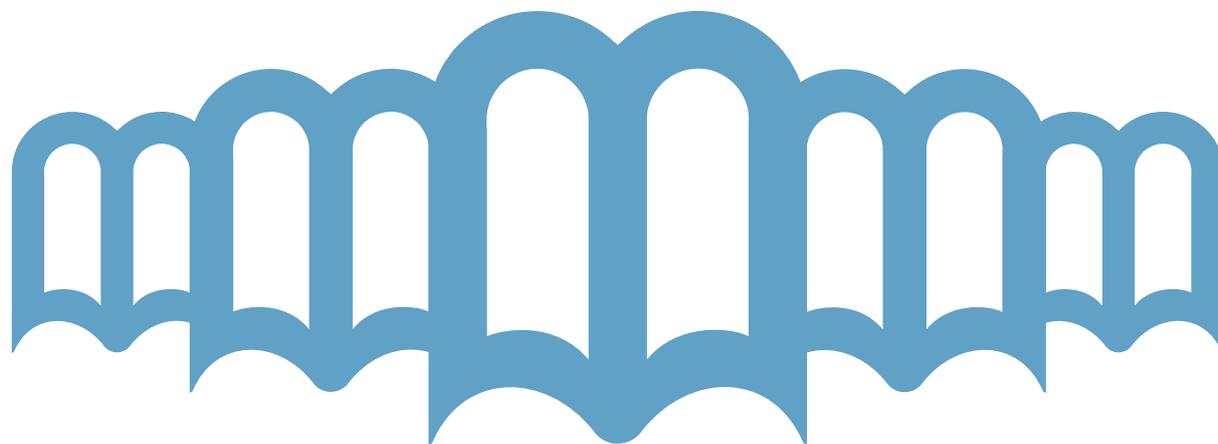


TESIS



Prospección de intervalos gasíferos en el campo Sibucara del Zulia

María Alejandra Baptista Montero

Página legal

Título de la obra: Prospección de intervalos gasíferos en el campo Sibucara del Estado Zulia, 60pp.

Editorial Digital Universitaria de Moa, año.2015 -- ISBN:

1. Autor: María Alejandra Baptista Montero
2. Institución: Instituto Superior Minero Metalúrgico " Dr. Antonio Núñez Jiménez"

Edición: Lic. Liliana Rojas Hidalgo

Corrección: Lic. Liliana Rojas Hidalgo

Digitalización. Lic. Liliana Rojas Hidalgo



Institución de los autores: ISMM " Dr. Antonio Núñez Jiménez"
Editorial Digital Universitaria de Moa, año 2015

La Editorial Digital Universitaria de Moa publica bajo licencia Creative Commons de tipo Reconocimiento No Comercial Sin Obra Derivada, se permite su copia y distribución por cualquier medio siempre que mantenga el reconocimiento de sus autores, no haga uso comercial de las obras y no realice ninguna modificación de ellas.

La licencia completa puede consultarse en:

<http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/2.5/ar/legalcode>

Editorial Digital Universitaria

Instituto Superior Minero Metalúrgico

Ave Calixto García Íñiguez # 75, Rpto Caribe Moa 83329, Holguín Cuba

e-mail: edum@ismm.edu.cu

Sitio Web: <http://www.ismm.edu.cu/edum>



Instituto Superior Minero Metalúrgico
“Dr. Antonio Núñez Jiménez”
Facultad de Geología y Minería
Departamento de Geología

**Título: PROSPECCIÓN DE INTERVALOS GASIFEROS EN EL CAMPO SIBUCARA
DEL ESTADO ZULIA**

Maestría en Geología, Mención Prospección y Exploración de Yacimientos de Petróleo
y Gas. 8^{va} Edición

Autor: Ing. María Alejandra Baptista Montero

Tutor (es): Dr. Carlos A. Leyva Rodríguez

Moa, abril de 2015

INDICE

INTRODUCCION.....	1
CAPÍTULO I.....	8
1.1 Introducción.....	8
1.2 Origen de la búsqueda de los yacimientos prospectivos de las arenas gasíferas.....	8
1.3 Perspectiva actual gasífera en Venezuela.....	10
1.4 Conclusiones.....	12
CAPÍTULO II. CARACTERIZACIÓN GEOLÓGICA DEL ÁREA DE LA INVESTIGACIÓN.....	13
2.1 Introducción.....	13
2.2 Geología Regional.....	13
2.3 Marco estructural regional.....	24
2.4 Geología del campo Sibucara.....	28
2.5 Perspectiva de arenas gasíferas en el campo Sibucara.....	31
2.6 Conclusiones.....	40
CAPITULO III. ESTUDIO LITOLÓGICO DE LOS CAMPOS SIBUCARA Y LA CONCEPCIÓN.....	42
3.1 Introducción.....	42
3.2 Sección litológica de los pozos con intervalos prospectivos del campo Sibucara.....	42
3.3 Cortes litológicos de los pozos con intervalos prospectivos en el campo Sibucara.....	44
3.4 Modelo litográfico conceptual de los pozos con perspectivas de gas en el campo Sibucara.....	48
3.5 Conclusiones.....	50
CONCLUSIONES.....	51
RECOMENDACIONES.....	52
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	53

INTRODUCCIÓN

El gas natural se sitúa entre las más importantes fuentes de energía no renovables del planeta, el cual está formado por una mezcla de gases ligeros que se encuentran en yacimientos petrolíferos, disuelto o asociado con el petróleo, así como en depósitos de carbón. Casi el 80% de las reservas probadas totales de gas natural de la Tierra están ubicadas en diez países. Rusia encabeza la lista con una cuarta parte de las reservas totales de gas del planeta, seguido de Irán y Qatar en Oriente Medio.

Venezuela, además de ser uno de los principales países productores de petróleo en el mundo, ocupa el octavo lugar de reservas probadas de gas natural, debido a que posee yacimientos con grandes reservas de gas con líquido asociado que todavía no han sido debidamente explotadas, ya que por tradición se han orientado sus objetivos hacia la extracción y procesamiento de hidrocarburos líquidos. Debido al crecimiento en la demanda de gas en el ámbito nacional y mundial, se hace necesario planificar un desarrollo sostenido en esta área y así satisfacer las necesidades del mercado.

En la actualidad, Venezuela produce en mayor cantidad petróleo sin embargo, PDVSA, obedeciendo al Plan Nacional Estratégico de la Patria 2007-2013, 2013-2019, vuelca su mirada hacia la prospección de yacimientos gasíferos en el territorio nacional, emprendiendo la exploración de reservas las correspondientes al Proyecto Mariscal Sucre en el norte de la Península de Paria y las de la Plataforma Deltana. La zona del Golfo de Venezuela tiene un potencial elevado que comenzará a ser explorado en el marco del Proyecto Rafael Urdaneta, actualmente en proceso de definición.

En este orden de ideas, PDVSA Gas Occidente tiene la responsabilidad de localizar y explotar los yacimientos gasíferos en el territorio nacional, es por esta razón que PDVSA Gas está retomando yacimientos en donde se han encontrado capas de gas para su estudio y posible desarrollo. Esto representa uno de los principales objetivos que se propone en la actualidad la empresa Petróleos de Venezuela Gas para la Explotación de los Prospectos Gasíferos pertenecientes al Campo Sibucara.

En otro orden de ideas, acorde con Ferrer, F. (1983), el Campo Sibucara está situado en la zona más hacia el este de las áreas asignadas a Maraven, S.A. en la costa oeste del lago, se encuentra separado del Campo la concepción por un área inexplorada, la cual ha sido interpretada geológicamente como una estructura baja. Las calizas del Cretáceo producen en esta área un petróleo de 38° API, de un fallado y fracturado anticlinal, en el cual la porosidad efectiva y la permeabilidad decrecen hacia los flancos. Así mismo, el área del yacimiento ha sido estimado en 4639 acres y el espesor promedio en 1443 pies.

El Campo Sibucara se desarrolló mediante la perforación de quince (15) pozos, de los cuales 3 aun no han sido abandonados. En donde la presión inicial del yacimiento, medida a través del pozo S-0005, fue de 6100 lpc a 13000. Según Ferrer, F. (1982) la historia de producción y presión en este Campo refleja la posible existencia de tres grupos de pozos, con características similares y que podrían constituir sistemas de fracturas independientes, a saber: (1) S-0005, 10 y 12; (2) S-0009 y 15 y (3) S-0006, 8 y 13; el resto de los pozos completados en el Cretáceo (S-0007, 11 y 14) no mostraron afluencia de la formación.

En este orden de ideas, en el área de estudio, la Formación Misoa se subdivide en Boscán Superior, Boscán Inferior y Areniscas Superior.

Cronoestratigráficamente esta Formación comprende las zonas palinológicas N1, N2 y N3. Dichas zonas corresponden a la nomenclatura definida por Maraven para subdividir la secuencia de edad Eoceno Medio. La zona probada como productora de gas en el S-0001 está ubicada en la sección de las Areniscas Superiores de la formación Misoa.

En el prospecto fueron perforados cinco pozos que son el S-0001, 2, 3, 4 y 5. Evidenciando en todos los pozos indicios de gas libre en las areniscas eocénicas. En este orden de ideas, en el pozo S-0005 cercano al sondeo propuesto hay gas libre en las Areniscas Superiores, Ramillete y Punta Gorda, y petróleo de 37° API en el Cretáceo.

Asimismo, la roca madre en el área de Mara-Maracaibo es la Formación La luna, la cual posee alrededor de 300 pies de espesor. La cual, según Ferrer, F. (1983), e INTEVEP está en la ventana de generación de gas. Se evidencia entrapamiento en la parte central y este de la Cuenca de Maracaibo hacia la generación de petróleo liviano y gas desde el Oligoceno y Mioceno. Así mismo, la migración de los hidrocarburos generados en rocas Cretácicas hacia las Terciarias fue vertical, a través de las fallas que cruzan ambos intervalos.

En suma, si bien es cierto que el Campo Sibucara se perforó bajo la perspectiva de búsqueda de petróleo y posteriormente abandonados debido al poco atractivo del gas en la época de los 70 – 80 en Venezuela. No fue hasta el año 1982 que se presentó un cambio en el mercado interno el cual permitió la reactivación de la perforación de avanzada en dichos Campos.

