

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



**DISEÑO DE UN PLAN DE PRODUCCIÓN EN CONJUNTO PARA
SER APLICADO EN LAS ARENAS L-M-N DEL CAMPO
ORITUPANO “C”, UBICADO EN EL ÁREA MAYOR DE
OFICINA ENTRE LOS ESTADOS ANZOÁTEGUI Y MONAGAS.**

**TRABAJO FINAL DE GRADO
PRESENTADO POR LA BACHILLER
RONDÓN HIVIS Y.
PARA OPTAR AL TÍTULO
DE INGENIERO GEÓLOGO**

CIUDAD BOLÍVAR, JUNIO DEL 2010

HOJA DE APROBACIÓN

Este trabajo de grado, intitulado “Diseño de un Plan de Producción en Conjunto para ser aplicado en las arenas L-M-N del Campo Oritupano “C”, ubicado en el área Mayor de Oficina entre los estados Anzoátegui – Monagas”, presentado por la bachiller Hivis Yurmary Rondón, ha sido aprobado, de acuerdo a los reglamentos de la Universidad de Oriente, por el jurado integrado por los profesores:

Nombres:

Firma:

Profesor Jorge Abud

(Asesor)

Profesor Enrique Acosta

Jefe del Departamento de Geotecnia

Ciudad Bolívar, _____de _____ del 2010.

DEDICATORIA

A los seres más importantes en mi vida, lo más grande que Dios y la Vida me ha podido regalar, mi madre Flora Rondón quien me dio el ser que tengo y todo el amor que una madre puede brindar a un hijo, a mi primo Framick Rojas por su apoyo incondicional y confianza brindada, a mi hermano Ignacio Rondón quien es mi más fiel ejemplo de constancia y perseverancia, a ellos les debo mi formación, que Dios los bendiga. La joven quien escribe “Los Ama”!!!

“La pluma es un fiel instrumento para transmitir con libertad los sentimientos sinceros”

Simón Bolívar

Hivis

AGRADECIMIENTOS

A Dios Padre amigo único, por darme la fuerza necesaria para vencer situaciones difíciles.

A mi Madre Flora Rondón, por su incansable lucha, fortaleza e incondicional amor.

A mi primo Framick Rojas, quien ha sido pilar fundamental en todo mi ser.

A mis sobrinos, que forman parte de mí ser, en especial a mis niños Rodney y Aldemarys.

A Wilman Heredia, amigo incansable e incondicional amor.

A la Universidad de Oriente, Núcleo Bolívar y sus profesores, por brindarme la oportunidad de formarme como profesional.

Al Ministerio de Energía y Petróleo, Distrito Sur San Tomé y sus empleados, por su solidaridad.

A PDVSA Distrito Sur San Tomé, en especial a Convenios Operativos por el apoyo brindado.

Al Profesor Américo Briceño por sus sabios consejos y apoyo incondicional.

Al Profesor Jorge Abud, tutor académico, más que una guía, un amigo.

Al Señor Aníbal Velásquez, tutor industrial, quien orientó la selección del tema de investigación.

Al Señor José Méndez quien orientó mis pasos con frases de aliento y sabiduría, mi respeto.

Al Profesor Antonio Becerra, amigo incondicional.

A la familia Rojas Gutiérrez y Miranda Hernández por esa calidad humana tan hermosa.

Al equipo del CIAN PDVSA, encarecidamente a José González y Yelitza Hernández.

A mis compañeros de clase, especialmente a José Félix y Heidy Hernández por su apoyo.

Hivis

RESUMEN

El Campo Oritupano “C”, área de estudio, se encuentra en el sector central de la Unidad Oritupano-Leona, ubicada en la parte Sur de la Sub-Cuenca de Maturín, donde la mayor parte del Campo se ubica en el estado Monagas, a excepción del extremo occidental que se encuentra en el estado Anzoátegui. Este estudio tiene como objetivo diseñar un Plan de Producción en conjunto para ser aplicado en las arenas L-M-N de dicho Campo. En este proyecto se utilizó la metodología basada en la investigación documental, en concordancia con la de campo; empleando los equipos de la plataforma Landmark, el cual consiste en un sistema integrado que funciona como una base de datos en la industria petrolera, contando esta con la herramienta Geographix utilizada para la construcción y correlación de las secciones geológicas. En dicho estudio se analizaron los factores críticos que pueden ser limitantes para la explotación y producción en conjunto de los yacimientos candidatos, como son, la compatibilidad de los fluidos y el flujo cruzado de presiones. Bajo este esquema se concluye que es factible llevar a cabo la técnica de producción en conjunto en las arenas que presenten similitud de presiones y compatibilidad de los fluidos extraídos, a través de pruebas selectivas.

CONTENIDO

HOJA DE APROBACIÓN	ii
DEDICATORIA	iii
AGRADECIMIENTOS	iv
RESUMEN.....	vi
CONTENIDO	vii
LISTA DE FIGURAS	xii
LISTA DE TABLAS	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	4
1.4 Limitaciones de la investigación	5
CAPÍTULO II	7
GENERALIDADES	7
2.1 Ubicación geográfica del área	7
2.2 Acceso al área de estudio.....	7
2.3 Características físico naturales	9

2.3.1 Geomorfología.....	9
2.3.2 Clima.....	10
2.3.3 Vegetación.....	10
2.3.4 Drenaje.....	10
2.4 Geología regional.....	11
2.4.1 Cuenca Oriental de Venezuela.....	11
2.4.2 Estructura de la Cuenca Oriental de Venezuela.....	13
2.4.3 Acumulaciones de Petróleo en la Cuenca Oriental de Venezuela....	16
2.4.4 Área Mayor de Oficina.....	17
2.5 Secuencia estratigráfica del área.....	19
2.5.1 Formación Merecure (Terciario: Oligoceno-Mioceno).....	21
2.5.2 Formación Oficina (Terciario: Mioceno Temprano-Medio).....	22
2.5.3 Formación Freites (Terciario: Mioceno Medio a Mioceno Tardío basal).....	24
2.5.4 Formación Las Piedras (Terciario: Mioceno Tardío a Plioceno).....	25
2.5.5 Formación Mesa (Cuaternario: Pleistoceno).....	25
2.6 Estructura del área.....	26
2.7 Ambiente de Sedimentación del Campo Oritupano “C” (Sección Inferior de Formación Oficina).....	27
2.8 Mecanismo de entrapamiento.....	27
CAPÍTULO III.....	29
MARCO TEÓRICO.....	29
3.1 Antecedentes del estudio.....	29

3.2 Producción en conjunto (“Commingled”)	30
3.2.1 Compatibilidad de los fluidos.....	31
3.2.2 Factores estimados para la producción en conjunto	33
3.2.3 Aplicaciones de la producción en conjunto	33
3.2.4 Limitaciones de la producción en conjunto	35
3.2.5 Esquemas de completación en conjunto	36
3.3 Perfiles de pozos	37
3.4 Correlaciones	39
3.5 Secciones geológicas	41
3.5.1 Secciones estratigráficas.....	41
3.5.2 Secciones estructurales	42
3.6 Facies	43
3.7 Pruebas de presión en pozos	44
CAPÍTULO IV	46
METODOLOGÍA DE TRABAJO	46
4.1 Nivel de investigación	46
4.2 Diseño de investigación.....	47
4.3 Flujograma de la metodología y descripción del flujograma	48
4.3.1 Recopilación de información.....	48
4.3.2 Establecimiento de la fundamentación teórica relacionada con la producción en conjunto de las arenas L-M-N	52
4.3.3 Elaboración de secciones estratigráficas de las arenas a evaluar	53
4.3.4 Elaboración de secciones estructurales del área en estudio.....	54

4.3.5 Determinación de los cambios de facies de las arenas presentes en el área de estudio.....	54
4.3.6 Análisis de la data de presión y la petrofísica de las arenas en estudio	55
4.3.7 Diseño de un plan para la producción en conjunto de las arenas L-M- N.....	56
CAPÍTULO V	57
ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE LOS RESULTADOS	57
5.1 Establecimiento de la fundamentación teórica relacionada con la producción en conjunto de las arenas L-M-N	57
5.2 Elaboración de secciones estratigráficas de las arenas a evaluar	57
5.3 Elaboración de secciones estructurales del área en estudio.....	62
5.4 Determinación de los cambios de facies de las arenas presentes en el área de estudio	64
5.5 Análisis de la data de presión y la petrofísica de las arenas en estudio...	64
5.6 Diseño de un plan para la producción en conjunto de las arenas L-M-N	65
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	67
Conclusiones.....	67
Recomendaciones	68
REFERENCIAS.....	70
APÉNDICES.....	74
APÉNDICE A.....	74
Resultados de los análisis petrofísico	74
APÉNDICE B	76

Datos de los análisis de presiones.....	76
APÉNDICE C.....	¡Error! Marcador no definido.
Secciones geológicas	79

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 Ubicación geográfica del área (Memoria Descriptiva del Proyecto L-M-N).	8
Figura 2.2 Cuencas petrolíferas de Venezuela (PDVSA-Intranet, 2002).	12
Figura 2.3 Sección transversal Norte-Sur de la Cuenca Oriental de Venezuela(Basanta, A. 2002).	14
Figura 2.4 Características estructurales de la Cuenca Oriental de Venezuela (PDVSA-Intranet, 2002).	15
Figura 2.5 Columna Estratigráfica del Área Mayor de Oficina (PDVSA-Intranet 2002).	20
Figura 3.1 Producción conjunta (Jacotte, C. 2003).	31
Figura 3.2 Esquema de completación para producción en conjunto (Jacotte, C. 2003).	37
4.1 Flujograma de la metodología aplicada.	50
Figura 5.1 Sección Estratigráfica A-A'	58
Figura 5.2 Sección Estratigráfica B-B'	59
Figura 5.3 Sección Estratigráfica C-C'	61
Figura 5.4 Sección Estructural D-D'	63
Figura 5.5 Sección Estructural E-E'	63
5.6 Flujograma del Diseño de Producción en Conjunto.	67

LISTA DE TABLAS

Tabla 4.1 Mediciones de presión en el Campo Oritupano “C”.....	56
--	----

INTRODUCCIÓN

En virtud del compromiso y las demandas del mercado, la industria petrolera está a la vanguardia y en constante estudio de las cuencas, con el objeto de encontrar nuevas reservas así como explotar racionalmente las ya existentes, y de esta manera satisfacer y superar las expectativas de demanda tanto en volumen como en la calidad del crudo solicitado por los clientes, ejecutando el trabajo bajo las exigencias mínimas de eficiencia y en concordancia con la normativa vigente.

Como complemento a la estrategia de internacionalización, PDVSA da impulso en regiones petroleras a la estrategia comercial conocida en el país como Empresas Mixtas con la participación integral, la cual está centrada en la reactivación de los campos petroleros inactivos y/o maduros, bajo un plan de optimización de producción y recuperación del crudo remanente en yacimientos con pozos de bajo rendimiento, en estas de manera individual.

El presente trabajo consiste de un estudio que tiene por objetivo diseñar un plan de producción en conjunto para ser aplicado en las arenas L-M-N presentes en la sección inferior de la Formación Oficina del Campo Oritupano “C”.

De otro lado, los perfiles de producción han sido usados extensivamente en la industria petrolera y gas a través de numerosas aplicaciones. En el caso de yacimientos multicapas, el perfil PLT (Producción Logging) es normalmente utilizado para análisis selectivo de la productividad o SIP (Selective Inflow Performance) para evaluar la contribución y comportamiento productivo de cada capa productora; por lo tanto el método SIP se hace invaluable e indispensable en la explotación racional de dichos yacimientos.

En relación al planteamiento del tema de investigación, se tomaron en consideración una serie de bases teóricas que van sustentar dicha investigación, logrando enfocar los elementos factibles, aplicables en la técnica de producción en conjunto, los cuales nos permitirán establecer la caracterización de los yacimientos objetos de estudio. De igual manera se consideraron antecedentes que van a fundamentar el diseño del plan aplicable a las arenas L-M-N.

El diseño del trabajo está estructurado en los siguientes capítulos: Capítulo I conformado por la situación objeto de estudio, los objetivos de la investigación, la justificación y las limitaciones de la investigación; Capítulo II generalidades del área; Capítulo III el marco teórico; Capítulo IV la metodología de trabajo; Capítulo V análisis e interpretación de los resultados, seguido de las conclusiones y recomendaciones.

CAPÍTULO I

SITUACIÓN A INVESTIGAR

1.1 Situación objeto de estudio

La investigación se hace sobre la producción en conjunto de las arenas L-M-N, pertenecientes a la sección inferior de la Formación Oficina del Campo Oritupano “C”, la cual se realiza a través de una tubería única de producción, donde bajo un plan de optimización de producción se busca recuperar parte del crudo remanente en yacimientos con pozos de bajo rendimiento por estar produciendo algunas de estas arenas de forma individual, lo que conduce a altos costos operativos, sin haber logrado el rendimiento óptimo de los yacimientos, quedando parte de las reservas recuperables sin ser explotadas.

La estrategia de producción en conjunto surge como una opción de ser aplicada en aquellos yacimientos donde el agotamiento progresivo de estos, se ha visto afectado por la explotación del crudo a través de los pozos que producen de un solo yacimiento, obligando a buscar alternativas diferentes a los métodos tradicionales de explotación, con la finalidad de extraer parte de las reservas remanentes asociadas a estos yacimientos.

Para la demostración de esta estrategia es fundamental cumplir con una serie de criterios, destacándose como principales, la compatibilidad de los fluidos, similitud en presión y gravedades API, porcentajes de agua y sedimentos, los cuales son requerimientos indispensables para cumplir con la normativa legal vigente.

1.2 Objetivos de la investigación

1.2.1 Objetivo general

Diseñar un plan de producción en conjunto para ser aplicado en las arenas L-M-N del Campo Oritupano “C”, ubicado en el área Mayor de Oficina entre los estados Anzoátegui-Monagas.

1.2.2 Objetivos específicos

1. Establecer la fundamentación teórica relacionada con la producción en conjunto de las arenas L-M-N.
2. Elaborar secciones estratigráficas de las arenas L-M-N.
3. Elaborar secciones estructurales del área en estudio.
4. Determinar cambios de facies de las arenas presentes en el área de estudio.
5. Analizar la data de presión y la petrofísica de las arenas en estudio.
6. Diseñar un plan para la producción en conjunto de las arenas L-M-N.

1.3 Justificación

Con la realización de este estudio se busca determinar a través de los elementos factibles, diseñar un plan de producción conjunta para ser aplicado en las arenas L-M-N, pertenecientes a la sección inferior de la Formación Oficina del Campo Oritupano “C”.

En relación al estudio realizado se ha determinado que hay una relevancia en la fundamentación teórica de dicha producción, en cuanto a las diferencias composicionales (areales y verticales) encontrados en los yacimientos objeto de estudio.

Este estudio permitirá establecer la metodología que se basará en el debido uso para mejorar la productividad en los yacimientos en forma conjunta, determinando la composición de los petróleos y parámetros químicos, los cuales nos permiten discriminar diferencias y asociar grupos con heterogeneidades o fenómenos físico-químico ocurridos en el estudio. El esfuerzo seleccionó un conjunto de parámetros, determinando producciones conjuntas y el aporte de cada nivel a la producción total.

La relevancia interpretativa de pruebas multicasas se presenta compleja por involucrar la identificación del modelo de yacimiento. En consecuencia la pre-interpretación involucrada en la identificación del modelo del yacimiento, tiene al menos incógnitas en el modelo de los yacimientos; por esta razón la interpretación de las pruebas de este proyecto (Diseño de un plan para la producción conjunta), depende en buena parte de las técnicas que dan la identificación del modelo de yacimiento y parámetros iniciales e incluso con la factibilidad de un proceso de ajuste histórico de la interpretación.

1.4 Limitaciones de la investigación

1. Al momento de realizar la evaluación correspondiente a las secciones geológicas, no se cuenta con la totalidad de los registros de los pozos pertenecientes a los yacimientos objeto de estudio, por lo tanto; esto es una limitante en cuanto al tiempo establecido para la culminación del trabajo de grado.

2. Los registros de inducción utilizados, no se presentan con buena nitidez, dificultando de esta manera las lecturas de los perfiles correspondientes a las respuestas arrojadas de los diferentes intervalos a evaluar, lo cual permite establecer una selección limitada de estos registros, para la elaboración de las secciones geológicas.

3. No existen registros de Densidad-Neutrón de todos los pozos pertenecientes a los yacimientos objeto de estudio, sólo el pozo ORI-162.

4. Objeto de estudio histórico por producción de los yacimientos.

CAPÍTULO II

GENERALIDADES

2.1 Ubicación geográfica del área

La Unidad Oritupano-Leona, se encuentra en la parte Sur de la Sub-Cuenca de Maturín, abarca una superficie de 1600 Kms², comprendiendo los estados Anzoátegui y Monagas, delimitada por el río Oritupano. El área de estudio, “Campo de Oritupano C”, corresponde al Sector Central de dicha Unidad, con un área de 25.7 Kms². La mayor parte del Campo se ubica en el estado Monagas, a excepción del extremo occidental que se encuentra en el estado Anzoátegui, a ± 100 Kms, al Este de San Tomé. (Figura 2.1).

2.2 Acceso al área de estudio

El área de estudio tiene acceso por el Oeste a través de la vía principal operacional Oritupano-Leona, que la comunica a ± 100 km con el Distrito San Tomé en el estado Anzoátegui.

Otras vías de acceso al Este, tenemos la vía operacional que conduce hacia el Campo Petrolero de Morichal, que a su vez intercepta la Carretera Nacional que conduce hacia la Ciudad de Maturín al Noreste y el Escudo de Guayana al Sur-este. (Palmaven, 1994).

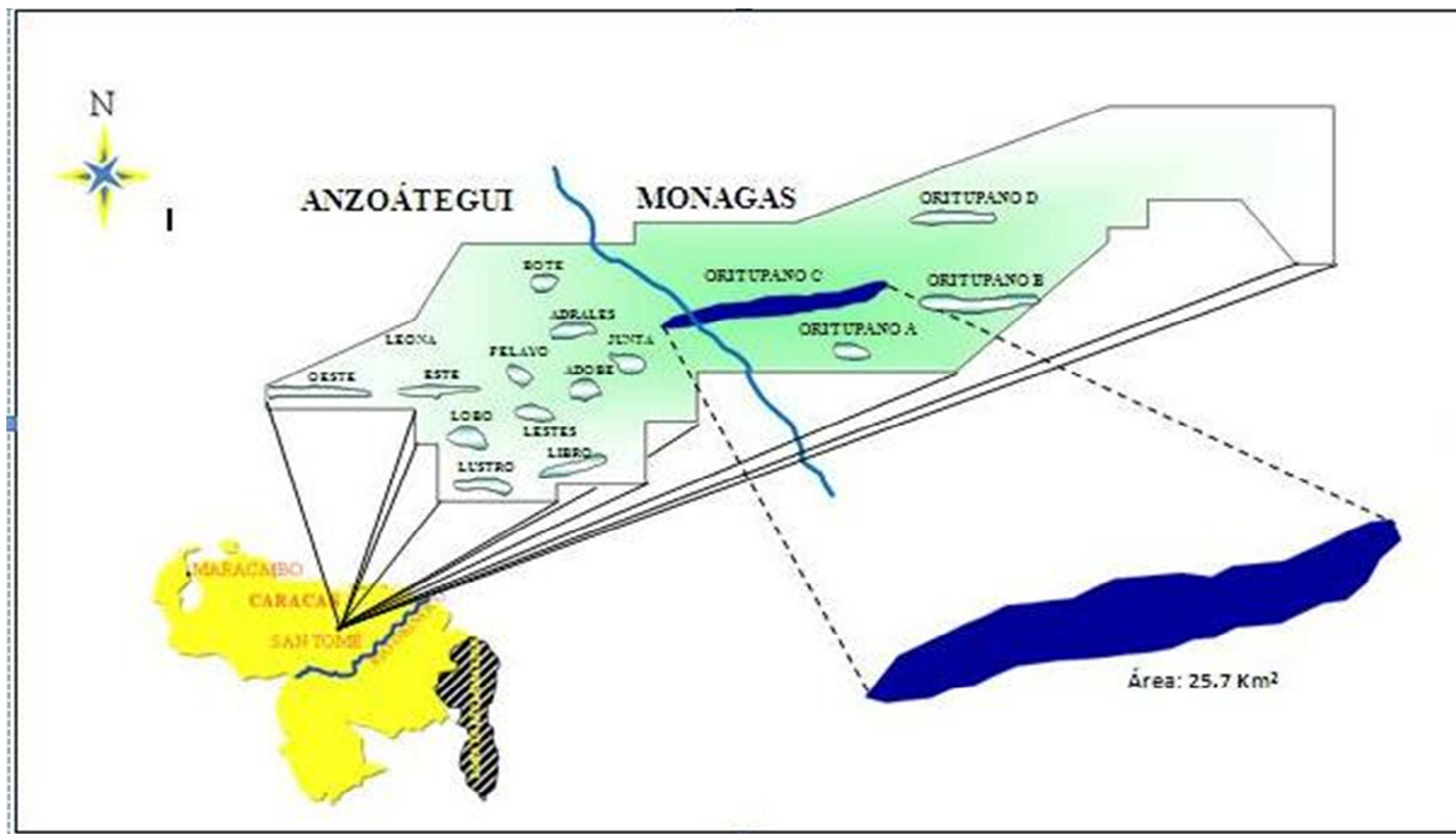


Figura 2.1 Ubicación geográfica del área (Memoria Descriptiva del Proyecto L-M-N).

