclas de productos químicamente complejos, compuestos principalmente de hidrocarburos parafínicos. Son frecuentemente un constituyente, de las rocas sedimentarias principalmente marinas y fluviales y en general es un mineral que se forma en las cuencas sedimentarias. El volumen de Petróleo y Gas acumulado, es función de diferentes variables: capacidad de génesis de los sedimentos, volumen de sedimentos-madre, características físicas y volumen de las rocas-almacén, dimensiones y características de las trampas, comportamiento dinámico, actual, y pasado de los fluidos en los terrenos, evolución geológica regional (García, E 2.002).

### 3.2.2 Objetivos de la geología de yacimientos

El estudio integral de un yacimiento y su adecuada explotación requiere del conocimiento de las características geológicas del mismo. En la evaluación y explotación de los cuerpos de arenas que constituyen los yacimientos petrolíferos de los diferentes campos, se ha detectado que sus variadas formas de deposición y el comportamiento de producción y presión es producto de la distribución heterogénea de las características geológicas y petrofísicas, por estas razones la producción de cada pozo del yacimiento o de los yacimientos es diferente según sus áreas óptimas, tienen relación directa con las características sedimentológicas y petrofísicas. La identificación de estas características, su representación en modelos geológicos y mapas, la determinación de sus límites y la cuantificación del volumen de hidrocarburo son los objetivos primarios del estudio geológico del yacimiento (García, E 2.002).

### 3.2.3 Caracterización de yacimiento

La primera fase de una caracterización es el diagnóstico, donde se debe tener en cuenta como primera instancia el objetivo y el alcance del mismo, dependiendo del propósito, complejidad y el tiempo requerido. Una vez definido el objetivo y tomado en cuenta las características y tipo de yacimiento se deben realizar análisis de los datos disponibles y compararlo con el objetivo que se desea desarrollar, incluyendo la problemática planteada y determinando si la cantidad y calidad de los datos es suficiente para caracterizar el yacimiento. Uno de los aspectos más importantes dentro del proceso de caracterización de yacimientos es la fusión de los datos. La caracterización de un yacimiento es un proceso de amplia base científica en el cual son aplicados diversos conocimientos sobre geología, petrofísica, núcleos, información de yacimientos para así interpretar lógicamente todos los datos y características del yacimiento mediante y técnicas modernas (García, E 2.002).

### 3.2.4 Yacimientos

La parte de una trampa subterránea que por características estructurales o estratigráficas contiene petróleo, gas o ambos como un solo sistema hidráulico conectado se denomina yacimiento. Estas acumulaciones se presentan en las partes más porosas y permeables de los estratos, siendo principalmente: arenas, areniscas, calizas y dolomías con aberturas intergranulares o con espacios porosos, debido a fracturas y efectos de soluciones. Algunos yacimientos de hidrocarburos se conectan hidráulicamente a rocas que almacenan agua (acuíferos). Existen cuencas sedimentarias en donde varios yacimientos comparten un acuífero común, debido a lo cual la producción de uno de ellos puede influir en la declinación de la presión de los otros, a causa de la intercomunicación hidráulica a través del acuífero. En algunos casos particulares, la trampa se encuentra totalmente ocupada por hidrocarburos y por lo tanto la trampa y el yacimiento son uno mismo (CIED PDVSA, 1.996).

### 3.2.5 Registro tipo de correlación

Un registro tipo de correlación, se define como un registro en el cual se exhiben una sección estratigráfica completa no fallada representativa de los espesores y unidades sedimentarias de un campo o área regional de estudio. El registro tipo debe mostrar la reflectancia en profundidad y espesor de la sección estratigráfica más profunda penetrada. A causa de las fallas, disconformidades, y variaciones en la estratigrafía que afecta la sección sedimentaria, un registro tipo de correlación está a menudo compuesta de secciones de varios registros individuales y es llamado un registro tipo compuesto (Rivadulla, R 2.003).

### 3.2.6 Correlación

La correlación de registros de pozos se puede definir como la determinación e identificación de unidades estructurales o estratigráficas que son equivalentes en tiempo, edad o posición estratigráfica. Una correlación se realiza para exponer: a) geometría, calidad y potencial del yacimiento; b) posición y longitud de la sección faltante; c) anomalía del yacimiento y verificación de alcanzar el objetivo deseado y d) interpretación de los cambios de espesor, secciones ausentes o duplicadas (Sierra, O 1.998).

A través de la correlación se identifican topes y bases de intervalos de interés, profundidad y saltos de falla, litología, espesor de las zonas de hidrocarburos y profundidad de las discordancias (Sierra, E 1.998). La correlación define al máximo posible los límites verticales y laterales del nivel estratigráfico de interés y de ello dependerá el diseño apropiado del modelo geológico del prospecto que se pretenda evaluar y explotar. La correlación puede ser usada, tanto por el geólogo como por el ingeniero de petróleo, como una herramienta excelente de trabajo en la explotación de los yacimientos. Entre las herramientas de correlación comúnmente en la industria petrolera se tienen las siguientes: a) registros eléctricos (perfiles); b) núcleos; c) muestra de pared o testigo; d) datos de campo; e) datos sísmicos y f) muestras de canal (Sierra, O 1.998).

### 3.2.7 Correlación entre perfiles

Esta técnica es conocida hace tiempo y los primeros analistas percibieron que características similares fueron frecuentemente observadas entre pozos. Los perfiles de pozos han agregado la ventaja de dar una evaluación continua, objetiva y cuantitativa de las formaciones, además poseen una muy buena resolución, lo que hace posible detectar datos confiables (Sierra, O 1.998).

### 3.2.7.1 Tipos de correlación estratigráfica

- Correlación cronoestratigráfica: se basa en usar los perfiles de pozos, para correlacionar las capas con el fin de definir unidades sedimentarias depositadas durante un determinado lapso de tiempo (Sierra, O 1.998).
- Correlación litoestratigráfica: define unidades físicas de rocas comunes, depositadas en ambientes sedimentarios similares, independientes de la estratificación; y por ende, del tiempo (CIED PDVSA, 1.996).
- Correlación detallada: se efectúa entre pozos cercanos (0,1 a 5 Km.), y se utiliza para el estudio de yacimientos. Aquí se pueden correlacionar secuencias elementales, megasecuencias y cuerpos sedimentarios individuales (CIED PDVSA, 1.996).
- Correlación semi-regional: se lleva a cabo entre pozos con espaciamiento de 3 a 20 Km (Sierra, O 1.998).
- Correlación regional: se hace entre pozos para cubrir una extensión importante dentro de una cuenca sedimentaria. En este caso se puede correlacionar marcadores regionales, megasecuencias y sistemas sedimentarios. Este estudio debe incluir análisis bioestratigráficos e identificación de las unidades litoestratigráfica, así como la utilización de la información sismoestratigráfica existente. Las escalas verticales utilizadas más frecuentemente para este tipo de trabajo son 1:1.000, 1:2.000 y 1:5.000 (Sierra, O 1.998).

### 3.2.7.2 Modelo estratigráfico

Desde el principio de la industria petrolera, construir el marco estratigráfico de un depósito ha sido posiblemente la más tradicional entre las tareas de los geólogos. Se refiere a considerar la correlación de todos los pozos posibles para definir las superficies que limitaron las principales unidades del yacimiento. El objetivo general del modelo estratigráfico es definir la naturaleza y ubicación de las principales unidades de flujo, es decir, identificar las unidades estratigráficas que son equivalentes en tiempo, edad o posición estratigráfica (Sierra, O 1998).

### 3.2.7.3 Secciones estratigráficas

Se usan para identificar unidades semejantes que permitan establecer la continuidad lateral de las mismas, así como las relaciones verticales entre las unidades que forman la columna estratigráfica. El objetivo básico de las secciones estratigráficas es determinar la geometría de los cuerpos, así como definir unidades de flujo (Rivadulla, R 2.003).

Las secciones estratigráficas en detalle sirven para definir estructuras sedimentarias, pudiendo determinarse lentes, canales, barras, playas, entre otros, los cuales pueden reconocerse según la respuesta de los perfiles eléctricos. Para estos fines es recomendable que los perfiles sean a una escala convencional (1:500) y deben ser verticalizados (TVD) (Rivadulla, R 2.003).

Un buen mallado de secciones estratigráficas provee valiosa información para determinar áreas de comunicación de una unidad, con otras unidades inferiores o superiores. En un yacimiento formado por muchos pozos, es recomendable hacer secciones estratigráficas paralelas y en direcciones cruzadas para poder detectar las variaciones litológicas y ambientales de las formaciones estudiadas. Los factores

regionales de sedimentación, como la dirección de la sedimentación, ejercen un alto grado de control sobre los eventos locales, factores en los que se basa el diseño de mallado de secciones en un estudio geológico. Las secciones paralelas a la dirección de la sedimentación permiten observar la continuidad de los eventos sedimentológicos, mientras que en dirección perpendicular a la sedimentación permiten visualizar los diferentes cuerpos sedimentarios y su relación (Rivadulla, R 2.003).

### **3.3 Modelo estructural**

Definir la orientación y geometría de los elementos estructurales (fallas, pliegues, buzamientos) del área de estudio es el principal objetivo de este proceso, así como delimitar las estructuras o cierres que afecten el objetivo. Este marco abarca la revisión de la Geología regional y local para determinar y generar planos de fallas, mapas estructurales y mapas de compartimientos. Si se dispone de sísmica de mayor resolución, se podrán delimitar trampas estratigráficas más sutiles como acuñamientos, capas delgadas y apilamientos de cuerpos (Díaz, A. 2006).

#### **3.3.1 Secciones estructurales**

Estas secciones muestran las variaciones de alturas o profundidades que presentan los horizontes geológicos a lo largo de un plano vertical normalizado al nivel del mar. La estructura, a diferencia de la sedimentación, es un aspecto geológico de gran consistencia a lo largo de la secuencia estratigráfica, y de importancia al momento de definir eventos tectónicos que definen el tipo de entrapamiento.

El Datum en las secciones estructurales es un valor numérico de profundidad desde el cual se cuelgan los perfiles de los pozos que se estudien, las fallas se muestran normales o inversas dependiendo del caso, los desplazamientos de bloques

y la deformación de las capas se aprecian tal y como son si están a la misma escala vertical y horizontal, por lo cual las secciones estructurales son muy útiles para resolver problemas estructurales en áreas de gran deformación y callamiento.

Para construir una sección estructural con registros de pozos, deben normalizarse las profundidades medidas respecto al nivel del mar restando la altura topográfica y la altura de la mesa rotatoria (Rivadulla, R 2.003).

### **3.4 Petrofísica**

Es por definición el estudio de las propiedades de las rocas y de sus interacciones con los fluidos que contiene (gases, hidrocarburos líquidos y soluciones acuosas), mediante la integración del entorno geológico, perfiles de pozos, análisis de núcleos e historias de producción, con énfasis en la detección y evaluación de las formaciones que contienen hidrocarburos (Quaglia, I-Porras, A 2.002).

Las propiedades petrofísicas se dividen en dos grandes grupos: Propiedades petrofísicas básicas y propiedades petrofísicas multifásicas

#### **3.4.1 Propiedades petrofísicas básicas**

Entre las cuales destacan principalmente la arcillosidad de la formación, porosidad, saturación de los fluidos y permeabilidad absoluta.

Para obtener estas propiedades generalmente se dividen en dos grupos: parámetros petrofísicos básicos y parámetros petrofísicos elementales.

### 3.4.2 Definición de los parámetros petrofísicos básicos

Dentro de estos se encuentran la resistividad del agua intersticial, la resistividad verdadera de la formación, el exponente de cementación, el factor de cementación, el exponente de saturación y la densidad de la matriz de la roca.

- Resistividad del agua intersticial ( $R_w$ ): Es la medida de la resistencia que ofrece el agua de formación (agua en forma libre o emulsionada) al paso de la corriente eléctrica. Es uno de los parámetros más importantes en el análisis de registros a hoyo abierto, puesto que su valor es requerido para calcular la saturación de agua en el espacio poroso de la roca yacimiento (Bigelow, A 1.995).
- Resistividad verdadera de la formación ( $R_t$ ): Es la resistividad en la vecindad del pozo donde el filtrado de lodo no ha disturbado las características estáticas de las formaciones. En una zona limpia, que esté libre de arcilla y se encuentre 100% saturada con agua, la lectura del registro de resistividad profunda es definida como  $R_o$ . Si petróleo y/o gas ocupan algo del espacio poroso, este valor de resistividad es llamado  $R_t$ . Virtualmente todos los especialistas en evaluación de formaciones se refieren a la resistividad de la zona inalterada como  $R_t$  y raramente se refieren al término  $R_o$  (Bigelow, A 1.995).
- Exponente de cementación ( $m$ ): Es un parámetro que permite que la tortuosidad del sistema poral sea correlacionado a una cantidad medible, porosidad, la intercomunicación de los poros y la litología. En areniscas con porosidades intergranulares normalmente este valor oscila entre 1,5 y 2,2 (Bigelow, A 1.995).

- Factor de cementación (a): El factor de cementación es un parámetro intrínseco de la roca, que representa la dificultad de un
- Exponente de saturación (n): Es un parámetro difícil de determinar con precisión, aún con medidas realizadas en laboratorio, ya que depende de muchos factores como el tipo de roca, tipo de fluidos, presión capilar, humectabilidad de la roca en la dirección en que fue establecida (drenaje o inhibición) y del tipo de porosidad (íntergranular, cavernosa o ambas); aunque el factor fundamental en el control de su magnitud es la humectabilidad de la roca. Para rocas mojadas completamente por petróleo n puede alcanzar valores mayores. En general, la mayoría de las rocas son mojadas por agua y n toma valores alrededor de 2 (Bigelow, A 1.995).
- Densidad de la matriz de la roca ( $m_a$ ): Está definida como la masa de la roca, excluyendo el peso de los fluidos contenidos en el espacio poroso, dividido entre el volumen de la parte sólida de la roca, excluyendo el espacio poroso (Schlumberger, 2.009).

#### 3.4.3 Definición de los parámetros petrofísicos elementales

Dentro de estos se encuentran la arcillosidad, la porosidad de la formación, la saturación de fluidos y la permeabilidad absoluta.

- Arcillosidad de la formación o fracción volumétrica de arcilla ( $V_{sh}$ ): La arcillosidad de una formación puede ser representada como el contenido de mineral arcilloso y/o lutita que se encuentra en la misma, medida en fracción o porcentaje (Acosta, E-Rosales, E 2.006).

Es importante determinar la presencia de arcillosidad en la roca-yacimiento debido a que es un factor altamente perturbador en la evaluación de formaciones, dado que complica la estimación del volumen de hidrocarburos en sitio y afecta la habilidad del yacimiento de producir tales hidrocarburos (García, E 2.002).

Determinación de la arcillosidad por métodos indirectos, consiste en utilizar mediciones indirectas provenientes de otras fuentes de información, como perfiles de pozos a hueco abierto o entubado y/o su combinación con sísmica y geoestadística (Acosta, E-Rosales, E 2.006).

Los métodos indirectos más usados son los perfiles de pozos y su metodología de uso consiste en determinar un indicador de arcillosidad (ISH) que puede ser transformado a arcillosidad (Vsh) mediante modelos matemáticos ya pre-establecidos como: Stieber, Clavier, Larionov, etc. Estos modelos tienen la desventaja de no estar basados en conceptos científicos demostrables (son correlaciones empíricas), con la consecuencia de que son susceptibles de ser mal interpretados y/o mal utilizados. Por esta razón, deben ser cotejados con datos de núcleos o de certidumbre hasta encontrar el mejor cotejo (Acosta, E-Rosales, E 2.006).

La arcillosidad de corte  $V_{shc}$  se refiere al volumen de arcilla por encima del cual se considera que la arenisca no es comercialmente explotable. Este valor puede oscilar entre 35 y 70 %. (Acosta, E-Rosales, E 2.006).

- Porosidad de la formación: Es la medida del espacio intersticial, en fracción o porcentaje. Se define en una roca como la fracción del volumen bruto de roca que no es ocupado por la parte sólida. Por lo tanto, cuantifica el volumen de la roca que está ocupado por fluidos (Tiab, B-Donaldson, C 2.004).

La determinación de la porosidad por Métodos Indirectos, los investigadores han podido definir y utilizar diferentes métodos para calcular esta propiedad a partir de la data proporcionada por algunos registros de pozos. Si las consideraciones sobre las cuales se basan dichos métodos se cumplen, los resultados obtenidos son usualmente correctos. Sin embargo, aún cuando se consideren todas las correcciones recomendadas en los cálculos, se recomienda validar y calibrar los valores de porosidad resultantes del análisis de perfiles, comparándolos con los resultados obtenidos a través de los análisis de núcleo u otros métodos de mayor certidumbre (Acosta, E-Rosales, E 2.006).

- Porosidad absoluta o total ( $\Phi_t$ ): Es la fracción del volumen total de poros estén o no interconectados que posee la roca yacimiento (Schlumberger, 2.009).
- Porosidad efectiva ( $\Phi_e$ ): Es la fracción del volumen de poros interconectados que posee la roca yacimiento (Schlumberger, 2.009).
- Saturación de fluidos: Es la medida de la fracción, o porcentaje, que está ocupada por fluidos con respecto al volumen poroso (Tiab, B-Donaldson, C 2.004).
- Saturación de agua irreducible ( $S_{wirr}$ ): Es la fracción de la saturación de agua intersticial, que está adherida al grano y no se mueve. Su valor varía entre 5% en formaciones de granos muy gruesos hasta 40% en formaciones de granos muy finos (García, E 2.002).
- Saturación de hidrocarburos irreducible ( $S_{hirr}$ ): Es la fracción del hidrocarburo que no puede ser desplazada por métodos convencionales de producción (Schlumberger, 2.009).

- Permeabilidad absoluta (K): Un yacimiento además de poseer un volumen considerable de poros interconectados, debe tener también la habilidad de permitir el flujo de fluidos a través de dichos poros. La medida de la habilidad de la roca de permitir que un fluido único (monofase) se muevan a través de sus poros interconectados se denomina Permeabilidad Absoluta (Schlumberger, 2.009).

#### 3.4.4 Definición de las propiedades petrofísicas multifásicas

Entre las cuales destacan principalmente las permeabilidades relativas y efectivas, presión capilar y humectabilidad.

- La permeabilidad relativa: Se define como la relación entre la permeabilidad efectiva de la roca a un fluido a una determinada saturación con respecto a la permeabilidad absoluta de la roca a total saturación y se mide en milidarcy (mD). (Schlumberger, 2.009)
- La permeabilidad efectiva: Es la medida de la habilidad de la roca para permitir el flujo de una determinada fase (agua, gas o petróleo) cuando otros fluidos inmiscibles están presentes en el yacimiento. La magnitud de las permeabilidades efectivas asociadas a las fases presentes en el yacimiento dependen principalmente de las saturaciones respectivas (Schlumberger, 2.009).
- Presión capilar: Es la fuerza por unidad de superficie resultante de la interacción de las fuerzas presentes en la interfase de dos fluidos inmiscibles en contacto y la geometría del medio poroso en el cual actúan. La diferencia en presión entre los fluidos, es lo que se denomina presión capilar (Manual de estudios integrados de yacimientos-PDVSA, 2.005).

- Humectabilidad: En un medio poroso y permeable que contenga dos o más fluidos inmiscibles la humectabilidad es la medida de la tendencia preferencial de uno de los fluidos a humectar o mojar la superficie de la roca (Tiab, B-Donaldson, C 2.004).
- Fase mojante: Es el fluido que moja preferencialmente la superficie de la roca sólida (Tiab, B-Donaldson, C 2004).
- Fase no mojante: Es el fluido que no moja preferencialmente la superficie de la roca sólida, más bien debido a las fuerzas de repulsión entre las rocas y los fluidos hacen que esta fase ocupe los poros más grandes, haciéndolo frecuentemente el fluido más móvil, especialmente por una mayor saturación (Tiab, B-Donaldson, C 2.004).

#### 3.4.5 Registros eléctricos

Se define como la medida de las corrientes eléctricas que se producen dentro del pozo, debido al contacto entre diversos fluidos con salinidades diferentes, El Registro Eléctrico es el proceso que consiste en adquirir y registrar información geológica proveniente de la profundidad de la tierra. Mientras se perfora un pozo de agua o petróleo, se introducen unas sondas dentro del pozo para obtener datos que luego serán utilizados para generar una especie de gráfico conocido como registro (CIED PDVSA, 1996).

##### 3.4.5.1 Perfiles de pozos

Es necesario conocer las características de los registros usados en esta tesis, estos se describen a continuación.

- Perfil de potencial espontáneo (SP): Es una medida eléctrica producida dentro del pozo debido al contacto de fluidos con salinidades diferentes; por consiguiente, este registro se usa normalmente en pozos perforados con fluidos cuya base es agua dulce. Esta curva es un registro de la diferencia entre el potencial eléctrico de un electrodo móvil en el pozo y el potencial eléctrico de un electrodo fijo en la superficie. Los factores que lo afectan son los espesores y resistividad de la capa permeable, resistividad de las capas adyacentes, resistividad del lodo y diámetro del hoyo, resistividad de la zona invadida, presencia de arcilla en capa permeable, es sensible al magnetismo, a perturbaciones eléctricas, ruidos del cable, corrientes telúricas. El potencial espontáneo se utiliza para detectar capas permeables, ubicar sus límites y permitir la correlación entre capas, determinar valores de resistividad del agua de formación, dar valores cualitativos del contenido de arcillosidad (Schlumberger, 2009).
- Perfil de rayos gamma (GR): Mide de manera continua la radioactividad natural de las formaciones. Es por lo tanto útil en la detección y evaluación de minerales radiactivos como potasio y uranio. En formaciones sedimentarias, el Perfil de Rayos Gamma generalmente refleja el contenido de lutitas de las formaciones. Los usos principales de este perfil son, para correlaciones de pozos entubados, refleja la proporción de lutita, y en algunas regiones, puede ser usado cuantitativamente como un indicador del contenido de lutita, Para detección y evaluación de minerales radiactivos, tales como potasio y Uranio.
- Perfil de inducción: El registro de Inducción fue diseñado para medir la resistividad de la formación, operando en pozos que contienen lodos a base petróleo. Se han diseñado para investigación profunda y para disminuir la influencia de la zona invadida. Factores que lo afectan son la separación entre el

transmisor y receptor, porque el corrimiento de fase entre el transmisor y la señal inducida aumenta con la distancia, Velocidad de perfilaje, Los usos principales de este perfil son, para correlaciones de pozos entubados, refleja la proporción de lutita, y en algunas regiones, puede ser usado cuantitativamente como un indicador del contenido de lutita (Schlumberger, 1.997).