Dentro de este marco, históricamente la exploración en busca de gas en la República Bolivariana de Venezuela no existía, por esto, las cifras de reservas probadas de gas que se presentan para el país están asociadas en

un 90 % a las de petróleo. Adicionalmente debe señalarse que las reservas probadas de gas libre fueron descubiertas buscando petróleo y no fue hasta el 23 de septiembre de 1999 que apareció en Gaceta Oficial la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos (LOHG). Esta tiene objetivos, que van dirigidos a lograr el pleno desarrollo de la industria del gas natural, así como para industrializar los componentes de este hidrocarburo en el territorio nacional, tales como:

- ✚ Explotar las reservas probadas de gas natural para atender el mercado nacional doméstico, comercial e industrial y eventualmente, el de exportación como materia prima o combustible a otros países.
- ✚ Incrementar las reservas de gas libre, para no depender del gas asociado sujeto a las variables de la producción petrolera, estimulando la búsqueda de yacimientos de gas libre.
- ✚ Establecer los responsables de realizar la actividad: directamente el Estado o a través de entes de su propiedad, o por personas privadas nacionales o extranjeras con o sin la participación del Estado, a través de licencias y permisos.
- ✚ Priorizar los proyectos de industrialización de los hidrocarburos gaseosos que propendan a la formación de capital nacional, a una mayor agregación de valor a los insumos procesados y cuyos productos sean competitivos en el mercado exterior.

Por tal motivo se plantea la siguiente situación problemática, ya que para la empresa PDVSA Gas es de vital importancia comprobar la existencia de gas en los Campos Sibucara y La concepción, ya que la información que maneja la compañía es imprecisa debido a su antigüedad además de la carencia de reseñas de pozos, por lo cual es necesario actualizar la información caracterizando, realizando mapas litográficos y estructurales, además realizando cálculos de reservas.

Problema de investigación: desconocimiento de la existencia de gas no asociado en el Campo Sibucara.

El **objeto** de investigación está centrado en: horizontes gasíferos del eoceno y Cretáceo.

El **campo de acción** es: perspectiva de gas en el Campo Sibucara.

Para dar solución al problema planteado se formula el siguiente **objetivo general**: Identificar los intervalos gasíferos en el Campo Sibucara del estado Zulia.

Objetivos específicos:

- Indicar mediante los informes diarios de perforación los intervalos gasíferos prospectivos del Campo Sibucara.
- Determinar por medio del estudio de los informe de muestras de núcleos la composición litológica de los intervalos gasíferos prospectivos del campo Sibucara.
- Correlacionar litográficamente los pozos con arenas prospectivas en el campo Sibucara.

Hipótesis

Si se indican los intervalos gasíferos prospectivos, se determina mediante los informes diarios de perforación y de muestras de núcleos su composición litológica, además se correlaciona litológicamente los pozos con arenas prospectivas en el campo Sibucara entonces se podrá inferir la presencia de gas natural para su futura explotación.

Tareas

Para el cumplimiento de los objetivos fue necesario realizar las siguientes actividades:

- ✚ Revisión bibliográfica sobre el proceso de prospección de gas a nivel mundial, particularizando en la industria petrolera de Venezuela.
- ✚ Recopilación de la información del modelo geológico de la formación Misoa.
- ✚ Identificar los límites físicos del modelo geológico empleando el paquete *Oil Field Manager* (OFM), así como la data detallada de producción del yacimiento.
- ✚ Definir los elementos fundamentales para la elaboración de criterios metodológicos para determinar los horizontes gasíferos de la formación Misoa del Campo Sibucara.

Todas estas tareas se realizan en una determinada secuencia, la cual constituye el procedimiento para la realización de la investigación. Este procedimiento se refleja en el flujograma del proceso de investigación que se muestra en la figura1.

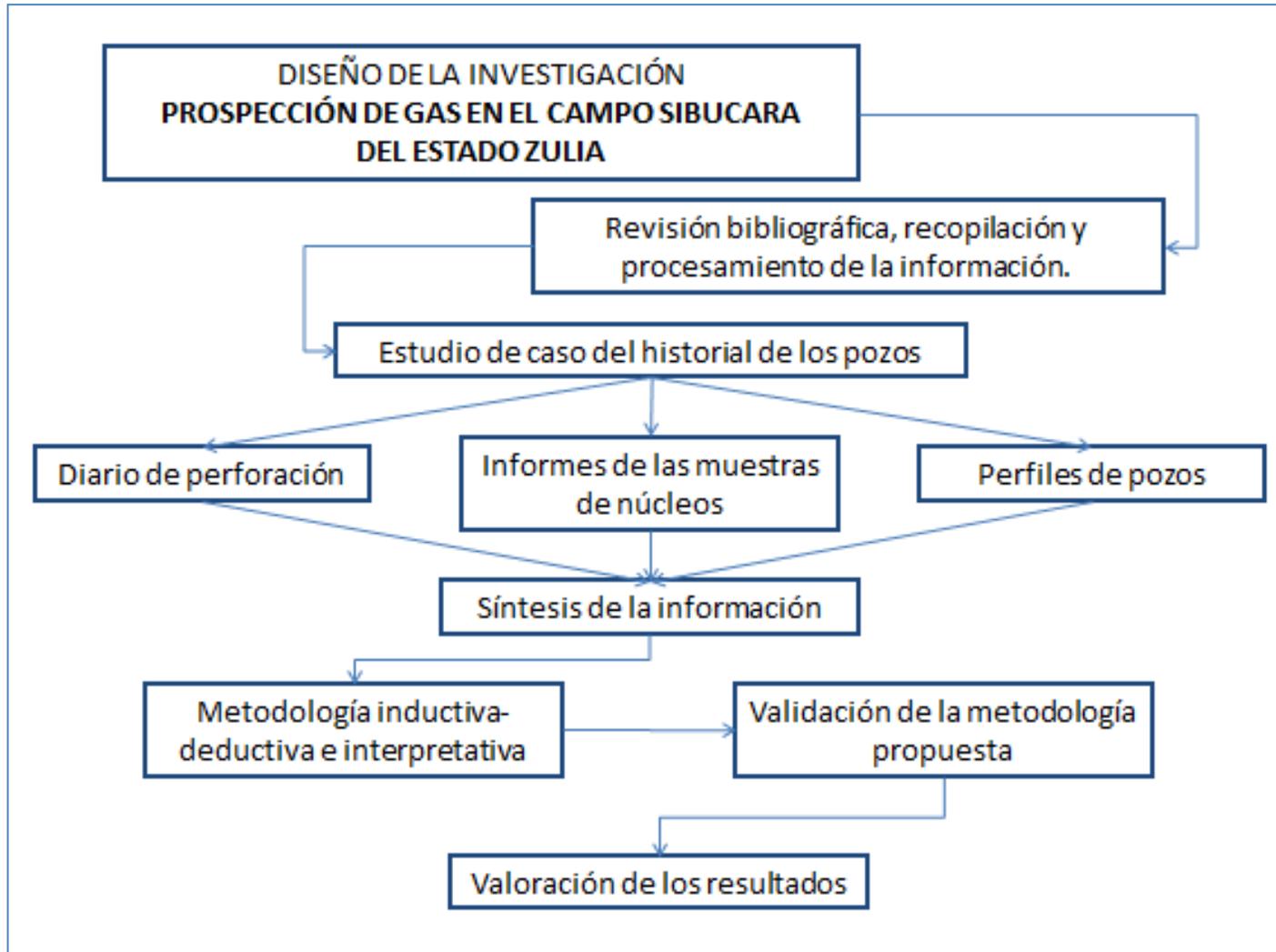


Fig. 1. Flujograma del proceso de investigación. Fuente: Baptista, M. 2015

Métodos

Los métodos de investigación utilizados para el desarrollo de la investigación son: el inductivo-deductivo y la interpretación cualitativa, para su aplicación esta investigación se sustenta en el análisis de la información recopilada, a partir de la búsqueda de antecedentes sobre el proceso de prospección de gas de forma general, particularizando en los yacimientos de Venezuela. Se utiliza además, la interpretación de la información geológica y petrofísica recopilada. A partir de estos elementos se da solución al problema utilizando la deducción lógica de los horizontes gasíferos en el Campo Sibucara.

Resultados esperados

La necesidad de esta investigación reside en la carencia de información acerca de la existencia de gas condensado en la formación Misoa ubicada en el Campo Sibucara, debido a que, la autora infiere que al momento de la perforación de este Campo en los años 1970 al 1990, los métodos utilizados no fueron los más asertivos, adicionalmente que el objetivo que perseguía la industria para ese momento era la producción de hidrocarburos líquidos.

Por otro lado, se espera generar conocimiento del modelo litoestratigráfico que permita caracterizar geológicamente el área de estudio sustentada en la bibliografía recopilada (historias de pozos, registros, interpretaciones petrofísicas, producción), y lograr la interpretación de las unidades del yacimiento. El aporte de la investigación está dado por la descripción y análisis de las características geológicas y petrofísicas para deducir la prospección gasífera.

La memoria escrita está compuesta de: resumen, introducción, tres capítulos, conclusiones, recomendaciones y referencias bibliográficas.

En el Capítulo I. Contiene el método de trabajo empleado, se desarrolla una exhaustiva revisión documental de los trabajos fundamentales realizados en la prospección de yacimientos gasíferos y planes de desarrollo en Campos productores de gas, análisis de productividad.

El Capítulo II. Se hace un resumen actualizado de las características geológicas regional y local del área de estudio partir de la información recopilada.

En el Capítulo III Se desarrolla un análisis profundo de la prospección de gas en el Campo Sibucara y La Concepción.

CAPÍTULO I: ESTADO DEL ARTE.

1.5 Introducción

1.6 Origen de la búsqueda de los yacimientos perspectivas de las arenas gasíferas

1.7 Perspectiva actual gasífera en Venezuela

1.8 Conclusiones

1.1 Introducción

En el presente Capitulo se expondrá el origen y evolución de la búsqueda de gas en el mundo y en Venezuela, con la finalidad de establecer la fundamentación histórica y legal de la búsqueda de yacimientos gasíferos en Venezuela, lo cual es indispensable debido a que se contextualiza el problema de investigación.