2.3 Características físico naturales

2.3.1 Geomorfología

El área de estudio comprende parte de una extensa altiplanicie denominada en términos geológicos Formación Mesa, ésta luego de su sedimentación, ha sido afectada por una serie de procesos morfogenéticos, tales como: movimientos tectónicos, erosión laminar y regresiva, encorazamientos ferruginosos, inversiones de relieve, sofusión y deflación eólica; todos ellos contribuyeron a dar a las Mesas Orientales su aspecto actual. (Palmaven, 1994).

Tanto en el campo como en las fotografías aéreas, se hace difícil reconocer las posiciones geomorfológicas que originaron dichos procesos, ya que la erosión y la neotectónica han sido factores fundamentales en el modelaje del paisaje. De ahí, que las distinciones que se establecen, se corresponden con aspectos fisiográficos donde los criterios de diferenciaciones se fundamentan en el microrelieve, grado y tipo de erosión y disección, drenaje extensivo, cobertura vegetal, etc; según COPLANARH. En función de los criterios expuestos el área estudiada ha sido separada en dos clases de paisaje: Altiplanicie de Mesa y Valles, los cuales se subdividen en base a criterios de tipo y grado de erosión, con presencia o no de disección y microrelieve.

En relación al paisaje de Altiplanicie de Mesa, paisaje este conocido como “mesa”, es una superficie de topografía general plana, conformando una altiplanicie que ocupa la mayor parte de los Llanos Orientales, constituida por varios relieves tabulares que han sido individualizados por efecto del entalle de los ríos, la erosión regresiva y la tectónica.

El paisaje de Valle en esta área, representa valles fuertemente encajados, rompiendo la uniformidad de la topografía de la altiplanicie, encontrándose valles

entallados a 30 ó 40 metros por debajo del nivel general de la mesa, los cuales, aguas abajo discurren a sólo 1 ó 2 metros del nivel de la mesa. También se distinguen los llamados valles de morichales generalmente muy poco entallados.

2.3.2 Clima

El clima presente en la región es tropical húmedo, con una temperatura media anual que varía entre los 26° y 28° C, aproximadamente. La humedad relativa de la región es del 3%, presentándose una precipitación bastante homogénea, con promedios anuales de 952 mm. El régimen pluviométrico de la región se caracteriza por ser monomodal, con un período lluvioso y otro seco bien diferenciados. El período lluvioso se inicia en el mes de Mayo y se extiende hasta el mes de Octubre, alcanzándose las precipitaciones más altas en los meses de Julio y Agosto. El mes de Noviembre corresponde a un período de transición y el período seco se extiende desde Diciembre hasta Abril, ocurriendo las precipitaciones más bajas en los meses de Febrero y Marzo. (Palmaven, 1994).

2.3.3 Vegetación

La vegetación que caracteriza el área, es típica de sabana tropical, regida por el clima y los tipos de suelos presentes y está constituida por varias especies de gramíneas, chaparros y especies arbóreas aisladas de poca altura, también es común encontrar Moriches en los márgenes de drenaje que se presentan en la región. (Palmaven, 1994).

2.3.4 Drenaje

El drenaje en el área de estudio se caracteriza por ser densa, con patrones dendríticos que fluyen hacia la cuenca del río Oritupano, así como también

numerosos cursos de agua de carácter intermitente, los ríos son de poca profundidad, los principales atraviesan el área de Sur a Norte. En ciertas áreas se presenta un sistema de ríos intermitentes, así como también, localmente el drenaje es indicativo como dendrítico y caracterizado por presentar un área de captación radial. (Palmaven, 1994).

2.4 Geología regional

2.4.1 Cuenca Oriental de Venezuela

La Cuenca Oriental de Venezuela, está situada en la parte centro-oeste del país, formando una depresión topográfica y estructural limitada al Sur con el borde septentrional del Cratón de Guayana, al Norte con el cinturón móvil de la Serranía del Interior Central y Oriental, al Oeste con el levantamiento del Baúl y su conexión estructural con el Cratón de Guayana. Hacia el Este la Cuenca continua 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. (Figura 2.2).

Esta cuenca tiene una longitud aproximada de 800 kms, en sentido Este-Oeste, un ancho promedio de 200 kms, en sentido N-S y un área aproximada de 16500 kms² en los Estados Guárico, Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro, ocupando una extensión menor en el estado Sucre, considerada como la segunda concentración de yacimientos de hidrocarburos del país.

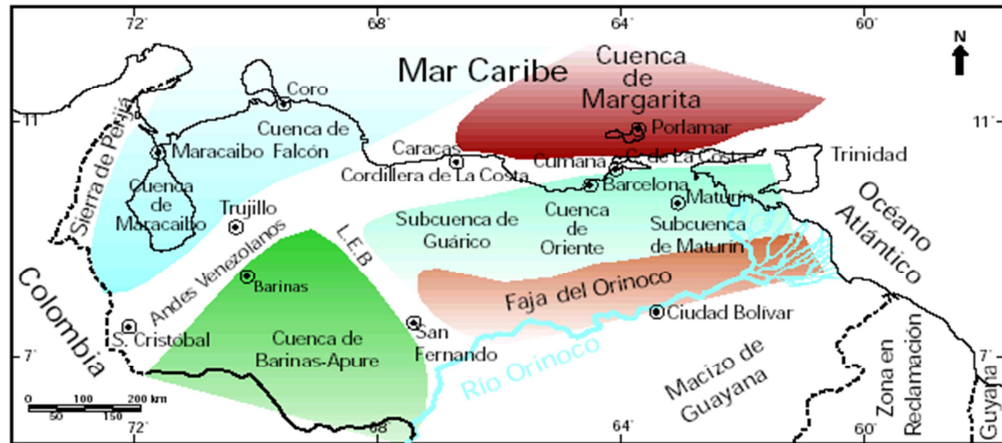


Figura 2.2 Cuencas petrolíferas de Venezuela (PDVSA-Intranet, 2002).

Luego de la Cuenca del Lago de Maracaibo, caracterizada por condiciones variables de entrapamiento y una magnífica calidad de crudo.

Esta Cuenca presenta ocho áreas productoras principales de petróleo: Área de Guárico, Área Mayor de Anaco, Área Mayor de Oficina, Área Mayor de Temblador, Faja Petrolífera del Orinoco, Área Mayor de Jusepín, Área de Quiriquire y Área de Pedernales. Sus sedimentos son de edad Paleozoica, Cretácea y Terciaria.

La Cuenca Oriental comenzó su desarrollo como geosinclinal a partir del Cretáceo con la invasión de los mares sobre el basamento peneplanado. Durante su formación, el eje del geosinclinal, caracterizado por una acumulación máxima de sedimentos, comenzó a desplazarse hacia el sur desde el norte de la costa actual de Venezuela, en el Cretáceo inferior, hasta llegar a la parte central de Anzoátegui y Monagas, en el Plioceno. Actualmente la deposición geosinclinal tiene todavía lugar en la desembocadura del río Orinoco, Territorio Delta Amacuro. La posición del eje geosinclinal controló la depositación y el carácter de los sedimentos, los cuales se vuelven más marinos de sur a norte y de oeste a este. Las formaciones cretáceas y terciarias aumentan en espesor desde el escudo de Guayana, en el sur, hacia el eje del

geosinclinal, en el norte. En el Sur, sobre la plataforma continental, se depositó sólo una fracción de esos espesores.

Movimientos orogénicos y epirogénicos, particularmente es su fase final durante el Mioceno y Plioceno, transformaron la cuenca sedimentaria oriental en una cuenca estructural subdividida por el levantamiento de Anaco en las subcuencas de Maturín y de Guárico, al este y oeste, respectivamente, dicho levantamiento es de rumbo noreste. Después del levantamiento pliocénico y de la inclinación del eje de la cuenca hacia el este, el mar se retiró en esa dirección y la Cuenca Oriental de Venezuela pasó a formar parte integral del continente suramericano.

La cuenca actual es asimétrica, con su flanco sur ligeramente inclinado hacia el norte y un flanco norte más tectonizado y con mayores buzamientos, conectado a la zona plegada y fallada que forma el flanco meridional de las cordilleras que limitan la cuenca hacia el norte. (Figura 2.3).

2.4.2 Estructura de la Cuenca Oriental de Venezuela

Entre los principales elementos estructurales de la Cuenca Oriental de Venezuela, que sugieren su compleja evolución se distinguen: el corrimiento frontal de Guárico, el corrimiento de Anaco, el sistema de corrimientos frontales de Anzoátegui y Monagas, y el sistema de fallas del flanco sur de la Cuenca. (Figura 2.4).

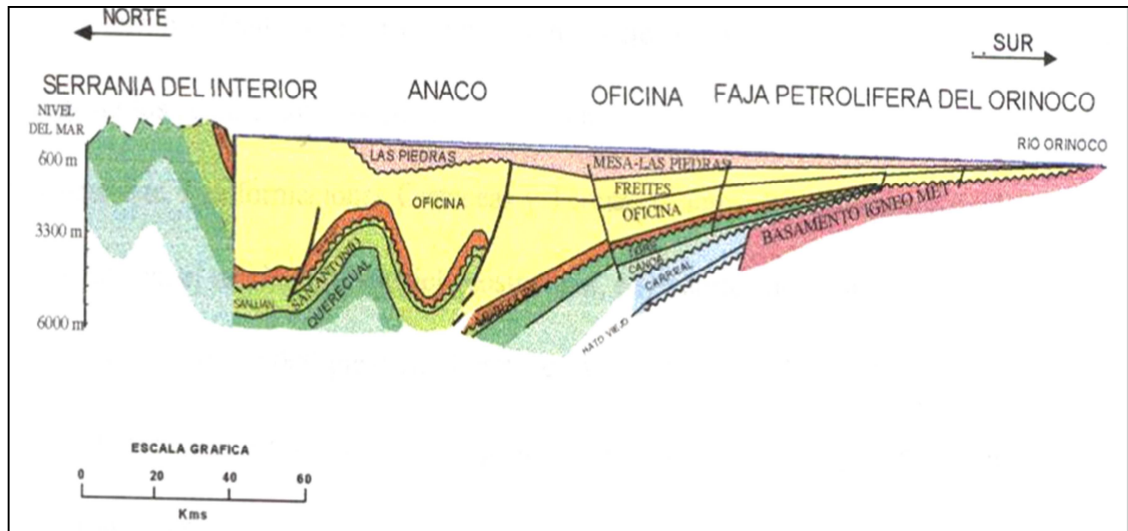


Figura 2.3 Sección transversal Norte-Sur de la Cuenca Oriental de Venezuela (Basanta, A. 2002).

En el sector occidental, subcuenca de Guárico, la característica más sobresaliente es el sistema de fallas del Corrimiento Frontal de Guárico en la zona Norte, originado por esfuerzos compresivos del Noroeste durante el Mioceno

superior-Plioceno, que originaron el sobrecorrimiento de formaciones cretácicas metamorfozadas y paleocenas sobre las capas autóctonas del Oligoceno y Mioceno. Este corrimiento frontal constituye el límite septentrional de la Cuenca Oriental, con una longitud de 400 km. Al Sur del corrimiento se presentan algunos anticlinales suaves con fallamiento inverso, paralelos a la Serranía.

La estructura del Área Mayor de Anaco se considera influenciada por la tectónica de la cordillera del norte de Venezuela oriental, cuyo origen se atribuye a la colisión de la Placa del Caribe con la Placa del Continente Suramericano. El Corrimiento de Anaco es una falla de tipo inverso, que corta en forma oblicua el

rumbo general del flanco Sur de la Cuenca Oriental de Venezuela; marca el límite Noroeste del Área Mayor de Oficina y es un rasgo estructural mayor de la Cuenca Oriental. Se extiende por 85 km. en dirección N 40° E desde el campo El Toco en el Sur hasta el Este del campo La Ceiba en el Norte, que decrece notablemente a profundidad. El desplazamiento tiene un máximo de 7.000 pies en el campo Santa Rosa y disminuye hasta 7.000 pies en Santa Ana; cerca del campo El Toco tiende a desaparecer. Los levantamientos de Anaco en su conjunto se presentan asimétricos, con buzamiento de 25°-27° en el flanco Sur en contraste con sólo 2°-5° en el flanco Norte.



Figura 2.4 Características estructurales de la Cuenca Oriental de Venezuela (PDVSA-Intranet, 2002).

El patrón de fallas comprende un sistema longitudinal predominante de fallas normales con rumbo noreste-suroeste y buzamiento unas veces hacia el noroeste y otras hacia el sureste, que representan grandes desplazamientos de tipo tensional en el basamento. Un sistema transversal de fallas inversas con dirección noroeste que pueden frecuentemente afectar el basamento, y tienen el bloque deprimido hacia la cuenca o en sentido contrario, complementa al sistema de fallas longitudinales. Más

al sur, en la franja de petróleo mediano y pesado, la estructura continúa en un homoclinal de suave inclinación hacia el noreste, dividido por un sistema de fallas normales y arqueamientos menores, favorables al entrapamiento de hidrocarburos.

Durante el Mioceno ocurre una serie de levantamientos espasmódicos y los renovados impulsos desde el norte ocasionan grandes sobrecorrimiento hacia el sur, como las fallas de Pirital en Monagas y el corrimiento de Anaco, en Anzoátegui.

2.4.3 Acumulaciones de Petróleo en la Cuenca Oriental de Venezuela

Las acumulaciones de petróleo en la Cuenca Oriental de Venezuela se localizan preferentemente en el Área Mayor de Las Mercedes en la parte Nor-central de Guárico; en unos domos estructurales alargados en sentido Nor-este, que forman el alineamiento estructural de Anaco; en el Área Mayor de Oficina en Anzoátegui sur-central; en el Área de Temblador en el sur-centro de Monagas, y el Área Mayor de Jusepín en el norte de Monagas. Además, grandes reservas de petróleo pesado ($< 15^\circ$ API) existen en la Faja del Orinoco en el sur de Guárico (Área de Machete-Gorrín), en Anzoátegui (Área de Iguana, Zuata y Altamira), y en Monagas (Área de Cerro Negro). La mayoría de los campos de petróleo de las áreas mayores de Oficina, Temblador y Las Mercedes están situadas en el flanco Sur de la cuenca, que buza hacia el Norte; mientras que los campos del Área Mayor de Anaco están ubicados en domos que separan las subcuencas de Guárico y Maturín. En la parte Norte de la Subcuenca de Maturín hay dos alineaciones paralelas de campos de petróleo que están relacionadas con fallas en el basamento. La producción de gas está confinada a la zona norte y central de Guárico y a la parte sur de la Estructura de Anaco.

La producción de petróleo de formaciones cretácicas en la Cuenca Oriental de Venezuela alcanza menos del 3% del total de la producción acumulada. Los

yacimientos terciarios contienen el resto de las reservas de la cuenca. Pozos perforados a través del Miembro La Cruz de la Formación Tigre del Cretáceo, en el Área Mayor de Las Mercedes y en el Área Mayor de Oficina, muestran frecuentemente evidencias de petróleo, pero aportan poco en producción.

2.4.4 Área Mayor de Oficina

Ubicada en el flanco sur de la Cuenca Oriental de Venezuela, en un gran homoclinal de suave buzamiento regional de 2 á 4 grados hacia el norte que aumenta gradualmente hacia el eje de la cuenca.

El Área Mayor de Oficina puede considerarse como una gran súper-trampa compuesta, con muchas subdivisiones internas. Entre los factores geológicos en común, que allí parecen favorecer las funciones de atrapamiento, está un porcentaje de arena entre 20% y 50%, que generalmente aumenta con la profundidad, hacia los espesos intervalos de arenas de la Formación Merecure y del Grupo Temblador, infrayacentes. Estos intervalos grandes de arenas funcionan como un importante acuífero regional, capaz de reunir y combinar hidrocarburos y / o sus precursores desde distancias cercanas y lejanas, y entregarlos a las trampas falladas de arenas suprayacentes. El arreglo litológico está bien dispuesto para un sistema de trampa alimentada desde el fondo.

En el Área Mayor de Oficina, las formaciones Freites y Las Piedras, están consideradas como Cobertura (sobrecarga) para los yacimientos de Oficina.

La producción de petróleo es principalmente de las arenas deltaicas y marinas transgresivas de la Formación Oficina, con menor producción de la Formación Merecure, que la infrayace. Las profundidades de producción varían de 4.000 a los

7.000 pies, en más de 100 niveles diferentes de arenas productoras (las U de Merecure y las AO-U1 de Oficina).

Las trampas en el Área Mayor de Oficina son estratigráficas y estructurales, con acuñamientos de arena en los lados este y oeste de los campos y fallas en el lado sur de cada campo.

La mayor producción acumulada y reservas están en las arenas A7U-A11 de Oficina Superior; en las arenas F5, F7, G, H3, I2L, I3 y J1 de Oficina Media; y en las arenas de Oficina Inferior J3, L1, L2, L3, L4, N2, O2, P3, R1-4, S, T y U1. En la Formación Merecure las arenas U-2 y U-4 son las más prolíferas. Las arenas de Oficina L-3, R4U y L4 representan depósitos de canal y de abanicos de rotura.

Casi todos los yacimientos de petróleo del Área Mayor de Oficina tienen contactos agua-petróleo claros. Los crudos suelen estar saturados de gas a temperaturas y presiones de yacimiento, y se encuentran generalmente por debajo de su punto de rebose (Hedberg, Sass y Funkhouser, 1947 en Meneven 1985). Pocas arenas carecen de petróleo.

El crudo del Área Mayor de Oficina es primariamente de base intermedia (parafínico-nafténica). El petróleo de base parafínica, es menos abundante, y está localizado principalmente en las arenas de Oficina Superior, en las partes central y occidental del área.

Se sabe que, con pocas excepciones, la gravedad API del petróleo en el Área Mayor de Oficina disminuye con la profundidad, contrariamente a lo que ocurre en la mayoría de las cuencas petrolíferas. En el extremo sur del Área Mayor de Oficina (campos Oveja, Merey y Melones), los petróleos son uniformemente pesados (10°-20° API) y en consecuencia, no muestran variaciones significativas con la

profundidad. Además, Hedberg et al. (1947), indicaron que diferentes arenas en el mismo campo producen con frecuencia crudos de diferente calidad, con grandes variaciones de la gravedad API.

2.5 Secuencia estratigráfica del área

La columna estratigráfica del Área Mayor de Oficina está formada por sedimentos que comprenden desde el Precámbrico hasta el Reciente. En el Campo Oritupano C, la estratigrafía está conformada por las Formaciones Merecure, Oficina, Freites, La Piedras y por último, completa la columna, la Formación Mesa, que aunado con depósitos aluviales constituyen el relleno gradual de la Cuenca Oriental de Venezuela, en el área de San Tomé. (Figura 2.5).

Se describe a continuación la litología respectiva de cada una de las Formaciones que conforman la Columna Estratigráfica anteriormente descrita.

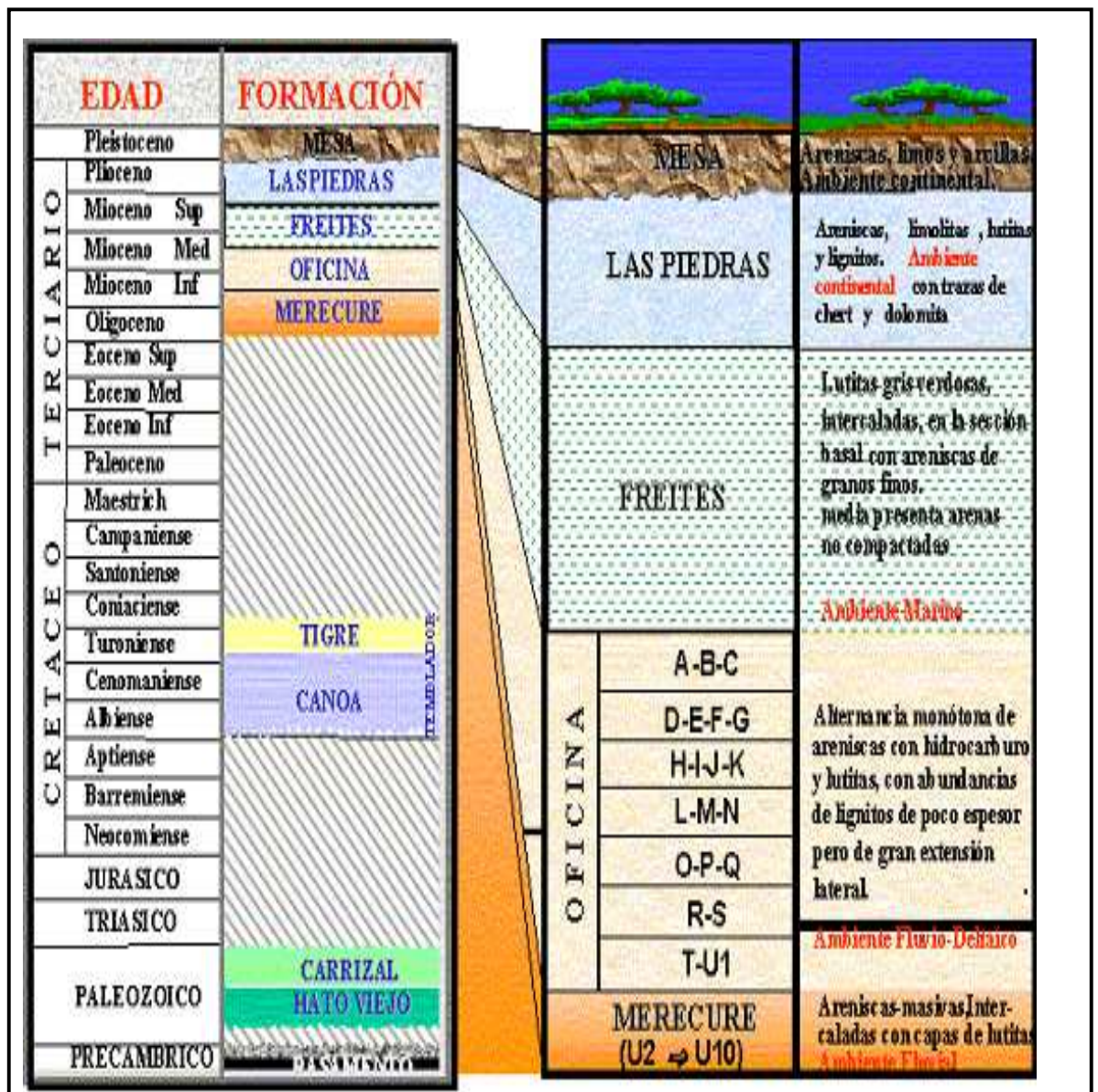


Figura 2.5 Columna Estratigráfica del Área Mayor de Oficina (PDVSA-Intranet 2002).