- Perfil de densidad compensada: El perfil de densidad de la Formación se utiliza principalmente como perfil de porosidad. La medición de la densidad de la formación tiene también aplicación en la identificación de minerales en depósitos de evaporitas. Entre las utilidades de este registro se encuentran: Infiere porosidad, Identificación de minerales en depósitos de evaporizas, determinación de la densidad de hidrocarburos, detección de gas (en combinación con el CNL). Dentro de los factores que afectan al perfil de densidad, se encuentran: La geometría del hoyo, Sensible al revoque, Es afectado por el carbón, Dentro de los factores que afectan al perfil de densidad, se encuentran: La geometría del hoyo, Sensible al revoque, Es afectado por el carbón (Schlumberger, 1.997).

- Perfil neutrónico compensado: Los perfiles neutrónicos son usados principalmente para ubicar formaciones porosas y determinar el grado de porosidad. Ellos responden, en primer lugar, a la cantidad de hidrogeno presente en la formación. Así las formaciones limpias cuyos poros están llenos de agua o petróleo, el perfil neutrónico nos da el valor real del espacio poral lleno de fluidos. Entre los usos de perfiles neutrónicos se tiene la determinación de la porosidad, para eso se requieren correcciones por efectos de la litología y parámetros del pozo, Puede detectar zonas gasíferas al correrse en combinación con otro perfil de Porosidad (o conocerse la porosidad). La combinación preferida es Neutrón–Densidad. Entre los usos de perfiles neutrónicos se tiene la determinación de la porosidad, para eso se requieren correcciones por efectos

de la litología y parámetros del pozo, Puede detectar zonas gasíferas al correrse en combinación con otro perfil de Porosidad (o conocerse la porosidad). La combinación preferida es Neutrón–Densidad por cuanto responden al gas en sentido opuesto. Se deben corregir los perfiles neutrónicos por el efecto de excavación en zonas gasíferas para mejorar la precisión en el cálculo de la porosidad y saturación de gas, Se utilizan perfiles neutrónicos en combinación con otros Perfiles de Porosidad para la interpretación de la litología (Schlumberger, 1.997).

- Perfil de micro-resistividad no enfocado (Microperfil): A fin de limitar la profundidad de penetración del dispositivo de perfilaje, es necesario utilizar espaciamientos cortos. Para su interpretación se basa en el principio de que la resistividad de una formación llena de filtrado de lodo es mayor que la resistividad del revoque, Para su interpretación se basa en el principio de que la resistividad de una formación llena de filtrado de lodo es mayor que la resistividad del revoque. De aquí se desprende entonces que  $R_{2^{\circ}}$  sea mayor que  $R_{1^{\circ}x1^{\circ}}$  Esta separación positiva de las curvas del microperfil puede tomarse, en consecuencia, como una indicación de que la capa es permeable (Baker Atlas, 2.007).

### **3.5 Reservas de hidrocarburos**

Los Recursos de Hidrocarburos son los volúmenes de petróleo crudo, condensado, gas natural, líquidos del gas natural y sustancias asociadas, Identificados o Por Descubrir, que se estima pueden existir en el subsuelo. Los Recursos por Descubrir se clasifican en Hipotéticos y Especulativos. Los Recursos Identificados se denominan reservas de hidrocarburos, las cuales se clasifican en reservas probadas, probables y posibles (Dirección General de Exploración, Reserva y Tierra, 2.005).

### 3.5.1 Clasificación de reservas

Estas se clasifican según el criterio; la tabla 3.1, muestra la clasificación de reservas.

Tabla 3.1 Clasificación de reservas, según (Dirección General de Exploración, Reserva y Tierra, 2.005)

<b>Criterio</b>	<b>Clasificación de reservas</b>
Certidumbre de Ocurrencia	Probadas, Probables y Posibles
Facilidades de Producción	Probadas desarrolladas y no desarrolladas
Método de Recuperación	Primarias y Suplementarias

### 3.5.2 Según la certidumbre de Ocurrencia

**Reservas probadas** Las Reservas Probadas son los volúmenes de hidrocarburos estimados con razonable certeza y recuperables de yacimientos conocidos, de acuerdo con la información geológica y de ingeniería disponible y bajo condiciones operacionales, económicas y regulaciones gubernamentales prevalecientes. El término "razonable certeza" indica un alto grado de confianza de que las cantidades estimadas serán recuperadas (Dirección General de Exploración, Reserva y Tierra, 2.005).

**Reservas probables** Son los volúmenes estimados de hidrocarburos asociados a acumulaciones conocidas, en los cuales la información geológica, de ingeniería, contractual y económica, bajo las condiciones operacionales prevalecientes, indican (con un grado menor de certeza al de las reservas probadas) que se podrán recuperar. Estas reservas pueden ser estimadas suponiendo condiciones económicas futuras diferentes a las utilizadas para las reservas probadas (Dirección General de Exploración, Reserva y Tierra, 2.005).

Reservas posibles Son los volúmenes de hidrocarburos, asociados a acumulaciones conocidas, en los cuales la información geológica y de ingeniería indica (con un grado menor de certeza al de las reservas probables) que podrían ser recuperados bajo condiciones operacionales y contractuales prevalecientes. Estas reservas podrían ser estimadas suponiendo condiciones económicas futuras diferentes a las utilizadas para las reservas probadas (Dirección General de Exploración, Reserva y Tierra, 2.005).

### 3.5.3 Según las facilidades de Producción

Reservas probadas desarrolladas Están representadas por el volumen de hidrocarburos comercialmente recuperable del yacimiento por los pozos e instalaciones de producción disponibles (Dirección General de Exploración, Reserva y Tierra, 2.005).

Reservas probadas no desarrolladas Son los volúmenes de reservas probadas de hidrocarburos que no pueden ser recuperadas comercialmente a través de los pozos e instalaciones de producción disponibles. Incluye las reservas detrás de la tubería de revestimiento que requieren un costo mayor para incorporarlas a producción (RA/RC) y las que necesitan de nuevos pozos e instalaciones o profundización de pozos que no hayan penetrado el yacimiento (Dirección General de Exploración, Reserva y Tierra, 2.005).

Reservas primarias Son las cantidades de Hidrocarburos que se pueden recuperar con la energía propia o natural del yacimiento (Dirección General de Exploración, Reserva y Tierra, 2.005).

Reservas suplementarias Son las cantidades adicionales de hidrocarburos que se pudieran recuperar, como resultado de la incorporación de una energía suplementaria al yacimiento a través de métodos de recuperación suplementaria, tales como inyección de agua, gas, fluidos miscibles o cualquier otro fluido o energía que ayude a restituir la presión del yacimiento y/o a desplazar los hidrocarburos para aumentar la extracción del petróleo (Dirección General de Exploración, Reserva y Tierra, 2.005).

#### 3.5.4 Correlaciones presión, volumen, temperatura (P.V.T)

En el análisis del comportamiento de yacimientos, cálculos de reservas y diseño de equipos, se requiere el conocimiento de las propiedades físicas de los fluidos. Estas propiedades normalmente se determinan en el laboratorio mediante el análisis de muestras de fluidos tomadas en el fondo de los pozos o mediante una apropiada recombinación de muestras tomadas en superficie, el conjunto de pruebas necesarias para determinar estas propiedades se denomina análisis de Presión-Volumen-Temperatura, P.V.T.

En algunos casos las propiedades físicas de los fluidos deben ser determinadas por analogía o mediante el uso de correlaciones empíricas. Las correlaciones P.V.T. son desarrolladas a partir de datos de laboratorio y/o de campo y formuladas de manera que puedan ser utilizadas con datos obtenidos sin mucha pérdida de tiempo y/o inversión de esfuerzo. Estos datos son: Propiedades de los fluidos como: Gravedad específica del petróleo ( $\gamma_p$ ); Gravedad específica del gas ( $\gamma_g$ ); Razón gas producido-petróleo (Rsi) y Propiedades del yacimiento como: Presión (p); Temperatura (T) (Acosta et al, 2.006).

#### 3.5.4.1 Gravedad específica del gas ( $\gamma_g$ ):

Se define como la razón de la densidad del gas a la densidad del aire, ambas medidas a las mismas condiciones de presión y temperatura. Como la gravedad del gas se mide generalmente a condiciones normales (14.7 lpca y 60 °F), tanto el gas como el aire se comportan como gases ideales (Schlumberger, 2.002).

#### 3.5.4.2 Gravedad específica del petróleo ( $\gamma_o$ ):

Se define como la razón de la densidad del petróleo a la densidad del agua, ambas medidas a la misma presión y temperatura (Sierra, E 1.998).

#### 3.5.4.3 Razón gas disuelto-petróleo ( $R_s$ ):

Se define como el número de pies cúbicos normales (PCN) de gas que pueden disolverse en un barril normal (BN) de petróleo cuando ambos son llevados a las condiciones de presión y temperaturas prevalecientes en el yacimiento (Schlumberger, 2.002).

#### 3.5.4.4 Presión del punto de burbujeo ( $P_b$ ):

Se define como la presión a la cual se forma la primera burbuja de gas al pasar un sistema del estado líquido al estado de dos fases, donde la fase líquida está en equilibrio con una cantidad infinitesimal de gas libre (Schlumberger, 2.002).

#### 3.5.4.5 Factor volumétrico del petróleo ( $B_o$ ):

Se define como el volumen que ocupa a condiciones de yacimiento un barril normal de petróleo más su gas en solución (Schlumberger, 2.002).

#### 3.5.4.6 Viscosidad del petróleo ( $\mu_o$ ):

Es una medida de la fricción interna o resistencia que ofrecen sus moléculas a fluir (moverse) (Schlumberger, 2.002).

#### 3.5.4.7 Viscosidad del agua ( $\mu_w$ ):

Depende de presión, temperatura y sólidos disueltos. Así, la viscosidad del agua aumenta con un incremento de presión, disminuye con un aumento de temperatura y aumenta con un incremento en la concentración de sólidos disueltos (Schlumberger, 2.002).

#### 3.5.4.8 Compresibilidad del Petróleo ( $C_o$ ):

Se define como el cambio fraccional en volumen cuando la presión es cambiada a temperatura constante (Schlumberger, 2.002).

#### 3.5.4.9 Compresibilidad del agua ( $C_w$ ):

Se define de manera similar que para el petróleo, es decir, el cambio fraccional en volumen cuando la presión es cambiada a temperatura constante (Schlumberger, 2.002).

#### 3.5.5 Datum

Es la profundidad bajo el nivel del mar, a la cual se refiere la presión de un yacimiento. Generalmente el plano de referencia usado es aquel plano horizontal que contiene el centro geométrico o centro de gravedad del yacimiento (CIED PDVSA, 1.996).

#### 3.5.5.1 Temperatura de yacimiento ( $T_y$ )

Es la temperatura a la cual se encuentra un yacimiento en particular, esta es función de la profundidad y generalmente se expresa en grados faringe ( $^{\circ}f$ ) (Sierra, O 1.998).

#### 3.5.5.2 Presión estática del yacimiento

Es la presión que tiene el yacimiento sin tener producción, en la mayoría de los casos se considera la presión virgen que tenía el yacimiento sin pozo alguno perforado (Sierra, O 1.998).

#### 3.5.5.3 Factor de recobro

El factor de recobro (FR) es la relación que existe entre el volumen de Reservas originalmente recuperables y el volumen original en sitio, POES, COES o GOES. Generalmente se expresa como un porcentaje (%) (Sierra, O 1.998).

#### 3.5.5.4 Reservas o reservas remanentes

Es para el momento en que se efectúa la estimación, el volumen recuperable que aún no ha sido extraído del yacimiento y resultan de restar el volumen extraído (producción acumulada) (Sierra, O 1.998).

### **3.6 Condensado**

Es una mezcla de hidrocarburos que existe en estado gaseoso homogéneo en el yacimiento cuando la presión original está por encima de la presión de rocío (dew point) y la temperatura es menor que la del punto cricondertérmico pero no menor

que la temperatura crítica. Exhibe condensación retrógrada y se recupera en forma líquida cuando son sometidos a agotamiento isotérmico por debajo del punto de rocío, a la presión original del yacimiento (Sierra, O 1.998).

#### 3.6.1 Gas asociado

Es un gas que se encuentra en un yacimiento en contacto con el petróleo o disuelto en él. En sus dos formas se define como: 1) Capa de gas es un gas natural libre que suprayace en contacto con el petróleo crudo del yacimiento; 2) Gas en solución es un gas natural disuelto en el petróleo crudo a las condiciones del yacimiento (Sierra, O 1.998).

#### 3.6.2 Gas natural

Es la porción de hidrocarburos que existe en fase gaseosa, o está en solución en el petróleo en los yacimientos y que a condiciones normales de presión y temperatura se presenta en fase gaseosa. El gas natural puede contener sustancias que no son hidrocarburos. Está permitido usar el apócope gas para referirse al gas natural (Sierra, O 1.998).

#### 3.6.3 Gas no asociado

Es un gas natural que se encuentra en un yacimiento que no contiene petróleo crudo. También es llamado gas libre (Sierra, O 1.998).

#### 3.6.4 Gas Original en Sitio (GOES)

Es el volumen total estimado, a condiciones normales, de gas contenido originalmente en yacimiento (Sierra, O 1.998).

### 3.6.5 Gas seco

Es un gas natural que contiene cantidades de hidrocarburos más pesados que el metano que no se pueden extraer comercialmente (Sierra, O 1.998).

### 3.6.6 Hidrocarburo

Son sustancias químicas formadas exclusivamente de Hidrógeno y Carbono. Mezclas de Hidrocarburos existen en la naturaleza en las fases gaseosa, líquida o sólido (Sierra, O 1.998).

### 3.6.7 Descubrimientos

Son las Reservas de petróleo que el juicio técnico permite asignar con razonable certeza a aquellos yacimientos recién puestos en evidencia por un pozo nuevo, o la recompletación de un pozo existente (Sierra, O 1.998).

### 3.6.8 Extensiones

Son los volúmenes que se añaden a las Reservas Probadas de un yacimiento como resultado de la terminación de pozos fuera del área probada (Sierra, O 1.998).

## **CAPÍTULO IV**

### **METODOLOGÍA DE TRABAJO**

#### **4.1 Nivel de investigación**

Este proyecto de grado se caracteriza por desarrollar un nivel de investigación tipo descriptivo que según Sabino (1978) “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 búsqueda de nuevas oportunidades de perforación, según resultados de pozos exploratorios (VAR-1A, VAR-2E,) pertenecientes al Campo Vargas, presentes en la unidad de Sanvi – Güere, basándose en estudios de Geología estructural, Estratigrafía e Interpretación de perfiles de pozos entre otros, permitiendo describir geológicamente el área en estudio.

#### **4.2 Diseño de investigación**

Solo aplica el diseño documental, puesto que la investigación se basa en la búsqueda, recuperación, análisis, e interpretación de datos secundarios, estos han sido registrados en fuentes documentales (Impresas y digitales). El Propósito de este diseño es actualizar y evaluar pozos exploratorios VAR-1, VAR2E, mediante estudios geológicos.

#### **4.3 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. Al ubicarse en el proyecto de investigación es importante definir las unidades de análisis que constituyen el

universo de estudio o si se tomará una muestra representativa de ella, extendiéndose posteriormente los resultados de esta indagación a toda la población. Según Balestrini, (1997). “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”. En tal sentido para el estudio destinado al desarrollo de la investigación a realizar, la población o universo viene dada por la unidad de Sanvi – Güere el cual representa una cantidad de 642 pozos.

#### **4.4 Muestra de la investigación**

La muestra del presente trabajo de investigación está representada por 2 pozos exploratorios presentes en la unidad de Sanvi- Güere, siendo estos los siguientes: VAR- 1 y VAR-2E del Campo Vargas, La muestra puede ser definida como un sub-grupo de la población del cual se recolectan los datos y debe ser representativo de dicha población.

#### **4.5 Procedimiento metodológico**

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

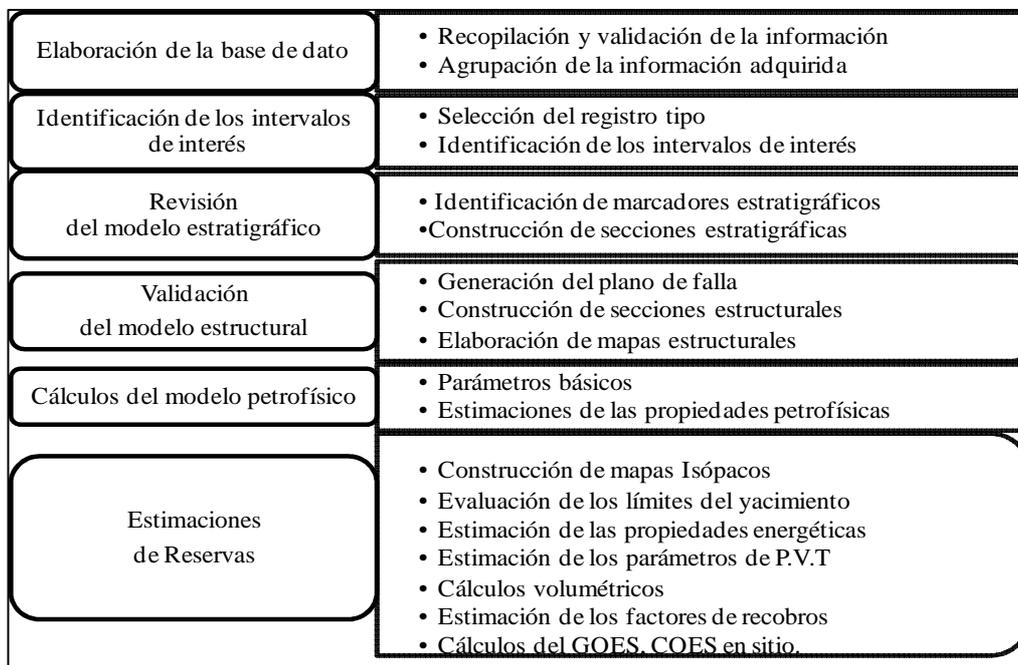


Figura 4.1 Flujoograma de la metodología.

## 4.6 Elaboración de una base de datos confiables

### 4.6.1 Recopilación y validación de la información

Para el cumplimiento de la primera etapa de trabajo, se procedió a buscar y clasificar toda la información necesaria, así como el material bibliográfico disponible tanto para las distintas zonas en estudios a escala local del Campo Vargas con el fin de darle un mejor enfoque al estudio, y considerar los fundamentos teóricos relacionados con las condiciones geológicas y de producción del área. Para ello, fue necesario recopilar estudios previos, esto con el objeto de ajustar nuestra información a comportamientos locales y regionales, de igual forma se revisaron las carpetas físicas de los pozos de los Campo Vargas, todo esto con el fin de obtener mayor densidad de información útil para el desarrollo de esta investigación, además de recopilar pruebas de producción de los pozos, registros de pozos, entre otros. En la

fase final de esta etapa, se certificó que toda la información adquirida, garantizando que cualquier observación o medición en papel sea la misma en formato digital, para así de esta forma obtener resultados confiables.

#### 4.6.2 Agrupación de la información adquirida

Culminada la etapa de información adquirida, se procede a ordenar y almacenar la información por disciplina, todo esto con el propósito de poder manipular los datos con facilidad, y hacer eficiente el desarrollo de la investigación.

Para dar cumplimiento a esta etapa de trabajo se realizó un inventario con los datos de los pozos exploratorios en estudios, coordenadas UTM, registros eléctricos para verificar que los pozos contengan el juego de registros mínimos necesarios (Rayos Gamma o Potencial Espontáneo, Resistividad, Densidad, neutrón, Microlog entre otros) útiles para realizar las evaluaciones posteriores. Apéndice A Plataforma (OPENWORKS) y finalmente para el apéndice B, Sistema de generación de mapas (SIGEMAP).

### **4.7 Identificación de los intervalos de interés en el registro tipo para el Campo Vargas**

#### 4.7.1 Selección del registro tipo

Existen diversas formas de seleccionar el registro tipo e incluso pueden existir más de un registro tipo para un campo, en este trabajo de grado se verificó que el pozo tipo de correlación es el del pozo VAR-1, cumpliendo este con las siguientes características: Que no esté fallado en la zona de interés, que las arenas objetivas estén bien desarrolladas, que se encuentre en una zona de suave buzamiento y que el registro se encuentre en TVD (profundidad vertical verdadera).

#### 4.7.2 Identificación de los intervalos de interés

Para la identificación de los intervalos R2L, R4L y U2M se consideraron las respuestas eléctricas de los registros, tomando en cuenta también la evaluación mediante pruebas de producción presentes en las formaciones Oficina y Merecure, cumpliendo estos parámetros se identificaron los intervalos de interés, para posteriormente continuar con estudios previos, necesarios para el alcance de este trabajo de grado, generando luego validación del modelo estructural, parámetros petrofísicos, entre otros.

### **4.8 Revisión del modelo estratigráfico**

Para el cumplimiento de esta etapa de trabajo se tomó como base la correlación generada pozo a pozo en el Campo de estudio presente en la unidad de Sanvi Güere, además fue necesaria la revisión de la columna estratigráfica en las formaciones Oficina y Merecure ya que son objeto en estudio.