1.2 Origen de la búsqueda de los yacimientos perspectivas de las arenas gasíferas

Según Guerra, S. (1993), durante la década de los setenta, ocurre la primera gran crisis del petróleo en el mercado mundial, las naciones económica y socialmente dependientes de este energético constataron la necesidad de diversificar las fuentes de energía para liberarse del peso excesivo de los hidrocarburos y sus derivados. De esta forma, se dió inicio a un considerable esfuerzo de ampliación de la participación del gas natural en sus matrices energéticas, llegando éste a alcanzar en la actualidad una media mundial de aproximadamente 21%.

Dentro del contexto venezolano, el 24 de octubre de 1829 el Libertador Simón Bolívar había promulgado en Quito un Decreto que consta de 38 artículos, el cual afianza y garantiza la propiedad nacional sobre “las minas de cualquier clase”, incluidas las de hidrocarburos. En esta forma se estableció el vínculo formal jurídico que a través del tiempo permitiría a Venezuela mantener soberanamente la propiedad de los recursos del subsuelo.

Luego de este promulgamiento realizado por el Libertador en el año 1830, en Venezuela, un grupo de personas de El Moján (estado Zulia) exploró el área del río Socuy de la sierra de Perijá, donde un rezumadero de gas natural encendido, que confundieron con un volcán, los asustó grandemente. (www.PDVSA.com)

Diez años después, en 1839, otro venezolano excepcional, el sabio José María Vargas, también se adelantaría al uso potencial del petróleo como generador de riqueza, cuando presenta un análisis de muestras provenientes de Betijoque (estado Trujillo) y Pedernales (estado Sucre), determinando que “el hallazgo de las minas de carbón mineral y de asfalto en Venezuela es, según sus circunstancias actuales, más precioso y digno de felicitación para los venezolanos y su liberal Gobierno que el de las de plata u oro”. Esta consideración de José María Vargas constituye un hecho trascendental y visionario, pues para ese momento no había nacido aún la industria del petróleo en el mundo.

Pero en Venezuela se empieza a explotar el petróleo a partir del 1875, ya que después de un terremoto comienza a emerger petróleo en grandes cantidades por una de las grietas producidas por el movimiento telúrico. Desde esos mismos momentos se inician las primeras concesiones y se le

da comienzo, en una hacienda de café umbrosa y tranquila denominada “La Alquitrana” en el estado Táchira, en la que se extrajo para propósitos comerciales el primer barril de petróleo de Venezuela, en el pozo Eureka, en el año 1883.

Esta explotación llamó la atención por la potencialidad de los yacimientos nacionales y provocó una competencia desenfrenada entre las compañías petroleras por adquirir concesiones en Venezuela. Entre 1913 y 1928, la Standard Oil (Creole) descubrió grandes yacimientos. La British Ecuatorial, en 1922, exploró el Campo La Rosa en Cabimas (Edo. Zulia). Lago Petroleum, descubrió yacimientos en Lagunillas (Edo. Zulia).

En 1922 se inicia en Venezuela la explotación petrolera a gran escala y comienza la historia del gas natural, hasta mediados de 1945, el gas era arrojado a la atmósfera sin darle utilización alguna. En 1946, después del primer ordenamiento legal sobre la conservación y utilización del gas, se inicia su uso racional como combustible y materia prima. Ya para 1960 se funda la Corporación Venezolana de Petróleo aprovechando al máximo el gas en toda su magnitud.

Tres décadas más tarde, en 1975, se crea la compañía de Petróleos de Venezuela Sociedad Anónima (PDVSA), una empresa propiedad de la República de Bolivariana Venezuela. PDVSA debe regirse según la Ley Orgánica que Reserva al Estado la Industria y el Comercio de los Hidrocarburos.

1.3 Perspectiva actual gasífera en Venezuela

En Venezuela, la búsqueda continúa de áreas y zonas prospectivas en hidrocarburos, y las oportunidades de perforación y reparación en las mismas

son las opciones que se ha trazado la industria nacional petrolera para mantener y aumentar el potencial de producción de gas. (www.pdvsa.com)

En la actualidad, Venezuela produce en mayor cantidad petróleo sin embargo, PDVSA, obedeciendo al Plan Nacional Estratégico de la Patria 2007-2013, 2013-2019 realizado por el Presidente Hugo Chávez (Dif), vuelca su mirada hacia la prospección de yacimientos gasíferos en el territorio nacional, emprendiendo la exploración de reservas las correspondientes al Proyecto Mariscal Sucre en el norte de la Península de Paria y las de la Plataforma Deltana. La zona del Golfo de Venezuela tiene un potencial elevado que comenzará a ser explorado en el marco del Proyecto Rafael Urdaneta, actualmente en proceso de definición.

En este orden de ideas, PDVSA Gas Occidente tiene la responsabilidad de localizar y explotar los yacimientos gasíferos en el territorio nacional, es por esta razón que PDVSA Gas está retomando yacimientos en donde se han encontrado capas de gas para su estudio y posible desarrollo.

Actualmente, el hallazgo de yacimientos gasíferos no es obra librada al azar y obedece a una tarea científicamente organizada, que se planifica con mucha antelación, es por ello que la búsqueda de gas natural requiere conocimientos de geografía, geología y geofísica, entre otros. Así mismo, el conocimiento de la estructura del subsuelo es fundamental para la determinación racional de las posibilidades de existencia de los yacimientos ya que el gas suele encontrarse en ciertos tipos de estructuras geológicas, como anticlinales, trampas por falla y domos salinos, que se hallan bajo algunos terrenos y en muy distintos climas. (Ferrer, F. 1983)

En este sentido, el objetivo principal de Petróleos de Venezuela S.A., es la búsqueda de gas no asociado, preferiblemente yacimientos de gas seco, ya

que se puede localizar yacimientos petrolíferos en etapa “agotado” pero que contienen volúmenes apreciables de gas libre y que por esta causa fueron abandonados ya que, en el tiempo de su explotación, el gas no era el principal interés o era antieconómico su producción.

Específicamente en el campo Sibucara, PDVSA gas tiene como trabajo fundamental la revisión de pozos “abandonados” durante la etapa de perforación o producción, los cuales estos pozos fueron abandonados por diversas causas, entre algunas de ellas son, el de producir únicamente gas o producción con alta RGP.

1.4 Conclusiones

A través de este capítulo se ha estudiado la evolución de la búsqueda de gas y como creció la necesidad de encontrar este recurso más económico y confiable como lo es el gas natural. Adicionalmente, se ha contextualizado a nivel mundial y nacional el problema de investigación.

CAPITULO II. CARACTERIZACIÓN GEOLÓGICA DEL ÁREA DE LA INVESTIGACIÓN

2.1 Introducción

2.2 Geología Regional

2.3 Marco estructural regional

2.4 Geología Local

2.5 Perspectiva de arenas gasíferas en el Campo Sibucara

2.6 Conclusiones

2.1 Introducción

En este capítulo tiene como objetivo realizar una revisión teórica sobre la geología de los yacimientos gasíferos prospectivos, con el propósito de estudiar las características litológicas presentes en el yacimiento, para identificar los intervalos gasíferos de los yacimientos prospectivos, lo cual juega un papel importante en la economía mundial y nacional. Por este motivo, es necesario caracterizar correctamente el yacimiento, describiendo la estructura geológica del subsuelo, de forma que esta información pueda ser utilizada en la generación de correlaciones litográficas y generación del modelo litológico conceptual.

2.2 Geología Regional

2.2.1 Origen y evolución de la Cuenca de Maracaibo

En otro orden de ideas, el origen y la evolución de la Placa del Caribe ejercen un control directo sobre el desarrollo tectónico de la cuenca de Maracaibo. Asimismo, Lugo, J. (1995), reconoce tres (3) fases en la evolución geológica de la cuenca de Maracaibo durante el Jurásico – Eoceno, las cuales son:

- a. "Rift" Jurásico, relacionado con la separación de Norte y Suramérica.
- b. Subsistencia tipo margen pasivo durante el Cretácico.
- c. Subsistencia de la cuenca tipo "foreland", producto de la coalición oblicua de la placa del Caribe y el margen Nor-Oeste de Suramérica.

Atendiendo lo antes descrito, se presenta detalladamente la evolución de la Cuenca del Lago de Maracaibo para cada período desde su origen:

- i. Triásico-Jurásico.

La presencia del Triásico en Venezuela carece de evidencias concretas. En Venezuela, la rotura o "rifting" de pangea (súper-continente que reunía las masas continentales de América, Europa y África actuales) produjo varias estructuraciones importantes que posteriormente influyeron en la evolución de las cuencas sedimentarias venezolanas.

Dentro de la Venezuela Continental, la apertura del Proto-Caribe indujo el desarrollo de valles de extensión o grabenes con una tendencia noreste, que incluye la fosa tectónica de los Andes y Perijá, y el ubicado en el Lago de Maracaibo, estos últimos (grabenos de los Andes y Perijá) estuvieron denominados por un régimen extensional de gran inestabilidad tectónica, que condujo a la formación de sistemas de pilares y depresiones tectónicas de orientación aproximada norte-sur (asociada al periodo de rifting). La subsidencia fue más intensa en los surcos de Uribante, Machiques, San Lázaro, Angaraveca y un poco menor a los anteriores en el de Barquisimeto. (Figura 2)