2.5.1 Formación Merecure (Terciario: Oligoceno-Mioceno)

Funkhouser *et al.* (1948) introdujeron el término Formación Merecure en el subsuelo de los campos petrolíferos de Anaco, para sustituir al término "Formación Periquito", que consideraron sinónimo innecesario debido a la reconocida equivalencia de "Periquito" con la "Formación" Merecure de Hedberg, (1937-a, b, c) del afloramiento en Anzoátegui noroccidental. Hedberg, H. (1947) en Funkhouser, H. (1948), en el área Mayor de Oficina, incluyó a Merecure en la parte basal de la Formación Oficina como las arenas "U". De Sisto, J. (1960) en Funkhouser, H. (1948), notó lo anterior y revisó la sección tipo de la Formación Oficina (pozo Oficina-1) para definir el tope de la Formación Merecure en el tope de la Arena U-2.

Funkhouser *et al.* (*op. cit.*) la formación se compone más del 50% de areniscas, de color gris claro a oscuro, masivas, mal estratificadas y muy lenticulares, duras, de grano fino a grueso, incluso conglomerática, con estratificación cruzada y una variabilidad infinita de porosidad y permeabilidad; el crecimiento secundario de cuarzo es común. Se separan por láminas e intervalos delgados de lutitas de color gris oscuro a negro, carbonáceas, irregularmente laminadas, algunas arcilitas ferruginosas y ocasionales lignitos. En general, la litología del subsuelo es similar a la del afloramiento.

La formación se adelgaza hacia el Sur hasta acunarse, por debajo de la Formación Oficina, en los límites Sur del área mayor de Oficina.

La Formación Merecure es reconocida en el subsuelo de la subcuenca de Maturín, al sur del frente de deformación y en los campos de Anaco.

El tope de Merecure constituye un reflector regional en toda la cuenca, debido al contraste acústico entre las areniscas masivas (Merecure) y la alternancia de arenisca-lutita (Oficina).

La expresión de la unidad en los registros eléctricos, con picos casi continuos, muestra contraste marcado con los picos discontinuos de la Formación Oficina.

Se presume una marcada discordancia basal por encima del Grupo Temblador del Cretácico, que, sin embargo, no está bien documentada. El contacto superior con la Formación Oficina es de aparente concordancia, pese al marcado cambio litológico a ese nivel. Por consideraciones regionales, se presume que tanto el tope como la base de la Formación Merecure, se hacen más jóvenes hacia el sur y reflejan el avance del mar de Oficina en esa dirección. Para Campos *et al.* (*op. cit.*) en Funkhouser, H. (1948), la Formación Merecure, en el noreste de Anzoátegui, subyace concordantemente a las formaciones Oficina o Capaya y discordantemente a la Formación Las Piedras; el contacto inferior de la unidad, a pesar de la aparente concordancia sobre la Formación Caratas, representa un hiatus. Es probablemente de contacto transicional lateralmente con la parte inferior de la Formación Carapita.

Litológicamente la Formación Merecure es diacrónicamente correlativa del Grupo Merecure del flanco norte de la cuenca, pero la Formación Areo, integrante de este grupo, desapareció hacia el sur por acuñaamiento, al perder las aguas la necesaria profundidad. Cronoestratigráficamente, las formaciones Merecure, Oficina y parte inferior de Freites, son correlativas de la Formación Carapita.

2.5.2 Formación Oficina (Terciario: Mioceno Temprano-Medio)

La unidad estratigráfica de edad Mioceno Inferior a Medio, es la más importante de la Cuenca Oriental de Venezuela, debido a su cuantiosa producción

petrolífera, a su gran número de areniscas y a una extraordinaria variedad de tipos de areniscas-recipiente, presentes en el subsuelo en todo el flanco sur de la Cuenca Oriental de Venezuela, en los estados Anzoátegui y Monagas; no está expuesta en la superficie. En términos generales, ésta unidad consiste de lutitas y arenas alternantes; pese a la lenticularidad de las arenas individuales, los grupos de arenas persisten y son correlacionables sobre grandes distancias, a base de su expresión en los registros eléctricos. Las arenas desaparecen con el progresivo desarrollo de lutitas hacia el eje, pero se multiplican alrededor de la periferia de la cuenca. En la secuencia se intercalan lignitos de amplia extensión, especialmente en el Área Mayor de Oficina. (Meneven, 1985).

La Formación Oficina aumenta de espesor al norte y noroeste, hacia el eje de la cuenca sedimentaria; en el Área Mayor de Oficina tiene un espesor representativo que va desde 1.800 hasta 5.000 pies respectivamente. En el norte del Área Mayor de Oficina y Monagas Central, esta formación ha sido dividida en tres intervalos, los cuales son Oficina Superior, Media e Inferior, cuya nomenclatura se inicia desde el estrato AO en el tope, hasta la U1 en la base. Suprayace concordantemente a la Formación Merecure y en contacto superior con la Formación Freites es también concordante.

El contacto entre las formaciones Oficina y Merecure, infrayacente, se considera concordante, pese al abrupto cambio litológico en sentido ascendente. En la región de Temblador las arenas basales de la unidad (incluidas en la Formación Merecure) suprayacen discordantemente al Grupo Temblador del Cretáceo, con un contacto de difícil reconocimiento debido a la semejanza de las litologías supra e infrayacentes a la discordancia. El contacto superior de la Formación Oficina con la Formación Freites es concordante, salvo en el anticlinal de Anaco. El criterio general para su determinación era el cambio de color de las lutitas gris-verdosas de la

Formación Freites a las lutitas gris parduscas y carbonáceas de la Formación Oficina. En la práctica petrolera actual, el contacto se identifica en los registros eléctricos.

2.5.3 Formación Freites (Terciario: Mioceno Medio a Mioceno Tardío basal)

Se extiende, en el subsuelo, a través de todo el flanco sur de la subcuenca de Maturín casi hasta el río Orinoco. Definida por Hedberg (1947 citado en González de Juana et al., 1980.) en pozos no especificados del campo Oficina, la formación Freites se caracteriza principalmente por arcillitas verdes a verdosas y plantea que puede dividir la unidad en tres intervalos basándose en la presencia de areniscas cerca del tope y de la base de la formación, en contraste con la parte media de la unidad esencialmente lutítica. En el intervalo superior de unos 100 metros las areniscas son delgadas, arcillosas, de grano fino, ligeramente glauconíticas, de color blanco verdoso.

El intervalo inferior, de aproximadamente 100 metros, además de las lutitas gris verdosas típicas, incluye areniscas verde amarillentas de grano medio a grueso, glauconíticas, calcáreas o sideríticas y muy fosilíferas. En toda la formación se presenta concreciones calcáreo-ferruginosas amarillentas en las lutitas.

La Formación Freites suprayace concordante a la Formación Oficina en casi toda su extensión. Hacia el tope, la formación es concordante con Las Piedras.

En la mayor parte de la cuenca, la formación Freites representa en general un ambiente marino somero en su sección inferior, pasando a ambientes de aguas más profundas en su parte media. La sección superior corresponde nuevamente a ambientes de aguas llanas. Las lutitas y arcillas de la Formación Freites constituyen el sello principal de los reservorios petrolíferos de la Formación Oficina.

2.5.4 Formación Las Piedras (Terciario: Mioceno Tardío a Plioceno)

La Formación Las Piedras, aflora en la porción septentrional de los estados Anzoátegui y Monagas. En el subsuelo se extiende al este hasta Pedernales, Territorio Delta Amacuro y Golfo de Paria. Hacia el sur, llega a las cercanías del río Orinoco en la Faja Petrolífera. Consiste principalmente de sedimentos finos mal consolidados, que incluyen areniscas y limolitas más o menos carbonosas, lutitas arcillosas, arcilitas y lignitos. Hacia el norte, incluye una zona basal conglomerática. Según H. H. Renz (Reporte # 1090), en el pozo ORM-1 la parte basal de la Formación Las Piedras, en el intervalo 2798-4404', es una facie definida de la parte superior de la Formación La Pica, la cual está presente en el pozo Varco's Oritu-1 y más al Este, en el pozo Sotil-1. Dicha sección correlacionada con los pozos del lado Norte de la cuenca y hacia el Sur y el Oeste, transgrede lateralmente a la sección inferior de la Formación Las Piedras.

2.5.5 Formación Mesa (Cuaternario: Pleistoceno)

En esta área la Formación Mesa de edad Pleistoceno tiene un espesor promedio de 500' y consiste de arenas de colores que varían desde el amarillo al rasado y pardo; de grano grueso a fino, intercalaciones de arcilitas moteadas y conglomerados. Cerca de la superficie se nota abundante existencia de areniscas ferruginosas, característica de la Formación. Por el carácter de los sedimentos, su forma deposicionales y las aguas que saturan las arenas, esta formación se depositó en un ambiente continental aluvial. La Formación Mesa es concordante y transicional sobre la Formación Las Piedras.

2.6 Estructura del área

La trampa de este campo, uno de los más importantes de la Unidad, consiste en un sistema de fallas de rumbo preferencial este-oeste a ENE-OSO que cortan un homoclinal con buzamiento regional de 3° a 4° al norte y rumbo este-oeste. El sistema de fallas antes mencionado, denominado Falla Las Becerras, presenta planos de falla que buzando al Sur, con un buzamiento promedio de 45° generando saltos variables de entre 200 y 450 pies. Al cortar la columna estratigráfica, la falla genera en el bloque elevado principal un pliegue anticlinal estrecho y elongado de unos 16 kms de longitud, paralelo al rumbo de la misma. Esta deformación anticlinal es causada, en parte, por la acción de un sistema de fallas inversas de rumbo E-O, de alto ángulo, cuya propagación se inicia en el basamento y que alcanza hasta niveles de las arenas H, para luego atenuarse gradualmente hacia los estratos superiores; a su vez, este sistema muestra discontinuidad tanto vertical como horizontal y sirve de trampa para las arenas de este bloque. De esta manera, la Falla de Las Becerras se constituye en el límite Sur del Campo. Lateralmente, la trampa está limitada por el cierre de los contornos estructurales contra el o los planos de falla o bien, por cambios laterales de facies.

Hacia el Norte existen fallas secundarias de poco desplazamiento (15 a 20pies), asociadas al sistema principal, las cuales en algunos casos, son las responsables de la comunicación vertical y lateral de los fluidos de algunas arenas. Hacia el Norte el límite de la trampa lo constituyen los Contactos Agua-Petróleo de los distintos yacimientos.

2.7 Ambiente de Sedimentación del Campo Oritupano “C” (Sección Inferior de Formación Oficina)

De acuerdo a los estudios realizados a los yacimientos de las formaciones productoras de la Cuenca Oriental, los cuerpos de arena fueron depositados en un ambiente fluvio-deltaico.

Los depósitos del ambiente fluvio-deltaico, son productos de una evolución sedimentaria, donde los procesos de progradación, abandono, aporte de nuevos sedimentos, transgresión y regresión originaron la secuencia estratigráfica de este tipo de ambiente.

La Formación Oficina está constituida por arenas, lutitas y capas de carbón (lignitos).

Los cuerpos de arenas fueron depositados regionalmente en dirección aproximada sur a norte, en general, en forma de canales y barras litorales, cuya fuente probablemente es el Escudo de Guayana.

2.8 Mecanismo de entrampamiento

Las acumulaciones de hidrocarburos, en ésta zona, presentan un entrampamiento estructural controlado por la presencia de la Falla las Becerras, que buza al sur, con un rechazo de aproximadamente 500 pies. Adicionalmente, en la mayoría de los casos, se tienen cierres laterales estratigráficos por degradación de las arenas. En el bloque deprimido, la acumulación está asociada a altos estructurales, producto de "Rollovers" durante el fallamiento. (Memoria Descriptiva del Proyecto L-M-N).

El Campo Oritupano “C”, se considera bajo dos patrones principales de entrapamiento, ubicados al Este y Oeste, definidos por los límites estructurales, estratigráficos y la combinación de ambos. Existen dos tipos de acumulaciones de hidrocarburos en el Campo, unas netamente de tipo Estructural y otras de tipo Estructural-Estratigráfico.

En el flanco Este, las acumulaciones se presentan como desarrollos clásicos de extensión lateral, pero con límite Norte generalmente definido por frentes acuíferos intensos. El límite Sur lo constituye la falla Principal del Campo. Los límites Oeste y Este reflejan variaciones laterales de facies.

CAPÍTULO III

MARCO TEÓRICO

3.1 Antecedentes del estudio

De acuerdo al tema de investigación de éste proyecto titulado, Diseño de un Plan de Producción en Conjunto para ser aplicado en las arenas L-M-N del Campo Oritupano “C”, ubicado el área Mayor de Oficina entre los estados Anzoátegui-Monagas, se consultaron los siguientes antecedentes.

Jacotte, C. (2003), realiza el trabajo Análisis de compatibilidad de fluidos y elaboración de huellas digitales de crudos provenientes del Campo Guara Este. El propósito de esta investigación es el estudio de la compatibilidad de los fluidos mediante la determinación de las huellas digitales de los crudos provenientes de 12 pozos del Campo Guara Este de la U.E.Y Liviano San Tomé del estado Anzoátegui, prospectos para la aplicación de la producción en conjunto, favoreciendo el incremento de la productividad y la reactivación de ciertas áreas, las cuales no son rentables producirlas de manera individual.

Se establece una relación directa con el proyecto de investigación, debido a que esta tesis determina como la producción en conjunto es una técnica aplicable en yacimientos con características físico-químicas semejantes, lo cual va a permitir establecer criterios básicos para recuperar parte del crudo remanente en yacimientos de bajo rendimiento.

Farías, L. (2002), en su informe técnico, Producción simultánea en las arenas M del Campo Dación Este, tuvo como propósito extender y reactivar la vida productiva de los pozos, reducir los costos de completación, incrementar el recobro por completación y aumentar las reservas comerciales asociadas al proyecto.

Este informe guarda estrecha relación con esta investigación, debido a que contiene en mayor grado el tema en sí, donde se vincula con el proceso de producción conjunta, el cual es caracterizado por la extracción de varias arenas verticalmente no comunicadas entre sí, a través de una tubería única de producción, con el propósito de optimizar la producción en yacimientos donde el agotamiento de éstos, se ha visto afectado por la explotación del crudo a través de los pozos que producen de un solo yacimiento.

3.2 Producción en conjunto (“Commingled”)

La producción en conjunto o commingled, es la técnica mediante la cual se extraen los hidrocarburos de varias arenas verticalmente no comunicadas, a través del mismo eductor, con la finalidad de adicionar en forma concurrente la productividad de varias zonas para incrementar la tasa de producción de un pozo, lo cual resulta posible si se toman en cuenta condiciones mínimas requeridas que pueden ayudar en la selección de los candidatos a ser productores en conjunto, como la compatibilidad de los fluidos extraídos y de las presiones de los yacimientos (Figura 3.1).

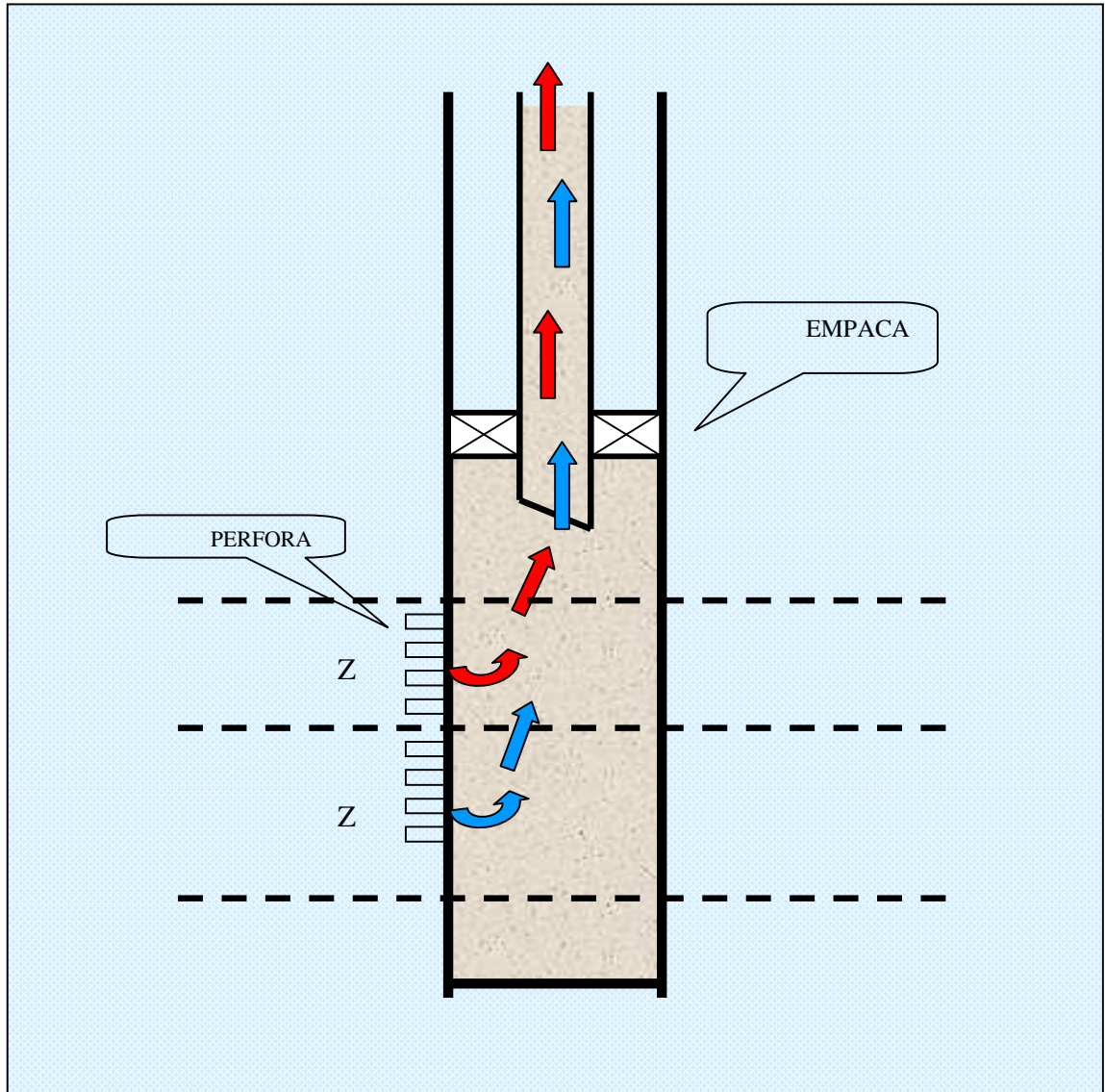


Figura 3.1 Producción conjunta (Jacotte, C. 2003).

3.2.1 Compatibilidad de los fluidos

La compatibilidad de fluidos es uno de los aspectos más importante a considerar al momento de producir en conjunto arenas petrolíferas, ya que permitirá

establecer el grado de emulsión generado por la combinación de las arenas así como la composición del crudo resultante de la mezcla. Compatibilidad de crudos se puede definir como la capacidad de los crudos provenientes de diferentes arenas de mezclarse en su estado natural sin ningún tratamiento químico previo, y sin generar emulsión. Si se genera emulsión se debe de tratar la mezcla con un demulsificante (Jacotte, C. 2003).

El estudio de la compatibilidad de los fluidos es uno de los factores críticos al momento de aplicarse la técnica de producción en conjunto a cualquier yacimiento, donde éste permite establecer la calidad del crudo extraído.