#### 4.8.1 Identificación de marcadores estratigráficos

Una vez definida el área de mallado se procedió a identificar los marcadores estratigráficos en el punto de partida, esto facilitó la correlación pozo a pozo, para ello hay que tomar en cuenta que un marcador “es un nivel con características físicas bien individualizadas, marcándose en perfiles e identificables en varios pozos vecinos” (G.P Allen), cabe destacar que la herramienta utilizada para llevar a cabo la correlación fue la aplicación Correlation, de la herramienta computarizada StratWorks, en esta aplicación las curvas de los registros de pozos se encuentran cargadas, cabe destacar que dichas curvas ya han sido validadas por el equipo de estudios integrados de la empresa PDVSA-GAS San Tomé, para el cumplimiento de la correlación se desplegó el listado de pozos con registros de Potencial Espontáneo,

Rayos Gamma y de Resistividad, luego se procede siguiendo la tendencia definida por el área de mallado la cual tiene como punto de partida el registro tipo del pozo VAR-1 del Campo Vargas, la aplicación Correlation permitió manipular con facilidad la escala vertical de los registros haciéndose el proceso de correlación fácil y sencillo, además permitió correlacionar con mayor detalle, la opción que permite modificar la escala vertical de los registros en la aplicación Correlation.

#### 4.8.2 Construcción de secciones estratigráficas

Las secciones estratigráficas se realizan para mostrar la continuidad o extensión lateral de las arenas, cambios de facies, cambios de espesores, barreras de permeabilidad, etc. Todo seguido a través de una correlación detallada de registros eléctricos (SP) o radiactivos (GR). En consecuencia estas secciones nos servirán para determinar las geometrías de los cuerpos de arenas y espacio de su sedimentación.

Para la elaboración de las secciones estratigráficas se tomaron en cuenta los siguientes aspectos:

Se trazaron líneas de secciones que abarcaron el área de estudio, para luego pasarlas a Cross Section de la aplicación StratWorks siendo ésta una aplicación de la herramienta Openworks (Apéndice A), ésta toma la información generada en la aplicación Correlation, para ello se trazaron las secciones en las zona de interés, la cual fueron elaboradas en MapView. Estas tienen dirección W – NE y se designaron como A-A', B-B', C-C' (Figura 4.2).

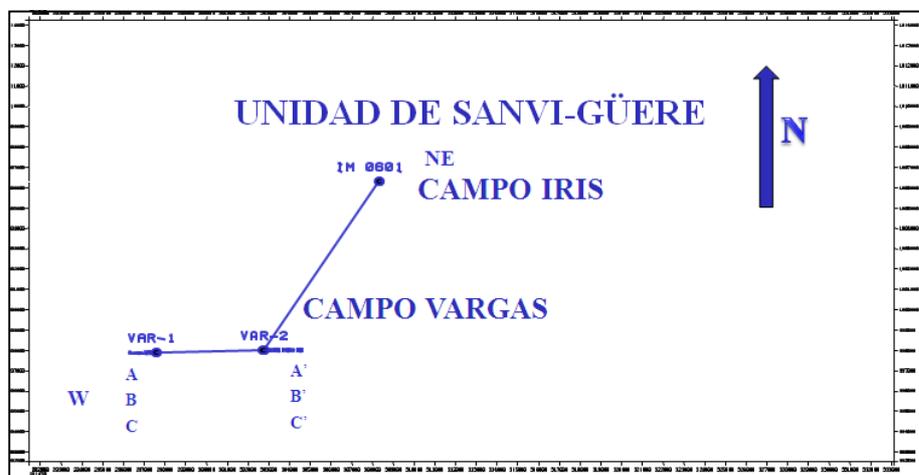


Figura 4.2 Modelo de líneas de secciones estratigráficas, generadas en Mapview.

Se correlacionaron un total de 3 pozos exploratorios (VAR-1, VAR-2E, IM-601) de los cuales VAR-1 y VAR-2E pertenece al Campo Vargas y el IM-601 del Campo Iris, ambos pertenecientes a la unidad de Sanvi Güere.

Después de esto, se colgaron los registros de marcadores estratigráficos por excelencia tal como lo es R2U de La formación Oficina y el marcador T-shale de la Formación Merecure y se definió con exactitud el tope y la base de las arenas (R2L, R4L y U2M) para posteriormente Visualizar Prospectos, para nuevas oportunidades de perforación observándose así también la continuidad tanto lateral como vertical de las mismas.

#### 4.9 Validación del modelo estructural

Para validar el modelo estructural fue necesario actualizar el plano de falla existente en el área, así como, la construcción de una sección estructural a nivel de las arenas de interés a fin de ajustar los topes estructurales y definir las estructuras presentes.

En el modelo estructural se consideran aspectos como el comportamiento de las fallas y las estructuras presentes en toda la unidad de Sanvi-Güere, mediante estudios realizados en Teikoku Oil, donde la estructura de las fallas sellantes a nivel macro fueron validadas según aportes Sísmicos 2D y en parte 3D, para este trabajo de grado no se cuenta con una interpretación sísmica por la carencia de licencia del software Geographix, dado que allí se encuentra la data cargada en cuanto al mallado de líneas para las interpretaciones de secciones sísmicas y así poder dar soporte en cuanto a la presencia de fallas, pliegues, corrimientos, etc...

#### 4.9.1 Generación del plano de falla

Para determinar el plano de falla se detectó la falla principal Altamira en el registro VAR-1, luego se tomó el mapa base perteneciente a los pozos exploratorios del Campo Vargas digitalizado en la aplicación Sigemap (Apéndice B), la información de los topes de falla se cargó para cada pozo, y se procedió con el proceso de interpolación entre los topes de fallas, teniendo en cuenta la dirección preferencial del comportamiento de las fallas tanto a escala regional como local, además los principios básicos para interpolar, donde los contornos de fallas no se deben cruzar, esta metodología permitió elaborar y actualizar el plano de falla y la traza de falla para cada intervalo, teniendo en cuenta el salto de la misma (Figura 4.3).

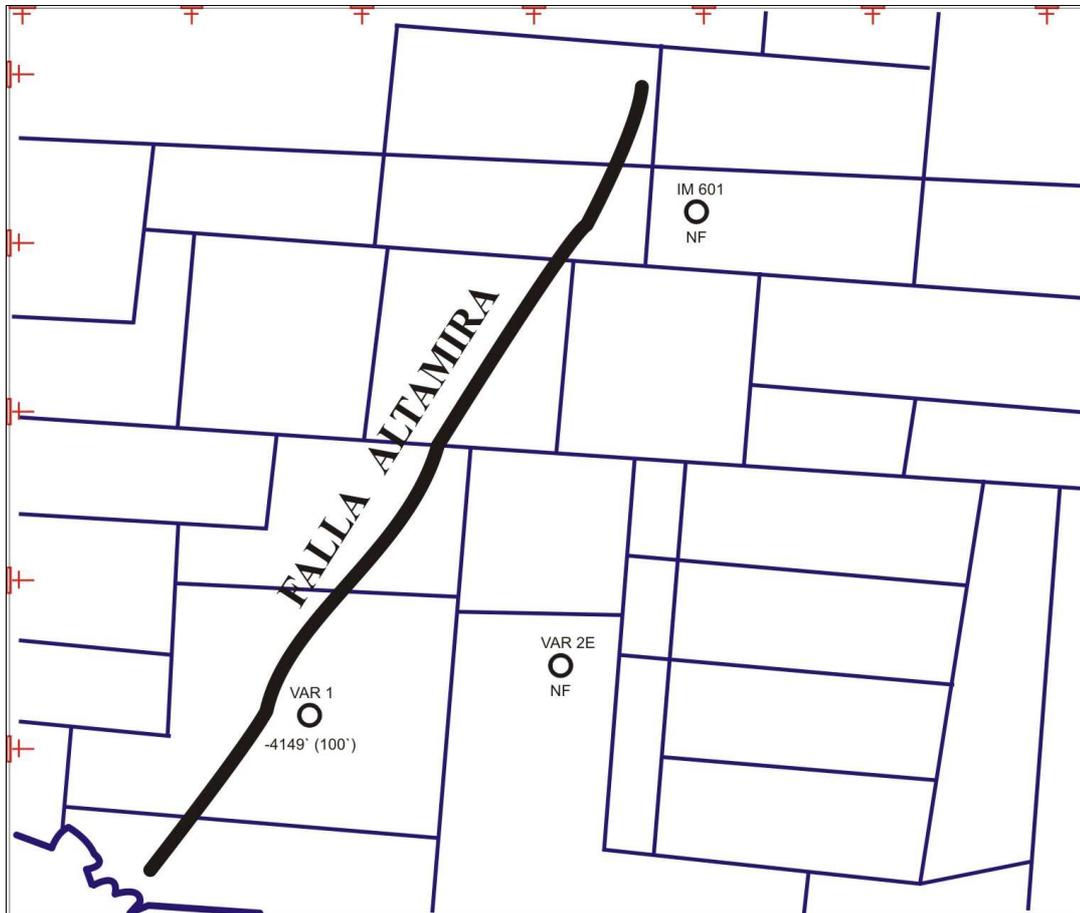


Figura 4.3 Generación del plano de falla

#### 4.9.2 Construcción de secciones estructurales

Las secciones estructurales permiten visualizar las estructuras que condicionan el entrapamiento del área de estudio

Se realizó una sección estructural en sentido SW-NE en La aplicación para la elaboración de las secciones estructurales fue realizada en Cross Section de la aplicación StratWorks, esta herramienta toma la información generada en la aplicación Correlation, donde se ha cargado la interpretación de intervalos de interés, marcadores y fallas identificadas en el área en estudio, la sección se trazó en la

aplicación MapView, donde se encuentra el mapa base del Campo Vargas, la sección fue trazada de tal manera que corta la falla Principal, el cual se caracteriza por ser sellante en los yacimientos R2L, R4L y U2M, esto con el objeto de definir los límites estructurales de los yacimientos (figura 4.4).

Para la elaboración de las secciones estructurales se estableció un datum de profundidad vertical verdadera, referida al nivel del mar (True Vertical Depth Sub Sea, TVDSS). De esta forma cada pozo queda referido a una profundidad en TVDSS.

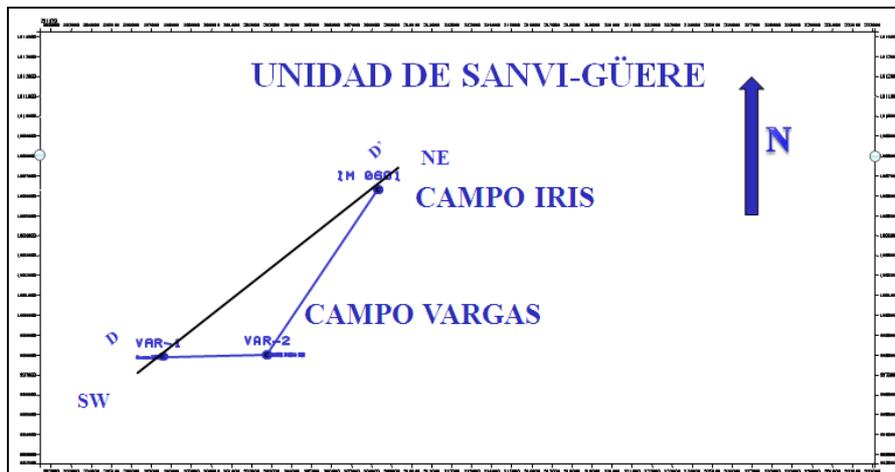


Figura 4.4 Mallado de la línea para la sección estructural D-D'

#### 4.9.3 Construcción de mapas estructurales

Para construir el mapa estructural, inicialmente se definió el marco estructural del área validado por estudios anteriores tanto a escala regional como local (fallas, pliegues, etc), esto con el objeto de tener una visión más clara de las estructuras que podemos encontrar en los yacimientos bajo estudio y así ajustar la evaluación a modelos establecidos para el área. El mapa estructural hecho en la unidad de Sanvi-Güere, validados por Geofísicos, este llevó a cabo a la interpretación y construcción de los contornos estructurales (Figura 4.5).

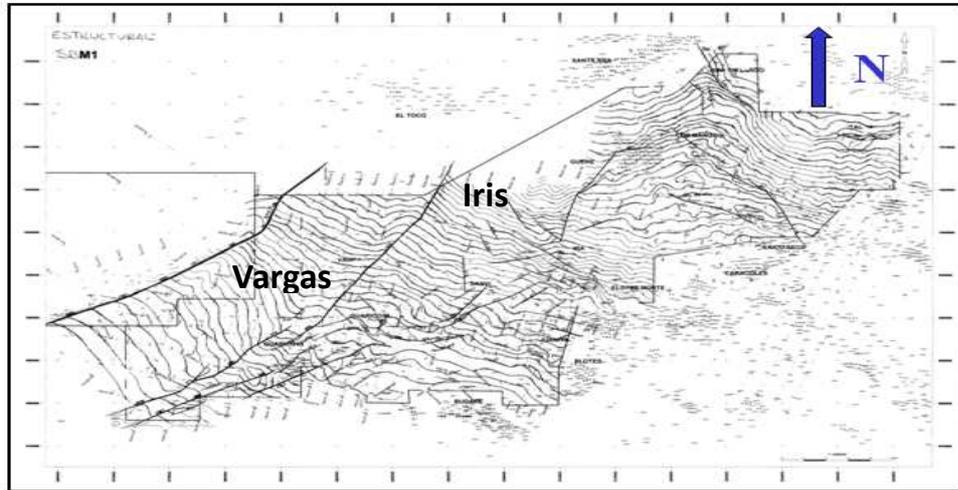


Figura 4.5 Mapa Estructural de la unidad de Sanvi-Güere, PDVSA GAS San Tomé.

Se elaboraron 3 mapas estructurales en cada tope de los intervalos (R2L, R4L y U2M) del Campo Vargas, para eso inicialmente se tomó el mapa base con los pozos exploratorios VAR-1, VAR-2E e IM-601 en los cuales se colocaron a una profundidad en TVDSS en cada nivel a mapear y posteriormente se comenzó a trazar las líneas estructurales, orientando así a el modelo estructural al oficial de la unidad de Sanvi-Güere). Luego con el plano de falla actualizado y los topes determinados por medio la correlación en los niveles objetivo, se procedió a elaborar los contornos estructurales. Cabe destacar que cada contorno estructural finaliza en la traza de la falla, respetando el salto de la misma determinado por medio de las secciones estructurales. La herramienta computarizada utilizada para llevar a cabo esta metodología fue Sigemap, donde se importó la información de los topes TVDSS y el plano de falla actualizado.

#### 4.10 Cálculos de los parámetros petrofísicos

La evaluación petrofísica es de gran importancia para el análisis de los diferentes yacimientos, ya que a través de ella se podrá definir las propiedades petrofísicas del cuerpo arenoso que forma cada uno de estos. Para validar el modelo petrofísico, se dividió la metodología en dos etapas fundamentales, la primera consistió en definir los parámetros petrofísicos básicos y la segunda consistió en estimar las propiedades petrofísicas elementales, puesto que estas serán la base para cuantificar propiedades petrofísicas promedios, espesores de arena neta y arena neta petrolífera.

##### 4.10.1 Definición de parámetros petrofísicos básicos

Estos parámetros petrofísicos deben ser obtenidos preferiblemente a partir de análisis especiales de núcleos (SCAL), en este trabajo de grado por no poseerlo se recurrió al uso de registros o de correlaciones ajustadas al área de estudio. En muchos casos se acostumbra, cuando de evaluaciones preliminares se trata, usar valores fijos para estos parámetros a partir de modelos universalmente establecidos (Tabla 4.1).

Tabla 4.1 Valores universales de  $a$ ,  $m$  y  $n$  en areniscas (Acosta, E-Rosales, E 2006).

<b>CONDICIÓN</b>	<b>MODELO</b>	<b>a (Adim.)</b>	<b>m (Adim.)</b>	<b>n (Adim.)</b>
Formaciones Muy Consolidadas	Archie	1	2	2
Fomaciones No/Semi-Consolidadas	Humble	0,6	2,15	2
Fomaciones No/Semi-Consolidadas	Humble modif.	0,81	2	2

Exponente de cementación (m) y Coeficiente de Cementación (a): En este trabajo de grado, estos parámetros petrofísicos serán estimados a partir de otro modelo, por estar validados y definidos para la Formación Oficina. Los autores establecen que los parámetros a y m son una función directa de la arcillosidad de la roca. En la tabla 4.2 se muestran los valores de a y m para la Fm. Oficina (Acosta, L y Rosales, D 2006).

Tabla 4.2 Valores de a y m para la Fm. Oficina y Merecure (Acosta, L y Rosales, D 2006)

ARCILLOSIDAD (Vsh) (%)	a (Adimensional)	m (Adimensional)
≤5	1	2
5 – 15	1,45	1,54
> 15	1,63	1,33

Exponente de saturación (n): El factor fundamental en el control de la magnitud del parámetro n es la humectabilidad de la roca. La experiencia en el área ha demostrado que las rocas yacimientos son preferencialmente humectadas por agua. Por ello, se considerará como magnitud fija de n el valor 2.

Densidad de la matriz de roca ( $\rho_{ma}$ ): En el caso de desconocer el verdadero valor de la densidad de matriz de la roca de las formaciones en estudio, se usa universalmente 2,65 gr/cm<sup>3</sup> para cuarzo; 2,71 gr/cm<sup>3</sup> para calcita y 2,87 gr/cm<sup>3</sup> para matriz dolomita (Bigelow, A 1995).

Resistividad del agua de formación ( $R_w$ ): Existen diversas metodologías que permiten obtener valores aproximados del  $R_w$ , como se sabe el valor más certero del  $R_w$  aquel que se obtiene de ensayos realizados a las muestras provenientes de la formación, para el desarrollo de esta tesis no se dispone de ensayos de muestras de

agua de formación, lo cual nos permitió aplicar la técnica del cálculo del  $R_w$  mediante el método del Sp (potencial espontáneo), para la aplicación de este método se tomaron en cuenta aquellos pozos que están dentro del área de estudio y se realizó para cada una de las arenas de agua. Para realizar dicho cálculo se procedió de la siguiente manera:

En el registro Sp se observaron las siguientes condiciones:

1. Buena resolución de la curva Sp, con esto se busca escoger una buena arena bien desarrollada y limpia.
2. La arena debe estar 100% saturada de agua (baja resistividad en la curva de investigación profunda) (Figura 4.6).

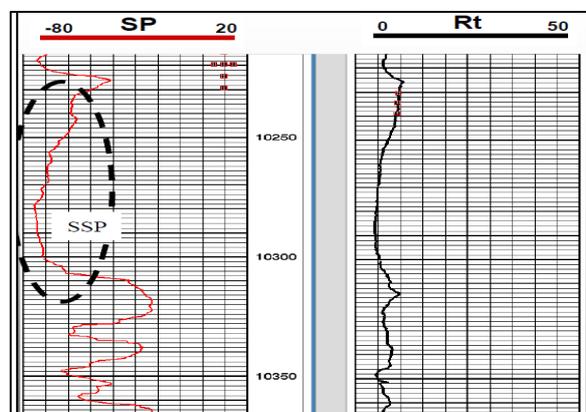


Figura 4.6 Curvas de potencial espontáneo y resistividad.

3. En el cabezal del registro se tomó la resistividad del filtrado del lodo (RMF) y la temperatura máxima de fondo (Botton Hole Temperature BHT).

4. Se determinó la temperatura de la formación para la zona escogida, a través de la siguiente (Ecuación 4.1).

$$T_f = T_s + \frac{P_f * (T_m - T_s)}{P_m} \quad (4.1)$$

Dónde:

- T<sub>f</sub>*: Temperatura de la formación a la profundidad de interés (°F).  
*T<sub>s</sub>*: Temperatura media de la superficie (°F).  
*T<sub>m</sub>*: Temperatura máxima de fondo (°F).  
*P<sub>m</sub>*: Profundidad máxima (Pies).  
*P<sub>f</sub>*: Profundidad del intervalo de interés (Pies).

5. Se determinó la amplitud del Sp de acuerdo a la escala reflejada en el cabezal de los registros en milivoltios (mV), esta lectura se le hizo a una arena que estaba moderadamente invadida y saturada con 100% de agua de formación (baja resistividad del perfil).
6. Posteriormente, se corrige el valor de resistividad del filtrado del lodo (Rmf) tomado del encabezado del registro a la temperatura, despejando  $R_2 = R_{mf}$  de la siguiente (ecuación 4.2).

$$R_{w_2} = R_{w_1} * \left( \frac{T_1 + 6.77}{T_2 + 6.77} \right) \quad (4.2)$$

Dónde:

$R_{w_2}$  = Resistividad del agua a la temperatura del yacimiento (ohm-m).

$R_{w_1}$  = Resistividad del agua a condiciones de superficie (ohm-m).

$T_1$  = Temperatura de superficie (75°F).

Debido a que la resistividad que aparece en el cabezal de los perfiles no es la de la resistividad equivalente, sino la resistividad real del filtrado, para convertir  $R_{mf}$  a una resistividad del filtrado del lodo equivalente ( $R_{mfe}$ ) se debe seguir las siguientes reglas:

Nota: Sí el lodo es con predominio NaCl, y el  $R_{mf}$  es mayor a 0.1 ohm-m a 75°F, Entonces al  $R_{mfe}$  se tiene que corregir a través de las (ecuaciones 4.3 y 4.4):

$$R_{mfe}_{(corregido)} = R_{mfe} \times 0.85 \quad (4.3)$$

$$R_{w_{eq}} = R_{mfe} \times \left[ 10^{\left( \frac{SSP}{60 + 0.133 \times T_f} \right)} \right] \quad (4.4)$$

Dónde:

$R_{w_{eq}}$  = Resistividad del agua equivalente a la temperatura de formación (ohm-m).

$R_{mfe}$  = Resistividad del filtrado de lodo a la temperatura de formación (ohm-m).

$SSP$  = Diferencia en mV. Entre la línea de arenas y la de lutitas.