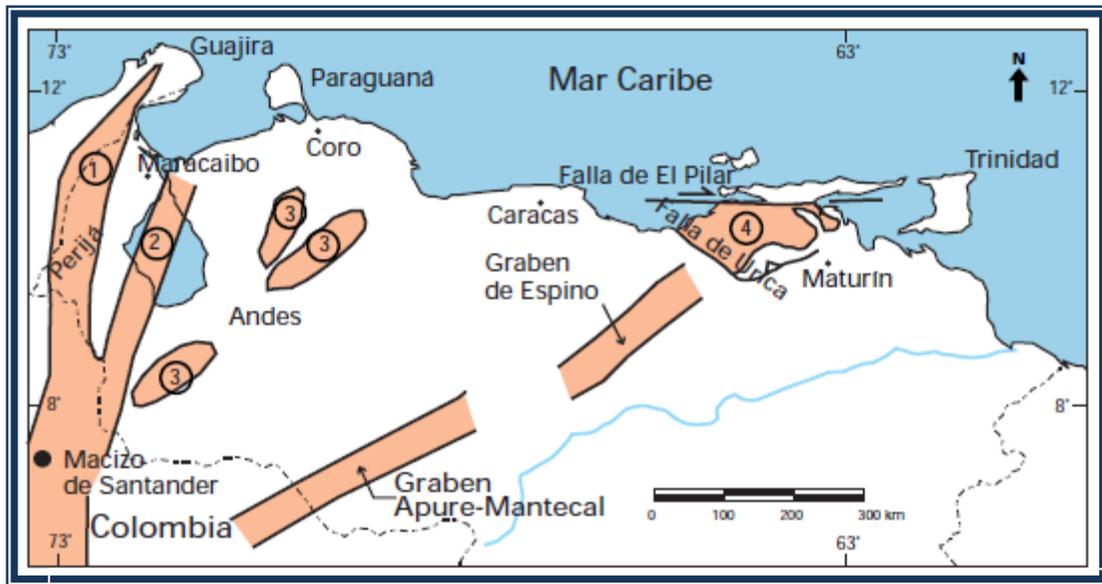


Fig. 2. Distribución de las rocas Jurásicas en Venezuela, mostrando que las mismas se encuentran aflorando en la Sierra de Perijá (1), como parte del basamento en el subsuelo de la cuenca de Maracaibo (2), en los Andes (3), en el subsuelo de la cuenca de Barinas-Apure y oriental (4). Tomado de Shlumberger (1997)

Todos estos grabenes fueron rellenados durante el Jurásico por sedimentos continentales tipo “capas rojas”, volcánicas de diversa índole y eventualmente clásticos y calizas de invasiones marinas, existiendo evidencia de ello en la formación La Quinta.

El basamento de la cuenca de Maracaibo está constituido por los metasedimentos de la Formación Mucuchachí y equivalentes de edad Ordovícico y las capas rojas de la Formación La Quinta de edad Jurásico, la cual se encuentra rellenando el sistema de "grabenés" asociados a la apertura continental que comenzó en el Triásico. Sobre la superficie parcialmente erosionada de las Formaciones La Quinta y Mucuchachí se depositó la siguiente secuencia de sedimentos:

ii. Cretácico.

✚ Cretácico Temprano

Durante el Cretácico Temprano (146-95 Ma) en el occidente venezolano la sedimentación fue controlada en su inicio por el sistema de fallas de los grabenes Jurásicos, como se puede evidenciar en el Barriense con la sedimentación de clastos basales transgresivos de considerable espesor de la Formación Rio Negro, los cuales se depositaron en los surcos de Machiques, Angaraveca, Uribante, San Lázaro y en el área del Lago de Maracaibo, variando en su espesor desde más de dos kilómetros en el surco de Machiques, hasta unos pocos metros en algunas localidades del Flanco Norandino. Figura 3

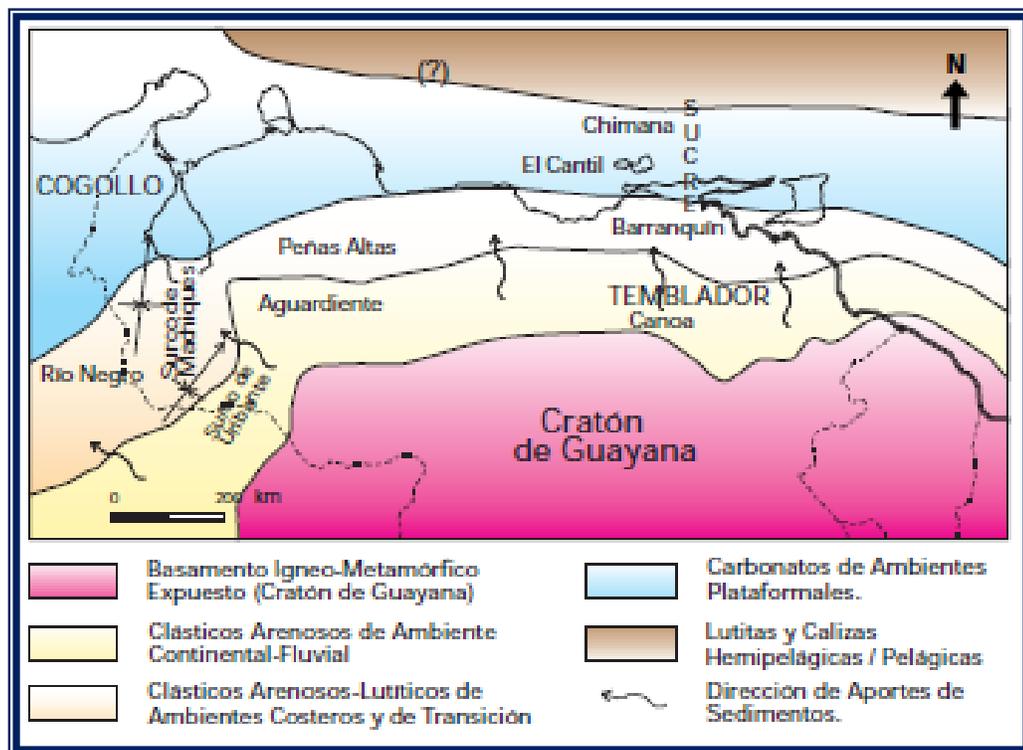


Fig. 3. Distribución de facies sedimentarias dominantes durante el Neocomiense-Albiense (cretácico temprano) al norte del Cratón de Guayana. Tomado de Shlumberger (1997)

Lugo, (1992), refiere que en el Cretácico los sedimentos fueron depositados sobre una plataforma estable (la plataforma del Lago de Maracaibo y parte del escudo de Guayana) y la sedimentación estuvo controlada por la subsidencia de la cuenca, por la carga sedimentaria y por los cambios eustáticos en la plataforma tipo Atlántico. Todo esto, bajo un largo período transgresivo que comenzó en el Cretácico Temprano y culminó en el Paleoceno (Formación Colon).

Los centros de expansión del Proto-Caribe (corteza oceánica, formada tras el "riff" Jurásico), se desplazaban a lo largo de varias fallas transformantes. En el Oeste de Venezuela, las fallas de Urica y el Baúl, podrían ser las representaciones de dichas fallas. La falla del Baúl, es la estructura principal que divide los depósitos del margen atlántico del Norte de Venezuela.

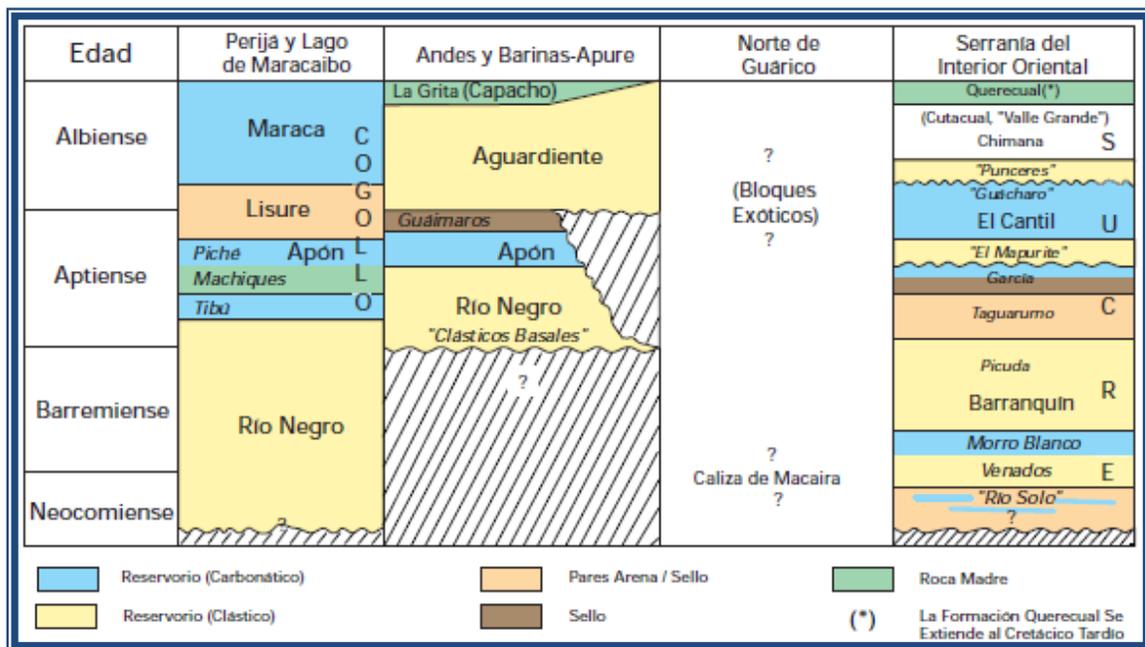


Fig. 4. Cuadro de correlación de las unidades más importantes dentro del Cretáceo Temprano de Venezuela. Tomado de Shlumberger (1997)

En la Figura 4, se puede observar la correlación de las unidades más importantes dentro el Cretáceo temprano según su edad, columna estratigráfica y ubicación.

✚ Cretácico Tardío

A partir del final Albiense, se inicia desde el este de Venezuela y de manera diacrónica hacia el oeste, la invasión marina que llegó a cubrir extensas zonas hacia el sur del país, las cuales se mantenían como áreas expuestas a la erosión desde finales del Jurásico o incluso desde finales del Paleozoico. Esta invasión marina coincide con el pulso mundial transgresivo del Cretáceo Tardío, responsable de la sedimentación de calizas, lutitas y fánitas ricas en materia orgánica tanto en América como en Europa.