La mezcla de fluidos incompatibles produce precipitados que causan reducción de la permeabilidad en la región cercana al pozo, induciendo daño zonal, cambio de humectabilidad del medio poroso y taponamiento de eductores e instalaciones de superficie. Esta tendencia es independiente del contenido inicial de asfáltenos y se manifiesta con mayor severidad en crudos livianos, que en crudos pesados, ricos componentes asfálténicos (Kokal, S y Sayegh, S; en Farías, L. 2002).

El primer paso para determinar la posibilidad de depositación de asfáltenos consiste en ejecutar una detallada caracterización del crudo y definir los componentes que promoverían la precipitación de asfáltenos. Se han publicado en la literatura metodologías detalladas para identificar los componentes relevantes en la composición del crudo. Entre estos factores se encuentran la proporción de cada tipo de crudo en la mezcla y los porcentajes de saturados, asfáltenos, resinas y aromáticos (análisis SARA) presentes en los crudos.

Para determinar la compatibilidad de los fluidos, se realizan pruebas de laboratorio, las cuales establecen la capacidad de los crudos sin deshidratar y sin ningún tipo de tratamiento químico, de ser compatibles o no con crudos provenientes

de diferentes zonas. Existen dos factores para definir si dos crudos son compatibles o incompatibles, ellos son; porcentaje (%) de emulsión (cantidad de emulsión presente en un crudo o una mezcla de crudo extrapesado en porcentajes) y la comparación de propiedades físico-químicas de los crudos (Jacotte, C. 2003).

3.2.2 Factores estimados para la producción en conjunto

1. Yacimientos independientes separados por cuerpos lutíticos.
2. Compatibilidad de los fluidos extraídos, como la de las presiones de los yacimientos a evaluar y se demuestre que no se cause daño a ninguno de los yacimientos.
3. Considerar que el cambio en la producción del pozo, en cuanto al incremento, no contribuya a la precipitación acelerada de asfáltenos y taponamiento de las tuberías, por cambio del diferencial de presión-temperatura.
4. Validar la base de Reservas que soporten la estrategia a desarrollar.
5. Irrupción temprana de fluidos no deseados en alguna de las arenas.
6. Tipos de completaciones.

3.2.3 Aplicaciones de la producción en conjunto

Inicialmente se planteó la posibilidad de implantar esquemas de producción conjunta, en aquellos yacimientos agotados y maduros, donde las tasas de producción son tan bajas que los mismos no resultan atractivos económicamente. El análisis de este criterio, mediante un estudio de simulación numérica, indica el factor de recobro,

no solamente no disminuye, sino por el contrario se incrementa por efecto de cambio en los límites económicos (Jacotte, C. 2003).

Estos resultados llevaron a pensar en la posibilidad de extrapolar este esquema a otras situaciones. El mismo no es aplicable en todos los casos, por lo cual se hizo necesario determinar las situaciones donde el sistema funciona y en cuales no (Jacotte, C. 2003, op. cit).

Como una muestra de algunas situaciones en las cuales el sistema debe trabajar, se pueden mencionar los siguientes:

En aquellos yacimientos sumamente agotados, donde los niveles de presión y reservas son sumamente bajos, por lo cual no resulta económica su explotación comercial. En estos casos, la implantación de esta técnica disminuye considerablemente los costos y adicionalmente incrementa la producción de los pozos y su rentabilidad económica. Adicionalmente, se acelera el recobro de las reservas remanentes, no esperando el agotamiento de las reservas de cierta zona para iniciar la producción de otra (Jacotte, C. 2003 op. cit).

En yacimientos maduros sometidos a procesos de inyección de agua. En estos casos, es posible reducir la tasa de producción por zonas sin sacrificar la tasa total del pozo. Debido a la tasa menor individual por zonas, la presión de fondo fluyente frente a éstas es mayor y esto permitirá una mayor estabilidad de los frentes de invasión, retardando la ruptura del agua en los pozos productores (Jacotte, C. 2003 op. cit).

En yacimientos separados por capas delgadas de lutitas y con mecanismos de producción semejantes, los cuales permitan un comportamiento de presión y producción estable entre todas las zonas. Al tener una presión fluyente mayor frente a

cada yacimiento se puede disminuir la producción de arena, migración de finos y de fluidos indeseables por conificación u otro problema local (Jacotte, C. 2003 op. cit).

Zonas de alta capacidad de producción, donde el uso de equipos especiales de levantamiento, tales como eductor de 4-1/2", bombas electro-sumergibles y otras, permitan manejar el flujo de varias zonas simultáneamente (Jacotte, C. 2003 op. cit).

3.2.4 Limitaciones de la producción en conjunto

Al igual como existen aplicaciones para esta técnica de producción, también se presentan situaciones que pueden ser limitantes para llevar a cabo esta práctica, por lo cual debe evitarse tales situaciones o por lo menos monitorearse con sumo cuidado, con la finalidad de no obtener resultados desfavorables (Jacotte, C. 2003). Ejemplo de estas situaciones pueden ser:

Yacimientos donde los fluidos de las distintas zonas presenten características físico-químicas haciéndolas incompatibles. La puesta en producción conjunta de zonas no compatibles entre sí, puede traer consecuencias graves e incluso interferir seriamente en la producción, tales como acumulación o depósitos de escamas, asfáltenos y otros elementos indeseables (Jacotte, C. 2003 op. cit).

Zonas con diferenciales de presión considerables. Esta situación es especialmente peligrosa cuando existen zonas fracturadas. El problema se presenta cuando la presión fluyente resultante frente a las zonas de menor presión, es mayor la presión estática de éstas, produciendo una inyección indeseable, por lo tanto; pérdida de producción en superficie e incluso de reservas. Sin embargo, es importante señalar, si se logra bajar lo suficiente de presión fluyente, el problema puede ser controlado. Esto puede lograrse mediante el uso de bombas electrosumergibles u otro procedimiento que asegure una baja presión fluyente (Jacotte, C. 2003 op. cit).

Debe tratarse en lo posible de evitar la producción conjunta de zonas con marcadas diferencias en RGP o corte de agua. Esto se debe a la presencia de zonas con muy baja RGP, alto corte de agua o baja gravedad API, pueden ocasionar un aumento excesivo de la presión fluyente, evitando de esta forma la producción eficiente de las zonas con mejores características. Es importante indicar, dos yacimientos con diferentes mecanismos de producción pueden tener en un momento dado condiciones de presión, RGP y corte de agua similares, sin embargo, estas condiciones pueden cambiar en detrimento del proceso (Jacotte, C. 2003 op. cit).

3.2.5 Esquemas de completación en conjunto

Evidentemente, uno de los puntos de mayor atención es la medición y control de los fluidos a producir conjuntamente de dos o más arenas. En relación al control de fluidos, aunque la producción total de las arenas es a través de una tubería única, se debe disponer de herramientas las cuales permitan controlar en un momento dado la cantidad y calidad de los fluidos producidos individualmente por arena (Jacotte, C. 2003). En la figura 3.2, se presentan dos esquemas de completación típicos para el caso de producción en conjunto.

En la completación A, todas las arenas se encuentran comunicadas a nivel de revestidor. A pesar de ser la más sencilla y económica, no ofrece alternativa alguna para el control de fluidos y la medición individual de los mismos por arena puede llegar a ser extremadamente difícil y costosa (Jacotte, C. 2003 op. cit).

Sin embargo, su utilización no es descartable, debido métodos de producción como el bombeo mecánico, electrosumergible y cavidad progresiva, no posibilitan la completación múltiple selectiva. En este caso sería necesario desarrollar métodos o procedimientos de medición de fluidos por arena (Jacotte, C. 2003 op. cit).

En la completación B, existen mecanismos de control individual de fluidos por arena. Mediante el uso de este esquema de completación, sí se logra una buena correspondencia entre las IPR reales y las simuladas (utilizando análisis nodal), pruebas periódicas individuales por arena facilitan la actualización del comportamiento conjunto y establecer de alguna manera una alícuota de producción individual manteniendo un histórico de producción por yacimiento (Jacotte, C. 2003 op. cit).

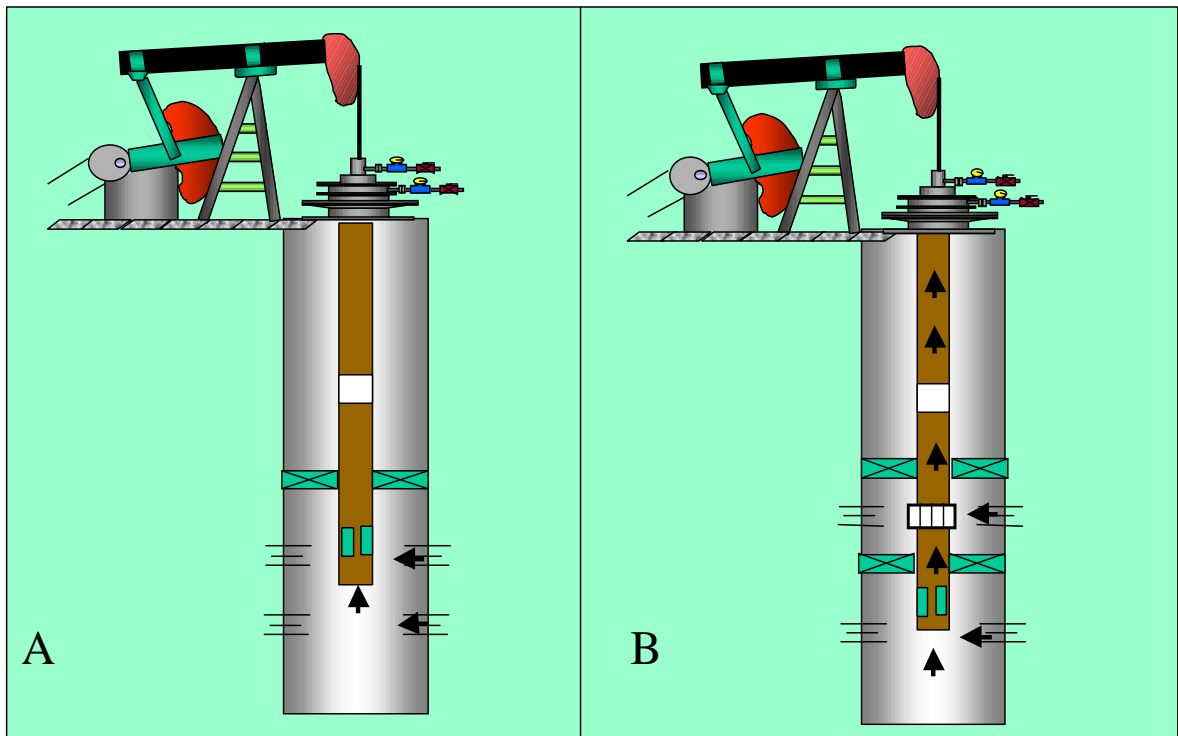


Figura 3.2 Esquema de completación para producción en conjunto (Jacotte, C. 2003).

3.3 Perfiles de pozos

Los perfiles de pozos constituyen el único medio para lograr una conversión precisa de los datos de tiempo a los datos de profundidad. También permiten

transferir los datos de referencia y amplitud de la señal a datos sedimentológicos o económicos (facies, porosidad, contenido de fluidos, etc).

Los programas de perfilaje suministran aún datos para los mapas estructurales del subsuelo, pero también definen la litología, identifican las zonas productivas, determinan exactamente su espesor y profundidad y permiten una interpretación cualitativa y cuantitativa válida de las características del reservorio y su contenido. Diseñado originalmente para la detección de hidrocarburos, los sistemas de perfilaje actuales se utilizan también para la localización y evaluación de depósitos minerales.

Las mediciones hechas con las herramientas de perfilaje son muy dependientes de los parámetros geológicos. Por lo tanto, la información que ellas proveen es de sumo interés ya que estos son como una fotografía de las formaciones atravesadas, prácticamente continúa, siempre permanente, objetiva y cuantificable. Es fácil comprender que dicha información será más clara cuando el número y variedad de perfiles sea mayor.

Los datos de perfiles deben ser considerados como datos geológicos y cualquier interpretación realizada con ellos es, en sí misma, una interpretación geológica, siempre que seamos conscientes de esto.

Las herramientas de perfilaje miden las características físicas de las formaciones perforadas. Estas características resultan, por un lado, de las condiciones físicas, químicas y biológicas, que existían en el momento de la sedimentación y que caracterizan el ambiente y determinan las facies originales y por el otro de la evolución a la que estuvieron sujetas estas formaciones durante la historia geológica.

3.4 Correlaciones

En estratigrafía se comparan los materiales que forman la corteza terrestre, pero es imposible correlacionarlos a la vez, debido a su heterogeneidad, espesores y superficie abarcada. Sin embargo, la correlación está basada en dos grandes criterios que son: los criterios físicos que se fundamentan en las características litológicas de los materiales o en propiedades medidas de los mismos y los criterios biológicos, que se basan en el estudio de los fósiles contenidos en los estratos. De tal manera que el uso de cualquier técnica de correlación estratigráfica tiene un fondo de equiparación temporal, los criterios físicos, por su naturaleza relacionan unidades litoestratigráficas y los criterios biológicos unidades bioestratigráficas; por lo tanto es indispensable señalar en cada caso si las correlaciones son litoestratigráficas o bioestratigráficas.

No existen criterios cronológicos, pues al ser unidades inferidas y no objetivas, los datos para las correlaciones cronológicas se tienen que basar en criterios físicos o biológicos.

Las técnicas que existen en la correlación geológica dependen en gran parte del propósito del estudio. En estudios regionales, la bioestratigrafía y la geofísica son herramientas de ayuda en las interpretaciones.

Actualmente en la mayoría de los campos, la correlación está hecha usando únicamente los registros de los pozos. Debido a esto es conveniente obtener la descripción física de las rocas que se correlacionan, conocer la geología regional y los ambientes de sedimentación cuando se correlacionan los pozos de un yacimiento.

En base al estudio respectivo de los perfiles de pozos se puede obtener información acerca de condiciones geológicas, propiedades de yacimiento y geofísica. Esta información será más clara cuando el número y variedad de perfiles

sea mayor, permitiendo desarrollar una reconstrucción arquitectónica en el tiempo y el espacio de los estratos y de la evolución de sus propiedades.

El objetivo primario del estudio de pozos es establecer correlaciones cronoestratigráficas entre estos, empleando niveles bases o guía y realizar correlaciones entre facies. También elaborar secciones y mapas que servirán de base en la exploración y serán de gran ayuda para el descubrimiento de acumulaciones de hidrocarburos económicamente viables.

Los fenómenos geológicos de importancia considerable, tales como períodos de soterramiento, erosión trasgresión o movimientos tectónicos dejarán su huella en las mediciones de los perfiles, de la misma forma que lo hacen en las rocas y formaciones, sin tener en cuenta las facies y el ambiente. Estos rasgos indicarán por ello la presencia de estos fenómenos geológicos. Esto es tan cierto que en muchos lugares los perfiles de pozos son la base para formaciones litoestratigráficas y cada unidad litológica de una cuenca puede ser definida en términos de un perfil tipo que será usado como referencia tanto para la litología como para las características del perfil en sí.

Las lutitas, limos y lignitos son algunos de los sedimentos que definen la sedimentación de ambientes de poca energía y por lo general tienen grandes extensiones laterales. Estos sedimentos son más confiables que las arenas en el seguimiento de unidades litoestratigráficas y por lo tanto es recomendable basar los topes en las lutitas inicialmente y detallar la correlación de las arenas posteriormente.

Patrón básico, utilizado en el proceso de correlación de perfiles:

Detectar las arenas de mayor espesor utilizando la curva de 'SP o Rayos Gamma.

Primero se debe correlacionar la sección lutítica.

Inicialmente, se emplea la curva de resistividad short (corta) normal amplificada, esta usualmente provee la más confiable correlación de lutitas.

Es recomendable comenzar a correlacionar desde el tope del registro, no en el medio.

Usar lápices de colores para identificar puntos específicos de correlación.

En áreas de gran fallamiento, primero correlacione la parte inferior del registro y luego la parte superior.

No debe forzarse la correlación.

3.5 Secciones geológicas

La elaboración de secciones estratigráficas y estructurales, representan información geológica útil a través del uso de secciones transversales, las cuales nos indican extensiones laterales y verticales de las arenas, los cambios de facies, espesores, cambios bruscos de buzamiento, trampas estructurales, etc.

3.5.1 Secciones estratigráficas

La finalidad de estas, son establecer las relaciones laterales y verticales entre las unidades geológicas atravesadas por diferentes pozos. Un buen mallado de ellas dará información de las relaciones verticales entre las unidades para predecir movilidad de los fluidos. A través de las secciones podemos determinar las áreas de comunicación entre unidades.

3.5.1.1 Elaboración de secciones estratigráficas a través de los registros de pozos: para el diseño de un mallado de secciones adecuadas durante un estudio geológico y a falta de información debe partirse de la geología local, que en términos generales, es el reflejo del marco geológico regional. En base a esto, es conveniente estimar que el área en estudio, los factores regionales de sedimentación, ejercerán un alto grado de control sobre los eventos locales. Donde la dirección de sedimentación es uno de los factores de control.

En la dirección perpendicular a la sedimentación, podemos esperar una buena visualización transversal de los cuerpos sedimentarios. No necesariamente debe restringirse a estas direcciones la arquitectura de las secciones (Basanta, A. 2002).

3.5.2 Secciones estructurales

Estas muestran la variación en alturas o profundidades que representan los horizontes geológicos a lo largo de un plano vertical. A diferencia de la sedimentación, la estructura es un aspecto geológico de gran consistencia a lo largo de la secuencia estratigráfica, es decir; en general se conserva un alto grado de paralelismo entre los planos estratigráficos. Una excepción está en presencia de una discordancia mayor, si ésta es de carácter angular. Así como también se realizan con la finalidad de determinar las estructuras que influyen en la distribución de los fluidos en el yacimiento y el buzamiento de los estratos ayudando a definir el estilo de entrapamiento del área.

3.5.2.1 Elaboración de secciones estructurales a través de los registros de pozos: la arquitectura de una sección o varias en cuestión, dependerá de la finalidad que se quiera realizar. Si se quiere mostrar las mayores prominencias estructurales, las secciones deberán elaborarse en dos

direcciones, una siguiendo el eje de las estructuras y la otra perpendiculares a este. Como también en el caso de definir la posible ocurrencia de fallas u otros elementos detectados por anomalías en los contornos del mapa estructural (Basanta, A. 2002).

3.6 Facies

El significado de la palabra facies ha sido muy debatido en Geología y es ampliamente utilizado tanto en rocas sedimentarias como en el área de petrología metamórfica. Hoy día la palabra facies se emplea tanto en sentido descriptivo como interpretativo y la palabra en sí misma es tanto singular como plural. (Análisis de Facies, 2002).

Se denomina facies al conjunto de rocas con determinadas características, ya sean paleontológicas (fósiles) y litológicas (como la forma, el tamaño, la disposición de sus granos y su composición de minerales) que imparten un aspecto diferente del cuerpo de rocas infrayacente, suprayacente o lateralmente equivalente. La facies debería ser la forma ideal de un distintivo de roca que se forma en determinadas condiciones de sedimentación, lo que refleja un proceso o ambiente particular.

Facies descriptivas incluyen litofacies y biofacies, términos utilizados para referir a ciertos atributos observables en cuerpos de roca sedimentarios. Una litofacies individual es una unidad de roca definida en base a sus características litológicas distintivas, incluyendo composición, tamaño de grano, estructuras sedimentarias, etc. Cada litofacies representa un evento depositacional individual. Las litofacies pueden ser agrupadas en asociaciones de litofacies, las cuales son características de un ambiente sedimentario en particular. Estas asociaciones forman la base para la definición de modelos de litofacies. Biofacies por otro lado, como su nombre lo

denota, es el término utilizado para la definición de facies basada fundamentalmente en el contenido paleontológico.

Es entonces a partir de sus características y del contexto en el que se encontró (evoluciones secuenciales verticales y laterales, relación tiempo-espacio con las facies vecinas, control tectónico regional en el período del depósito), se puede determinar su origen, su ambiente sedimentario y su historia geológica.

Generalmente, una facies está rodeada por otras, que a su vez están relacionadas con ella. Esto significa que en un ambiente determinado las facies no están distribuidas al azar, sino que constituyen una asociación o secuencia previsible.

Una secuencia de facies corresponde a una serie de facies que pasan gradualmente de una a otra. La secuencia puede estar limitada en el techo y en la base por un contacto neto o erosivo, o por un hiatus en la sedimentación.

3.7 Pruebas de presión en pozos

A través de las pruebas de presión, podemos hacer un análisis, el cual comprende una de las fuentes de información más importante en Ingeniería de Yacimientos, ya que nos permite caracterizar el yacimiento.

Las pruebas de presión consisten en el registro de la presión en función del tiempo, donde se obtienen variaciones de esta, mediante cambios en la producción y/o inyección de los fluidos. Estos cambios de la presión del pozo dependen de algunas de las propiedades de la formación, los cuales por medio de un análisis, permite determinar algunas propiedades de la roca, tales como permeabilidad, daños o mejoras, volumen de drenaje del pozo, presión inicial y presión promedio del yacimiento.

La información obtenida de pruebas de presión adecuadamente diseñadas, ejecutadas y analizadas, puede ser utilizada para estimar o determinar:

La permeabilidad promedio de la roca almacén.