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

Luego aplicamos la (ecuación 4.5), para obtener el  $R_w$  de la arena de agua.

$$R_w = \frac{R_{w_{eq}} + 0.131 \times 10 \left[ \frac{1}{\log \left( \frac{Tf}{19.9} \right)} \right]^{-2}}{-0.5 \times R_{w_{eq}} + 10 \left[ \frac{0.0426}{\log \left( \frac{Tf}{50.8} \right)} \right]} \quad (4.5)$$

#### 4.10.2 Estimación de las propiedades petrofísicas elementales

##### 4.10.2.1 Cálculo del volumen de arcillas (Vsh)

La selección de un modelo para determinar el volumen de arcilla es de gran importancia, ya que es una variable que afecta significativamente el cálculo de las saturaciones de los fluidos. Debe recordarse que uno de los efectos de la arcilla es disminuir la resistividad. Si se asumiera la presencia únicamente de arenas limpias en la formación, ésta disminución de resistividad se asociaría a una alta saturación de agua lo cual obviamente es incorrecto, además el volumen de arcilla es uno de los parámetros de corte que se utilizan para medir cuando un intervalo puede entrar en la denominación de arena, y por lo tanto ser evaluado. Para evaluar apropiadamente las formaciones arcillosas, es indispensable conocer el volumen de la arcilla ( $V_{sh}$ ) que está en el seno de las arenas. En la práctica, el valor de  $V_{sh}$ , se determina a partir de las lecturas de los perfiles, bien sea individualmente, usando la curva de Rayos Gamma, la de SP y la de Resistividad o combinando dos curvas, Densidad - Neutrón, Densidad - Sónico y Sónico - Neutrón, pero para este trabajo de grado se usó el Método de la curva de SP y GR, Esta se describe por la (Ecuación 4.6).

$$V_{sh-SP} = 1 - \left( \frac{SP}{SSP} \right) \quad (4.6)$$

Dónde:

$Vsh-SP$  = Volumen de arcillosidad por SP en mV.

$SP$  = Lectura del SP en la arena de interés en mV.

$SSP$  = Lectura del SP en la arena más limpia del intervalo geológico en mV.

#### 4.10.2.2 Cálculo del Volumen de arcilla por el método de la curva Gamma Ray

Esta se describe por la (ecuación 4.7):

$$Ivsh = \frac{(GR_{leido} - GR_{arena})}{(GR_{arcilla} - GR_{arena})} \quad (4.7)$$

Dónde:

$Ivsh$  = Índice de arcillosidad por Gamma Ray

$GR_{leido}$  = Gamma Ray leído en la zona a evaluar

$GR_{arena}$  = Gamma Ray en la arena más limpia del intervalo geológico

$GR_{arcillas}$  = Gamma Ray en la arcilla del intervalo geológico.

#### 4.10.2.3 Corrección de los valores de arcillosidad

Algunos autores estiman que existe una relación directa entre  $Ivsh$  y el  $Vsh$ , sin embargo algunos petrofísicos mantienen la teoría que esto se cumple solo cuando el mineral accesorio es netamente material radioactivo, si en la formación existen otros materiales ajenos a esta propiedad a parte del cuarzo claro, es necesario aplicar las correcciones que presentamos a continuación:

- Modelo de Arcillosidad de Larionov-Rocas Terciarias (Bigelow, A 1995)

i

$$Vsh_{IGR} = \frac{2^{(3.7IGR)} - 1}{2^{3.7} - 1} \quad (4.8)$$

- Modelo de Arcillosidad de Stieber 1 (Bigelow, A 1995)

$$Vsh_{s1} = \frac{IshGR}{2 - IshGR} \quad (4.9)$$

- Modelo de Arcillosidad de Stieber 2 (Bigelow, A 1995)

$$Vsh_{s2} = \frac{IshGR}{3 - 2 IshGR} \quad (4.10)$$

- Modelo de Arcillosidad de Stieber 3 (Bigelow, A 1995)

$$Vsh_{s3} = \frac{IshGR}{4 - 3 IshGR} \quad (4.11)$$

- Modelo de Arcillosidad de Clavier (Bigelow, A1995)

$$Vsh_c = 1,7 - \sqrt{3,38 - (IshGR + 0,7)^2} \quad (4.12)$$

- Modelo Arcillosidad de Clavier Acosta-Rosales (Acosta, E y Rosales, E 2006)

$$Vsh_{CAR} = 0,8813 \left[ 1,7 - \sqrt{3,38 - (IshGR + 0,7)^2} \right]^{0,9047} \quad (4.13)$$

#### 4.10.2.4 Determinación de porosidad

En la actualidad existen diversos modelos para estimar los valores de la porosidad efectiva, en este trabajo de investigación cabe destacar que no se dispone de núcleo en los intervalos de interés, ya se ha comprobado que los valores más reales son los estimados por análisis de núcleo, por tal motivo en esta investigación para la estimación de la porosidad efectiva se basó en una metodología que se definió en base a los datos disponibles para la obtención de estos resultados, esta consistió en aplicar el modelo de Densidad-Neutrón para el cálculo de la porosidad efectiva esto para el conjunto de pozos con registros de Densidad y Neutrón, cabe recalcar que estos perfiles, proporcionan valores bastante aceptables y de utilidad en la evaluación de formaciones, haciéndose necesarios.

- Determinación de porosidad efectiva a partir del modelo Densidad-Neutrón:

Primero se seleccionaron los pozos que contengan ambos registros, con sus lecturas ya calibradas, cabe destacar que las lecturas del registro de Densidad se tomaron según la escala del Neutrón (45 a -15), esto con el objeto de tener las lecturas de densidad en términos de porosidad; en cambio que las lecturas neutrónicas están expresadas en términos de porosidad directamente.

- Corrección por arcillosidad de la Porosidad obtenida del registro densidad

$$\phi_D = \phi_A - (\phi_L * Vsh) \quad (4.14)$$

Dónde:

$\phi_D$  = Porosidad efectiva de la arena en función de la densidad, (%).

$\phi_A$  = Lectura del registro de densidad en la arena, (%).

$Vsh$  = Volumen de arcilla del modelo definido, (%).

$\phi_L$  = Lectura del registro de densidad en las lutitas, (%).

$$\phi_D = \phi_A - (\phi_L * Vsh) \quad (4.15)$$

Dónde:

$\phi_N$  = Porosidad efectiva de la arena en función del neutrón, (%).

$\phi_A$  = Lectura del registro neutrón en la arena, (%).

$Vsh$  = Volumen de arcilla del modelo definido, (%).

$\phi_L$  = Lectura del registro neutrón en las lutitas, (%).

Luego de calcular las porosidades efectivas según cada tipo de registro se aplicó la media aritmética para obtener un valor promedio entre ambas porosidades.

$$\phi_{Ep} = \left( \frac{\phi_D^2 - \phi_N^2}{2} \right)^{1/2} \quad (4.16)$$

Dónde:

$\phi_{EF}$  = Porosidad efectiva promedio, (%).

$\phi_D$  = Porosidad efectiva de la arena en función de la densidad, (%).

$\phi_N$  = Porosidad efectiva de la arena en función del neutrón, (%).

Para expresar en términos de porosidad el valor del registro de densidad, fue necesario aplicar la (ecuación 4.17), esta permitió transformar los valores.

$$\phi_D = \frac{2.65 - \delta_A}{2.65 - 1} \quad (4.17)$$

Dónde:

$\phi_D$  = Porosidad efectiva en función de la densidad, (fracción).

$\delta_A$  = Densidad de la arena, (gr/cc).

2.65: Densidad de la matriz arenosa, (gr/cc).

#### 4.10.2.5 Modelo de saturación de agua

Existen varios modelos para determinar la saturación de agua en tal sentido, en esta investigación se recurrió a modelos de saturación de agua ya establecidos y/o validados, en el Área Mayor de Oficina, los llamados Modelos de Acosta-Rosales.

Los modelos propuestos por Acosta-Rosales (2006) establecen una ecuación Simandoux Modificada para las facies más comunes presentes en el ambiente de sedimentación deltaica de la Fm Oficina. Los modelos son los siguientes:

Modelo para Facies de Canal Distributivo:

$$S_w = \left[ \left( \frac{a R_w T_f (1 - V_{sh})}{\phi^m R_t} \right) + \left( \frac{a R_w T_f V_{sh} \left(1 + \frac{V_{sh}}{2}\right)}{2 \phi^m R_{sh}} \right)^2 \right]^{1/n} - \left( \frac{a R_w T_f V_{sh} \left(1 - \frac{V_{sh}}{2}\right)}{2 \phi^m R_{sh}} \right) \quad (4.18)$$

Modelo para Facies de Barras de Meandro:

$$S_w = \left[ \left( \frac{a R_w T_f \left(1 - \frac{V_{sh}}{2}\right)}{\phi^m R_t} \right) + \left( \frac{a R_w T_f V_{sh} \left(1 + \frac{V_{sh}}{2}\right)}{2 \phi^m R_{sh}} \right)^2 \right]^{1/n} - \left( \frac{a R_w T_f V_{sh} \left(1 - \frac{V_{sh}}{2}\right)}{2 \phi^m R_{sh}} \right) \quad (4.19)$$

Modelo para Facies de Barras de Desembocadura:

$$S_w = \left[ \left( \frac{a R_w T_f \left(1 - \frac{V_{sh}}{2}\right)}{\phi^m R_t} \right) + \left( \frac{a R_w T_f V_{sh} \left(1 - \frac{V_{sh}}{2}\right)}{2 \phi^m R_{sh}} \right)^2 \right]^{1/n} - \left( \frac{a R_w T_f V_{sh} \left(1 - \frac{V_{sh}}{2}\right)}{2 \phi^m R_{sh}} \right) \quad (4.20)$$

Modelo para Facies de Abanicos de Rotura:

$$S_w = \left[ \left( \frac{a R_w T_f (1 - V_{sh})}{\phi^n R_t} \right) + \left( \frac{a R_w T_f V_{sh} \left(1 - \frac{V_{sh}}{2}\right)}{2 \phi^n R_{sh}} \right)^2 \right]^{1/n} - \left( \frac{a R_w T_f V_{sh} \left(1 - \frac{V_{sh}}{2}\right)}{2 \phi^n R_{sh}} \right) \quad (4.21)$$

Dónde:

$S_w$ = Saturación de agua intersticial no asociada a las arcillas, Fracción.

$a$ = Coeficiente de tortuosidad, Adimensional.

$m$ = Exponente de cementación, Adimensional.

$R_w T_f$ = Resistividad del agua intersticial a la temperatura de formación, Ohmm.

$V_{sh}$ = Arcillosidad de la Formación de interés, Fracción.

$\phi$  = Porosidad no asociada a las arcillas, Fracción.

$R_t$ = Resistividad verdadera de la formación, Ohmm.

$R_{sh}$ = Resistividad de las lutitas adyacentes, Ohmm.

Las ecuaciones arriba señaladas estiman el valor de la saturación de agua intersticial no asociada a las arcillas, pues consideran parámetros no asociados a las mismas o ya corregidos por dichos efectos, como la porosidad no asociada a las arcillas y la resistividad verdadera. Para obtener la  $R_{sh}$  se consideraron los valores de las resistividades de las lutitas representativas de la formación, el valor más repetitivo de resistividades de la lutita resulto ser el  $R_{sh}$ , que se utilizó para los cálculos de la saturación de agua a partir de los modelos de Acosta, E-Rosales, E 2006. En el Campo Vargas, los valores de  $R_{sh}$  oscilan en 2 Omh-m y 4 Omh-m.

#### 4.10.2.6 Modelos de permeabilidades absolutas (K)

La permeabilidad es una de las propiedades petrofísicas elementales muy importante, puesto que se traduce como la capacidad que tiene una roca de dejar fluir algún fluido a través de sus poros, para estimarla existen numerosos métodos, pero obtener un valor confiable de permeabilidad absoluta deriva de análisis de núcleo, o a través de pruebas de presión, puesto que en las arenas bajo estudio se carece de esos análisis, es necesario estimar un indicador de permeabilidad por lo que se aplicó un modelo determinístico, validado para la formación oficina, el modelo fue validado

por Acosta-Rosales para formaciones detríticas, el más ajustado resulto ser el modelo de Smith (Ecuación 4.22).

$$K = 100 * \phi_{EF}^m * \left( \frac{1 - S_{w_{irr}}}{S_{w_{irr}}} \right) \quad (4.22)$$

Dónde:

$K$  = Permeabilidad absoluta (mD).

$\phi_{EF}$  = Porosidad efectiva, fracción.

$m$  = Exponente de cementación, adimensional.

$S_{w_{irr}}$  = Saturación de agua irreducible, fracción.

La saturación irreducible de agua ( $S_{w_{irr}}$ ) es cuando el petróleo migra y este deja una porción de agua en el yacimiento, esa va hacer la saturación de agua irreducible, existen varias metodologías, el valor más real proviene de un análisis de presión capilar, sin embargo en esta investigación aplicaremos el método. En este proyecto por tener pocos pozos se decidió obtener la  $S_{w_{(irre)}}$  según sea los cálculos de  $S_w$  ya establecidos, siendo el menor valor la  $S_{w_{(irre)}}$ .

#### 4.10.2.7 Cuantificación de las propiedades de rocas promedios

Para poder cuantificarlas es necesario tener contabilizados los espesores de arena neta y arena neta hidrocarburíferas en los diferentes intervalos bajo estudio (R2L, R4L, U2M) y por medio de la aplicación de los siguientes modelos se obtienen las propiedades de rocas promedios.

- Arcillosidad Promedia Ponderada por ANH:

$$Vsh_{prom} = \frac{\sum (Vsh_i ANH_i)}{\sum ANH_i} \quad (4.23)$$

- Porosidad no Asociada a las Arcillas Promedia Ponderada por ANH:

$$PHIE_{prom} = \frac{\sum (PHIE_i ANH_i)}{\sum ANH_i} \quad (4.24)$$

- Saturación de Agua Promedia Ponderada por ANH:

$$Sw_{prom} = \frac{\sum (Sw_i PHIE_i ANH_i)}{\sum (PHIE_i ANH_i)} \quad (4.24)$$

- Permeabilidad Absoluta Promedia Ponderada por ANH:

$$K_{prom} = \exp\left(\frac{\sum ANH_i \log K_i}{\sum ANH_i}\right) \quad (4.25)$$

Dónde:

$Vsh_{prom}$  = Arcillosidad promedia ponderada por ANH, Fracción.

$PHIE_{prom}$  = Porosidad no asociada a las arcillas promedia ponderada por ANH, Fracción.

$Sw_{prom}$  = Saturación de agua promedia ponderada por ANH, Fracción.

$K_{prom}$  = Permeabilidad absoluta promedia ponderada por ANH, mD.

$ANH_i$  = Espesor discreto de ANH analizado, Pies (Cada 0,5 Pies).

#### **4.11 Estimación de reservas**

Para la estimación de las reservas de hidrocarburos es necesario, que cada parámetro que establece el método volumétrico, sea lo más preciso posible, debido a eso es necesario que los parámetros petrofísicos, características geométricas del yacimiento y parámetros de ingeniería de yacimientos, sean revisados, para determinar el volumen de arena neta hidrocarburiifera es necesario disponer de los mapas de arena neta petrolífera.

Para la estimación del GOES, GCOES y las reservas de los yacimientos oficiales del Campo Vargas. Este trabajo dividido de la siguiente manera:

##### 4.11.1 Construcción de mapas isópacos estructurales

Puesto que estos mapas permiten estimar el volumen original en la zona de petróleo y gas es necesario, elaborarlos para estimar las reservas, para ello se llevó a cabo la siguiente metodología.

Construcción de mapas de arenas neta petrolífera: para la construcción de los mapas isópacos, fue necesario tomar la información de la contabilización de arena neta petrolífera. Ambos mapas fueron elaborados en la herramienta Sigemap, para ello fue necesario colocar el espesor de bajo del pozo en el mapa base, esto permitió tener una visualización del comportamiento de los espesores en el mapa base del Campo Vargas. Cabe destacar que se usaron las reglas básicas para contornear y los tipos de contorneo.

#### 4.11.2 Evaluación de los límites del yacimiento

Para el caso de los límites estructurales, se tomó la información de las fallas sellantes en los yacimientos R2L, R4L del VAR-1 y VAR-2E, reinterpretadas para cada intervalo en el modelo estructural, estas se visualizan en el mapa estructural revisado para el Campo en estudio, el único criterio que se tomó en cuenta para considerar la falla como un límite estructural, es que sea sellante. El contacto agua gas original constituye un límite estructural en los yacimientos de hidrocarburos, puesto que este depende de la estructura, ya que se define paralelo a los contornos estructurales.

Los límites estratigráficos fueron reinterpretados, tomando la información generada en la construcción de los mapas de arena neta petrolífera, esto también permitió definir los límites de rocas entre pozos donde la el espesor de arena neta petrolífera es igual a cero pies.

#### 4.11.3 Estimación de las propiedades energéticas

Para estimar las reservas es necesario conocer las propiedades energéticas bien sea por ecuaciones empíricas o por medio de pruebas realizadas a los yacimientos, esto se debe principalmente a que los parámetros PVT, son función directa de estas propiedades. Para estimar el datum o plano de referencia, existen diversas metodologías, sin embargo en este trabajo de grado aplicaremos un promedio entre el tope y la base de la arena bajo estudio, por ser tres intervalos diferentes se aplicó la misma metodología en los diferentes niveles (Ecuación 4.26).

$$Datum = \sum \frac{Topearena + Basearena}{n} \quad (4.26)$$

Dónde:

Tope arena + Base arena= Representan el tope y la base de la arena en cada pozo.

n= El número de pozos existentes en el yacimiento. Para estimar la temperatura de los yacimientos del Campo en estudio y la profundidad promedio será asumida como el datum calculado en la etapa anterior. (Ecuación 4.27)

$$T_{yac} = 0,0167 \times Prof. Datum + 95,66 \quad (4.27)$$

En la estimación de la presión inicial de los yacimiento comúnmente se utilizan pruebas estáticas de presión tomada en los pozos de los yacimientos sin embargo como se ha demostrado por estudios previos en la zona que se obtienen resultados aceptables por medio de la ecuación de Meneven y Total (Ecuación 4.28)

$$P_i = 0.433 * Datum + 71.11 \quad (4.28)$$

Dónde:

Datum = Plano de referencia, pies.

#### 4.11.4 Estimación de los parámetros PVT de los fluidos

Para crudos en el Oriente de Venezuela se aplican las correlaciones propuestas por Meneven y Total, se ha comprobado que éstas se ajustan muy bien a las condiciones de los crudos de la zona, por lo que serán aplicadas en la obtención de los resultados, cabe recalcar que dichas ecuaciones empíricas ya han sido validadas para el Área bajo estudio.

#### 4.11.4.1 Gravedad específica del gas

Cuando no se cuenta con un análisis cromatográfico del gas se realiza este cálculo a través de correlaciones empíricas. En este caso se utilizó la correlación de Meneven y Total que involucran la gravedad API del crudo.

$$\gamma_g = 0.01438 * \text{API} + 0.4657 \quad (4.29)$$

Dónde:

$\gamma_g$  = Gravedad específica del gas, adimensional.

API= Gravedad API promedio del yacimiento, °API.

#### 4.11.4.2 Razón gas disuelto-petróleo inicial (Rsi)

Para esto se utilizó la correlación de Standing que enuncia lo siguiente:

$$\text{Rsi} = \gamma_g \left[ \left( \frac{P}{18.2 + 1.4} \right) 10^{(0.0125 \gamma_{API} - 0.00091 T)} \right]^{1.2048} \quad (4.30)$$

Dónde:

Rsi= Razón gas disuelto-petróleo, PCN/BN.

P= Presión de interés, lpc.

T= Temperatura de yacimiento, °F.

$\gamma_g$  = Gravedad específica del gas, adimensional.

$\gamma_{API}$  = Gravedad API del petróleo, °API.

#### 4.11.4.3 Razón gas disuelto-petróleo a presión de burbujeo (Rs)

La Correlación de Meneven-Total fue utilizada para este cálculo y tiene la siguiente forma general:

$$R_s = \gamma_g * \left[ P_b * \frac{10^{(B^{\circ API - CT_y})}}{A} \right]^D \quad (4.31)$$

Dónde:

Rs= Razón gas disuelto-petróleo, PCN/BN

Pb= Presión de burbujeo, lpc.

T= Temperatura del yacimiento, °F.

$\gamma_g$ = Gravedad específica del gas, adimensional.

#### 4.11.4.4 Presión al punto de burbujeo (Pb)

Las correlaciones de Meneven y Total permitieron determinar la presión de burbujeo o de saturación de un crudo cuando se conoce la razón de gas en solución-petróleo (Rsi), la gravedad °API del petróleo, la gravedad específica del gas producido ( $\gamma_g$ ), y la temperatura del yacimiento.

Meneven-Total obtuvo la siguiente correlación para estimar la presión de burbujeo:

$$P_b = A * \left( \frac{R_s}{\gamma_g} \right)^B * 10^{(CT_y - D^{\circ API})} \quad (4.32)$$

Dónde:

$P_b$  = Presión de burbujeo (lpc).

$R_s$  = Razón gas disuelto-petróleo (PCN/BN).

$T_y$  = Temperatura del yacimiento (°F).