Estas rocas se conocen en Venezuela como las Formaciones Querecual-San Antonio (Grupo Guayuta), Mucaria, Navay y la Luna. El máximo de transgresión y anoxia se estima que ocurrió en el Turoniense y el Campaniense (72-91 Ma). Figura 5

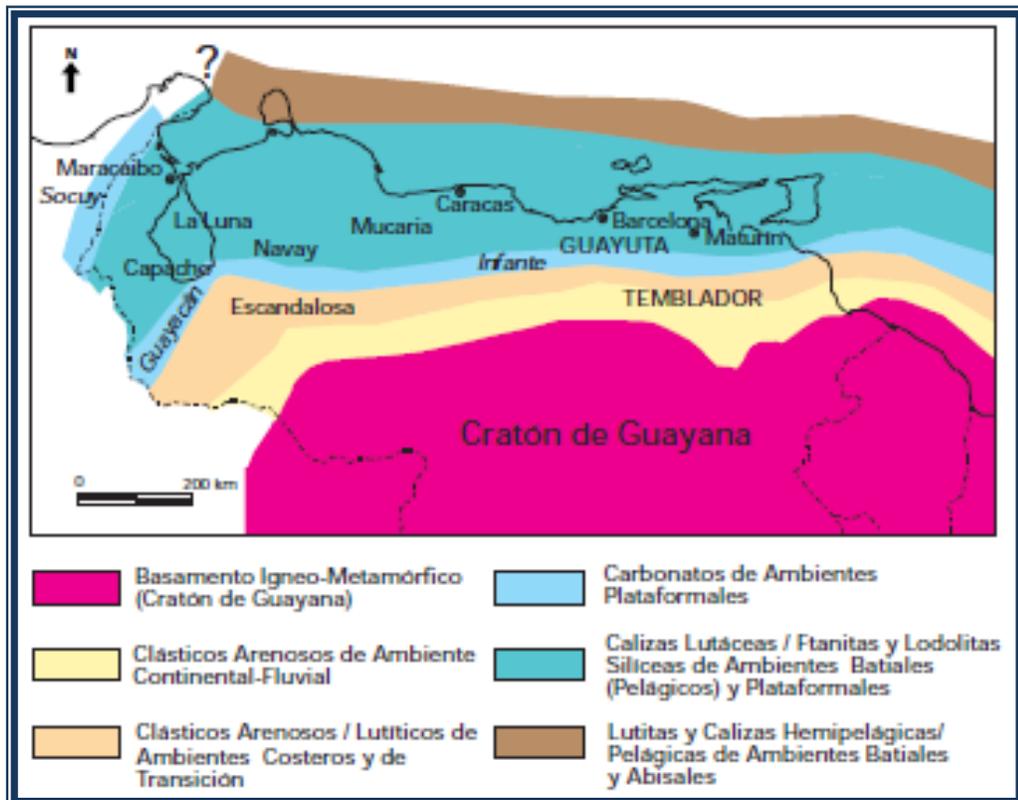


Fig. 5. Distribución de facies sedimentarias dominantes durante el Cenomaniense-Campaniense (cretácico Tardío) al norte del Cratón de Guayana. Tomado de Shlumberger (1997)

En el occidente de Venezuela, las variaciones laterales de facies de la roca madre incluyen calizas pelágicas y fosfáticas, lutitas oscuras y calizas conchíferas, de edad Albiense Tardío a Turoniense (95-88 Ma), las cuales, a su vez, encuentran su equivalente en edad, clástico arenoso y gluconítico, hacia el flanco sureste de los Andes del estado Táchira.

En Perijá y la Cuenca del Lago de Maracaibo, la Formación La Luna pasa verticalmente a calizas glauconíticas (Miembro Socuy) y lutitas oscuras y areniscas delgadas de las Formaciones Colon y Mito Juan. Específicamente en la Cuenca de Maracaibo el carácter transgresivo es debido mayormente a la eustacia y subsidencia asociada a la carga sedimentaria, en la plataforma tipo Atlántico, que se había iniciado al principio del Cretácico y que finalizó con una etapa regresiva (Formación Colon), donde la secuencia estratigráfica del Cretáceo Superior transgrede en sentido sureste y el arco de Mérida se encuentra parcialmente sumergido.

El Cretácico Tardío en Venezuela finaliza durante el Maastrichtiense con unidades regresivas respecto a los ambientes más profundos de la roca madre. En la figura 6, se indican unidades típicas de asociaciones de facies sedimentarias. Nótese que el eje del depocentro de Venezuela Occidental se alinea sub-paralelamente al frente de deformación al oeste de Venezuela, el cual es una consecuencia de la colisión entre las placas de Nazca y Suramérica.

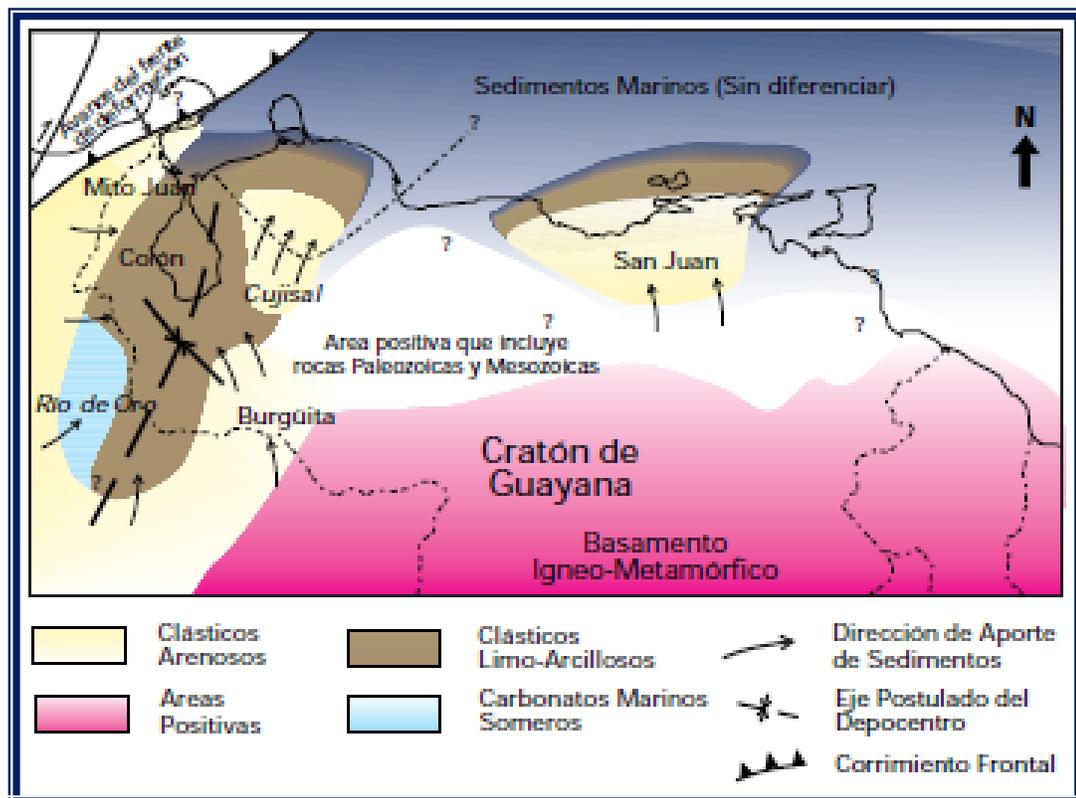


Fig. 6. Distribución de facies sedimentarias dominantes durante el Maastrichtiense (cretácico Tardío) al norte del Cratón de Guayana. Tomado de Shlumberger (1997)

iii. Terrenos Cenozoicos

a. Paleoceno-Eoceno de Venezuela Occidental

Hacia finales del cretácico y comienzo del paleoceno, Venezuela occidental sufrió finalmente el efecto de la colisión entre la placa de Nazca (Océano Pacífico) y el occidente colombiano. Existen evidencias de que la sedimentación del Grupo Orocué (y posiblemente las Formaciones Guasare y Marcelina) estuviesen controladas por los frentes de deformación de la citada colisión, estos generaron sucesivos depocentros de edades cada vez más jóvenes hacia el este de lo que hoy en día es la Sierra de Perijá.

De esta forma se resume la sedimentación y la evolución paulatina del frente de deformación asociado a la entrada de la placa Caribe frente a Sudamérica durante el Paleoceno-Eoceno. Por su complejidad, se han resumido asociaciones de nombres formacionales genéticamente relacionadas como “eventos”, cada “evento” lleva el nombre de la unidad mas distintiva o que representa el inicio de la sedimentación del conjunto.

Hacia el noroeste de la placa Suramericana, la colisión oblicua del arco de las islas cretácicas (Antillas Menores) provocó una transgresión en el margen sur de la placa del Caribe y borde nor-este de la placa Suramericana. La placa del Caribe se incorpora como zona positiva al norte y noreste de la cuenca de Maracaibo, desarrollándose una ante fosa (como consecuencia de la carga tectónica) y relleno de la misma por sedimentación tipo “flysh”, esto se puede evidenciar en las Formaciones Trujillo y Moran, de carácter turbidítico.

b. Eoceno Temprano a Medio

La Placa del Caribe se desplaza hacia el Este, como consecuencia de la colisión de la parte Norte de la placa del Caribe contra las Bahamas. Dicha migración causa el desarrollo diacrónico de cuencas tipo “foreland”, por lo que la subsidencia en ellas, controla la sedimentación y distribución de las unidades sedimentarias hacia el Norte y Nor-Este.

Así mismo, durante el Eoceno Temprano y Medio (54Ma), se forma un extenso sistema deltaico, con vértice al suroeste y extenso abanico hacia el noreste. Esta sedimentación es extremadamente compleja, con sedimentación fluvial al sureste, fluvio-deltaica sobre la plataforma y delta bajo hacia la línea de bisagra, correspondiente a las Formaciones Mirador-Carbonera y Formación Misoa.

Al este-noreste de la zona bisagra, se depositan turbiditas y “flysch” característico del surco de Barquisimeto: Formaciones Trujillo y Matatere. Posteriormente, se depositaron lutitas profundas de la Formación Paují y lutitas turbidíticas de la Formación Mene Grande, durante la parte superior del Eoceno Medio. En la parte oriental de la cuenca, los sedimentos arenosos de la Formación Misoa pasaron gradualmente a las lutitas nerítico-batiales de la Formación Paují.

c. Eoceno Tardío

Ocurre un levantamiento generalizado de la Cuenca de Maracaibo, y un período de fallamiento importante, particularmente en los alineamientos longitudinales del Lago, con ejes de plegamiento orientados de sur a norte, dichas modificaciones en la cuenca antepaís fueron debidas a la colisión del Arco de Panamá, la cual se extendió hasta el Pleistoceno. Los levantamientos de la Sierra de Perijá y de los Andes de Mérida, particionaron la cuenca de antepaís, generando así las actuales Cuencas de Maracaibo y Barinas-Apure.