La presión promedio en el área de drenaje del pozo o la presión promedio del yacimiento.

Daños o mejoras de las rocas almacén en la vecindad del pozo que a su vez nos indica cuan eficiente ha sido la terminación del pozo o cuan eficiente ha sido una estimulación o tratamiento.

El volumen de drenaje del pozo que a su vez permite determinar el área de drenaje, el volumen poroso y las reservas.

El grado de conectividad a otros pozos.

Discontinuidad del yacimiento y fluidos saturantes.

Distancia a fallas o barreras sellantes.

El tipo de flujo.

CAPÍTULO IV

METODOLOGÍA DE TRABAJO

4.1 Nivel de investigación

El estudio sobre la producción en conjunto de las arenas L-M-N, requiere de un plan para optimizar la producción y recuperar parte del crudo en aquellos yacimientos con bajo rendimiento, por estar produciendo de forma individual; lo que obedece en función de los objetivos específicos, realizar un análisis bajo el esquema del tipo de investigación proyectiva. Este tipo de investigación según Hurtado, J. (2008), consiste en la elaboración de una propuesta, un plan, un programa o un modelo, como solución a un problema planteado o necesidad de tipo práctico. Para que un proyecto se considere investigación proyectiva, la propuesta debe estar fundamentada en un proceso sistemático de búsqueda e indagación que requiere la descripción, el análisis, la comparación, la explicación y la predicción.

El diseño del plan busca describir los elementos factibles, que permitan determinar a través de una base teórica, la aplicación de una estrategia para ser producidos en conjunto, es decir, hay situaciones que no están marchando como deberían, y que se desean modificar o modificarse.

Aquí el investigador diagnostica el problema, explica a que se debe y desarrolla el diseño del plan en base a esa información.

4.2 Diseño de investigación

En correspondencia con las características que presenta esta investigación y los objetivos propuestos, el diseño aplicable es de tipo documental, en tal sentido dicha investigación, según Cázares, Christen, Jaramillo, Villaseñor y Zamudio, (2000, p. 18), la definen como “todo material de índole permanente, es decir, al que se puede acudir como fuente o referencia en cualquier momento o lugar, sin que se altere su naturaleza o sentido, para que aporte información o rinda cuentas de una realidad o acontecimiento”. De acuerdo a lo señalado, se trata de un diseño caracterizado por una recopilación adecuada de datos que permiten redescubrir hechos, orientar formas que hacen viable la investigación y de cuya sabia elección y aplicación obedece en gran parte el éxito del trabajo investigado.

De igual forma se implementó el diseño de investigación de campo, el cual según Cázares, Christen, Jaramillo, Villaseñor y Zamudio, (2000, p. 18), la definen como “aquella en que el mismo objeto de estudio sirve como fuente de información para el investigador. Consiste en la observación, directa y en vivo, de cosas, comportamiento de personas, circunstancia en que ocurren ciertos hechos; por ese motivo la naturaleza de las fuentes determina la manera de obtener los datos”.

Sin embargo, por su parte, la Universidad Pedagógica Experimental Libertador (2005, p. 7) en Christen, Jaramillo, Villaseñor y Zamudio, (2000), señala que los estudios de campo son:

El análisis sistemático del problema en la realidad, con el propósito bien sea de describirlos, interpretarlos, entender su naturaleza y factores constituyentes, explicar sus causas y efectos, o predecir su ocurrencia, haciendo uso de métodos característicos de cualquiera de los enfoques de investigación conocidos en el desarrollo. Los datos de interés son recogidos en forma directa de la realidad, en este

sentido se trata de investigaciones a partir de datos originales o primarios. Sin embargo, se aceptan también estudio sobre datos muestrales no recogidos por el estudiante, siempre y cuando se utilicen los registros originales con los datos no agregados.

En tal sentido los datos obtenidos en esta investigación, se presentan a través de la Memoria Descriptiva del Proyecto de la Unidad de Explotación L-M-N, la cual es sometida a una evaluación ante el Ministerio de Energía y Petróleo para su posterior aprobación; y esta contiene en su mayoría, la información para la evaluación del estudio, donde están contenidos los gráficos de producción, los diagramas mecánicos de completación de los pozos, análisis del núcleo del pozo ORI-75, mapas oficiales de los yacimientos, análisis de fluidos y un breve resumen geológico de la zona.

4.3 Flujograma de la metodología y descripción del flujograma

La metodología utilizada en este trabajo de investigación, está basada en la observación y el análisis de los elementos que hacen viable el desarrollo de los objetivos planteados, a través de la recopilación y validación de la información, que permita eficazmente elaborar un diseño para la producción en conjunto de las Arenas L-M-N, en yacimientos con pozos de bajo rendimiento individual en el Campo Oritupano “C”; lo cual puede servir como material guía para estudios posteriores relacionado con yacimientos de este tipo. La secuencia para la ejecución del estudio y metodología establecida, se describe como sigue. (Figura 4.1).

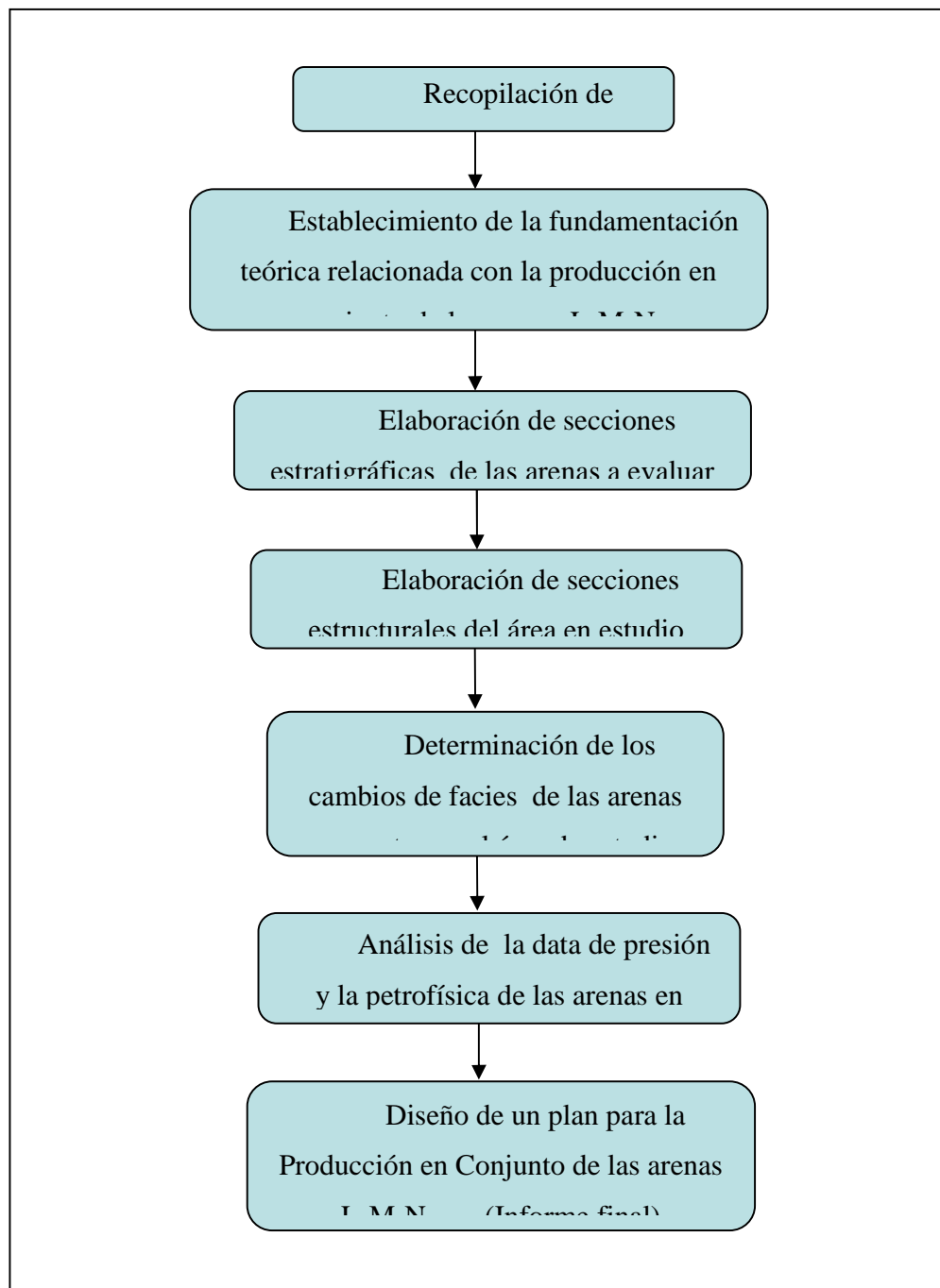
4.3.1 Recopilación de información

Esta etapa está basada en la recolección, selección y clasificación del material bibliográfico. Como punto de partida se hizo la revisión de los mapas oficiales de las

arenas en estudio, para luego elaborar un inventario de los pozos pertenecientes a los yacimientos de interés; con el objetivo de ubicar los registros eléctricos de cada pozo y de esta manera hacer el estudio respectivo a través de ellos.

4.3.1.1 Revisión bibliográfica: es una fase muy importante en la cual podemos apoyarnos en una base teórica ya existente, que nos permita clarificar, conceptualizar y definir de la manera más precisa los objetivos de la investigación. Esta revisión incluye todo cuanto a material de apoyo se refiere; como son libros, revistas, folletos, informes técnicos, tesis de grado, congresos, internet, etc.

Adicionalmente a las fuentes bibliográficas impresas, se contó con información obtenida por medio de entrevistas realizadas a los Ingenieros de Petróleo (comunicación personal), del Ministerio de Energía y Petróleo y a la orientación de los profesores de nuestra máxima casa de estudios, como lo es la Universidad de Oriente, núcleo bolívar, la cual tiene conocimiento y referencia al tema tratado en la investigación.



4.1 Flujograma de la metodología aplicada.

4.3.1.2 Carpetas de pozos: estas fueron revisadas, una vez hecho el inventario de los pozos pertenecientes a los yacimientos en evaluación, con la finalidad de validar parte de la información contenida en los mapas oficiales de las arenas L-M-N, fundamentalmente cuales arenas han sido probadas y completadas, pruebas de presión realizadas, pruebas de producción, fecha de completación original de los pozos, estado mecánico de los pozos, estudios petrofísicos y trabajos de reparación y reacondicionamientos efectuados.

4.3.1.3 Registros de pozos: primeramente se realizó el inventario de los pozos pertenecientes a los yacimientos objeto de estudio, para luego verificar la disponibilidad de estos y obtener información necesaria para hacer el análisis geológico y petrofísico correspondiente. Es importante resaltar que de todos los pozos que conforman los yacimientos en evaluación, sólo el pozo ORI-162 cuenta con registro de densidad-neutrón, todos poseen registros de inducción y algunos de ellos no tienen registros de rayos gamma.

4.3.1.4 Mapas oficiales de los yacimientos: se constató que los pozos pertenecientes a los yacimientos en estudio, estuviesen cartografiados, como también se verificaron las coordenadas de superficie de éstos, base de dato suministrada por el equipo del Centro Integrado de Aporte al Negocio (CIAN).

4.3.1.5 Memoria descriptiva del proyecto de la Unidad de Explotación L-M-N: contiene en su mayor parte la información para la evaluación del estudio, donde se presentan los gráficos de producción, los diagramas mecánicos de completación de los pozos, análisis de núcleo del pozo ORI-75, mapas oficiales de los yacimientos, análisis de fluidos y un breve resumen geológico de la zona.

4.3.1.6 Libro Oficial de Reservas: en este se obtiene información de los datos básicos y reservas probadas de petróleo de los yacimientos pertenecientes al área de estudio, de la Unidad de Explotación Oritupano Leona, perteneciente al convenio operativo PDVSA-Petrobras.

4.3.2 Establecimiento de la fundamentación teórica relacionada con la producción en conjunto de las arenas L-M-N

La composición de petróleo depende del tipo de materia orgánica presente en la roca madre y de su madurez. Sin embargo se reconocen procesos que alteran drásticamente la composición del petróleo durante la migración o en el reservorio (Blanc y Connan, 1993) en Marteau, Groba, Romera, Labayén, Crotti y Bosco. (2002).

Una población de petróleos se define como el conjunto de petróleos (o gases) que pueden diferenciarse de otros petróleos (o gases) en una provincia geológica sobre la base de propiedades geoquímicas relacionadas con su origen. Para ser agrupados en la misma población los petróleos deben haberse generado en la misma roca madre, aunque pueden tener diferentes tiempos de generación y expulsión o niveles de madurez.

(Horstad y Larter, 1997) en Marteau, Groba, Romera, Labayén, Crotti y Bosco. (2002)., propusieron una clasificación geoquímica jerárquica de petróleos que permite discriminarlos sobre la base de su origen geológico y sus transformaciones posteriores en subsuelo.

Cuando en un pozo se presentan varias capas productoras suele ser muy complejo determinar el aporte de cada una y su variación con el tiempo de

producción. Para este fin se emplea el análisis de los petróleos correspondientes a cada capa y del petróleo de producción.

El esfuerzo de identificación para el estudio de mezclas complejas requieren de técnicas cromatográficas, las cuales permiten obtener la distribución de los componentes de cada muestra de acuerdo al número de átomos de Carbono y a las características estructurales de los compuestos (hidrocarburos normales o parafinas y ramificados o isoparafinas); como también la caracterización geoquímica, donde los resultados obtenidos de ésta permiten inferir las características generales de la roca generadora, su grado de maduración y las alteraciones ocurridas después de la expulsión.

4.3.3 Elaboración de secciones estratigráficas de las arenas a evaluar

A través de la plataforma Landmark, sistema integrado que funciona como una base de datos en la industria petrolera, cuenta con la herramienta Geographix, la cual permite acceder a los datos disponibles en los archivos de pozos, facilitando la construcción y correlación de secciones estructurales y estratigráficas, para su posterior interpretación geológica.

Con el objetivo principal de establecer la correlación de estas arenas e identificar la extensión lateral, los cambios de facies, los espesores, los topes y las bases de los horizontes L-M-N, se elaboraron secciones estratigráficas, aproximadamente por toda el área central de la zona de interés en dirección preferencial Oeste-Este, a partir de un marcador lútfico, “base del horizonte K”, el cual predomina en toda la extensión del campo y representa el datum estratigráfico regional del área. Debido a la carencia de información actualizada, las correlaciones se basaron principalmente en las repuestas de las curvas de los registros eléctricos de

pozos viejos, tales como Potencial Espontáneo (SP) y de resistividad (ILD, ILM) en escalas de 1:500 para los pozos ORI-19, ORI-51, ORI-117, ORI-79, ORI-101, ORI-33, ORI-20, ORI-24, ORI-37, ORI-39, ORI-45, ORI-47, ORI-53 en los yacimientos ORI-182, ORI-184, ORI-211, ORI-225, ORI-226, ORI-231 y ORI-233.

4.3.4 Elaboración de secciones estructurales del área en estudio

Con el objetivo principal de establecer la correlación de estas arenas e identificar los eventos estructurales, tales como cambios bruscos de las capas, trampas estructurales, fallas y la distribución de los fluidos contenidos en el yacimiento, se elaboraron secciones estructurales, aproximadamente por toda el área central de la zona de interés en dirección preferencial Sur-Norte, a partir de los Datum: -6.366' y -6.390'. Al igual que las secciones estratigráficas, no se cuenta con información actualizada, las correlaciones se basaron principalmente en las respuestas de las curvas de los registros eléctricos de pozos viejos, tales como Potencial Espontáneo (SP) y de resistividad (ILD, ILM) en escalas de 1:500 para los pozos: ORI-33, ORI-113, ORI-16, ORI-79, ORI-115, ORI-29; en los yacimientos ORI-182, ORI-184, ORI-211, ORI-225 y ORI-231.

4.3.5 Determinación de los cambios de facies de las arenas presentes en el área de estudio

Se realizará el análisis una vez hecha las correlaciones y la descripción cualitativa de las formas características de las curvas de potencial espontáneo (SP), presentes en los perfiles de los pozos de las arenas a evaluar.

4.3.6 Análisis de la data de presión y la petrofísica de las arenas en estudio

En el Campo Oritupano “C”, área de estudio, se cuenta con la información del núcleo tomado en el pozo ORI-75, en un intervalo de profundidad comprendido desde 6980 pies hasta 7115 pies. Los resultados muestran los valores de porosidad y permeabilidad de las arenas L y M. Como también se dispone de pruebas de presiones y de fluidos, básicamente en períodos correspondiente a los meses de Diciembre del año 1996 y entre los meses de Octubre y Noviembre del año 2001. Se evidencia una captura de información bastante crítica, mediciones que se realizaron en las arenas L-M-N, con la herramienta RFT, en los pozos ORI-160, ORI-177 y ORI-179. Presiones que se validan a unas profundidades determinadas, con los registros eléctricos, estas se muestran en la siguiente tabla. (Tabla 4.1).

Tabla 4.1 Mediciones de presión en el Campo Oritupano “C”.

Pozo	Arena	Yacimiento	Presión (Lpc)	Prof.(pbnm)
ORI- 177	L2	ORI-47, ORI- 182	2742	6457'
ORI- 179	L2	ORI-186, ORI- 182	2722	6443'
ORI- 160	M1	ORI-212	2726	6500'
ORI- 160	M4	ORI-228	2774	6543'
ORI- 177	M4	ORI-226	2792	6593'
ORI- 177	N	ORI-233	2810	6600'

4.3.7 Diseño de un plan para la producción en conjunto de las arenas L-M-N

El diseño elaborado, muestra los elementos factibles, requeridos para llevar a cabo la técnica de producción conjunta en las arenas L-M-N.

CAPÍTULO V

ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE LOS RESULTADOS

5.1 Establecimiento de la fundamentación teórica relacionada con la producción en conjunto de las arenas L-M-N

Con base a la figura 3.6, podemos dar referencias teóricas basadas en el estudio de las zonas productoras de las arenas en estudio, con la factibilidad real en la producción en conjunto, determinando el aporte de cada una de las capas, empleando el análisis de los petróleos correspondientes a estas y del petróleo de producción.

Para la identificación de mezclas complejas se requieren de técnicas cromatográficas, las cuales permiten obtener la distribución de los componentes de cada muestra de acuerdo al número de átomos de Carbono y a las características estructurales de los compuestos (hidrocarburos normales o parafinas y ramificados o isoparafinas); como también la caracterización geoquímica.

5.2 Elaboración de secciones estratigráficas de las arenas a evaluar

Determinada la correlación de éstas arenas, en la Sección A-A', se observaron intercalaciones de lutitas bien marcadas de aproximadamente 14 pies de espesor entre las arenas M2 y M4, representado por el intervalo M3, notándose su presencia en toda su extensión lateral, sin desaparecer. (Figura 5.1).

En los horizontes L3 y L2, se ubicó otro lente lutítico de menor espesor aproximadamente de 6 pies, manteniéndose también sin desaparecer. La arena L2, está constituida de dos lentes respectivos, L2A y L2B, que a su vez el lente L2A se divide en dos pequeños lentes.

Los intervalos M4 y N1, están separados por otro lente lutítico de 5 pies de espesor, manteniéndose en toda su extensión (Apéndice C).

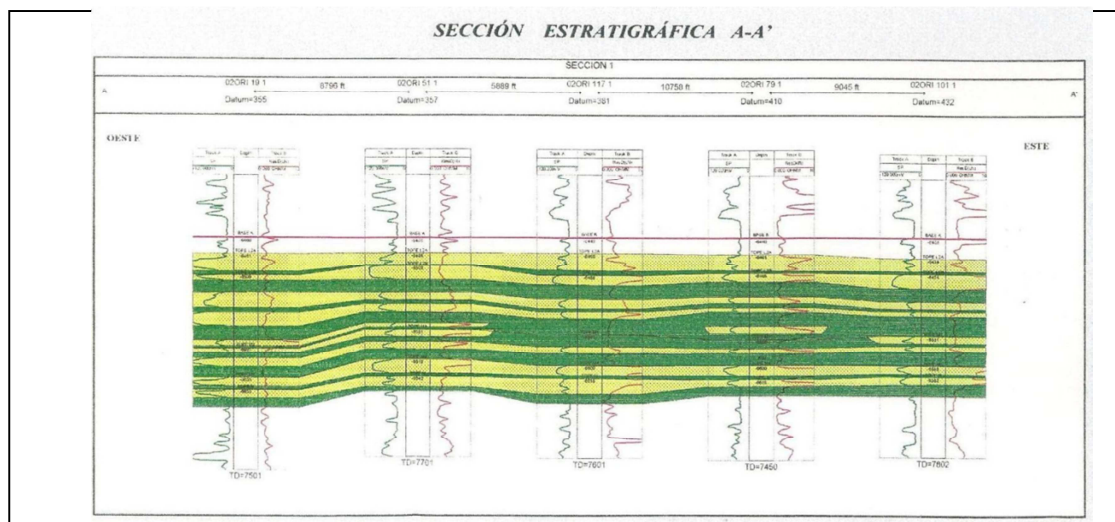


Figura 5.1 Sección Estratigráfica A-A'.