$\gamma_g$  = Gravedad específica del gas (adimensional)

$API$  = Gravedad API del petróleo (°API)

#### 4.11.4.5 Ecuaciones utilizadas para el Gas Condensado

- Peso Molecular del Condensado

$$M_c = \frac{6084}{^{\circ}API - 5.9} \quad (4.33)$$

- Gravedad Específica Condensado

La Gravedad Especifica del Gas Condensado se Obtuvo de la siguiente ecuación:

$$\gamma_c = \frac{R_{sci} * \gamma_g + 4584 * \gamma_c}{R_{sci} + (132800 * (\gamma_c / M_c))} \quad (4.34)$$

Dónde:

$R_{sci}$ : Relación Gas Condensado (PCN/BN)

$\gamma_g$  : Gravedad Específica Gas Separador: 0.85

$\gamma_c$  : Gravedad Específica Condensado

$M_c$ : Peso Molecular del Condensado (Lb/Lb-mol)

$\gamma_c = 0,9712$

- Para el cálculo del Factor Inicial del Gas Condensado, se utilizó el método de Standing

$$B_{gci} = \frac{0.02829 * Z_{gc} * T}{P} \quad (4.35)$$

Dónde:

$Z_{gc}$ : Factor de Compresibilidad del gas condensado

T: Temperatura del Yacimiento (°R)

P. Presión del Yacimiento (Lpca)

- Cálculo de  $Z_{gc}$  (factor de Compresibilidad del Gas Condensado)

$$\gamma_{gc} \geq 0,75 \quad (4.36)$$

- Presión Pseudocrítica

$$P_{sc} = 706 - 51.7 * \gamma_{gc} - 11.1 * \gamma_{gc}^2 \text{ (Lpca)} \quad (4.37)$$

- Temperatura Pseudocrítica

$$T_{sc} = 187 + 330 * \gamma_{gc} - 71.5 * \gamma_{gc}^2 \text{ (°R)} \quad (4.38)$$

- Presión Pseudoreducida

$$P_{sr} = \frac{P_{yac}}{P_{sc}} \quad (4.40)$$

- Temperatura Pseudoreducida

$$T_{sr} = \frac{T_{yac}}{T_{sc}} \quad (4.41)$$

- Para la Fracción de gas se hizo el cálculo mediante la siguiente ecuación:

$$F_g = \frac{R_{gci}}{R_{gci} + 132800 * \left( \frac{\gamma_c}{M_c} \right)} \quad (4.42)$$

- Los valores viscosidad del gas, fueron extraídos de correlaciones de (Lee, González y Eakin)

$$\mu_g = A \times 10^{-4} e^{[B (\rho_g / 62.4)^C]} \quad (4.43)$$

Dónde:

$$A = \frac{(9.379 + 0.01607 M_g)(T + 460)^{1.5}}{669.2 + 19.26 M_g + T}$$

$$B = 3.3448 + \frac{986.4}{(T + 460)} + 0.01009$$

$$C = 2.447 - 0.2224 B$$

$$M_g = 28.96 \gamma_g$$

$$\rho_g = 0.0136 \gamma_g / B_g$$

#### **4.12 Estimación de roca neta productiva o cálculos volumétricos**

Cabe recalcar que para estimar el volumen de roca productiva, hay que tener mucho cuidado al momento de realizar un cálculo puesto que se pudieran sobre estimar las reservas. Para los cálculos volumétricos se utilizó un planímetro el cual es un aparato de medición utilizado para el cálculo de áreas irregulares. Este modelo se obtiene en base a la teoría de integrales de línea o de recorridos en sentido horario a las agujas del reloj y la herramienta Excel, puesto que el equipo de estudios integrado específicamente del departamento de reservas desarrolló hojas de cálculos en Excel donde se han cargado las ecuaciones empíricas desarrolladas y validadas para el Campo.

Para la determinación del volumen de los yacimientos se utilizó el mapa de arena neta petrolífera, para evitar sobrestimar las reservas de los mismos. Con ello se calculó el área entre curvas ubicadas dentro de una misma parcela, y se calculó el espesor promedio entre cada curva. El volumen resultante está expresado en acres/pies, unidad exigida por el MENPET para este tipo de cálculos. Posteriormente se multiplicó el espesor promedio entre las curvas por el área encerrada entre ellas, obteniendo el volumen por parcela, y sumando los volúmenes estimados por parcelas nos permitió obtener el volumen total de roca neta productiva para cada yacimiento.

#### **4.13 Estimación del gas natural, condensado original en sitio (GOES Y COES)**

En este trabajo de grado se aplicó el método volumétrico por dos motivos, primero se relaciona claramente con la reinterpretación geológica de los yacimientos en estudios, y es el de uso oficial para someter reservas ante el MPPEP. Para calcular reservas se utilizan distintas metodologías, o sus combinaciones, de acuerdo a la información disponible y el estado de desarrollo de los yacimientos.

El cálculo de las reservas de hidrocarburos es un proceso complejo que se efectúa aplicando a la información geológica y de ingeniería a los métodos determinísticos y el uso de sus diferentes formas de cálculo depende de la cantidad y calidad de la información disponible y al grado de desarrollo de los yacimientos. El método Volumétrico se utiliza para calcular el Hidrocarburo Original En Sitio (GOES y COES) con base en el modelo geológico que geoméricamente describe el yacimiento y a las propiedades de la roca y de los fluidos. El Método Volumétrico es el adoptado por el Ministerio de Energía y Petróleo como Método Oficial para el cálculo de las reservas. Estos cálculos pueden estar apoyados por cualquier otro método.

#### 4.13.1 Para el GAS NO ASOCIADO (GOES)

El Gas No Asociado Originalmente En Sitio se obtuvo mediante la relación

$$GOES = 43.560 * V * \phi * S_{gi} * \frac{1}{\beta_{gi}} \quad (4.44)$$

Para el cálculo del Gas No Asociado debe hacerse hincapié en la determinación de las características intrínsecas de dicho gas (composición, gravedad específica, etc).

#### 4.13.2 Cálculo del Gas Condensado Original En Sitio (GCOES)

La cantidad de Gas Condensado Original En Sitio (a condiciones estándar) se calculó mediante la siguiente relación:

$$GCOES = 43.560 * \phi * S_{gi} * V_c * \frac{1}{\beta_{gi}} \quad (4.45)$$

#### 4.13.3 Cálculo del Gas Seco Original en Sitio (GSOES)

El Gas Seco Original en Sitio, proveniente del Gas Condensado, se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$GOES = GCOES * Fg \quad (4.46)$$

#### 4.14 Estimación de los factores de recobro

4.14.1 El Factor de recobro del Gas en solución se calculó por medio de la siguiente correlación volumétrica de yacimiento

$$Frg = \left( \frac{Gpa}{Goes} \right) * 100 \quad (4.47)$$

Dónde:

$$Gpa = \left( \frac{43560 * \phi * A * h * (1 - Sw)}{Bgi} \right) - \left( \frac{43560 * \phi * A * h * (1 - Sw)}{Bga} \right) * PCN \quad (4.48)$$

Dónde:

POES= Petróleo original en sitio, MBls.

GOES= Gas original en sitio, MMPCN.

FRo= Factor de recobro del petróleo, %.

V= Volumen total, acre-pie.

Soi= Saturación inicial de petróleo, fracción.

Swi= Saturación de agua inicial, %.

Boi= Factor volumétrico inicial del petróleo, BN/BY.

Rsi= Relación gas/petróleo inicial, PCN/BN.

Rsi= Relación gas/petróleo al abandono, PCN/BN.

K: Permeabilidad absoluta, mD.

Pb= Presión de burbujeo, lpc.

Pa= Presión de abandono, lpc.

La estimación de los factores de recobro para los pozos exploratorios VAR-1 y VAR-2E del Campo Vargas por poseer 3 niveles objetivos para esta tesis de grado se hizo en base al comportamiento del fluido, los cuales según pruebas de producción dieron Gas seco para los yacimientos R4L VAR-1 Y U2M VAR-2E, teniendo en cuenta el nivel R2L donde con 56.7 API° dio Gas Condensado. (Las ecuación 4.49) utilizada para gas seco y condensado en cuanto al cálculo del Factor de recobro, se muestran a continuación:

4.14.2 Para calcular los factores de recobro de gas y condensado su utilizaron las ecuaciones de las siguientes fórmulas

$$Frg = \frac{Gpab}{GOES} \qquad Frc = \frac{Ncab}{COES} \qquad (4.49)$$

Dónde:

$$GOES = GCOES * Fg$$

$$COES = \frac{GOES}{RGCi}$$

$$Ncab = \frac{Gptab}{\left( \frac{Gpab}{Ncab} \right) + 132800 \left( \frac{\gamma c}{Mc} + \frac{\gamma w}{18} + \frac{Wpab}{Ncab} \right)}$$

$$Gpab = \left( \frac{Gpab}{Ncab} \right) * Ncab$$

Dónde:

Frg: Factor de Recobro del Gas

Gpab: Gas producido al abandono (Reservas Recuperables de Gas)

GOES: Gas original en sitio

Frc: Factor de recobro del condensado

Ncab: Condensado producido al abandono (Reservas Recuperables de Condensado)

Wpab: Agua producida al abandono

COES: Condensado original en sitio

$\varphi$ : Porosidad

Sgi: Saturación inicial de gas

Vc: Volumen de roca del yacimiento

$\beta_{gi}$  : Factor volumétrico del gas

Fg: Fracción de gas

RGCi: Relación Gas – Condensado inicial

## **CAPÍTULO V**

### **ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS**

#### **5.1 Elaboración de una base de dato confiable**

Recopilada toda la información bibliográfica y técnica disponible, se validó la data, dando como resultado una base de datos confiable. (La tabla 5.1) representa los datos básicos del pozo VAR-1, perteneciente al Campo Vargas, en ella se reflejan los siguientes datos: es un pozo vertical, tiene pruebas de producción, posee muestra de pared en las Formaciones Oficina desde 5122'-4835' y en la Formación Merecure desde 5908-5640', actualmente el pozo se encuentra abandonado seco y llegó a una profundidad total de 5920'.

De igual forma se recopiló la información para el pozo VAR-2E, llegando a una profundidad total de 6500', actualmente se encuentra abandonado, es un pozo vertical, posee revistidores con diámetro de 13 3/8, 9 5/8 y 5 1/2 con profundidades desde 65'-6836' en superficie y liner de producción, no tiene muestra de pared, posee pruebas oficiales en cuanto a producción (tabla 5.2).

#### **5.2 Identificación de los intervalos de interés**

Los intervalos objetivos, R2L, R4L y U2M del Campo Vargas se ubicaron considerando las respuestas de electroforma de SP y el GR que indicaron la existencia de arena limpia y el registro de resistividad evidenció la presencia de hidrocarburo, comprobándola con las pruebas de producción que indicaron Gas condensado en la arena R2L y Gas Seco para los niveles R4L y U2M.

Tabla 5.1 Datos básicos del pozo VAR-1 del Campo Vargas

DATOS BASICOS DEL POZO.																	
Pozo	Coordenadas UTM Supt.		Parcela	Área	Clasificación Inicial	Clasificación Final	Elevación de Mesa Rotaria (pies)	Nivel del Terreno (pies)	Prof. Total (pies)	Estado Actual	Período de Perforación.						
VAR-1	N :	E :	Anzo-583	Banvi-Guerr	A3	C3	451'	435'	5920'	AS	25/02/1961	21/06/1961					
<b>REGISTROS</b>																	
Tipo	Escala	Intervalo (pies)		Observaciones													
ELECTRICAL Log	1:500	Desde	Hasta	Todos los registros fueron adquiridos ante la contratista Shlumberger y presentados a escala 1:500 y 1:200													
Mudlog	1:500	1:500	525'	5900'													
<b>REVESTIDORES</b>																	
Desde (pies)	Hasta (pies)	Prof. de la Capata (pies)	Peso (lbm)														
0	525'	525'	23														
<b>ARENAS PROBADAS</b>																	
Trabajo	Arena	PRUEBA INICIAL										OBSERVACION					
Fecha	Intercambio de Arena	Desde (pies)	Hasta (pies)	TPP	Profundidad (ft)	Profundidad (m)	MDPP (ft)	MDPP (m)	Edo.	Red. (pulg)	RGP (pctm)	Ay $\delta$ (%)	Grav. (API)	BPP D	PRES (LB/ft)		
Abril, 1961	R4L	R4L	4817	4847	5	-	-	1295	8	AS	20/64	-	-	-	1000	Petro-Tech comenzo a trabajar el 10-05-61, se uso un total de 25 Tpp (5 jets/ft), comenzaron a suabeo y recobro fluido por 8 hors, se lleno tubería con 22 barriles de agua fresa y luego rompio la Arena R4L con 4800 PSI y 1500 PSI de presión, luego Instalo un tapon de aluminio a 4815', abriendo el pozo y dio un ligero soplo, se suaveo a 6000' y el pozo empezo a fluir, tomaron muestra de separador de gas y se cerro el pozo a la 15:15 Hors el 16-05-61	
Mayo, 1961	R2L	R2L	4694	4706	4	-	-	6650	12	AS	20/64	73.163	0.00%	56,7°	11	630	Petro-Tech chequeo el nivel de fluido a 2000' y la prueba dia Seca, se restablecio y perforo la arena R2L con jets/ft, suaveo a 1100' y el pozo se vino a las 14 hors. La arena R2L se probó por 12 hrs; se tomo pruebas mediante el separador de GAS; cerro el pozo Operaciones suspendidas el 22 de mayo del 1961, a la espera de permiso para abandonar los pozos dando 11 BDPP con 56,7° condensado (sin Agua)
<b>EVALUACIÓN DE MUESTRA DE PARED</b>																	
Arena	Formación	PROFUNDIDAD	DESCRIPCIÓN	POROSIDA	FLUORECENCIA	MANCHA	Corte	RESIDUO	I. Refracción	API°							
	Oficina	5122'	Arena de grano fina, limosa, en parte con poca lutita	Pobre	Amarillo palido muy irregular	No aparenta	Corte muy leve	Pequeña cantidad de residuos de color marron claro	1,481	42,9°							
R4L	Oficina	4835'	Arena de grano Grueso a fino	Regular a buena	Ninguno	Sin mancha	Posiblemente muy debil el corte	Residuos de amarillo pardo	1,481	41,6°							
R4L	Oficina	4825'	Arena de grano Grueso a fino	Regular a buena	Azul - Blancusco	Sin mancha	Posiblemente muy debil el corte	Residuos de lutitas	-	-							
	Merecure	5906'	Arena de grano muy fino, limosa, muestra pobre.	Pobre	Azul - Blanco	No aparenta	Leve amarillo claro	Pequeña cantidad de amarillo claro	1,488	38,6°							
	Merecure	5644'	Arena sucia de grano fino.	Pobre	Posibles fluoresce amarilla palida		Corte regular de marron Oscuro	Buen residuo de marron oscuro	1,511	29,0°							
	Merecure	5640'	Arena suicia, de grano fino con lutita	Pobre	Amarillo claro con fluorescencia.	Alguna mancha de color	Corte Regular de marron Claro	Residuo de marron oscuro de buena a regular	1,484	40,4°							
	Merecure	5436'	Arena de grano media, uniform muy limosa, muestra pobre.	Pobre	Amarillo claro fluorescencia.	Mancha marron	Corte regular a bueno de marron Oscuro	Buen residuo de marron oscuro	1,511	29,0°							

Tabla 5.2 Datos básicos del pozo VAR-2E del Campo Vargas

DATOS BASICOS DEL POZO.																
Campo	Loc.	Pozo	Coordenas UTM Superf.				Parcela	Área	Clasificación Inicial	Clasificación Final	Elevación de Mesa Rotaria (pies)	Elevación del terreno	Prof. Total en pies	Estado actual	Periodo de Perforación.	
			N :	E :												
VARGAS	VARGA-A	VARG-2E	996.229,99	295.642,08	Anzo-20	SANVI GUERE (I)		A-2c	B-2c	509'	487'	6500'	EA	05/11/1998	22/11/1998	
REGISTROS																
Fecha	Tipo	Escala	Intervalo (pies)		Observaciones											
			Desde	Hasta												
06-11-98	AIT - GR	1:500	612'	76'	Todos los registros fueron adquiridos antes la contratista SHLUMBERGER y presentadas a escalas 1:500 y 1:200											
19-11-98	AIT - MCFL - BHC - GR - SP	1:500	6506'	611'												
19-11-98	NEUTRON - DENSITY	1:500	6506'	611'												
19-11-98	FMI-GR	1:500	5800'	4800'												
19-11-98	CHECK SHOTS	1:500	6500'	487'												
		1:500														
REVESTIDORES																
Diámetro (pulg)	Desde (pies)	Hasta (pies)	Prof. de la Zapata	Peso (lbs/pie)	SATISFACTORIO.											
13 3/8		65'	65'	54,4												
9 5/8		611'	611'	40												
5 1/2		5836'	5836'	17												
ARENAS PROBADAS																
Trabajo		Arena					OPERACIONES									
No.	Fecha	Inicio predación	Fin predación	Inicio Esp. sor	Fin Esp. sor	Desde (pies)	Hasta (pies)	TPP	OBSERVACION							
1	23/01/00	U2-M	U2-M	10		5570	5580	6	SHLUMBERGER desvistio despues de haber corrido registros, luego vistio Western Atlas, instalo y probó lubricador con 5000psi, OK, bajo cañon predatore (10') 3 3/8 a 6 TPP con alta penetración y se cañoneo la Arena U2M (5570-80), sacando herramienta, para luego cerrar el pozo para así chequear presión, acumulando 250 PSI en una hora y abrió el mismo al quemador, saliendo GAS sin presión. NEWSCA continuo achicando hasta 5000', luego bajo swabo hasta 5000', no toco fluido y suspendio swabo para desvestir equipo y cerrar el pozo. WESTERN ATLAS termino de sacar herramientas con cañon predator detonado 10 TPP y desvistio equipo de la misma, luego vistio campana y linea de la misma, mas tarde se instalo en el cabezal del pozo y linea de superficie, vistio equipo "NEWSCA" y en servicio achico hasta 4300', pozo se manifesto con poco GAS, fluyendo al quemador sin presion							
ULTIMA PRUEBA DE PRODUCCIÓN																
Trabajo		Arena														
No.	Fecha	Inicio predación	Fin predación	Inicio Esp. sor	Desde (pies)	Hasta (pies)	TPP	Presión de Flujo (lb/ft <sup>2</sup> )	Observación	Fecha	Edo.	Qo (bn/d)	GRAV. (°API)	A y S (%)	PRESION (LPC)	OBSERVACION
1	01/11/99	U2-M	U2-M	10	5570	5580	6		POZO FLUYE AL QUEMADOR POR 30 MINUTOS Y MUERE, MUESTRA AGUA CON TRAZAS DE PETROLEO							

### 5.3 Revisión del modelo estratigráfico

#### 5.3.1 Identificación de marcadores estratigráficos

Se aplicó una correlación litoestratigráfica en dirección W-NE, tomando como marcador estratigráfico un cuello lutítico que pertenece a la arena R1 en el tope de la R2U en la Formación Oficina, para facilitar la horizontalidad de las unidades estratigráficas de interés por ser marcadores estratigráficos regionales por excelencia el cual dio como resultado el amarre y la evaluación de las secciones estratigráficas, para así poder dar pie a la reinterpretación de los niveles R2L, R4L. Para la arena U2M, se tomo como marcador estratigráfico la lutita T-Shale la cual es continua lateralmente a nivel de la Formación Merecure.

#### 5.3.2 Construcción de secciones estratigráfica

Se elaboraron 3 secciones estratigráficas denominadas A-A', B-B' y C-C' todas en dirección W-NE. Estas secciones estratigráficas se realizaron para ilustrar los cambios de facies laterales, cambio de espesores; además de reconstruir la geometría de las arenas y ver la continuidad lateral de las mismas.

La sección A-A' tiene dirección Oeste- Noreste, involucra los pozos, VAR-1, VAR-2E ambos en dirección Oeste – Este y el pozo IM-601 perteneciente al Campo Iris en dirección NE. La correlación de la arena R2L indica según la respuesta de electroforma del SP que es una barra de canal distributivo, ratificando el modelo local de la Formación Oficina en esta área, esta barra hacia el Este es continua lateralmente y cambia de facies, Tornándose arcillosa hasta llegar a una lutita que se usó para definir un límite de roca en esa dirección; en el pozo VAR-2E, en dirección NE hay evidencia de una barra de canal distributivo, en el pozo IM-601 del Campo Iris, presentandose al Norte un límite de roca establecido por el isópaco cero, es decir

no se observó arenisca en esta dirección. (Anexo 1). En la sección B-B' con dirección W-NE para la arena R4L, perteneciente a la Formación Oficina, presenta buen desarrollo de arena limpia en el pozo VAR-1 con espesores de 24 pie, lo que caracteriza ser un Canal distributivo que se va adelgazándose en dirección del pozo VAR-2E, siendo este mas arcilloso e indicando que el mismo se desarrolla hacia el borde del canal. En cuanto al pozo IM-601 ubicado al NE la R4L cambia de una facie de canal distributivo en el tope y barra de canal distributivo en la base (Anexo 2).

En la sección C-C' tiene dirección W-NE y representa la arena U2M, perteneciente a la Formación Merecure, el datum usado para esta sección es el marcador lutítico T-SHALE. Esta presenta respuesta de barra de canal distributivo, y se extiende lateralmente teniendo así una buena continuidad (Anexo 3).

## **5.4 Reinterpretación del modelo estructural**

### **5.4.1 Generación del plano de falla**

El plano de falla permitió validar las trazas de la falla principal Altamira a nivel de los intervalos R2L, R4L y U2M del Campo Vargas, cabe destacar que el tope de la falla oficial coincidió con el tope reinterpretado de la falla. En el pozo VAR-1, se identificó una omisión de estrato a nivel de R0, característico de una falla normal con un salto de 100 pies aproximadamente, según el plano de falla evaluado se está en presencia de una falla normal de rumbo SW-NE y con buzamiento 55 ° NW (Anexo 4)

### **5.4.2 Sección Estructural D-D' del Campo Vargas**

Esta sección tiene una dirección (SW-NE), constituida por los pozos VAR-1, VAR-2E e IM-601, pertenecientes a los yacimiento R2L, R4L y U2M del Campo

Vargas en el cual se observa una falla normal que pasa por el pozo VAR-1 con un desplazamiento de  $\pm 100$  pies con dirección de buzamiento hacia el NW, con carácter sellante, delimitando los yacimientos en estudio. Esta misma sección permite determinar la presencia de un contacto Gas-agua (GAPO) para el caso del nivel de la R4L a -5900' en dirección NE (Anexo 5)

#### 5.4.3 Elaboración de mapas estructurales

De acuerdo a los resultados, el modelo estructural en el tope de R2L, R4L y U2M, está representado por un amplio homoclinal regional con buzamiento variable entre 2 y 5° al NE. Esta estructura está atravesada por la falla Altamira de dirección SW-NE y el ángulo es variable entre 45° y 60° y registran desplazamientos verticales entre más o menos 100' (Anexo 6, 7, 8).