La subsiguiente erosión profunda de las Formaciones del Eoceno Medio, Produce la remoción casi total de Paují-Mene Grande y la remoción parcial de Misoa en los alineamientos occidentales del Lago. En los bloques situados hacia el sur del Lago, la erosión de Misoa es total y afecta localmente a la Formación Guasare. Hay un fraccionamiento de calizas y migración del petróleo ya formado hacia los alineamientos levantados y fallados. Prevalece un período de inversión del gradiente de la cuenca eocena, de noreste a sureste, probablemente relacionado con el emplazamiento de las Capas del Caribe, el cual es un proceso de gran importancia en la evolución de la cuenca petrolífera.

d. Oligoceno-Mioceno

La erosión que caracterizó el Eoceno Tardío, continúa sobre grandes extensiones en la parte norte-noreste del Lago y comienza la sedimentación no marina hacia el oeste-suroeste la cual, se preserva solo en los sinclinales y es conocida como Formación Icotea, que se encuentra en forma esporádica rellenando depresiones de la superficie eocena erosionada. El comienzo de la sedimentación del Mioceno en el Lago de Maracaibo, se caracteriza por una transgresión marina de considerable extensión territorial dentro de los límites del Lago de Maracaibo, pero de duración relativamente corta, representada por la Formación La Rosa. Esta transgresión penetró profundamente hacia el sur, depositando las arenas basales del miembro Santa Bárbara de la Formación La Rosa en la parte central de la cuenca, sobre la superficie erosionada del Eoceno Medio.

e. Plioceno-Pleistoceno

En el Plioceno, las cuencas de Maracaibo y Falcón, se van rellenando con sedimentos de mayor influencia continental, los cuales se encuentran bajo un régimen compresivo este-oeste, creando la estructuración más reciente de las fallas de dirección norte-sur, y dando lugar a un levantamiento importante de las cordilleras de Los Andes, del Caribe y de la Sierra de Perijá. Esta comprensión es atribuida a la colisión final del Arco de Panamá.

Durante el Pleistoceno, el Lago de Maracaibo, probablemente estuvo sometido a oscilaciones en su nivel de agua, como consecuencia de las glaciaciones que influyeron las condiciones climáticas, hay una retirada de los mares y la sedimentación en su mayoría continental, quedando expuesta a la meteorización.

2.3. MARCO ESTRUCTURAL REGIONAL

La Cuenca del Lago de Maracaibo se encuentra ubicada al nor-oeste de Venezuela. Su extensión es de aproximadamente 50.000 km perteneciendo en su mayor parte al estado Zulia y en extensiones menores a los estados Táchira, Mérida y Trujillo. Sus límites geográficos son al oeste y nor-oeste la Sierra de Perijá, al sur-este los Andes de Mérida y al este y nor-este, la Serranía de Trujillo (González, C, 1980). Se encuentra limitada por tres grandes fallas: al oeste la falla de Santa Marta, la falla de Oca al norte y la de Boconó al sureste, todas con movimiento transcurrente los cuales tienden a generar una serie de fallas antitéticas y sintéticas (Figura 7).

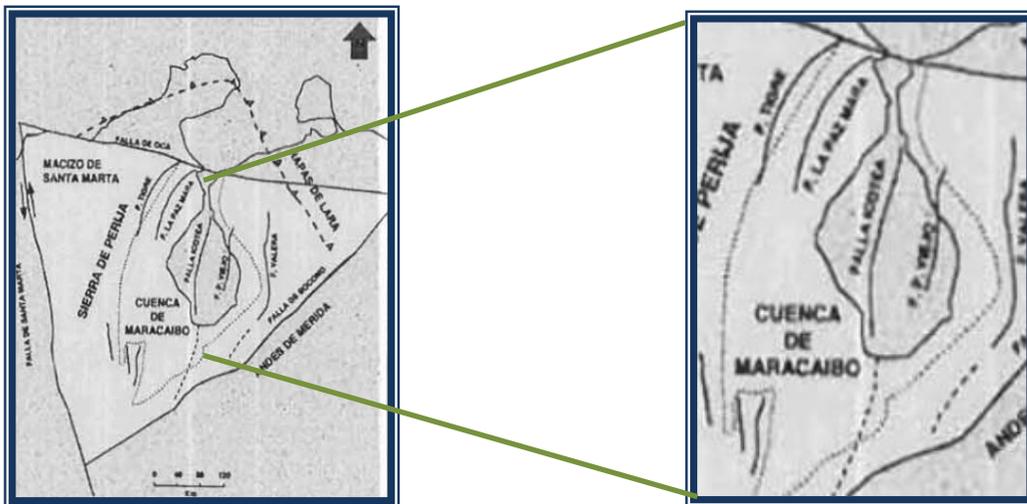


Fig. 7. Mapa de ubicación del sistema regional de fallas en la Cuenca del Lago de Maracaibo. Tomado y modificado de Ferrer, F. (1983)

2.3.1. Desarrollo Estructural de la Cuenca del Lago de Maracaibo.

El substratum metamórfico de la Cuenca de Maracaibo debió sufrir los efectos de diversos períodos orogénicos paleozoicos, tales intervalos de tiempo no tuvieron mayor influencia sobre la configuración actual de la Cuenca ni sobre su arreglo estructural presente, si se exceptúa el evento

tecto-termal del permo-triásico, que con la formación del Arco de Mérida preparó el marco adecuado para la sedimentación plataformal del intervalo de las calizas cretácicas, gran productor de petróleo en la actualidad.

Acorde con González, C (1980), el ciclo Terciario Temprano fue una época de inestabilidad que en ningún momento alcanzó proporciones diastróficas. La gran deformación ocurrió en el Eoceno Tardío, contemporánea con la extensa retirada de las aguas hacia el norte. En esta violenta pulsación orogénica se reactivaron todos los lineamientos estructurales iniciados en el Cretácico Tardío, tomaron forma definitiva los anticlinales y fallas características del sistema norte-sur y se produjeron algunas fallas del sistema oeste-este, una nueva recurrencia del movimiento hacia finales del período orogénico causó finalmente, o probablemente reactivó en gran parte, los movimientos transcurrentes siniéstrales que se observan en las grandes fallas norte-sur. Este movimiento transcurrente ocasionó el desplazamiento de las fallas oeste-este.

Al final del período orogénico del Eoceno Tardío y posiblemente durante gran parte del Oligoceno, las tierras solevantadas fueron intensamente erosionadas, particularmente en la parte meridional de la cuenca, donde se ha señalado que llegó a alcanzar niveles de la Formación Mito Juan.

Según González, C (1980), durante el Oligoceno Tardío-Mioceno Temprano se produjo la inversión de la cuenca, que en ese tiempo presenta un gradiente moderado hacia el sur. Es probable que la subsidencia de la parte meridional de la cuenca haya reactivado las fallas del sistema oeste-este o formado unas nuevas.

El período de sedimentación de La Rosa y Lagunillas parece tener bastante quietud tectónica. Sin embargo, fallas longitudinales mayores penetran la

sedimentación miocena, discordante sobre los grandes alineamientos mayores, los sedimentos miocenos se plegaron formando declives suaves hacia el sur. Algunos yacimientos petrolíferos miocenos parecen estar controlados por fallas en el área Urdaneta, flanco oriental de Lama, levantamiento de Pueblo Viejo y falla límite de Cabimas entre otros.

En este sentido, se conocen estructuras miocenas de pequeño relieve como los sinclinales de Cabimas y Ambrosio, además de fallas que cortan al Mioceno como las fallas de Tía Juana, pero es en las estructuras de Mene Grande donde se ha podido estudiar el tectonismo durante este período, llegando a la conclusión de que, o bien el Mioceno Medio fue un intervalo de tiempo de crecimiento estructural de los pliegues y fallas formados durante el período orogénico del Eoceno Tardío, o bien las estructuras de esta época fueron rejuvenecidas por una pulsación orogénica durante el Mioceno Tardío-Plioceno, conservando las directrices tectónicas anteriores.

En las zonas de mayor grado de fracturamiento, se producen levantamientos dómicos o hemidómicos apoyados contra una falla o situados entre ellas. Tales levantamientos son de menor cuantía en la estructura regional del Lago, pero de mayor importancia en la producción de petróleo.

En la parte occidental de la cuenca (Mara, Maracaibo, Urdaneta, Perijá y norte del distrito Colón), los rasgos anticlinales predominan sobre las fallas. Las estructuras son generalmente domos alargados en sentido norte-sur, fallados en la cresta y con declives marcados al sur y al norte.

En este orden de ideas, el alineamiento consta de dos domos alargados, conocidos respectivamente como La Paz y Mara, que consta de un declive menor hacia el norte, separado del domo de Mara por fallas transversales. Hacia el sureste de este alineamiento se conocen dos más: La Concepción-

San Ignacio y Sibucara, ambos de menor relieve estructural. La Concepción fue conocida primeramente por su estructura eocena muy compleja, en ella se destacan los tres anticlinales principales de Ramillete, Los Teques y Punta Gorda separados por fallas que parecen tener distintos grados de transcurrancia.

En la zona de La Concepción se observa un sistema de fallas transversales de rumbo casi oeste-este que se prolongan hacia el oeste hasta el norte de Boscán y la región de El Dividive. Este sistema de fallas parece separar la zona intensamente deformada de los Distritos Mara y Maracaibo de la región de menor deformación de Urdaneta-Perijá, dentro de la parte occidental de la Cuenca de Maracaibo.

El Mioceno se encuentra discordante sobre las Formaciones eocenas plegadas y erosionadas durante períodos geológicos previos. La estructura del Eoceno es “un anticlinal con flanco oeste muy inclinado (50° - 70°) fuertemente fallado (falla principal) y un flanco este menos inclinado (10° - 30°), con pendiente general hacia el sur de una inclinación, promedio de aproximadamente 10° ”. Ferrer, F. (1983).

La falla principal de Mene Grande continúa hacia el sureste hasta las estructuras del Campo Motatán, donde aparecen dos domos alineados en el lado oriental de la falla con características estructurales bastantes similares a Mene Grande. El marco estructural se completa con fallas ramificadas del sistema de la falla de Mene Grande o subparalelas a ellas.