Se observó en la Sección B-B', entre los intervalos L2 y L3 que existe un delgado lente lutítico de aproximadamente 5 pies de espesor, comprendido entre los pozos ORI-33 hasta ORI-37, el cual se mantiene, mientras que en el pozo ORI-39, el lente aumenta su espesor hasta llegar a 10 pies aproximadamente. (Figura 5.2).

La arena L2 está constituida por dos lentes L2A y L2B, entre los cuales L2B es el de mayor espesor, con buena respuesta en cuanto a la resistividad, en los pozos ORI-33, ORI-20 y

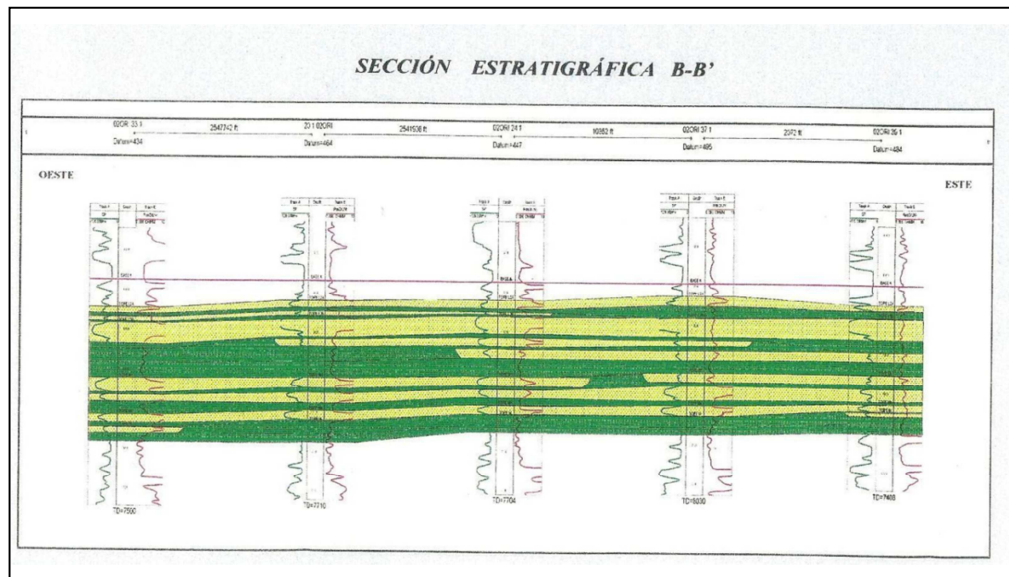


Figura 5.2 Sección Estratigráfica B-B'.

ORI-24 de esta sección; mientras que en los pozos ORI-37 y ORI-39, no se evidencia respuesta alguna que indique la presencia de petróleo. El lente L2A, a su vez se divide en dos lentes, con mayor desarrollo de espesor en los pozos ORI-20 y ORI-24.

Los intervalos M1 y M2 están separados por otro lente lutítico de 5 pies de espesor aproximadamente, este lente mantiene su espesor y no desaparece.

La separación de los horizontes M2 y M4, lo constituye un lente lutítico de aproximadamente 10 pies de espesor entre los pozos ORI-20, ORI-24 y ORI-37, a diferencia en el pozo ORI-33 que existe un pequeño desarrollo de la arena M3, no muy marcado con un lente lutítico de separación de 6 pies de espesor aproximado, mientras que existe un pequeño adelgazamiento del lente en el pozo ORI-39 de 5 pie de espesor, con estas diferencias de espesores, este se mantiene (Apéndice C).

La separación entre las arenas M4 y N1, se hace más notoria en el pozo ORI-33, con aproximadamente 7 pies de espesor lutítico, adelgazándose hasta desaparecer; se observa la diferencia entre los dos cuerpos de arena, debido a la respuesta de las curvas de resistividades.

En la Sección C-C', se presenta la misma situación que en las secciones anteriores, como la presencia de lentes lutíticos separando los diferentes cuerpos de arenas. Entre los horizontes L2 y L3, está presente un lente lutítico de 10 pies de espesor aproximadamente, con un marcado y notorio espesor entre los pozos ORI-75 y ORI-47, que abarca desde la base del horizonte L2 hasta el tope del horizonte M1. (Figura 5.3).

La separación que existe entre L3 y M1, la constituye otro lente lutítico con un espesor aproximado de 10 pies, con marcada presencia entre los pozos ORI-75, ORI-47 y ORI-53, de 23 pies de espesor aproximadamente.

Entre los intervalos M1 y M2, se nota la presencia de un lente lutítico de 5 pies de espesor aproximado, manteniendo dicho espesor en toda su extensión. Como también los horizontes M2 y M4 están separados por otro lente lutítico de unos 10 pies de espesor, a diferencia en el pozo ORI-75, donde se nota el desarrollo de un pequeño lente de arena, pero el lente lutítico no desaparece.

Las arenas M4 y N1, están separadas por otro lente lutítico de unos 5 pies de espesor aproximado, adelgazándose hacia los pozos ORI-47 y ORI-53.

Las arenas que conforman el paquete L-M-N, no todas se encuentran completamente desarrolladas arealmente, existen cuerpos con excelentes espesores como el intervalo L2A en los pozos ORI-19, ORI-51, ORI-117, ORI-79, ORI-101, ORI-33, ORI-20, ORI-24, ORI-37, ORI-47 Y ORI-53; sin embargo en los pozos ORI-19, ORI-51, ORI-47 y ORI-53, no presentan ningún desarrollo de arena neta petrolífera.

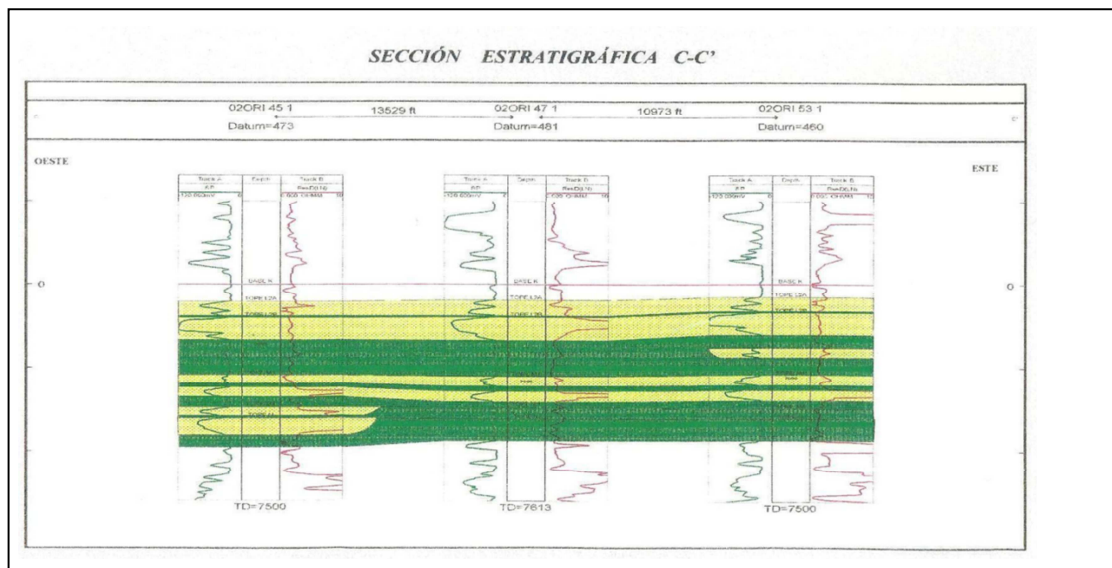


Figura 5.3 Sección Estratigráfica C-C'.

El intervalo L2B mantiene un espesor mayor a 10 pies, comprendido entre 10 pies y 18 pies, con espesores petrolíferos equivalentes en su mayoría; exceptuándose en los pozos ORI-19, ORI-51 y ORI-37, que tienen buen espesor de arena neta, pero los espesores petrolíferos no son representativos. Este intervalo es el de mayor desarrollo en relación a los demás intervalos estudiados y mantiene el espesor en toda su extensión lateral sin desaparecer, aún cuando presenta mejores espesores de arena neta, pero es completamente agua, como por ejemplo en los pozos ORI-19, ORI-51, ORI-37, ORI-39, ORI-41, ORI-45, ORI-75 y ORI-53, en lo que corresponde a la zona de estudio. En los pozos con mayor espesor de arena neta petrolífera están ORI-101, ORI-33, ORI-20 y ORI-24. Sin embargo en los pozos ORI-117 y ORI-79, presentan buena respuesta electrográfica con mayor espesor en el pozo ORI-79.

El intervalo M1, presenta mayor desarrollo en los pozos ORI-33, ORI-20 y ORI-24, espesores que varían entre 8 pies y 15 pies.

La arena M4 consiste de cuatro yacimientos, de los cuales dos son objeto de estudio, ORI-225 y ORI-226. En el yacimiento ORI-225, los espesores de arena neta y arena neta petrolífera son equivalentes en su mayor parte, los cuales varían entre 8 pies y 13 pies,

exceptuando el pozo ORI-19, que tiene 8 pies de espesor de arena neta y 0 pie de arena neta petrolífera.

En el yacimiento ORI-226, el pozo ORI-75 presenta un espesor de arena neta equivalente al espesor de arena neta petrolífera igual a 7 pies; los pozos ORI-39, ORI-41, ORI-45 y ORI-47, presentan espesores entre 1 pies hasta 6 pies, y espesores petrolíferos no representativos entre 0 pies y 3 pies.

Este intervalo se mantiene en toda su extensión lateral, comprendida entre los pozos ORI-19 hasta ORI-75, abarcando los yacimientos ORI-225 y ORI-226 y se adelgaza en los pozos ORI-47 y ORI-53, de tal manera que sus espesores de arena neta y arena neta petrolífera no son representativos.

La arena N1 consta de tres yacimientos, entre los cuales los yacimientos ORI-231 y ORI-233, son objetos de estudio. Este intervalo mantiene un espesor promedio entre 5 pies y 9 pies, con mayor desarrollo en el pozo ORI-117, presentando un espesor de arena neta de 13 pies y un espesor de arena neta petrolífera de 8 pies, en el yacimiento ORI-231. En cuanto al yacimiento ORI-233, los mejores espesores se presentan en los pozos ORI-41 y ORI-45, comprendidos entre 10 pies y 15 pies, equivalentes en arena neta y arena neta petrolífera.

Es de hacer resaltar que el análisis de estas secciones fueron hechas una vez montadas en los borradores, luego al ser elaborado con la herramienta Geograpihx, los pozos ORI-41 y ORI-75, presentaron problemas con las curvas, las cuales no estaban cargadas en el sistema, de tal manera que en la sección C-C', estos pozos no fueron incluidos, pero se realizó la interpretación respectiva (Apéndice C).

5.3 Elaboración de secciones estructurales del área en estudio

En cuanto a la Sección Estructural D-D', se observó un suave buzamiento de los intervalos L2A, L2B, M1, M4 y N1; descartándose la presencia de una falla que permitiera la

comunicación de los fluidos contenidos en estos yacimientos. Igual situación ocurre en la Sección Estructural E-E', donde se notó un suave buzamiento de los estratos, sin la presencia de fallas. Es importante acotar que el intervalo M1 es un lente lutítico, comprendido entre los pozos ORI-79, ORI-115 y ORI-29 (Apéndice C). (Figura 5.4 y Figura 5.5).

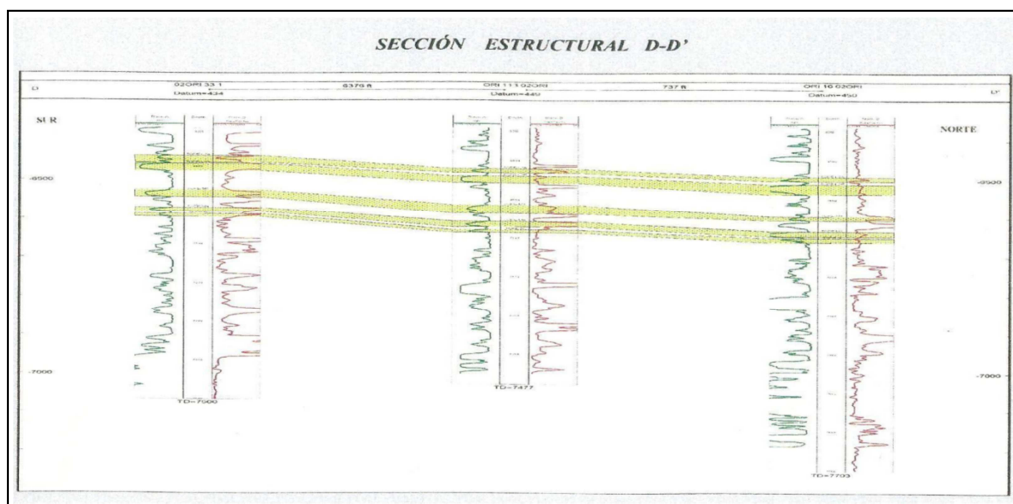


Figura 5.4 Sección Estructural D-D'.

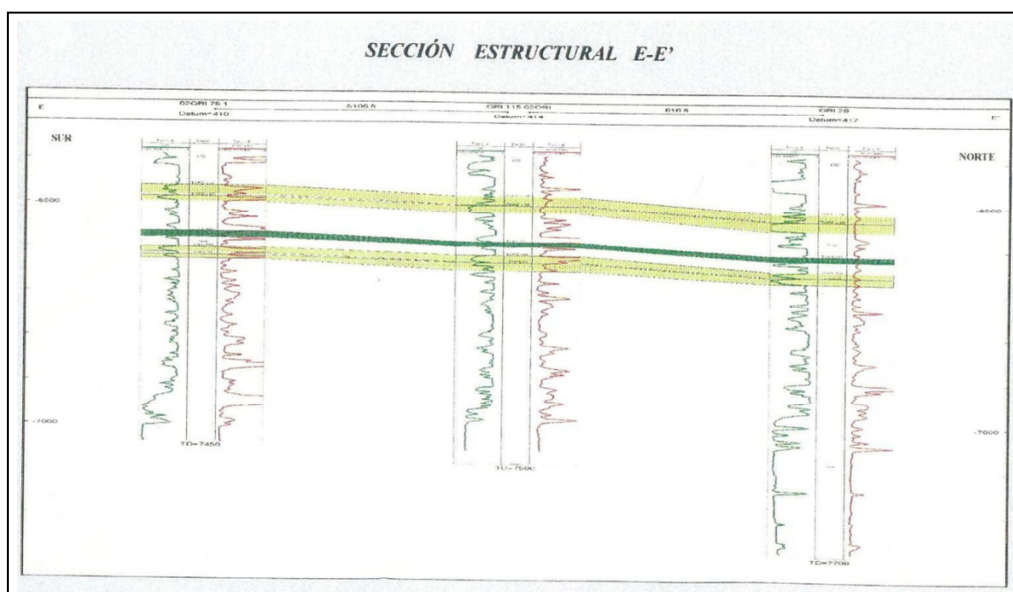


Figura 5.5 Sección Estructural E-E'.

5.4 Determinación de los cambios de facies de las arenas presentes en el área de estudio

En base a las secciones elaboradas y mediante las formas de las curvas de potencial espontáneo (SP), se define la variación de las facies sedimentarias en sentido vertical, permitiendo ubicar los límites estratigráficos de los yacimientos objeto de estudio, evidenciando una secuencia de canal distributivo y barras de meandro; originada en un ambiente fluvio-deltaico donde fueron depositadas las arenas del área de estudio, tomando en consideración la base de sedimentación de la Formación Oficina, cuyos sedimentos fueron depositados durante una progradación de un delta de predominio fluvial.

5.5 Análisis de la data de presión y la petrofísica de las arenas en estudio

En cuanto a los parámetros petrofísicos, no se pudo determinar directamente por no contar con la información necesaria, esta desventaja ocasionó una desestimación de manera indirecta. Una forma de conocer las propiedades físicas de una roca es a través del análisis de los perfiles de pozos, éstos nos permiten realizar medidas de una manera práctica, económica y con buena efectividad, logrando llevar a cabo un estudio cuidadoso de la calidad de la roca y los tipos de fluidos contenidos en sus poros.

Es importante resaltar que en el área de estudio no se cuenta con registros de Densidad-Neutrón (sólo el pozo ORI-162), en consecuencia se presentan limitaciones para determinar las propiedades físicas de las arenas en estudio.

Los valores de permeabilidad y porosidad de los yacimientos de interés arrojados por la muestra de núcleo del pozo ORI-75, fueron asumidos como válidos, al existir carencia de información en cuanto a los registros (Apéndice A). Valores que no son representativos de cada yacimiento, ya que no se puede evaluar y determinar las propiedades de un yacimiento con tan sólo la información de un pozo y no tener suficiente información de los registros, lo que significa que un campo visto íntegramente como unidad, los pozos constituyen puntos de drenajes en los yacimientos que lo conforman, de tal manera que estas informaciones

petrofísicas son de cada pozo del yacimiento, debido a que las características petrofísicas pueden variar dentro de un mismo yacimiento en determinado campo. Para obtener un buen control de esta variación, es necesario tener suficiente número de pozos bien distribuidos y que ellos tengan los registros necesarios para efectuar el estudio petrofísico respectivo del área.

En relación a las presiones tomadas en los pozos ORI-160, ORI-177 y ORI-179 no corresponden a los yacimientos de interés, a excepción de los yacimientos ORI-182, ORI-226 y ORI-233, los cuales son atravesados por el pozo ORI-177 y esta lectura se realizó en Octubre del año 2001.

En los pozos ORI-160 y ORI-179 se tomaron mediciones en Diciembre del año 1996 y Noviembre del año 2001 respectivamente, en yacimientos que no pertenecen al área seleccionada para la producción en conjunto. En los yacimientos ORI-184, ORI-211 y ORI-225 atravesados por el pozo ORI-24 y los yacimientos ORI-225 y ORI-231 atravesados por el pozo ORI-117, los cuales fueron seleccionados para producir conjuntamente, no se tomaron presiones; por lo cual no se puede inferir que las presiones correspondientes a los yacimientos atravesados por los pozos ORI-160 y ORI-179, sean evaluadas y representen las presiones de los yacimientos atravesados por estos pozos que fueron seleccionados para la producción en conjunto (Apéndice B).

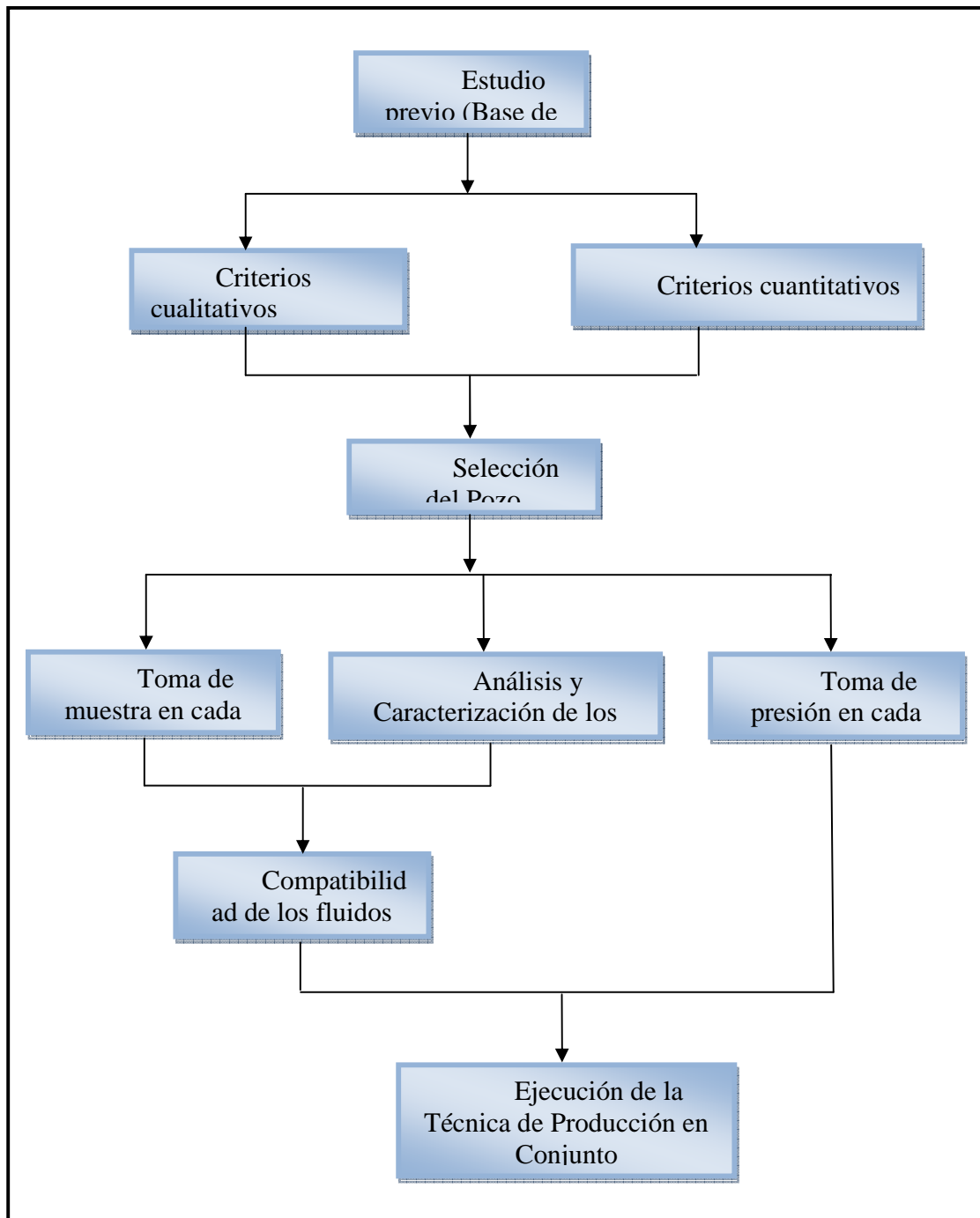
5.6 Diseño de un plan para la producción en conjunto de las arenas L-M-N

La aplicación de una estrategia de explotación debe estar orientada en función de un plan de desarrollo adecuado de los yacimientos objeto de estudio a través de la caracterización de éstos, con la finalidad de identificar los parámetros cuantificables que permitan determinar si la cantidad y la calidad de los datos son suficientes para establecer criterios que sirvan de base al momento de tomar la decisión para la explotación y producción de ellos en conjunto. Estos criterios deben estar basados en una suficiente data de presiones actualizadas y una buena caracterización de los fluidos que determinen su compatibilidad, permitiendo manejar la

incertidumbre relativa a la productividad cuando varios yacimientos son producidos en forma conjunta.