### 5.4 Cálculos de los parametros Petrofisicos

Los resultados de la evaluación petrofísica, fueron estimados a través de correlaciones desarrolladas para la Formación Oficina y Merecure, por medio de métodos preestablecidos, valores universales y los resultados fueron cotejados con pruebas de producción siendo esta la mejor evaluación petrofísica, Se realizó una evaluación en cuanto a los calculo petrofisicos con el cual se obtuvo información de las diferentes propiedades física de las rocas, naturaleza y distrución de los fluidos contenidos en ella.

#### 5.4.1 Parametros petrofisicos fijos

Los parametros de factor de totuosidad (a), factor de cementación (m), factor de saturación (n) permanecen fijos en la evaluación y permiten obtener los parametros resultantes. Niño en minúscula a,m y n (Tabla 5.3).

Tabla 5.3 Parametros petrofisicos fijos

a	m	n
1.0	1.9	1.88

## 5.4.2 Resistividad del agua de formación

Para obtener el valor de  $R_w$  se utilizó el método del potencial espontaneo, este cálculo se hizo en base a el tipo de formación ya que el ambiente en el cual ellos se forman no es el mismo, puesto que la Formación Oficina suele ser ambiente fluvial deltaico con dominio de mareas y Formación Merecure apilamientos de canales entrelazados, es por eso que de acuerdo a los distintos ambientes se calculó la  $R_w$  para los yacimientos en estudios en el Campo Vargas (tabla 5.4).

Tabla 5.4 Resistividad del agua de formación

<b>CAMPO VARGAS</b>					
<b>Pozo</b>	<b>Formación</b>	<b>TEMP (°F)</b>	<b>SSP (mv)</b>	<b>Rweq (Ohm-m)</b>	<b>Rw (Ohm-m)</b>
VAR-1	Oficina	198	-95	0,095	0,096
VAR-2E	Oficina	190	-90	0,085	0,087
IM-601	Oficina	199	-115	0,092	0,092
				Rw Promedio	0,10
<b>Pozo</b>	<b>Formación</b>	<b>TEMP (°F)</b>	<b>SSP (mv)</b>	<b>Rweq (Ohm-m)</b>	<b>Rw (Ohm-m)</b>
VAR-1	Merecure	198	-130	0,037	0,043
VAR-2E	Merecure	190	-100	0,061	0,065
IM-601	Merecure	199	-140	0,045	0,051
				Rw Promedio	0,054

### 5.5 Parámetros petrofísicos resultantes

Luego de determinar el valor de la resistividad del agua de formación ( $R_w$ ), se determinaron los valores de porosidad (Volumen de arcilla (Vsh), Saturación de agua ( $S_w$ ), permeabilidad (K), arena neta petrolífera para cada pozo (Tabla 5.5).

Tabla 5.5 Resultados de las propiedades de las arena R4L, R2L, U2M del Campo Vargas

Resumen de Variables	FORMACIÓN		
	OFICINA		MERECURE
Porosidad	0,19	0,17	0,17
Permeabilidad (Timur)	527,74	311,83	205,56
Permeabilidad (Smith)	57,95	82,14	25,09
Saturación de agua	0,29	0,28	0,48
Volumen de arcilla	0,10	0,29	0,21
Espesor	30,00%	6,00%	13%

Las Interpretaciones de las siguientes condiciones por medio de los valores obtenidos en la evaluación petrofísica (CUTT OFF) para el Campo Vargas, se explican a continuación:

Basados estos pozos en las pruebas iniciales de producción se decidió establecer un CUT – OFF por arenas para distintos campos como se muestra en la siguiente (Tabla 5.6).

Tabla 5.6 (CUTT OFF) para el Campo Vargas

Datos Básicos				CUT – OFF de Sw		CUT – OFF de Rt	
Arena	Rt	Sw	Pozo	Sw > 0.60	Agua	>14	Gas
R4L	48	0.24	VAR-1A	Sw < 0.30	Hidrocarburo	7 – 14	Petroleo
R2L	16	0.50		0.30: Sw < 0.60	Hidrocarburo con alta Sw	<7	Agua
R4L	6	1.00	VAR-2E				
R2L	4	1.00					
<b>FORMACIÓN MEREURE</b>							
				CUT – OFF de Sw		CUT – OFF de Rt	
U2M	13	0.67	VAR-1A	Sw > 0.60	Agua	>10	Hidrocarburo
U3U	13	0.40		Sw < 0.40	Hidrocarburo	6 – 10	Hidrocarburo con alta Sw
U2M	10	0.38	VAR-2E	0.40: Sw < 0.60	Hidrocarburo con alta Sw	<6	Agua

La permeabilidad absoluta es una de las propiedades petrofísicas elementales muy importante, puesto que se traduce como la capacidad que tiene una roca de dejar fluir algún fluido a través de sus poros, el valor más confiable deriva de los análisis de núcleo, sin embargo los resultados obtenidos en este proyecto de grado, derivan de la aplicación del modelo de Smtih, el cual ha sido validado como el modelo que más se ajusta a este tipo de formaciones detríticas, este parámetro juega un papel importante en los yacimientos para el Campo Vargas

### 5.6 Estimación de reservas

Para el cálculo de las reservas fue necesario determinar el mapa isópaco estructural, evaluar los límites del yacimiento, estimar las propiedades energéticas, definir el modelaje de los fluidos a través del P.V.T, estimar roca neta productiva, estimar factor de recobro y finalmente GOES y GCOES

### 5.6.1 Construcción de mapas isópacos estructurales

El mapa isópaco resultante de la geometría del yacimiento, distribución de espesores de arena neta petrolífera y extensión del yacimiento, permitió dar paso a la interpretación de reservas en los diferentes niveles (R2L, R4L, U2M), clasificándolas en probado, probable y un posible, cuyos resultados estimaron que la columna de hidrocarburo presente en el Campo Vargas podría ser la misma en el pozo exploratorio IM-601 del Campo Iris según espesores netos petrolíferos.

El resultado para la arena R2L indica que los mayores espesores son de 6 pies de ANP en los pozos VAR-1 e IM-601 y hacia el VAR-2E se observa un límite de roca con la isópaco cero. Para la arena R4L el espesor máximo de la ANP es de 24 pies en el pozo VAR-1, 4 pies y 2 pies de ANP para los pozos VAR-2E e IM-601 respectivamente. En el caso de la U2M se observa un aumento de 8 pies en el pozo VAR-2E y una disminución de 4 pies en el pozo VAR-1, siendo el valor de ANP 6 pies en el IM-601 (Anexos 9, 10, 11).

### 5.6.2 Evaluación de los límites del yacimiento

Los límites de los yacimientos quedaron establecidos de la siguiente manera: hacia el Oeste la falla Normal Altamira de carácter sellante de dirección SW-NE y buzamiento generalizado al NW; un límite de roca al NE para las arenas R2L, U2M y para la R4L un GAPO hacia el NE, tomando en cuenta también el límite de roca y las pruebas de producción que permitió limitar los yacimientos en reservas probadas, probables y un posibles.

5.6.3 Estimación de las propiedades energéticas

Fue necesario estimar estas propiedades puesto que las mismas gobiernan el comportamiento de los fluidos, en la figura 5.1 se muestra los valores obtenidos en los yacimientos R2L, R4L y U2M.

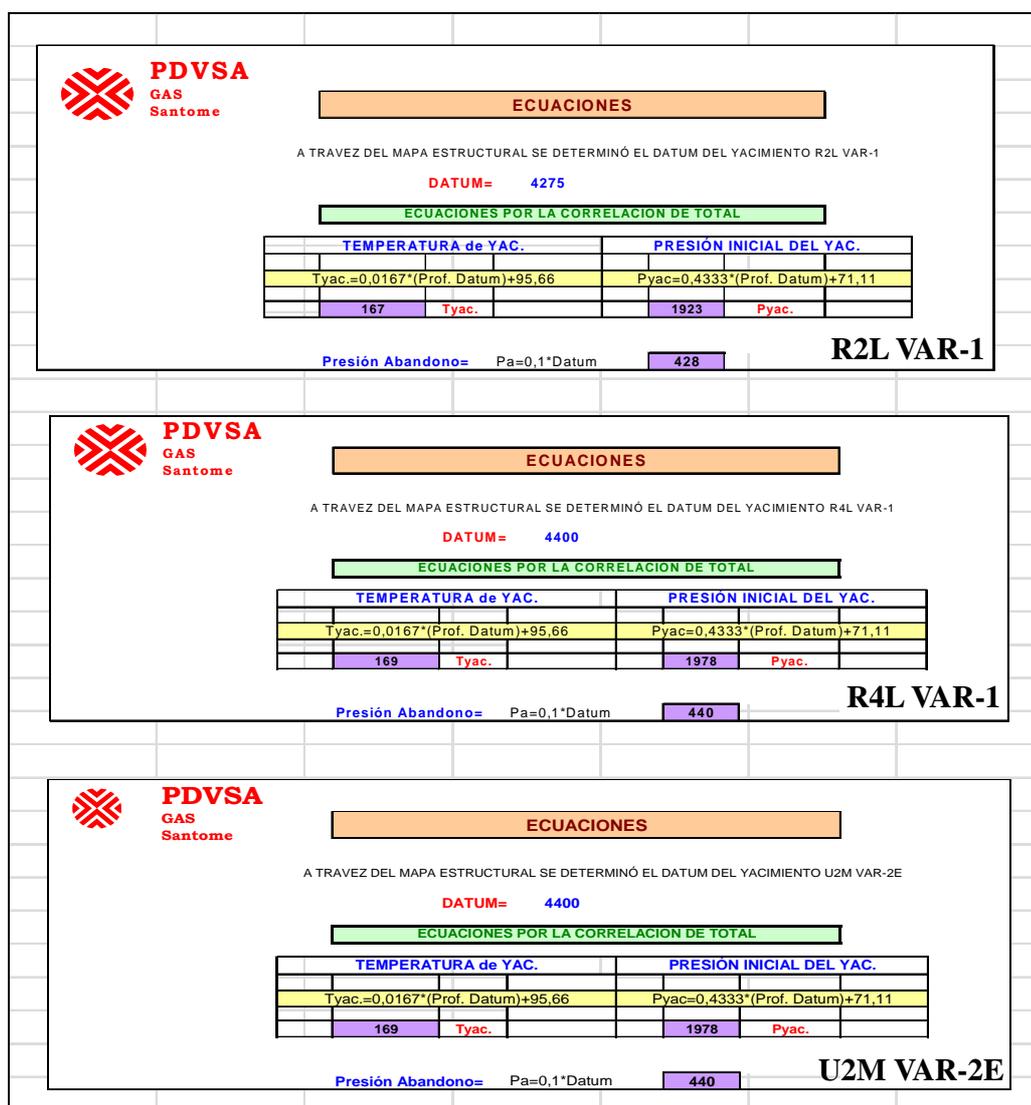


Figura 5.1 Estimación de las propiedades energéticas del Campo Vargas

## 5.6.4 Estimación de los parámetros del P.V.T

Los resultados del modelaje de los fluidos y su distribución en los yacimientos R2L, R4L y U2M, fueron determinados haciendo uso de correlaciones empíricas validadas para la Cuenca Oriental de Venezuela, presentadas por empresa Meneven & Total, Estas fueron necesarias puesto que permitieron cuantificar los volúmenes de hidrocarburos en el sitio (GOES y COES); sus resultados se presentan a continuación (Tabla 5.7).

Tabla 5.7, Estimación de los parámetros del P.V.T.

<b>Propiedades PVT</b>		
<b>Yacimiento R2L VAR-1</b>		
Gravedad específica inicial del gas condensado	<b>0,77</b>	
Relación gas condensado original	<b>73163</b>	<b>PCN/BN</b>
Viscosidad del gas condensado original	<b>0,018</b>	<b>cP</b>
Factor Volumétrico del gas condensado	<b>0,007</b>	<b>PCY/PCN</b>
<b>Propiedades PVT</b>		
<b>Yacimiento R4L VAR-1</b>		
Gravedad del gas	<b>0,75</b>	<b>PCN/BN</b>
Factor Volumétrico del gas	<b>0,0042</b>	<b>cP</b>
Viscosidad del gas	<b>0,0387</b>	<b>PCY/PCN</b>
<b>Propiedades PVT</b>		
<b>Yacimiento U2M VAR-2E</b>		
Gravedad del gas	<b>0,75</b>	<b>PCN/BN</b>
Factor Volumétrico del gas	<b>0,0033</b>	<b>cP</b>
Viscosidad del gas	<b>0,0071</b>	<b>PCY/PCN</b>

### 5.6.5 Estimación de roca neta productiva o cálculos volumétricos

Los cálculos volumétricos fueron efectuados por parcelas, esto para evitar sobreestimar las reservas de hidrocarburo. A continuación la tabla 5.8 muestra los resultados que se obtuvieron mediante las estimaciones de roca neta o cálculos volumétricos.

Tabla 5.8 Estimación de roca neta productiva o cálculos volumétricos.

<b>Yacimiento</b>	<b>Incertidumbre</b>	<b>Área (Acres)</b>	<b>Volumen (Acres-Pies)</b>
Yacimiento R2L VAR-1	Probado	242	1515
	Probable	926	7153
	Posible	862	6053
Yacimiento R4L VAR-1	Probado	654	11793
	Probable	1088	16768
	Posible	906	13510
Yacimiento U2M VAR-2E	Probado	1352	12258
	Probable	1393	14940
	Posible	1025	8572

#### 5.6.6 Estimación de los factores de recobros para los distintos yacimientos

Para la estimación de factor de recobro se utilizó la ecuación de ARPS modificada, esta se ha validado como la que más se ajusta al área de Sanvi-Güere, aplicándose para yacimientos cuyo mecanismo de producción es por expansión del gas en solución, puesto que el factor de recobro depende de las características del reservorio y del crudo, para los 3 yacimientos del campo Vargas (R2L,R4L,U2M), el factor de recobro esta entre de 71 a 78%, estos resultados son de vital importancia al momento de soportar un proyecto que involucren los yacimientos evaluados.

#### 5.6.7 Estimación del GOES, COES y las reservas de hidrocarburo

Los resultados de la estimación de reservas, fueron obtenidos basándose en el método volumétrico, cabe destacar que estos valores serán cotejados con los resultados que se obtendrán de la ecuación de balance de materiales, los mismos se reflejan en las hojas de datos básicos para cada uno de los yacimientos en estudios, por ser estos descubrimientos, para luego dejar puesto que el proyecto se encuentre en fase de estudio y así someterlo antes Ministerio de Energía y Petróleo. En las tablas a continuación, se muestran los resultados de las reservas estimadas para los yacimientos en estudio (tabla 5.9 a 5.17).

Tabla 5.9 Hoja de datos básico (probado) del yacimiento R2L VAR-1 de Gas Condensado

FORMATO OFICIAL APROBADO POR EL MEM EL 21.11.2000							
UNIDAD EXPLOT.: UNIDAD DESANVI - GÜERE	UNIDAD DE NEGOCIO:	AREA:					
CAMPO: VARGAS							
YACIMIENTO: R2L VAR-1A	ESFUERZO PROPIO	AREA TRADICIONAL					
COD. YAC:	JURISDICCION:	ASIGNACION:	TIPO DE CAMBIO:				
TIPO DE RESERVA: PRUBADAS	BARCELONA	SI	CREACION				
FECHA SOMETIM: CARTA SOMETIM:	RESERVAS PRUBADAS DE CONDENSADO Y GAS ASOCIADO						
DATOS BASICOS		DESCUBRIMIENTO	REVISION			YACIMIENTO A OFICIALIZAR	UNIDADES
			ORIGINAL	OFICIAL	CAMBIO		
1. GRAVEDAD ESPECIFICA	$\gamma_c$	0,77					
2. GRAVEDAD $\gamma_{API}$	$\gamma$	56,70					
3. POROSIDAD	$\phi$	17,00				%	
4. SATURACION INICIAL DEL GAS CONDENSADO	$S_{gci}$	0,85				%	
5. FACTOR VOLUMETRICO DEL GAS CONDENSADO	$\beta_{gci}$	0,007				PCY/PCN	
6. AREA DEL YACIMIENTO	Ac	242				acres	
7. VOLUMEN DE ROCA DEL YACIMIENTO	Vc	1515				acres-pies	
8. RELACION GAS CONDENSADO ORIGINAL	Rscd	73163				PCN/BN	
9. RELACION GAS CONDENSADO AL ABANDONO	Rsca					PCN/BN	
10. TEMPERATURA ORIGINAL	T	167				$^{\circ}F$	
11. PUNTO CRICONDENTERMICO	Tc					$^{\circ}F$	
12. PRESION ORIGINAL	Pi	1.923				lppc	
13. PRESION DE ROCIO	Pr	3.770				lppc	
14. PRESION DE ABANDONO	Pa	428				lppc	
15. PROFUNDIDAD DEL PLANO DE REFERENCIA	pbnm	4275				pbnm	
16. GAS CONDENSADO POR UNIDAD DE VOLUMEN	$43.560^{\circ} \theta^{\circ} S_{gi} * (1/\beta_{gi})$	94228				MPCN/acres-pies	
17. RIQUEZA DEL GAS CONDENSADO	GPM					GAL/MPCN	
18. VISCOSIDAD DEL GAS CONDENSADO ORIGINAL	$\mu_{ci}$	0,0183				cP	
19. LIQUIDOS OBTENIBLES DEL GAS	HLG					BN/MMPC	
20. PERMEABILIDAD ABSOLUTA	k	312				mD	
21. MECANISMO DE PRODUCCION							
RESERVAS DE GAS							
22. GAS CONDENSADO ORIGINAL EN SITIO (GCOES)	$(7+16)^{\circ} 1000$	142.755.184				MMPCN	
23. FRACCION DEL GAS	fg	1,0					
24. GAS SECO ORIGINAL EN SITIO (GSOES)	$(22+23)$	141.146.619				MMPCN	
25. FACTOR DE RECUBRO	FRg	77				%	
26. RESERVAS RECUPERABLES DE GAS	$(24+25)^{\circ} 100$	108936960				MMPCN	
27. GAS INYECTADO	Gi					MMPCN	
28. PRODUCCION ACUMULADA DEL GAS	Gp					MMPCN	
29. RESERVAS REMANENTES DE GAS	$(26+27-28)$	108.936.960				MMPCN	
RESERVAS DE CONDENSADO							
30. CONDENSADO ORIGINAL EN SITIO (COES)	$(24+8)^{\circ} 1000$	1929208				MBN	
31. FACTOR DE RECUBRO PRIMARIO	FRp	77				%	
32. RESERVAS RECUPERABLES PRIMARIAS	$(30+31)^{\circ} 100$	1488962				MBN	
33. FACTOR DE RECUBRO SECUNDARIO	FRs					%	
34. RESERVAS RECUPERABLES SECUNDARIAS	$(30+33)^{\circ} 100$	0,00				MBN	
35. RESERVAS RECUPERABLES TOTALES	$(32+34)$	1.488.962				MBN	
36. PRODUCCION ACUMULADA DE CONDENSADO	Np					MBN	
37. RESERVAS REMANENTES DE CONDENSADO	$(35-36)$	1488962				MBN	

Tabla 5.10 Hoja de datos básico (probable) del yacimiento R2L VAR-1 de Gas Condensado

FORMATO OFICIAL APROBADO POR EL MEM EL 21.11.2000						
UNIDAD EXPLOT.: ESQUINA - TRICO	UNIDAD DE NEGOCIO:	AREA:				
CAMPO: VARGAS	ESFUERZO PROPIO		AREA TRADICIONAL			
YACIMIENTO: R2L VAR-1	JURISDICCION:	ASIGNACION:	TIPO DE CAMBIO:			
COD. YAC:	BARCELONA	SI	ELIMINACION			
TIPO DE RESERVA: PROBABLE	RESERVAS PROBADAS DE CONDENSADO Y GAS ASOCIADO					
FECHA SOMETIM.:						
CARTA SOMETIM.:						
DATOS BASICOS		DESCUBRIMIENTO	REVISION		YACIMIENTO A OFICIALIZAR	UNIDADES
			ORIGINAL	OFICIAL		
1. GRAVEDAD ESPECIFICA	$\gamma_c$	0,77				
2. GRAVEDAD $\gamma_{API}$	$\gamma$	56,70				
3. POROSIDAD	$\phi$	17,00				%
4. SATURACION INICIAL DEL GAS CONDENSADO	$S_{gci}$	0,80				%
5. FACTOR VOLUMETRIC DEL GAS CONDENSADO	$\beta_{gci}$	0,007				PCY/BN
6. AREA DEL YACIMIENTO	$A_c$	926				acres
7. VOLUMEN DE ROCA DEL YACIMIENTO	$V_c$	7153				acres-pies
8. RELACION GAS CONDENSADO ORIGINAL	$R_{scl}$	73163				PCN/BN
9. RELACION GAS CONDENSADO AL ABANDONO	$R_{sca}$					PCN/BN
10. TEMPERATURA ORIGINAL	$T$	167				$^{\circ}F$
11. PUNTO CRICONDENTERMICO	$T_c$					$^{\circ}F$
12. PRESION ORIGINAL	$P_i$	1.999				lppc
13. PRESION DE ROCIO	$P_r$	3.770				lppc
14. PRESION DE ABANDONO	$P_a$	445				lppc
15. PROFUNDIDAD DEL PLANO DE REFERENCIA	$p_{bnm}$	4450				gftnm
16. GAS CONDENSADO POR UNIDAD DE VOLUMEN	$43.360^{\circ}O^{\circ}S_{gi} \cdot (1 - \beta_{gci})$	88685				MPCN/acres-pies
17. RIQUEZA DEL GAS CONDENSADO	$GPM$					GAL/MPCN
18. VISCOSIDAD DEL GAS CONDENSADO ORIGINAL	$\mu_c$	0,0183				cP
19. LIQUIDOS OBTENIBLES DEL GAS	$HLG$					BN/MMPC
20. PERMEABILIDAD ABSOLUTA	$k$	312				mD
21. MECANISMO DE PRODUCCION						
RESERVAS DE GAS						
22. GAS CONDENSADO ORIGINAL EN SITIO (GCOES)	$(7^{\circ}16) \cdot 1000$	634.364				MMPCN
23. FRACCION DEL GAS	$f_g$	1,0				
24. GAS SECO ORIGINAL EN SITIO (GSOES)	$(22^{\circ}23)$	634.364				MMPCN
25. FACTOR DE RECOBRO	$FR_g$	77				%
26. RESERVAS RECUPERABLES DE GAS	$(24^{\circ}25) \cdot 100$	488.460				MMPCN
27. GAS INYECTADO	$G_i$					MMPCN
28. PRODUCCION ACUMULADA DEL GAS	$G_p$					MMPCN
29. RESERVAS REMANENTES DE GAS	$(26^{\circ}27-28)$	488.460				MMPCN
RESERVAS DE CONDENSADO						
30. CONDENSADO ORIGINAL EN SITIO (COES)	$(24-8) \cdot 1000$	8671				MBN
31. FACTOR DE RECOBRO PRIMARIO	$FR_p$	15				%
32. RESERVAS RECUPERABLES PRIMARIAS	$(30^{\circ}31) \cdot 100$	1301				MBN
33. FACTOR DE RECOBRO SECUNDARIO	$FR_s$					%
34. RESERVAS RECUPERABLES SECUNDARIAS	$(30^{\circ}33) \cdot 100$	0,00				MBN
35. RESERVAS RECUPERABLES TOTALES	$(32^{\circ}34)$	1.301				MBN
36. PRODUCCION ACUMULADA DE CONDENSADO	$N_p$					MBN
37. RESERVAS REMANENTES DE CONDENSADO	$(35-36)$	1301				MBN