El estudio de estas estructuras confirma el proceso de evolución tectónica que comprende la reactivación durante el Eoceno Tardío de una directriz tectónica anterior con formación de los domos de Mene Grande, Barúa y Motatán. Reactivación de una falla probablemente normal de dirección norte-

sur, concomitante con la orogénesis del Cretácico Tardío, la cual tuvo períodos de crecimiento durante el Paleoceno y Eoceno Temprano. Asimismo, no ha de establecerse como una de las fallas mayores del sistema de fallas transversales menores. La transcurrencia es un fenómeno posterior que pudo comenzar al final del lapso orogénico, o posiblemente solo en el Mioceno Tardío.

El mioceno fue un período de crecimiento estructural, o bien las estructuras del Eoceno Superior fueron rejuvenecidas durante el Mioceno Tardío al Plioceno Tardío, contemporáneamente con el levantamiento andino.

2.4. Geología del Campo Sibucara

El Campo Sibucara está situado al este del Distrito Maracaibo, Estado Zulia, y actualmente gran parte de la misma está cubierta por los desarrollos urbanos de la Ciudad de Maracaibo. Este, se encuentra separado del Campo La Concepción por un área inexplorada, la cual ha sido interpretada geológicamente como una estructura baja. Asimismo, se localiza al norte de los campos San Ramón y Maracaibo Sur. Figura 8

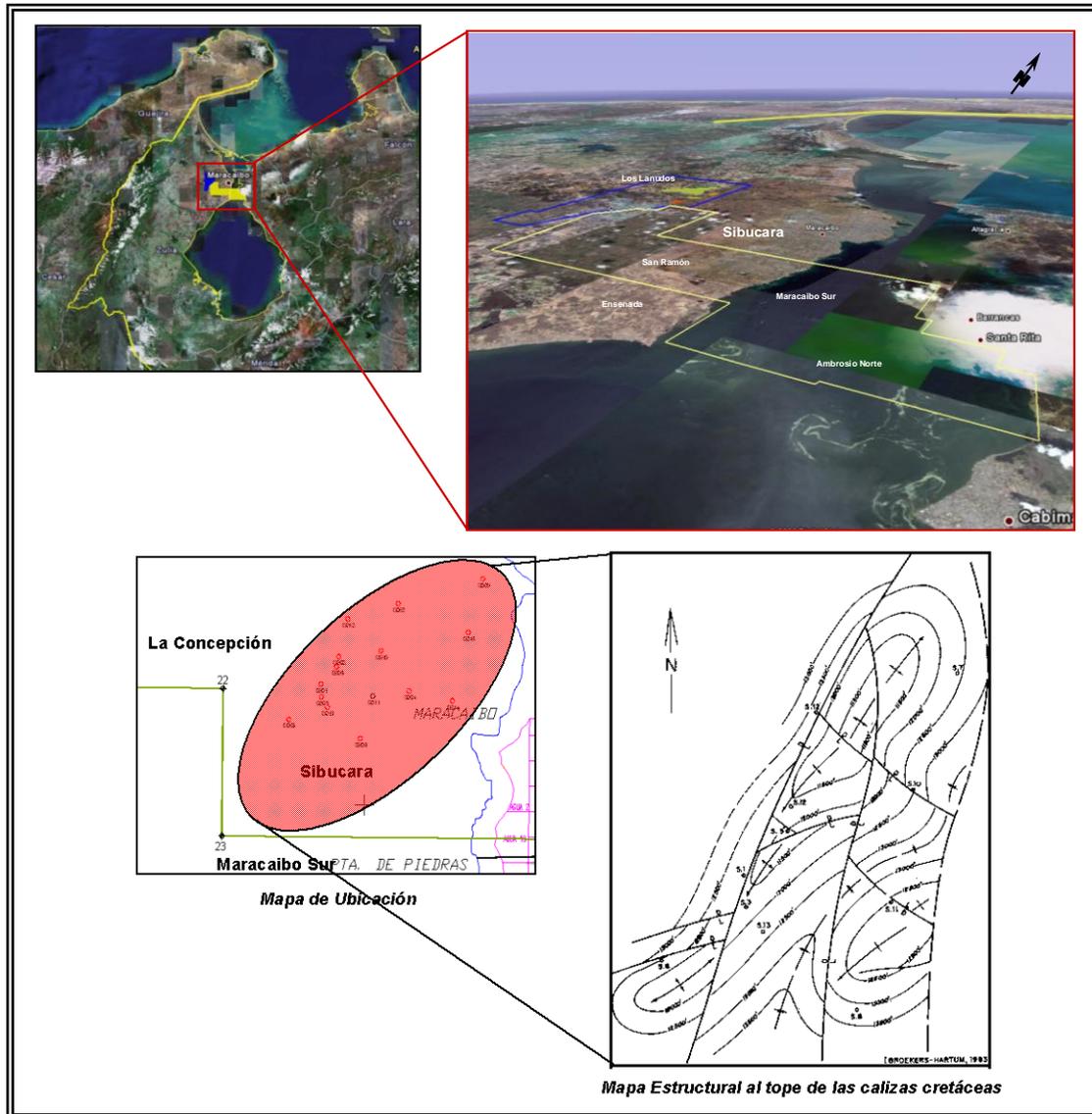


Fig. 8. Ubicación geográfica del Campo Sibucara. Fuente: Cortesía de los archivos de PDVSA gas. (2013)

La estratigrafía, según León, A. (1986), de la Formación Misoa en el campo Sibucara está representada en su nivel inferior por una secuencia de areniscas y lutitas de 2500 pies de espesor promedio, en contacto discordante con el paleoceno (Formación Marcelina o Formación Guasare).

Se le conoce como Miembro Misoa Inferior, anteriormente se le definiría como Areniscas Sibucara. Sobre estos miembros se encuentra un nivel lutítico de aproximadamente 60 pies de espesor seguido por la secuencia de arenisca de Punta Gorda, que están cubiertas por un intervalo de lutitas negras de 600 pies de espesor. Encima de éstas se presenta el intervalo de arenas del miembro Ramillete, el cual tiene un espesor promedio de 150 pies.

Asimismo, más arriba en la sección, se encuentran los paquetes de arena del Miembro Areniscas Superiores, separados por cuellos lutíticos de espesor variable de entre 30 a 50 pies. Por último, se encuentra el Miembro Boscán, el cual tiene un intervalo inferior lutítico, un intervalo con capas de carbón y un intervalo superior arenoso. En este sentido, el espesor del Miembro Boscán depende de la influencia que ejerce sobre él la discordancia del Eoceno.

Adicionalmente, según Ferrer, F. (1982), el yacimiento de calizas se encuentra cubierto por el grueso espesor de la secuencia de lutitas de La Paz, pertenecientes al Cretáceo Superior-Paleoceno, destacándose con facilidad la zona de calizas por el notable incremento de los valores de resistividad en los registros eléctricos. Por otro lado, el tope de las calizas del Cretáceo ha sido encontrado a una profundidad de 11750 pies bajo el nivel del mar, encontrándose limitado el yacimiento en su parte inferior por el Basamento cristalino.

Con respecto a la geología estructural, acorde con León, A. (1986) la región Mara-Maracaibo se caracteriza por los alineamientos El Mojan-Mara-La Paz y Cañadones-La Concepción-Boscán con dirección noreste-sureste. El relieve estructural es más marcado en el primer alineamiento mencionado y la separación entre ellos es una zona no estudiada a detalle.

Según Ferrer, F. (1982) la estructura del Campo Sibucara está constituida básicamente, por un anticlinal de dirección Norte-Sur, con un buzamiento ligero el cual ha sido cortado por algunas fallas normales. Donde los buzamientos en la zona crestal se encuentran cercanos a la vertical y alcanzan los 16° en su flanco Oeste.

2.5 Perspectiva de arenas gasíferas en el Campo Sibucara.

Las primeras actividades en el Campo Sibucara fueron realizadas en la búsqueda de hidrocarburos líquidos en el año 1926, donde se perforaron cuatro (4) pozos con objetivo en el Eoceno, específicamente en los miembros Ramillete y Punta Gorda, obteniendo una alta relación gas petróleo (RGP) en sitio. En este orden de ideas, el S-0001 fue perforado como un pozo productor de petróleo, no obstante las arenas probadas produjeron gran cantidad de gas natural y una cantidad despreciable de petróleo. Por lo cual, se perforaron los intervalos 1224-1245' para suministrar gas combustible a los equipos utilizados durante la perforación de los pozos S-0002 y S-0003. Cabe destacar, que no se midió el caudal de gas suministrado por el S-0001 para ese fin.

Por otro lado, en los informes diarios de perforación del pozo S-0002, y el informe de muestra de núcleo que se realizaron a este pozo, se evidenció la presencia de gas en algunos intervalos de la Formación Misoa. Sin embargo, cuando se realizó la prueba de presión en el intervalo 3734-4147', no se obtuvo influjo de la formación. Por lo cual, se perforó luego el intervalo 2630-2690' sin obtener producción, motivando el abandono del pozo.

Con respecto al pozo S-0003, según los informes de diario de perforación solo existieron indicios de pequeñas muestras de hidrocarburo líquido, los

cuales fueron encontrados en los núcleos. No obstante, se realizaron pruebas de producción a 870' y 8383', sin que existiera influjo de la formación.

En cuanto al pozo S-0004, las muestras de núcleos, los diarios de perforación y las pruebas de presión efectuadas al pozo infieren que, dicho pozo no mostró indicadores de hidrocarburos en ningún intervalo probado, ni durante la perforación y tampoco en las pruebas de producción a las cuales éste fue sometido. Declarando este pozo como “seco”.

En este orden de ideas, la tabla N°1, que se muestra a continuación se observan los pozos que fueron perforados con objetivo Eoceno, específicamente en la Formación Misoa, con el fin de identificar los intervalos gasíferos perspectivas de los diferentes pozos del Campo Sibucara.

Tabla N° 1. Intervalos gasíferos perspectivas de los pozos del Eoceno del campo Sibucara.