Este diseño se caracteriza por las muestras tomadas del crudo en cada una de las arenas a evaluar durante la investigación, las cuales son llevadas al laboratorio en condiciones seguras de almacenamiento identificando los recipientes con el nombre de los yacimientos de las arenas en los respectivos pozos.

Con esta información se analizarán y determinarán las pruebas de compatibilidad, con los crudos provenientes de los pozos en estudio, para establecer un patrón de comparación en relación a las mezclas de los crudos extraídos.



5.6 Flujograma del Diseño de Producción en Conjunto.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

1. El petróleo encontrado en los yacimientos candidatos para la producción en conjunto, deben haberse generado en la misma roca madre para poder ser agrupados en las mismas familias de petróleos.
2. Cada muestra de petróleo debe presentar compatibilidad en las propiedades de los fluidos para evitar fluidos indeseables y así ser explotados en forma conjunta.
3. Las secciones estratigráficas realizadas confirman la separación de los horizontes arenosos a través de cuerpos lutíticos de espesores variable, evidenciándose en toda el área con mayor desarrollo en dirección Este del Campo.
4. El análisis estratigráfico de las secciones, hace posible distinguir los cambios faciales a lo largo de su evolución lateral y su asociación vertical.
5. En relación a las secciones estructurales, no se observaron fallas que permitieran la comunicación de los fluidos contenidos en los yacimientos de interés.
6. El análisis de los cambios de facies se hizo de forma descriptiva más no bajo ninguna connotación genética o ambiental.
7. Las facies permiten predecir con mayor precisión la continuidad de un reservorio, la presencia de las barreras de permeabilidad y la ubicación de los yacimientos económicamente explotables.

8. Debido a la carencia de información de registros básicos, las propiedades petrofísicas existentes en yacimientos aislados, como permeabilidad y porosidad arrojados por la muestra de núcleo del pozo ORI-75, se tomaron como válidas, estableciendo un criterio a nivel de propiedades petrofísicas requeridas y necesarias para la producción de las arenas L-M-N en conjunto.

9. Las pruebas de presión realizadas en los pozos, permiten obtener variaciones de estas en función del tiempo, logrando en este sentido caracterizar el yacimiento.

10. La aplicación de la estrategia de producción en conjunto, es factible en las arenas L-M-N, probando cada arena por separado, eligiendo aquellas que presenten similitud de presiones y realizar pruebas de compatibilidad de los fluidos, con la finalidad de comparar y/o corroborar los resultados obtenidos a través de métodos geoquímicos con pruebas selectiva.

11. La estrategia de producción en conjunto puede ser aplicada sólo en aquellos yacimientos maduros, es decir, yacimientos en estado explotación avanzada.

Recomendaciones

1. Se deben tomar muestras de los fluidos contenidos en los yacimientos candidatos para la producción en conjunto y establecer la compatibilidad de éstos, con la finalidad de evitar posteriores daños que puedan obstruir la tubería de producción en los pozos seleccionados, siendo tomado en cuenta para el futuro.

2. Correr registros de presión en los yacimientos candidatos, para obtener información que evalúe si existen diferencias sustanciales que no permitan su producción en conjunto.

3. Revisar todos los factores que intervienen en el proyecto y realizar medidas de flujo con las herramientas adecuadas y caracterizar los crudos, con el objetivo de mantener estricto control y seguimiento sobre los pozos involucrados debido a cambios en el tiempo de las condiciones de producción.

4. El éxito de la explotación en sistemas complejos (producción conjunta), dependerá de la integración de la ingeniería de yacimiento y del área geológica-petrofísica, para la adquisición de información que sirva de base en la caracterización de las propiedades de cada yacimiento.

REFERENCIAS

ANÁLISIS DE FACIES. (2002). 19 de octubre 2009. [<http://reocities.com/siliconvalley/bridge/3339/facies1.html>].

Basanta, Ángel. (2002). **DEFINICIÓN DEL MODELO GEOLÓGICO DE LAS ARENAS AM-A1, AM-A2, AM-G DEL MIEMBRO AMARILLO, FORMACIÓN OFICINA, CAMPO SANTA ROSA, ESTADO ANZOÁTEGUI.** Trabajo de Grado, Universidad de Oriente, Escuela de Ciencias de la Tierra, Ciudad Bolívar, Tomo I, Venezuela, pp 63-69.

Cázares, Christen, Jaramillo, Villaseñor y Zamudio. (2000). **INVESTIGACIÓN DE CAMPO-DOCUMENTOS.** 20 de octubre 2009. [<http://www.buenastareas.com/ensayos/Investigación-De-Campo/213694.html>].

Corporación Venezolana de Petróleos, S.A. (Corpoven, 1990). **CURSO DE INGENIERÍA DE PRODUCCIÓN.** Gerencia de Ingeniería de Petróleo, Puerto La Cruz, Modulo I, pp 1, 5, 56, 69.

Farías Leopoldo. (2002). **PRODUCCIÓN SIMULTÁNEA EN LAS ARENAS M.** Informe Técnico, Caracas, P 29.

Figuroa, Normerys. (2003). **ESTUDIO DE PROSPECTIVIDAD DE ARENAS GASÍFERAS Y LAS ESTRATEGIAS DE EXPLOTACIÓN EN EL ÁREA DE CHIMIRE-BOCA DE LA U.E.Y. LIVIANO, DTTO. SAN TOMÉ.** Trabajo de Grado, Universidad de Oriente, Escuela de Ingeniería y Ciencias Aplicadas, Departamento de Petróleo, Puerto La Cruz, pp 23, 33, 34.

Funkhouser et al.; op. cit. (19488). **FORMACIÓN MEREURE**. 19 de octubre 2009. [<http://www.pdvsa.com/léxico/m38w.html>].

Hedberg *et al.* (1947). **FORMACIÓN FREITE**. 19 de octubre 2009. [<http://www.pdvsa.com/lexico/f4w.html>].

Hurtado de Barrera. (2008). **INVESTIGACIÓN Y METODOLOGÍA: LA INVESTIGACIÓN PROYECTIVA**. 20 de octubre 2009. [<http://investigaciónholística.blogspot.com/2008/02/la-investigación-proyectiva.html>].

“INTERCAMBIO TÉCNICO PRODUCCIÓN CONJUNTA” (2002). Proyecto producción en conjunto. PDVSA–INEMAKA/TEIKOKU; Propuesta Budare Mesa N° 1 Unidad Hidráulica, U.E.L, PDVSA-San Tomé; Esquema de Explotación para Producción Conjunta Mesa N° 3 U.E.Y, PDVSA–San Tomé; Estrategia de Explotación en Conjunto Formación Las Piedras, Dtto. U.E. Norte, PDVSA; Esquema mínimo para someter proyectos de Producción Conjunta en Pozos o Acumulaciones, Mesa N° 4 CNPC. [I Jornadas de Explotación en Conjunto] Realizadas en Maturín.

Jacotte, Carlos. (2003). **ANÁLISIS DE COMPATIBILIDAD DE FLUIDOS Y ELABORACIÓN DE HUELLAS DIGITALES DE CRUDOS PROVENIENTES DEL CAMPO GUARA ESTE**. Trabajo de Grado, Universidad Rafael Urdaneta, Facultad de Ingeniería, Escuela de Ingeniería Química, Maracaibo, Venezuela, P 159.

Marteau, Groba, Romera, Labayén, Crotti y Bosco. (2002). **UTILIZACIÓN DE LA GEOQUÍMICA DE RESERVORIOS PARA DETERMINAR LA HETEROGENEIDAD DE LOS PETRÓLEOS DE PRODUCCIÓN DE LA**

FORMACIÓN RAYOSO, CUENCA NEUQUINA. 14 de octubre 2009.
[<http://www.inlab.com.ar/Utilización de la GQca IAPG 2002.pdf>].

Meneven (1985). Filial de Petróleos de Venezuela, S.A. **ESTUDIO GEOLÓGICO INTEGRADO DE LA CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA.** Caracas, Venezuela, pp 27, 124, 126,127.

Millán, E (1982). **ESTUDIO DEL COMPORTAMIENTO DEL YACIMIENTO L-2B (184).** Corpoven, S.A., Gerencia General de Producción.

Millán, E (1982). **ESTUDIO DEL COMPORTAMIENTO DEL YACIMIENTO M-4 (225).** Corpoven, S.A., Gerencia General de Producción.

Millán, E (1982). **ESTUDIO DEL COMPORTAMIENTO DEL YACIMIENTO M-4 (226).** Corpoven, S.A., Gerencia General de Producción.

Ministerio de Energía y Minas (2000, octubre 31). **DEFINICIONES Y NORMAS DE LAS RESERVAS DE HIDROCARBUROS.**

Palmaven (1994). Filial de Petróleos de Venezuela para el Desarrollo Social, S.A. **ESTUDIO PARA EL DESARROLLO AGRÍCOLA DEL SECTOR ORITUPANO.** Gerencia de Evaluación y Manejo de Tierras, pp 20, 28, 29, 31.

Petróleos de Venezuela S.A. Intranet (2002). **CÓDIGO ESTRATIGRÁFICO DE LAS CUENCAS PETROLERAS DE VENEZUELA.** 19 de octubre 2009.
[<http://www.pdvsa.com/léxico/>].

Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA) PRODUCCIÓN (2003). **DATOS BÁSICOS Y RESERVAS PROBADAS DE PETRÓLEO POR YACIMIENTOS U.E. CONVENIOS ORITUPANO LEONA.** Distrito Sur San Tomé, Área Oriente.

Universidad de Oriente, Escuela Ciencias de la Tierra (s/f). **PRUEBAS DE PRESIÓN EN POZOS.** [Guía de Ingeniería de Yacimientos. Cap. VI]. Ciudad Bolívar: Pérez, Luís.

Rivadulla, Rosario (2003). **MAPAS GEOLÓGICOS.** Funda Germinas, pp 66, 69, 71.

Western Atlas Argentina S.A.M.P.I.C. (1974). **INTRODUCCIÓN AL PERFILAJE.** pp 1.

APÉNDICES

APÉNDICE A

Resultados de los análisis petrofísico

Tabla A.1 Análisis petrofísico. (Análisis Convencionales).

NUCLEO #	CAJA #	TAPON #	PROF	ARENA	Presión sobrecarga (psi)	CONDICIONES LABORATORIO		PRESION SOBRECARGA		DENSIDAD DE GRANO
						POROSIDAD	PERMEABILIDAD	POROSIDAD	PERMEABILIDAD	
26	5	215	6980	L2	3700	17,85	476,472	17,13	428,928	2,68
27	3	226	7000	L2L	3700	24,95	2606,242	24,24	2256	2,67
29	4	247	7075	M1	3750	26,70	714,477	26,06	644,818	2,68
	11	257	7091	M2		27,01	1522,353	25,51	1200,525	2,671
30	4	265	7113	M4		24,64	2858,339	23,87	2606,285	2,643
	3	267	7115	M4	3800	27,43	2800,687	25,57	2402,27	2,69

Tabla A.2 Análisis petrofísico. (Análisis Especiales).

NUCLEO #	CAJA #	TAPON #	PROF	ARENA	Presión sobrecarga (psi)	R0 ohm-cm	RT From Log	Ro/Rt	Factor Formación	Porosidad %	Factor cementación
26	5	215	6980	L2	3700	5,24	2,53	2,07	20,13	17,13	1,7
27	3	226	7000	L2L	3700	2,69	1,99	1,35	10,32	24,24	1,65
29	4	247	7075	M1	3750	2,18	2,05	1,06	8,37	26,06	1,58
	11	257	7091	M2	-	-	-	-	-	-	-
30	4	265	7113	M4	-	-	-	-	-	-	-
	3	267	7115	M4	3800	2,24	8,74	0,26	8,63	25,57	1,58

APÉNDICE B

Datos de los análisis de presiones

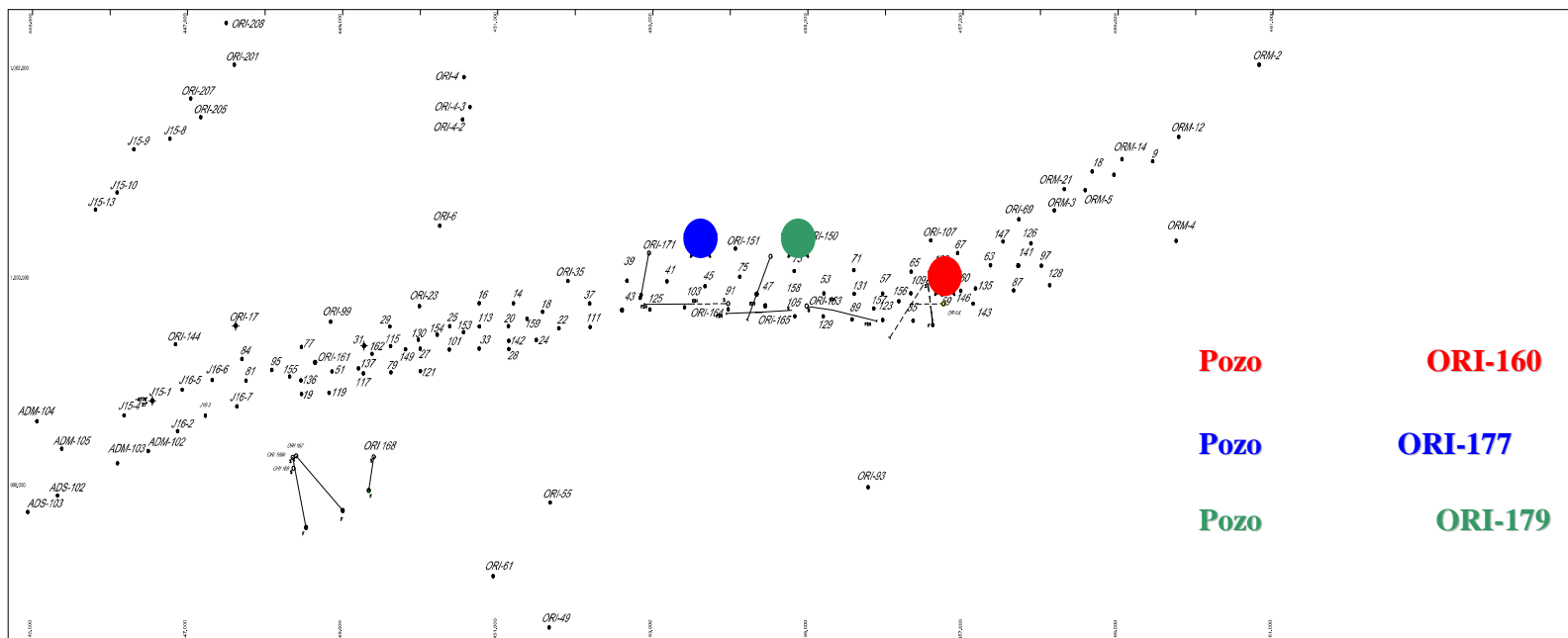


Figura B.1 Presiones tomadas en el Campo Oritupano "C" (Ubicación de los

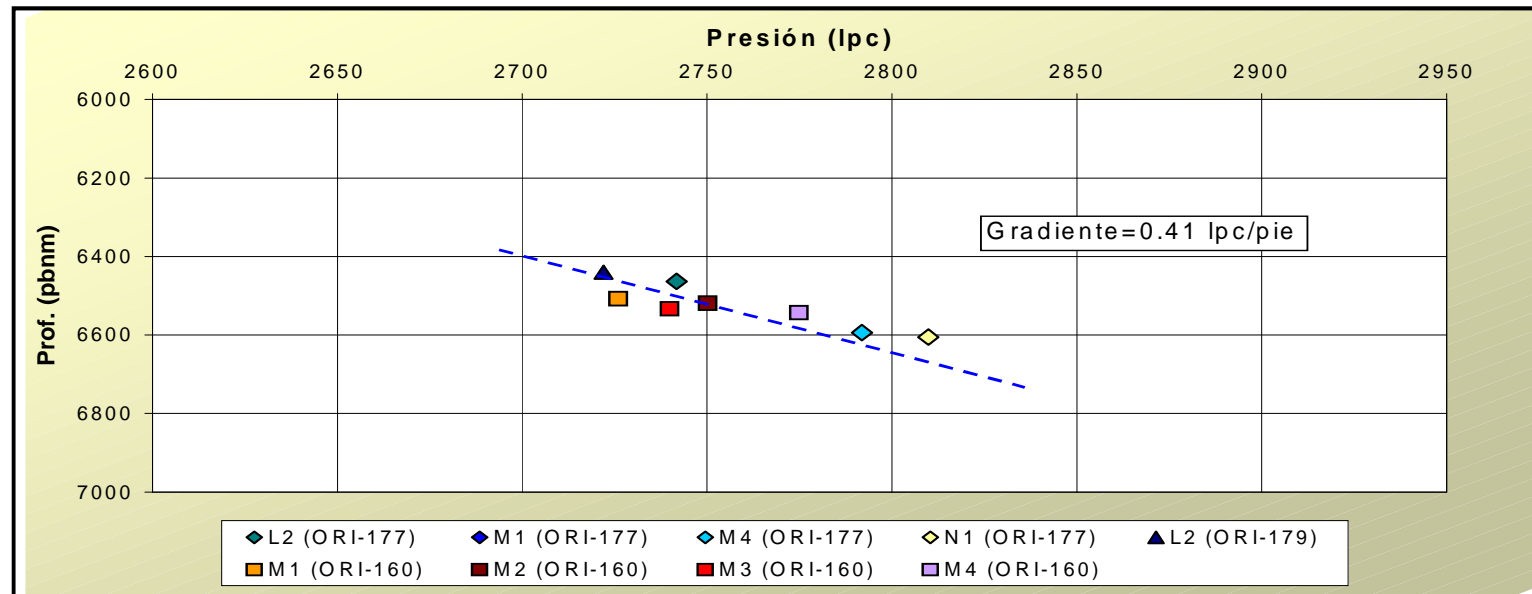


Figura B.2 Presiones tomadas en las arenas L-M-N.