Tabla 5.11 Hoja de datos básico (posible) del yacimiento R2L VAR-1 de Gas Condensado

FORMATO OFICIAL APROBADO POR EL MEM EL 21.11.2000						
UNIDAD EXPLOR.: UNIDAD DE SANVI-GÜERE	UNIDAD DE NEGOCIO:	AREA:				
CAMPO: VARGAS	ESFUERZO PROPIO		AREA TRADICIONAL			
YACIMIENTO: R2L VAR-1A	JURISDICCION:		ASIGNACION:	TIPO DE CAMBIO:		
COD. YAC:	BARCELONA		SI	CREACION		
TIPO DE RESERVA: POSIBLE	RESERVAS POSIBLES DE CONDENSADO Y GAS ASOCIADO					
FECHA SOMETIML:						
CARTA SOMETIML:						
DATOS BASICOS		DESCUBRIMIENTO	REVISION		YACIMIENTO A OFICIALIZAR	UNIDADES
		ORIGINAL	OFICIAL	CAMBIO		
1. GRAVEDAD ESPECIFICA	$\gamma_c$	0,77			0,755	
2. GRAVEDAD *API	$\gamma$	56,70			56,00	
3. POROSIDAD	$\phi$	17,00			22,00	%
4. SATURACION INICIAL DEL GAS CONDENSADO	Sgc	0,80			85,00	%
5. FACTOR VOLUMETRICO DEL GAS CONDENSADO	$\beta_{gci}$	0,0067			0,00508	PCY/PCN
6. AREA DEL YACIMIENTO	Ac	862			502	acres
7. VOLUMEN DE ROCA DEL YACIMIENTO	Vc	6058			13.670	acres-pies
8. RELACION GAS CONDENSADO ORIGINAL	Rsci	73163			2.688	PCN/BN
9. RELACION GAS CONDENSADO AL ABANDONO	Rscs					PCN/BN
10. TEMPERATURA ORIGINAL	T	174			174,00	°F
11. PUNTO CRICONDENTERMICO	Tc				224,00	°F
12. PRESION ORIGINAL	Pi	2.114			2.147	lppc
13. PRESION DE ROCIO	Pr	3.770			3.711	lppc
14. PRESION DE ABANDONO	Pa	472			429	lppc
15. PROFUNDIDAD DEL PLANO DE REFERENCIA	pbnm	4715			4.879	pbnm
16. GAS CONDENSADO POR UNIDAD DE VOLUMEN	43.560*O*Sgi *(1 $\beta_{gci}$ )	88685			1.394	MPCN/acres-pies
17. RIQUEZA DEL GAS CONDENSADO	GPM				10	GAL/MPCN
18. VISCOSIDAD DEL GAS CONDENSADO ORIGINAL	$\mu_c$	0,0183			0,0460	cP
19. LIQUIDOS OBTENIBLES DEL GAS	HLG				227	BN/MMPC
20. PERMEABILIDAD ABSOLUTA	k	312			572	mD
21. MECANISMO DE PRODUCCION					CA	
<b>RESERVAS DE GAS</b>						
22. GAS CONDENSADO ORIGINAL EN SITIO (GCOES)	(7*16)/1000	537.253.911			19.055	MMPCN
23. FRACCION DEL GAS	fg	1,0			0,9	
24. GAS SECO ORIGINAL EN SITIO (GSOES)	(22*23)	531.200.134			17.721	MMPCN
25. FACTOR DE RECOBRO	FRg	77			85,0	%
26. RESERVAS RECUPERABLES DE GAS	(24*25)/100	409980264			15.063	MMPCN
27. GAS INYECTADO	Gi					MMPCN
28. PRODUCCION ACUMULADA DEL GAS	Gp					MMPCN
29. RESERVAS REMANENTES DE GAS	(26+27-28)				15.063	MMPCN
<b>RESERVAS DE CONDENSADO</b>						
30. CONDENSADO ORIGINAL EN SITIO (COES)	(24/8)*1000	7260502			6.593	MBN
31. FACTOR DE RECOBRO PRIMARIO	FRp	77			15,0	%
32. RESERVAS RECUPERABLES PRIMARIAS	(30*31)/100	559058682			989	MBN
33. FACTOR DE RECOBRO SECUNDARIO	FRs					%
34. RESERVAS RECUPERABLES SECUNDARIAS	(30*33)/100	0,00				MBN
35. RESERVAS RECUPERABLES TOTALES	(32+34)	559.058.682			989	MBN
36. PRODUCCION ACUMULADA DE CONDENSADO	Np					MBN
37. RESERVAS REMANENTES DE CONDENSADO	(35-36)	559058682			989	MBN

Tabla 5.12 Hoja de datos básico (probado) del yacimiento R4L VAR-1 de Gas Natural no asociado

FORMATO OFICIAL APROBADO POR EL MEM EL 21.11.2000						
CAMPO: VARGAS YACIMIENTO: R4L, MVAR-1 COD. YAC: TIPO DE RESERVA: PROBADA FECHA: ENERO CARTA:	PDVSA GAS S.A.					
	JURISDICCION: BARCELONA			TIPO DE CAMBIO: REVISIÓN		
	<b>RESERVAS PROBADAS DE GAS NATURAL NO ASOCIADO</b>					
DATOS BASICOS		DESCUBRIMIENTO		REVISION		YACIMIENTO
		ORIGINAL	EXTENSION	OFICIAL	CAMBIO	ACTUAL
						UNIDADES
1. GRAVEDAD ESPECIFICA	$\gamma_g$	0,75				
2. POROSIDAD	$\phi$	19				%
3. SATURACION DEL GAS	$S_g$	80				%
4. FACTOR VOLUMETRICO DEL GAS	$B_{gi}$	0,0042				PCY/PCN
5. AREA ZONA DE GAS	$A_g$	654				ACRES
6. VOLUMEN ZONA DE GAS	$V_g$	11793				ACRES-PIES
7. PRESION ORIGINAL	$P_i$	1978				LPC
8. PROFUNDIDAD DEL PLANO DE REFERENCIA	$p_{brm}$	4400				PIES
9. PRESION DE ABANDONO	$P_a$	440				LPC
10. GAS POR UNIDAD DE VOLUMEN	$43.560 \cdot \phi \cdot S_{gi} \cdot (1 - B_{gi})$	15764571,4				MPC/ACRE-PIE
11. VISCOSIDAD DEL GAS	$\mu_g$	0,0387				CP
12. TEMPERATURA DEL YACIMIENTO	$T$	169				°F
13. PERMEABILIDAD ABSOLUTA	$k$	528				MD
14. PODER CALORIFICO						BTU/PC
15. LIQUIDOS OBTENIBLES DEL GAS	$H_{LG}$					BLS/MMPC
16. MECANISMO DE PRODUCCION						
RESERVAS DE GAS						
17. GAS ORIGINAL EN SITIO	$(6 \bullet 10) / 1000$	185911591				MMPCS
18. FACTOR DE RECOBRO	$F_{rg}$	77				%
19. RESERVAS RECUPERABLES DE GAS	$(17 \bullet 18) / 100$	143151925				MMPCS
20. GAS INYECTADO	$G_i$					MMPCS
21. PRODUCCION ACUMULADA DEL GAS	$G_p$					MMPCS
22. RESERVAS REMANENTES DE GAS	$19 - 20 - 21$	143151925				MMPCS

Tabla 5.13 Hoja de datos básico (probable) del yacimiento R4L VAR-1 de Gas Natural no asociado

FORMATO OFICIAL APROBADO POR EL MEM EL 21.11.2000						
CAMPO: VARGAS YACIMIENTO: R4L VAR-1 COD. YAC: TIPO DE RESERVA: PROBABLE FECHA: ENERO 2006 CARTA:	PDVSA GAS S.A.					
	JURISDICCION: BARCELONA			TIPO DE CAMBIO: REVISIÓN		
	<b>RESERVAS PROBABLES DE GAS NATURAL NO ASOCIADO</b>					
DATOS BASICOS		DESCUBRIMIENTO		REVISION		YACIMIENTO
		ORIGINAL	EXTENSION	OFICIAL	CAMBIO	ACTUAL
						UNIDADES
1. GRAVEDAD ESPECIFICA	$\gamma_g$	0,75				
2. POROSIDAD	$\phi$	19				%
3. SATURACION DEL GAS	$S_g$	85				%
4. FACTOR VOLUMETRICO DEL GAS	$B_{gi}$	0,0041				PCY/PCN
5. AREA ZONA DE GAS	$A_g$	1088				ACRES
6. VOLUMEN ZONA DE GAS	$V_g$	16768				ACRES-PIES
7. PRESION ORIGINAL	$P_i$	2064				LPC
8. PROFUNDIDAD DEL PLANO DE REFERENCIA	$p_{brm}$	4600				PIES
9. PRESION DE ABANDONO	$P_a$	460				LPC
10. GAS POR UNIDAD DE VOLUMEN	$43.560 \cdot \phi \cdot S_{gi} \cdot (1/B_{gi})$	17158390,2				MPC/ACRE-PIE
11. VISCOSIDAD DEL GAS	$\mu_g$	88,6481				CP
12. TEMPERATURA DEL YACIMIENTO	$T$	172				$^{\circ}F$
13. PERMEABILIDAD ABSOLUTA	$k$	528				MD
14. PODER CALORIFICO						BTU/PC
15. LIQUIDOS OBTENIBLES DEL GAS	H/G					BLS/MMPC
16. MECANISMO DE PRODUCCION		EH				
<b>RESERVAS DE GAS</b>						
17. GAS ORIGINAL EN SITIO	$(6 \cdot 10) / 1000$	287711888				MMPCS
18. FACTOR DE RECOBRO	$F_{rg}$	77				%
19. RESERVAS RECUPERABLES DE GAS	$(17 \cdot 18) / 100$	221538153				MMPCS
20. GAS INYECTADO	$G_i$					MMPCS
21. PRODUCCION ACUMULADA DEL GAS	$G_p$					MMPCS
22. RESERVAS REMANENTES DE GAS	$19 \cdot 20 \cdot 21$	221538153				MMPCS

Tabla 5.14 Hoja de datos básico (posible) del yacimiento R4L VAR-1 de Gas Natural no asociado

FORMATO OFICIAL APROBADO POR EL MEM EL 21.11.2000						
CAMPO : VARGAS YACIMIENTO: R4L VAR-1 COD. YAC: TIPO DE RESERVA: POSIBLE FECHA: ENERO 2006 CARTA:	PDVSA GAS S.A.					
	JURISDICCION: BARCELONA			TIPO DE CAMBIO: REVISIÓN		
	<b>RESERVAS POSIBLES DE GAS NATURAL NO ASOCIADO</b>					
DATOS BASICOS	DESCUBRIMIENTO	EXTENSION	REVISION		YACIMIENTO	UNIDADES
			OFICIAL	CAMBIO		
1. GRAVEDAD ESPECIFICA	$\gamma_g$	0,75				
2. POROSIDAD	$\phi$	19				%
3. SATURACION DEL GAS	$S_g$	80				%
4. FACTOR VOLUMETRICO DEL GAS	$B_{gi}$	0,0034				PCY/PCN
5. AREA ZONA DE GAS	$A_g$	906				ACRES
6. VOLUMEN ZONA DE GAS	$V_g$	13510				ACRES-PIES
7. PRESION ORIGINAL	$P_i$	2162				LPC
8. PROFUNDIDAD DEL PLANO DE REFERENCIA	$p_{brm}$	4825				PIES
9. PRESION DE ABANDONO	$P_a$	483				LPC
10. GAS POR UNIDAD DE VOLUMEN	$43.560 \cdot \phi \cdot S_{gi} \cdot (1/B_{gi})$	19473882,4				MPC/ACRE-PIE
11. VISCOSIDAD DEL GAS	$\mu_g$	0,069				CP
12. TEMPERATURA DEL YACIMIENTO	$T$	176				°F
13. PERMEABILIDAD ABSOLUTA	$k$	528				MD
14. PODER CALORIFICO						BTU/PC
15. LIQUIDOS OBTENIBLES DEL GAS	HLG					BLS/MMPC
16. MECANISMO DE PRODUCCION						
<b>RESERVAS DE GAS</b>						
17. GAS ORIGINAL EN SITIO	$(6 \bullet 10) 1000$	263092151				MMPCS
18. FACTOR DE RECOBRO	$F_{rg}$	77				%
19. RESERVAS RECUPERABLES DE GAS	$(17 \bullet 18) 100$	202580956				MMPCS
20. GAS INYECTADO	$G_i$					MMPCS
21. PRODUCCION ACUMULADA DEL GAS	$G_p$					MMPCS
22. RESERVAS REMANENTES DE GAS	$19 \bullet 20 \bullet 21$	202580956				MMPCS

Tabla 5.15 Hoja de datos básico (probado) del yacimiento U2M VAR-2E de Gas Natural no asociado

FORMATO OFICIAL APROBADO POR EL MEM EL 21.11.2000						
CAMPO : VARGAS YACIMIENTO: U2M VAR-2E COD. YAC: TIPO DE RESERVA: PROBADO FECHA: ENERO 2006 CARTA:	PDVSA GAS S.A.					
	JURISDICCION: BARCELONA			TIPO DE CAMBIO: REVISIÓN		
	<b>RESERVAS PROBADAS DE GAS NATURAL NO ASOCIADO</b>					
DATOS BASICOS		DESCUBRIMIENTO	REVISION		YACIMIENTO	UNIDADES
			ORIGINAL	EXTENSION		
1. GRAVEDAD ESPECIFICA	$\gamma_g$	0,75				
2. POROSIDAD	$\phi$	17				%
3. SATURACION DEL GAS	$S_g$	0,8				%
4. FACTOR VOLUMETRICO DEL GAS	$B_{gi}$	0,0033				PCV/PCN
5. AREA ZONA DE GAS	$A_g$	1352				ACRES
6. VOLUMEN ZONA DE GAS	$V_g$	12258				ACRES-PIES
7. PRESION ORIGINAL	$P_i$	2250				LPC
8. PROFUNDIDAD DEL PLANO DE REFERENCIA	$p_{bnm}$	5025				PIES
9. PRESION DE ABANDONO	$P_a$	503				LPC
10. GAS POR UNIDAD DE VOLUMEN	$43.560 \cdot \phi \cdot S_{gi} \cdot (1/B_{gi})$	179520,0				MPC/ACRE-PIE
11. VISCOSIDAD DEL GAS	$\mu_g$	0,071				CP
12. TEMPERATURA DEL YACIMIENTO	$T$	180				°F
13. PERMEABILIDAD ABSOLUTA	$k$	206				MD
14. PODER CALORIFICO						BTU/PC
15. LIQUIDOS OBTENIBLES DEL GAS	HLG					ELS/MMPC
16. MECANISMO DE PRODUCCION						
RESERVAS DE GAS						
17. GAS ORIGINAL EN SITIO	$(6 \bullet 10) / 1000$	2200556				MMPCS
18. FACTOR DE RECOBRO	$F_{rg}$	77				%
19. RESERVAS RECUPERABLES DE GAS	$(17 \bullet 18) / 100$	1694428				MMPCS
20. GAS INYECTADO	$G_i$					MMPCS
21. PRODUCCION ACUMULADA DEL GAS	$G_p$					MMPCS
22. RESERVAS REMANENTES DE GAS	$19-20-21$	1694428				MMPCS

Tabla 5.16 Hoja de datos básico (probable) del yacimiento U2M VAR-2E de Gas Natural no asociado

FORMATO OFICIAL APROBADO POR EL MEM EL 21.11.2000						
CAMPO : VARGAS YACIMIENTO: U2M VAR-2E COD. YAC: TIPO DE RESERVA: PROBABLE FECHA: ENERO 2006 CARTA:	PDVSA GAS S.A.					
	JURISDICCION: BARCELONA			TIPO DE CAMBIO: REVISIÓN		
	<b>RESERVAS PROBABLE DE GAS NATURAL NO ASOCIADO</b>					
DATOS BASICOS		DESCUBRIMIENTO		REVISION		YACIMIENTO
		ORIGINAL	EXTENSION	OFICIAL	CAMBIO	ACTUAL
						UNIDADES
1. GRAVEDAD ESPECIFICA	$\gamma_g$	0,75				
2. POROSIDAD	$\phi$	17				%
3. SATURACION DEL GAS	$S_g$	80				%
4. FACTOR VOLUMETRICO DEL GAS	$B_{gi}$	0,0033				PCY/PCN
5. AREA ZONA DE GAS	$A_g$	1393				ACRES
6. VOLUMEN ZONA DE GAS	$V_g$	14940				ACRES-PIES
7. PRESION ORIGINAL	$P_i$	2324				LPC
8. PROFUNDIDAD DEL PLANO DE REFERENCIA	$p_{bmm}$	5200				PIES
9. PRESION DE ABANDONO	$P_a$	520				LPC
10. GAS POR UNIDAD DE VOLUMEN	$43.560 \cdot \phi \cdot S_{gi} \cdot (1/B_{gi})$	17952000,0				MPC/ACRE-PIE
11. VISCOSIDAD DEL GAS	$\mu_g$	0,073				CP
12. TEMPERATURA DEL YACIMIENTO	$T$	183				°F
13. PERMEABILIDAD ABSOLUTA	$k$	206				MD
14. PODER CALORIFICO						BTU/PC
15. LIQUIDOS OBTENIBLES DEL GAS	HLG					BLS/MMPC
16. MECANISMO DE PRODUCCION						
<b>RESERVAS DE GAS</b>						
17. GAS ORIGINAL EN SITIO	$(6 \cdot 10^9) / 1000$	268202880				MMPCS
18. FACTOR DE RECOBRO	$F_{rg}$	77				%
19. RESERVAS RECUPERABLES DE GAS	$(17 \cdot 10^9) / 100$	206516218				MMPCS
20. GAS INYECTADO	$G_i$					MMPCS
21. PRODUCCION ACUMULADA DEL GAS	$G_p$					MMPCS
22. RESERVAS REMANENTES DE GAS	$19-20-21$	206516218				MMPCS

Tabla 5.17 Hoja de datos básico (posible) del yacimiento U2M VAR-2E de Gas Natural no asociado

FORMATO OFICIAL APROBADO POR EL MEM EL 21.11.2000							
CAMPO : VARGAS YACIMIENTO: U2M VAR-2E COD. YAC: TIPO DE RESERVA: POSIBLE FECHA: ENERO 2006 CARTA:		PDVSA GAS S.A.					
		JURISDICCION: BARCELONA		TIPO DE CAMBIO: REVISIÓN			
		<b>RESERVAS POSIBLES DE GAS NATURAL NO ASOCIADO</b>					
DATOS BASICOS		DESCUBRIMIENTO	REVISION		YACIMIENTO	UNIDADES	
		ORIGINAL	EXTENSION	OFICIAL	CAMBIO	ACTUAL	
1.	GRAVEDAD ESPECIFICA	$\gamma_g$	0,75				
2.	POROSIDAD	$\phi$	17				%
3.	SATURACION DEL GAS	$S_g$	0,8				%
4.	FACTOR VOLUMETRICO DEL GAS	$B_{gi}$	0,0032				PCY/PCN
5.	AREA ZONA DE GAS	$A_g$	1025				ACRES
6.	VOLUMEN ZONA DE GAS	$V_g$	8572				ACRES-PIES
7.	PRESION ORIGINAL	$P_i$	2422				LPC
8.	PROFUNDIDAD DEL PLANO DE REFERENCIA	$p_{brm}$	5425				PIES
9.	PRESION DE ABANDONO	$P_a$	543				LPC
10.	GAS POR UNIDAD DE VOLUMEN	$43.560 \cdot \phi \cdot S_{gi} \cdot (1/B_{gi})$	185130,0				MPC/ACRE-PIE
11.	VISCOSIDAD DEL GAS	$\mu_g$	0,075				CP
12.	TEMPERATURA DEL YACIMIENTO	$T$	186				°F
13.	PERMEABILIDAD ABSOLUTA	$k$	206				MD
14.	PODER CALORIFICO						BTU/PC
15.	LIQUIDOS OBTENIBLES DEL GAS	$H_{LG}$					BLS/MMPC
16.	MECANISMO DE PRODUCCION						
RESERVAS DE GAS							
17.	GAS ORIGINAL EN SITIO	$(6 \cdot 10^3) / 1000$	1586934				MMPCS
18.	FACTOR DE RECOBRO	$F_{rg}$	77				%
19.	RESERVAS RECUPERABLES DE GAS	$(17 \cdot 10^3) / 100$	1221939				MMPCS
20.	GAS INYECTADO	$G_i$					MMPCS
21.	PRODUCCION ACUMULADA DEL GAS	$G_p$					MMPCS
22.	RESERVAS REMANENTES DE GAS	$19-20-21$	1221939				MMPCS

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### Conclusiones

1. Se determinaron como marcador estratigráficos la lutita R2U y la U1 debido a su consistencia y continuidad lateral a lo largo del área en estudio.
2. La variación existente entre los topes oficiales y los topes reinterpretados de las arenas, es producto en algunos casos de la precisión del intérprete y en otros casos por diferencia entre la elevación de la mesa rotaria real y el valor cargado en la herramienta computarizada.
3. La estructura en los yacimientos R2L VAR-1, R4L VAR-1 y U2M VAR-2E corresponden a un homoclinal de suave buzamiento de 2° a 4°, hacia el Nor-Noreste, coincidiendo con el marco estructural regional, este comportamiento estructural resulta predominante en los yacimientos situados en el bloque levantado de la falla normal del Campo Vargas.
4. Los límites del yacimiento quedan establecidos al Oeste de la falla Altamira el cual es de carácter sellante para los yacimientos en estudio, teniendo un límite de roca y un GAPO ambos hacia el NE de la estructura, esto permitió clasificar a los niveles según sea su incertidumbre en un probado, probable y posible, dando como resultado así un entrapamiento Mixto del tipo estructural y estratigráfico.
5. Los yacimientos reinterpretados presentan los siguientes parámetros petrofísicos promedios: Yacimiento R4L VAR-1 porosidad 19%, saturación de agua 29%, arcillosidad 10%, y permeabilidad de 528 mD. Yacimiento R2L VAR-1 porosidad 17%, saturación de agua 28%, arcillosidad 29%, y

permeabilidad de 312 mD. Yacimiento U2M VAR-2E, porosidad 17%, saturación de agua 48%, arcillosidad 21%, y permeabilidad de 206 mD.

6. El GOES, GCOES para los yacimientos en estudios se clasificaron según su incertidumbre de ocurrencia en probados, probable y un posible, siendo éstos descubrimientos para cada uno de los niveles objetivos de esta tesis de grado (R2L, R4L, U2M).

7. Se estimaron las reservas de gas no asociado y gas condensado para los yacimientos a continuación: el GCOES para el yacimiento R2L VAR-1 se estimó en 142.755.184 MMPCN siendo estas reservas probadas, se determinó un probable en 634,364 MMPCN y un posible en 537.253.911 MMPCN.

8. Para el GOES para el yacimiento R4L VAR-1 se estimó en 185.911.591 MMPCS siendo este un probado, se determinó un probable en 287.711.888 MMPCS y un posible en 263.092.151 MMPCS.

9. El GOES para el yacimiento U2M VAR-2E se estimó en 220.055.600 MMPCS siendo este un probado, se determinó un probable en 268.202.880 MMPCS y un posible en 1.586.934 MMPCS, cabe destacar que los valores calculados en cuanto a reservas en cada de uno de los yacimientos es debido al aumento del área de la zona de gas, en comparación con el mapa oficial del Campo Vargas basados en la reinterpretación de los límites del yacimiento.

10. Por medio del método volumétrico y con el objeto de oficializarlas ante el Ministerio para el poder popular para la energía y petróleo (MPPEP), como resultado se obtuvieron las siguientes reservas remanentes de hidrocarburos en los yacimientos: Reservas remanente de Gas Condesado Probado: R21 VAR-1 (1.488.962 MMPCN), Reservas remanente de Gas Condesado Probable: R21 VAR-1 (1.301 MMPCN), Reservas remanente de Gas

Condesado Posible: R2L VAR-1 (599.999.849 MMPCN). Reservas remanente de Gas Probado: R4L VAR-1 (143.151.925 MMPCS), Reservas remanente de Gas Probable: R4L VAR-1(221.538.153 MMPCS), Reservas remanente de Gas Posible: R4L VAR-1 (202.580.956 MMPCS). Reservas remanente de Gas Probado: U2M VAR-2E (1694428 MMPCS), Reservas remanente de Gas Probable: U2M VAR-2E (206.516.218 MMPCS), Reservas remanente de Gas Posible: U2M VAR-2E (122.193.900 MMPCS).

### **Recomendaciones**

1. Se recomienda desarrollar un programa de sísmica 3D, ya que en el área en estudio fue validada por sísmica 2D en el año 1995, esto permitirá con mayor precisión validar las estructuras presentes en los yacimientos del Campo Vargas
2. Tomar núcleos en las arenas del Campo Vargas (R2L, R4L y U2M), con el objetivo de validar la evaluación petrofísica y determinar el ambiente de depositacional de los yacimientos
3. Tomar pruebas de presión en las arenas, para calibrar el modelo de permeabilidad, esto permitirá realizar proyectos de recuperación secundaria eficientes en los yacimientos evaluados.
4. Verificar los mecanismos de producción de los yacimientos, con el fin de optimizar los factores de recobros.
5. Someter las reservas ante el Ministerio de Energía y Petróleo (MENPET) una vez realizada la aprobación por parte de la Gerencia de Yacimiento PDVSA- GAS, San Tomé.

## REFERENCIAS

Acosta E. y Rosales E. (2.006). **MODELO PETROFÍSICO DE YACIMIENTOS CON ALTA SATURACIÓN IRREDUCIBLE DE AGUA DE LA FORMACIÓN OFICINA. CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA.** Manual de Interpretación, San Tomé, Edo. Anzoátegui, Venezuela.

Baker Atlas, (2007) **ESTUDIOS E INTRODUCCIÓN DE ANALIS DE SECUENCIAS**, Houston, Texas, United state

Balestrini, (1997), **EVALUACIÓN ANALISIS DE AMBIENTES SEDIMENTARIOS MEDIANTE PERFILES DE POZOS.** Primera edición

Bigelow A. (1.995). **INTRODUCTION TO WIRELINE LOG ANALYSIS.** Baker Atlas, Houston, Texas, United State.

CIED-PDVSA (1.996). **EVALUACIÓN DE FORMACIONES.** Primera versión.

CIED-PDVSA (1.999). **EVALUACIÓN DE FORMACIONES.** Segunda versión.

Díaz, Annie (2.006). **REINTERPRETACIÓN GEOLÓGICA DE LAS ARENAS M4L YACIMIENTO IM 4 Y P2 YACIMIENTO IM 515, CAMPO CARACOLE, ÁREA DE CONVENIO CARACOLE, ESTADO ANZOATEGUI.** Trabajo Especial de grado, Universidad de Oriente, Núcleo Bolívar.

Dirección de Hidrología Ministerio del Ambiente (Período 1.971 – 1.975). **DEFINICIONES Y NORMAS DE RESERVAS DE HIDROCARBUROS.** División General de Exploración, Reserva y Tierra.

Dirección General de Exploración, Reserva y Tierra (2.005). **DEFINICIONES Y NORMAS DE RESERVAS DE HIDROCARBUROS.** División General de Exploración, Reserva y Tierra.

García E (2.002). **EVALUACIÓN DE FORMACIONES.** Manual PDVSA CIED. Maturín PDVSA

G.P Allen (199) **EVALUACIÓN ESTRATIGRAFICA Y SEDIMENTOLOGICA DE LA CUENCA PETROLIFERA DE VENEZUELA,** 17 de Agosto del 2009

González de Juana (1980). **GEOLOGÍA DE VENEZUELA Y DE SUS CUENCAS PETROLÍFERAS**. Editorial Foninves, tomo II. Caracas-Venezuela, pp: 936-1021.

Manual de estudios integrados de yacimientos. **PDVSA, 2.005**

PDVSA-Intevep. (1.997) **COD. ESTRATIGRAFICO DE VENEZUELA**, 8 de Abril de 2008. <http://www.pdv.com/lexico>.

Quaglia J y Porras A. (2.002). **DETERMINACIÓN DE PETROFACIES, CAPACIDAD DE FLUJO Y ALMACENAMIENTO DE LOS YACIMIENTOS**. Inter-Rock. Manual de Curso para la UDO Bolívar

Rivadulla, Rosario (2.003). **MAPAS GEOLÓGICOS (SUPERFICIE Y SUBSUELO)**. Universidad de Oriente, Fundageominas, Ciudad Bolívar, Venezuela

Sabino (1978) **CARACTERIZACIÓN GEOLÓGICA DE LOS YACIMIENTOS ZM-402, ZM-411, ZM-416, AGV-404 Y AGV-5 ARENA S2L, FORMACIÓN OFICINA, EN LOS CAMPOS AGUASAY Y ZULUS, AREA MAYOR DE OFICINA, ESTADOS ANZOÁTEGUI Y MONAGAS**. Trabajo Especial de grado, Universidad de Oriente, Núcleo Bolívar.

Schlumberger (1.997a). **CASED HOLE LOG INTERPRETATIONS-APPLICATIONS**. Houston, Texas, United State.

Schlumberger (1.997b). **WELL EVALUATION CONFERENCES-VENEZUELA**. Schlumberger Oilfield Services, Caracas, Venezuela.

Schlumberger (2.009). **OILFIELD GLOSSARY**. Diccionario Electrónico Petrolero. 26 de Abril de 2009. <http://www.glossary.oilfield.slb.com>.

Serra O (1.998). **ANALISIS DE AMBIENTES SEDIMENTARIOS MEDIANTE PERFILES DE POZOS**. Schlumberger, Caracas

Tiab D, Donaldson E. (2.004). **PETROPHYSICS: THEORY AND PRACTICE OF MEASURING RESERVOIR ROCKS AND FLUID TRANSPORT PROPERTIES (SECOND EDITION)**. Elsevier, Oxford, USA

## **APÉNDICES**

**APENDICE A**  
**Openwork**

### A.1 Plataforma OPENWORKS (WELL BASE, CROSS SECCION, STRAWORKS, MAP VIEW, ISOMAP)

“La Plataforma OpenWorks” Es una base de datos de Proyectos de E&P y PDVSA GAS, que almacena datos generales de pozos, registros, fallas y superficies interpretadas, mapas, datos generales de perforación y producción, entre otros. Posee una suite de herramientas para el manejo y administración de los datos almacenados y es la plataforma que integra y comparte los datos entre las distintas aplicaciones del ambiente de proyectos Landmark, es un software creado por la HALLIBURTON y podemos encontrar módulos integrados como: WELL BASE, MAP VIEW, STRAWORKS, CROSS SECCION, ISO MAP, PRIZM entre otros, cada cual con una tarea específica enfocada desde el punto de vista geológico, petrofísico o geofísico y cuyo fin es facilitar el procesamiento de datos y mejorar los resultados.

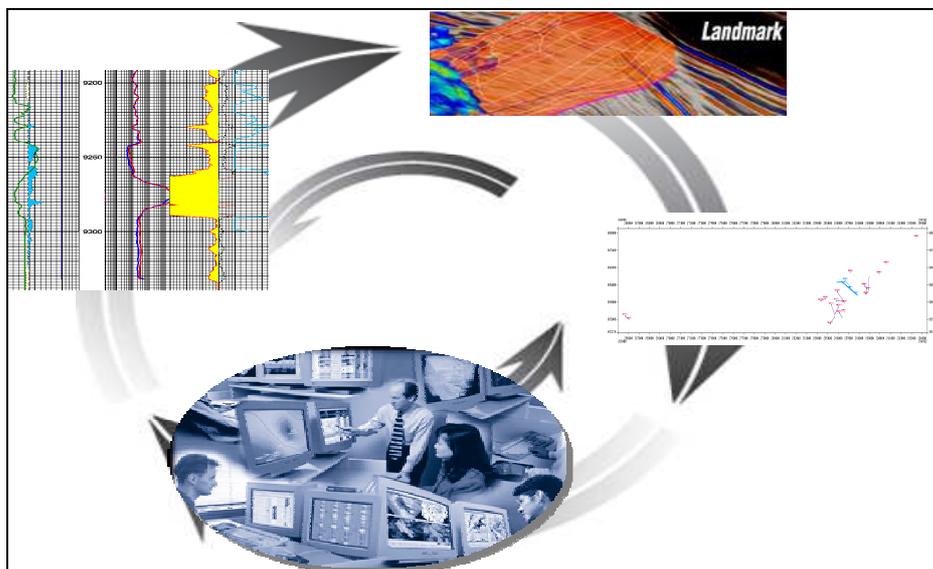


Fig. A.1 Ventana de aplicaciones de OpenWorks

Las principales aplicaciones utilizadas en este proyecto fueron:

- WELLBASE, en el cual se carga toda la información del campo, datos generales y las curvas en archivos .LAST
- MAP VIEW, en el cual se genera el mapa base y sobre este se realizan los demás mapas, haciendo uso del módulo Isomap el cual permite diseñar como un dibujo los diferentes mapas geológicos de forma sencilla y manual.
- STRAWORKS y CROSS SECCTION cuya función principal es la obtención de secciones geológicas (estructurales y/o estratigráficas).

Cada módulo dispone de herramientas asociadas a aplicaciones específicas.

**APÉNDICE “B”**  
**Sigemap**

### B.1 Sistema de generación de mapas (SIGEMAP)

La aplicación Sigemap es un ambiente de generación de mapas corporativo desarrollado bajo la plataforma MicroStation que permite Generar, Actualizar y Reproducir, de manera Automatizada los mapas de yacimientos bajo las especificaciones y normativas exigidas por el Ministerio de Energía y Petróleo (MENPET), elaborados a escala oficial 1:20.000. El lenguaje operativo de MicroStation es MDL, que posee más de dos mil funciones adicionales totalmente integradas dentro de MicroStation para el desarrollo de aplicaciones que operan bajo esta plataforma, compartiendo la misma interfaz gráfica y recursos. Requiere de una estructura de directorios específica para su correcto funcionamiento. Nos permite optimizar el proceso de generación de mapas facilitando los procesos de revisión y cálculo de reservas.

Consta de un ambiente de inicio de datos donde se revisa, prepara y carga la data del cuadrángulo a incorporar al sistema. La información geológica y la posición de los pozos (vertical o desviado) es procesada 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 digitalizados directamente de los mapas existentes.

En MicroStation se puede crear mapas con características específicas: 2 dimensiones (2D), 3 dimensiones (3D), escala variable (1:1, 1:20000, etc.), así como también secciones tanto estructurales como estratigráficas .i

El ambiente de edición consiste en hacerle al mapa todos los arreglos de forma que cumplan con la normativa exigida por el Ministerio de Energía y Petróleo (MENPET). Una vez editado, el mapa es almacenado en una base de datos para consultas posteriores, la cual es accesible a todos los usuarios bajo el sistema que se denomina Ambiente de Consulta

## **ANEXOS**

## Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso – 1/5

<b>Título</b>	<b>CARACTERIZACIÓN DE LAS ARENAS R2L Y R4L DE LA FORMACIÓN Y LA ARENA U2M DE LA FORMACIÓN MERECURE DEL CAMPO VARGAS, A PARTIR DE LOS POZOS EXPLORATORIOS VAR-1, VAR-2E, DE LA UNIDAD DE SANVI-GÜERE, GERENCIA DE PRODUCCIÓN GAS SAN TOMÉ, ESTADO ANZOÁTEGUI.</b>
<b>Subtítulo</b>	

### Autor(es)

<b>Apellidos y Nombres</b>	<b>Código CVLAC / e-mail</b>	
<b>Requena M. Franny J.</b>	<b>CVLAC</b>	<b>17.838.775</b>
	<b>e-mail</b>	<b>frannyrmj@</b>
	<b>e-mail</b>	
	<b>CVLAC</b>	
	<b>e-mail</b>	
	<b>e-mail</b>	
	<b>CVLAC</b>	
	<b>e-mail</b>	
	<b>e-mail</b>	
	<b>CVLAC</b>	
	<b>e-mail</b>	
	<b>e-mail</b>	

### Palabras o frases claves:

<b>ARENAS R2L Y R4L</b>
<b>ARENA U2M</b>
<b>MERECURE DEL CAMPO VARGAS</b>
<b>POZOS EXPLORATORIOS VAR-1, VAR-2E</b>

## Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso – 2/5

### Líneas y sublíneas de investigación:

Área	Subárea
<b>Departamento de Geología</b>	<b>Geología</b>

### Resumen (abstract):

Esta investigación consiste en evaluar los Pozos exploratorios VAR-1, VAR-2E, del Campo Vargas en las formaciones Oficina y Merecure en la unidad Sanvi-Güere, con la finalidad de contribuir a la cuantificación de reservas, definir estrategias en el aprovechamiento de esas reservas de acuerdo a los planes de explotación del área. El Campo Vargas se encuentra en el sector Oeste del Área Mayor de Oficina y al centro de la unidad de Sanvi – Güere en la Subcuenca de Maturín. Para el desarrollo de este trabajo primeramente se recopiló la información y se elaboró una base de dato confiable, posteriormente se realizó una validación litoestratigráfica con 3 pozos exploratorios de los cuales dos corresponden al Campo Vargas y uno al Campo Iris, una vez amarrada toda esta información se inició la evaluación de los yacimientos del Campo, partiendo del modelo estructural basado en interpretaciones de información de registros y del marco estructural de la unidad de Sanvi-Güere, validado por sísmica en el año 1995. Por medio de secciones estructurales se reinterpretaron los límites estructurales de los yacimientos en estudio; el modelo petrofísico fue basado en la estimación de las propiedades físicas de las rocas, además de cuantificar los valores promedios de roca, por medio de técnicas, modelos y ecuaciones validadas por estudios previos establecidas para la formación Oficina y Merecure aplicadas a las arenas R2L, R4L, U2M, objetivos de esta tesis y como resultados se obtuvieron los siguientes valores promedios para cada uno de los yacimientos: Yacimiento R2L VAR-1, Porosidad 17%, Arcillosidad 29%, Permeabilidad 82 mD. Yacimiento R4L VAR-1 Porosidad 19, Arcillosidad 10%, Permeabilidad 58 mD. Yacimiento U2M VAR-2E, Porosidad 19%, Arcillosidad 21%, Permeabilidad 25 mD. Finalmente se estimaron las reservas de Gas seco y condensado, por medio del método volumétrico, con el objeto de oficializarlas ante el Ministerio para el poder popular para la energía y petróleo (MPPEP). Reservas remanente de Gas Probado: R4L VAR-1 (169.915.945 MMPCS), Reservas remanente de Gas Probable: R4L VAR-1 (233.198.056 MMPCS), Reservas remanente de Gas Posible: R4L VAR-1 (183.414.462 MMPCS). Reservas remanente de Gas Probado: U2M VAR-2E (861.563.970 MMPCS), Reservas remanente de Gas Probable: U2M VAR-2E (102.850.823 MMPCS), Reservas remanente de Gas Posible: U2M VAR-2E (668.568.930 MMPCS).

## Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso – 3/5

**Contribuidores:**

Apellidos y Nombres	ROL / Código CVLAC / e-mail	
<b>Sandoval Berenice</b>	<b>ROL</b>	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input checked="" type="checkbox"/> JU <input type="checkbox"/>
	<b>CVLAC</b>	<b>8.884.428</b>
	<b>e-mail</b>	<b>Beresandoval@hotmail.com</b>
	<b>e-mail</b>	
<b>Rivadulla Rosario</b>	<b>ROL</b>	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input checked="" type="checkbox"/>
	<b>CVLAC</b>	<b>3.825.175</b>
	<b>e-mail</b>	<b>rosariorivadulla@gmail.com</b>
	<b>e-mail</b>	
<b>Abud Jorge</b>	<b>ROL</b>	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input checked="" type="checkbox"/>
	<b>CVLAC</b>	<b>4.984.842</b>
	<b>e-mail</b>	<b>jorgeabuds@yahoo.com</b>
	<b>e-mail</b>	
	<b>ROL</b>	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input type="checkbox"/>
	<b>CVLAC</b>	
	<b>e-mail</b>	
	<b>e-mail</b>	

**Fecha de discusión y aprobación:**
**Año Mes Día**

2011	04	29
------	----	----

**Lenguaje:** spa

## Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso – 4/5

**Archivo(s):**

Nombre de archivo	Tipo MIME
<b>Tesis-CARACTERIZACIÓN DE LAS ARENAS R2L Y R4L.doc</b>	<b>Application/msword</b>

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:** PDVSA GAS, SAN TOME (Opcional)

**Temporal:** 1 Año (Opcional)

**Título o Grado asociado con el trabajo:** Geólogo

**Nivel Asociado con el Trabajo:** Pre-Grado

**Área de Estudio:** Departamento de Geología

**Institución(es) que garantiza(n) el Título o grado:** Universidad de Oriente

## Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso – 5/5

### Derechos:

**De acuerdo al artículo 44 del reglamento de trabajos de grado  
“Los Trabajos de grado son exclusiva propiedad de la  
Universidad de Oriente y solo podrán ser utilizadas a otros  
fines con el consentimiento del consejo de núcleo respectivo,  
quien lo participara al Consejo Universitario”**

Condiciones bajo las cuales los autores aceptan que el trabajo sea distribuido. La idea es dar la máxima distribución posible a las ideas contenidas en el trabajo, salvaguardando al mismo tiempo los derechos de propiedad intelectual de los realizadores del trabajo, y los beneficios para los autores y/o la Universidad de Oriente que pudieran derivarse de patentes comerciales o industriales.




---

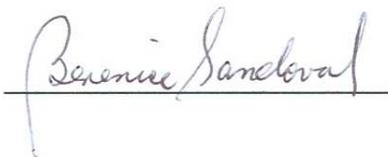
**AUTOR 1**

---

**AUTOR 2**

---

**AUTOR 3**

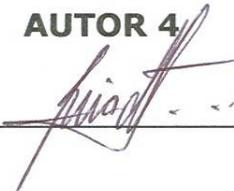



---

**TUTOR**

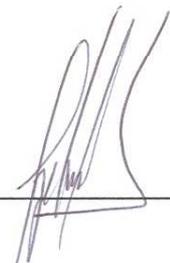
---

**AUTOR 4**




---

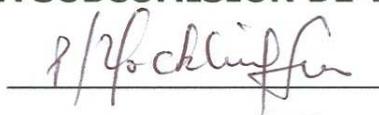
**JURADO 1**




---

**JURADO 2**

**POR LA SUBCOMISIÓN DE TESIS:**




---