ANEXOS

Secciones geológicas

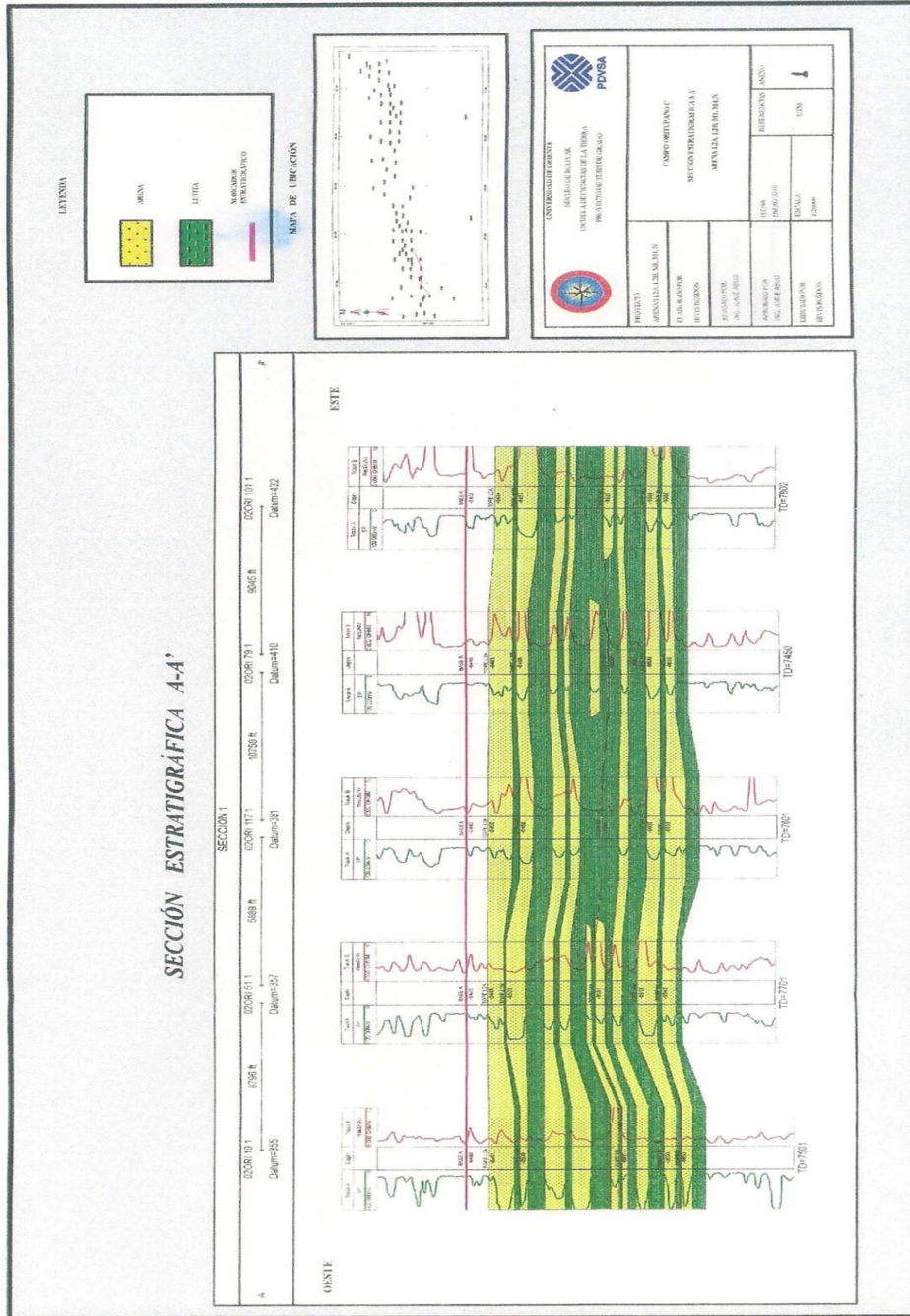


Figura 1. Sección estratigráfica A-

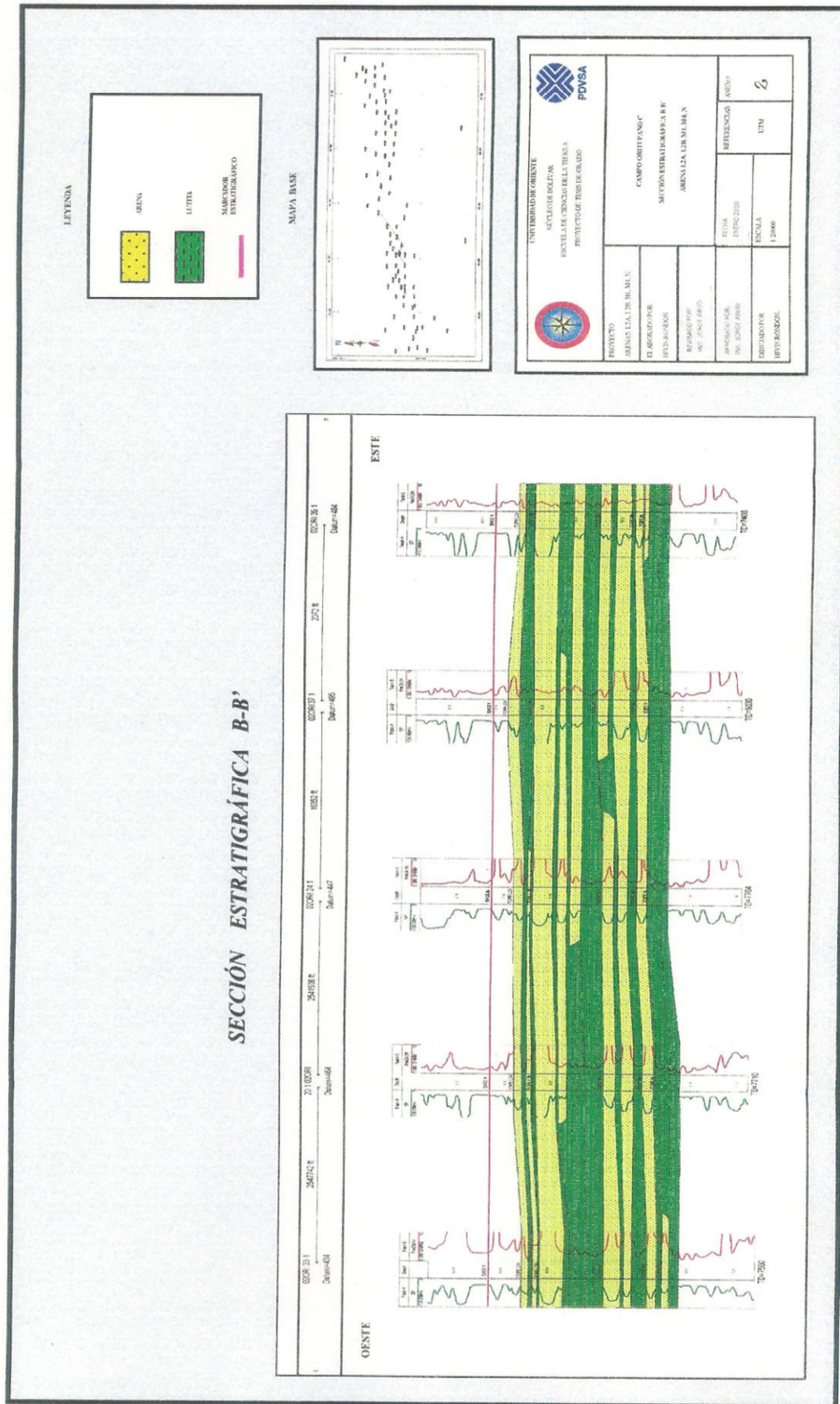


Figura 2. Sección estratigráfica B-B'

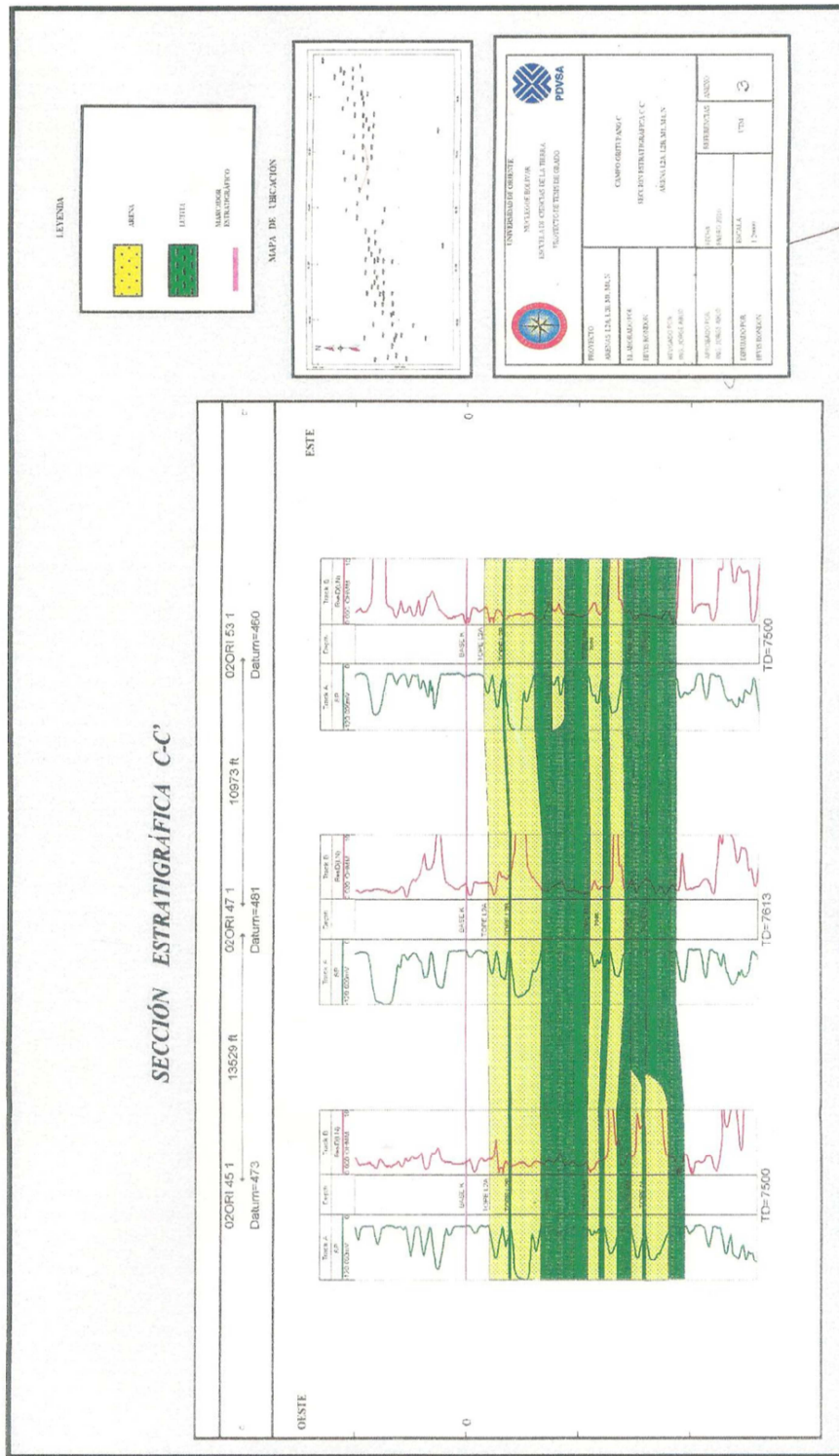


Figura 3. Sección estratigráfica C-

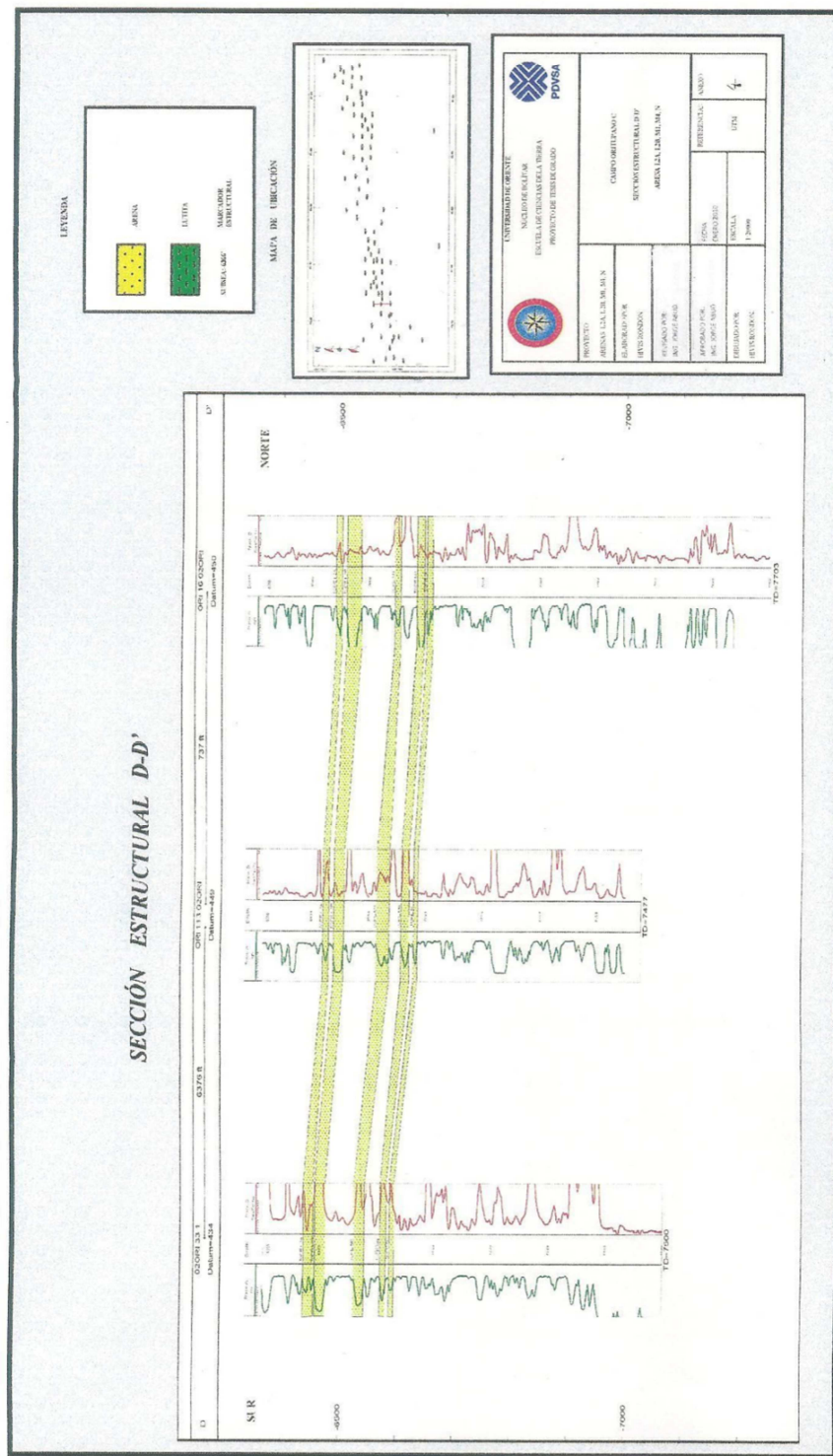


Figura 4. Sección estructural D-D'

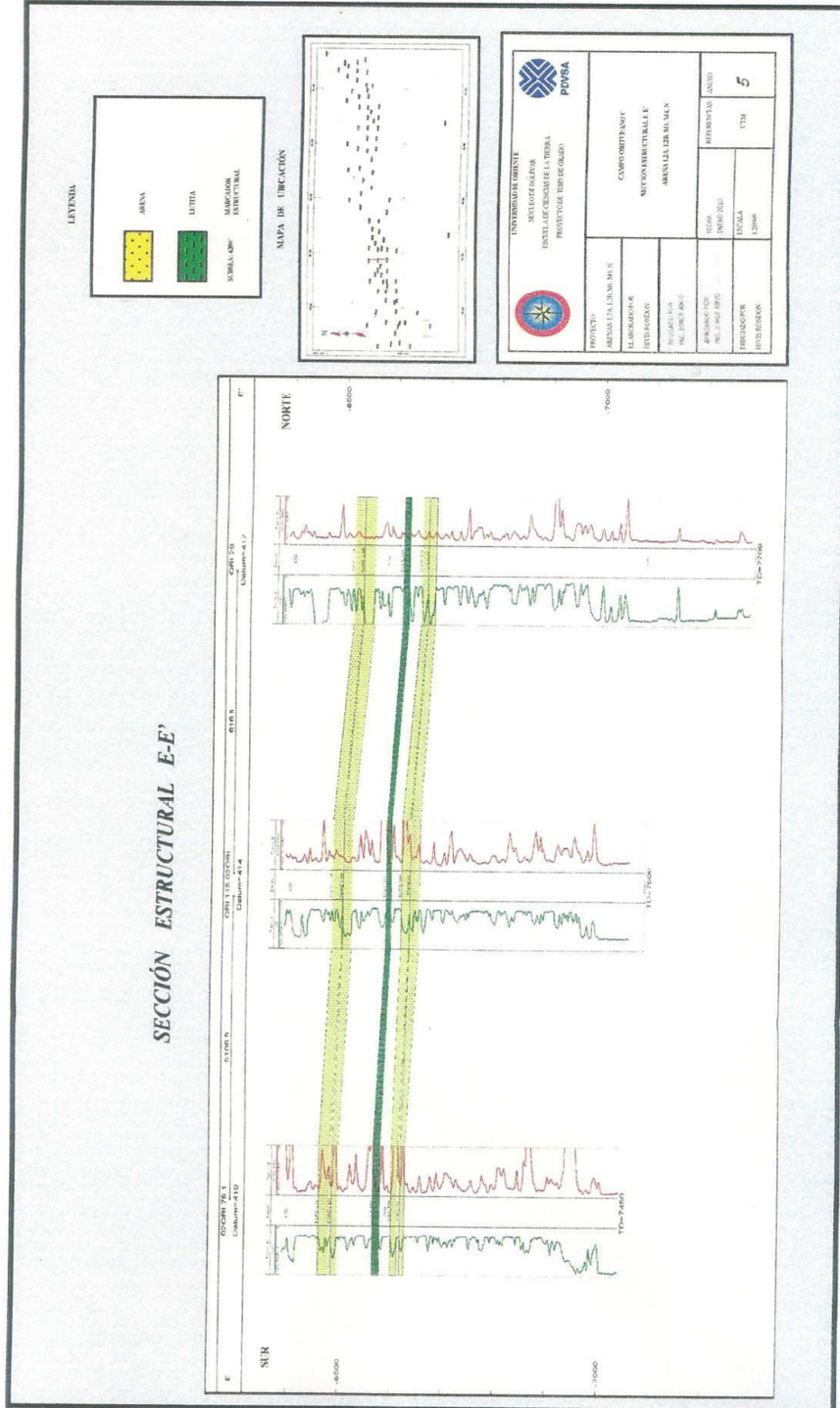


Figura 5. Sección estructural E-E'.

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

Título	Diseño de un plan de producción en conjunto para ser aplicado en las arenas L-M-N del Campo Oritupano “C”, ubicado en el área Mayor de Oficina entre los estados Anzoátegui y Monagas.
Subtítulo	

Autor(es)

Apellidos y Nombres	Código CVLAC / e-mail	
Rondón, Hivis Y.	CVLAC	11.169.284
	e-mail	hivyur.rondon29@gmail.com
	e-mail	
	CVLAC	
	e-mail	
	e-mail	
	CVLAC	
	e-mail	
	e-mail	
	CVLAC	
	e-mail	
	e-mail	

Palabras o frases claves:

Diseño de un plan
Producción en conjunto
Arenas L-M-N
Compatibilidad de los fluidos
Similitud de presiones

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

Líneas y sublíneas de investigación:

Área	Subárea
Departamento de Geotecnia	Ingeniería Geológica

Resumen (abstract):

El Campo Oritupano “C”, área de estudio, se encuentra en el sector central de la Unidad Oritupano-Leona, ubicada en la parte Sur de la Sub-Cuenca de Maturín, donde la mayor parte del Campo se ubica en el estado Monagas, a excepción del extremo occidental que se encuentra en el estado Anzoátegui. Este estudio tiene como objetivo diseñar un Plan de Producción en conjunto para ser aplicado en las arenas L-M-N de dicho Campo. En este proyecto se utilizó la metodología basada en la investigación documental, en concordancia con la de campo; empleando los equipos de la plataforma Landmark, el cual consiste en un sistema integrado que funciona como una base de datos en la industria petrolera, contando esta con la herramienta Geographix utilizada para la construcción y correlación de las secciones geológicas. En dicho estudio se analizaron los factores críticos que pueden ser limitantes para la explotación y producción en conjunto de los yacimientos candidatos, como son, la compatibilidad de los fluidos y el flujo cruzado de presiones. Bajo este esquema se concluye que es factible llevar a cabo la técnica de producción en conjunto en las arenas que presenten similitud de presiones y compatibilidad de los fluidos extraídos, a través de pruebas selectivas.

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

Contribuidores:

Apellidos y Nombres	ROL / Código CVLAC / e-mail	
Abud S., Jorge M.	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input checked="" type="checkbox"/> JU <input type="checkbox"/>
	CVLAC	4.984.842
	e-mail	
	e-mail	
Di Felice, Amado.	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input checked="" type="checkbox"/>
	CVLAC	4.594.467
	e-mail	
	e-mail	
Briceño B., Américo.	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input checked="" type="checkbox"/>
	CVLAC	4.010.533
	e-mail	
	e-mail	
	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input type="checkbox"/>
	CVLAC	
	e-mail	
	e-mail	

Año	Mes	Día
2010	11	05

Lenguaje: spa

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

Archivo(s):

Nombre de archivo	Tipo MIME
Tesis.DISEÑO DE UN PLAN DE PRODUCCIÓN EN CONJUNTO PARA SER APLICADO EN LAS ARENAS L-M-N.doc	Application/msword

Alcance:

Espacial: _____ (Opcional)

Temporal: _____ (Opcional)

Título o Grado asociado con el trabajo: Ingeniero Geólogo.

Nivel Asociado con el Trabajo: Pre-Grado.

Área de Estudio: Departamento de Geotecnia.

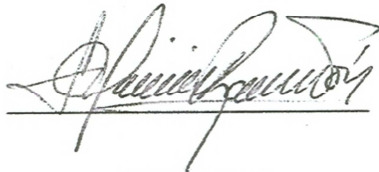
Institución(es) que garantiza(n) el Título o grado: Universidad de Oriente

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”

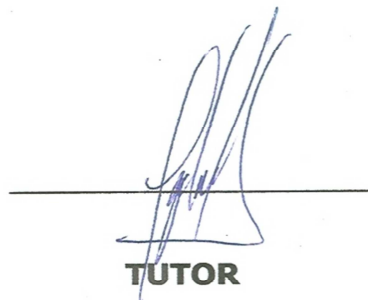
Condiciones bajo las cuales los autores aceptan que el trabajo sea distribuido. La idea es dar la máxima distribución posible a las ideas contenidas en el trabajo, salvaguardando al mismo tiempo los derechos de propiedad intelectual de los realizadores del trabajo, y los beneficios para los autores y/o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