Fuente: Baptista, M (2015)

ERA	PERÍODO	EDAD	FORMACIÓN	MIEMBRO	POZO	AÑO DE PERFORACIÓN	COORDENADAS UTM		PROFUNDIDAD TOTAL (Pies)	INTERVALO PERSPECTIVO (Pies)	MUESTRA DE NÚCLEO
							N	O			
Cenozoico	Neógeno	Eoceno medio	Misoa	Ramillete	S-0001	1926	2234,29	7763,21	2940'	1826 -1830'	Lutita, con intercalación de areniscas
				Punta gorda						2280-2290'	Arenas, con presencia de arcilla
										2370-2380'	Areniscas
										2700'	Lutita con intercalación de areniscas
2904'	Lutita y arena										
Cenozoico	Neógeno	Eoceno medio	Misoa	Punta gorda	S-0002	1938	6796,31	3601	4151'	3734-4147'	Arenas, con presencia de arcilla
Cenozoico	Neógeno	Eoceno Medio	Misoa	Ramillete	S-0003	1938	7704	1609	8383'	1805-1814'	Arenas, con presencia de arcilla
				Punta gorda						3441-3450'	Arenas, con presencia de arcilla
										3951-3980'	Lutita, con intercalación de
		Eoceno inferior		Misoa Inferior						4899'	Arenas, con presencia de arcilla
										6506-6520'	Lutita, con intercalación de
										7187-7189'	Arenas, con presencia de arcilla
7611-7623'	Arenas, con presencia de arcilla										

De la tabla N°1 se puede observar, los diferentes intervalos gasíferos perspectivas con respecto a la edad geológica, Formación, año de perforación y muestra de núcleo. Lo cual se necesitará de estos datos para generar información a la construcción del modelo litológico del yacimiento.

Luego, a partir de 1949, se perforaron 10 pozos, donde los primeros tres (3) tuvieron como objetivo inicial las arenas del Eoceno. Sin embargo, éste objetivo fue cambiado y de esta manera, los diez (10) pozos siguientes fueron perforados para investigar a nivel de Cretáceo y Basamento en diversas zonas del yacimiento.

En este orden de ideas, el pozo S-0005 fue el primer pozo perforado teniendo como objetivo las calizas del Cretáceo. Este pozo, según los informes de perforación así como también los informes de muestras de núcleos se convirtió en el más productivo en cuanto a hidrocarburos líquidos y gaseosos del Campo Sibucara, ya que es evidente según Ferrer, F. (1983), que el pozo penetró las calizas Cretácicas en la zona donde existe mayor desarrollo de fracturas de todo el Campo.

El segundo pozo perforado en el Campo Sibucara teniendo como objetivo las calizas del Cretáceo fue el pozo S-0006, este pozo se probó en el Eoceno Inferior donde no se obtuvo muestras de hidrocarburos, sin embargo se realizaron pruebas de presión en el Cretáceo obteniendo altas concentraciones de gas e hidrocarburo líquido.

Seguidamente fue perforado el S-0007, el cual nunca tuvo la capacidad de producir de su completación a hueco abierto de las calizas del Cretáceo. Sin embargo, cuando se perforó, se mostraron pequeñas cantidades de hidrocarburo gaseoso y una despreciable cantidad de petróleo.

Consecutivamente, se perforó el S-0008, el cual según los informes de perforación y muestras de canal fue un pozo productor de hidrocarburo líquidos y agua de Formación, en el cual Ferrer, F. (1983) llega a la conclusión de que este pozo alcanzó un sistema de fracturas considerablemente desarrollado comparado con la mayoría de los pozos completados en el Campo. Sin embargo, se infiere que la extensión de este sistema de fracturas no es muy grande y que existe en este yacimiento un fuerte empuje hidráulico de fondo.

Sucesivamente, se perforó el pozo S-0009, el cual inicialmente fue probado en la Formación la Luna obteniendo una alta tasa de producción de gas natural de alrededor de 8,5 MMPCPD de gas. Sin embargo, por su poca producción de petróleo, se continuó la perforación hasta alcanzar una profundidad total de 14342 pies, donde se observó un aumento en la producción de petróleo y disminuyó la producción de gas a 2 MMPCPD, sin embargo esta tasa de producción de petróleo decreció considerablemente rápido y el pozo fue considerado antieconómico.

Posteriormente fue perforado el pozo S-0010, el cual se probó en la Formación la Luna obteniendo solo hidrocarburo líquido, luego se perforó en el intervalo perteneciente al Grupo Cogollo en el cual se observó un influjo considerable de gas natural al pozo, sin embargo su ubicación geográfica constituía un factor de alto riesgo para la comunidad y se abandonó.

En otro orden de ideas, los pozos el pozo S-0011 y S-0014, de acuerdo a la historia disponible de estos pozos, la Formación penetrada no presentaba alguna permeabilidad. Adicionalmente se infiere que no existe en los sistemas fracturados ninguna clase de fluido, dado a que no se obtuvo ninguna clase de influjo de la formación, declarándolos pozos “secos”.

Por otro lado, según Ferrer, F. (1983), de acuerdo a su interpretación de las pruebas de presión del pozo S-0012, éste fue completado en el mismo yacimiento de los pozos S-0005 y S-0010. Sin embargo, el desarrollo del sistema de fracturas que le comunicaba con este yacimiento era pobre, dada a la escasa permeabilidad mostrada por la formación, observando una baja tasa de producción de hidrocarburos líquidos y gaseosos.

Asimismo según Ferrer, F. (1983), el pozo S-0013 fue completado y producido en el mismo yacimiento donde produjeron los pozos S-0006 y S-0008, en las calizas del Cretáceo del Campo Sibucara. Este yacimiento al igual que el perforado por los pozos S-0006 y S-0008, está sometido a un fuerte empuje hidráulico de fondo que ha ocasionando la intrusión de agua en los pozos productores. Este pozo presentó baja producción de hidrocarburo gaseoso en las arenas lutíticas del basamento específicamente a 13400' y 13640' bajo el nivel del mar.

Por último en Abril de 1958, fue perforado el pozo S-0015, el cual se completó en el Cretáceo obteniendo únicamente producción de hidrocarburos líquidos en baja cantidad. Cabe destacar, que según Ferrer, F. (1982), se estima que de acuerdo con el comportamiento de la presión, éste pozo se encuentra en el mismo sistema de fracturas del pozo S-0009.

En este orden de ideas, la tabla N° 2, que se muestra a continuación, se observan los pozos que fueron perforados con objetivo Cretáceo, específicamente en las Formación Cogollo y en el Basamento, con el objetivo de identificar los intervalos gasíferos prospectivos de los diferentes pozos del Campo Sibucara.

Tabla N° 2. Intervalos gasíferos perspectivas de los pozos del Cretáceo del campo Sibucara.

Fuente: Baptista, M (2015)

ERA	PERÍODO	EDAD	FORMACIÓN	MIEMBRO	POZO	AÑO DE PERFORACIÓN	COORDENADAS UTM		PROFUNDIDAD TOTAL (Pies)	INTERVALO PERSPECTIVO (Pies)	MUESTRA DE NÚCLEO
							N	O			
Mesozoico	Cretaceo	Cretáceo superior	La Luna	Socuy	S-0005	1948	3099,46	60900,57	13451'	12270-12384'	Lutita y arena
		Cretáceo Inferior	Cogollo	Piche						12384-12491'	
			Basamento							12491-12588'	
										12588-12674'	
12674-12788'	12788-13451'	Calizas									
Mesozoico	Cretaceo	Cretáceo Inferior	Basamento		S-0006	1949	9470	490	14313'	14313'	Calizas
Cenozoico	Neógeno	Eoceno	Misoa	Ramillete	S-0007	1950	3588	6238	13919'	3862'	Lutita y arena
				Punta gorda						3958'	
				Misoa Inferior						3975-4035'	
										5089'	
Mesozoico	Cretaceo	Cretáceo Inferior	Basamento	Piche					13919'	13919'	Calizas
Mesozoico	Cretaceo	Cretáceo Inferior	Cogollo	Piche	S-0009	1952	993,91	7506	14342'	12806-13208'	Lutita y arena
			Basamento							14342'	
Mesozoico	Cretaceo	Cretáceo Inferior	Cogollo	Piche	S-0010	1953	4488,41	3907	14104'	13040-13044'	Calizas
			Basamento							14104'	
Mesozoico	Cretaceo	Cretáceo Inferior	Cogollo	Piche	S-0013	1954	7383,95	1109,35	13653'	13400'	Calizas
Mesozoico	Cretaceo	Cretáceo Inferior	Cogollo	Piche	S-0015	1958	219,20	4859,84	13089'	12743-13089'	Calizas

Se puede observar de la tabla N° 2, los diferentes intervalos gasíferos perspectivas con respecto a la edad geológica, formación, año de perforación y muestra de núcleo. Lo cual a partir de estos datos se generará información para la construcción del modelo litológico del yacimiento.

a. Estimación de la relación gas petróleo en el Campo Sibucara

Acorde con Chaparro, H. (2009), en la industria petrolera hay un paradigma que data de muchos años que es el de la "Relación Gas – Petróleo" (RGP), es decir, la cantidad de gas expresada en pies cúbicos que existe asociada a cada barril de petróleo, que es la variable clave para determinar las reservas de gas asociado. En este sentido, se define a continuación el método de cálculo volumétrico el cual es utilizado para inferir el recobro y cuantificar las reservas originales y remanentes.

i. Fluidos originales en sitio para yacimientos de gas

Calculo del gas original en sitio y factor volumétrico.

El gas original en sitio (GOES), fue determinado al momento de cuantificar la producción inicial de los pozos del Campo Sibucara bajo la siguiente ecuación:

$$GOES = \frac{43560Ah\phi(1 - S_{wi})}{B_{gi}}$$

Adicionalmente, el factor volumétrico se calculó con la siguiente ecuación:

$$B_{gi} = 0,02829 \frac{Z_{gi} T_f}{P_i}$$

Donde:

GOES: Gas Original en Sitio, PCN

A: Área del yacimiento, acres

h: Espesor, pies

Φ : Porosidad, fracción

S_{wi} : Saturación inicial de agua, fracción

B_{gi} : Factor Volumétrico del gas @ P_i y T_f , PCY/PCN

P_i : Presión inicial, lpcá

T_f : Temperatura de la formación (yacimiento), OR

Z_{gi} : Factor de compresibilidad del gas @ P_i y T_f

Cálculo del Factor de Compresibilidad.

Primeramente debe calcularse la presión y temperatura pseudocríticas las cuales pueden determinar a través de la gráfica de presión y temperatura de Brown para gas natural, partiendo de una gravedad específica conocida.

Seguidamente se calcula la temperatura y presión seudoreducidas:

$$T_{sr} = \frac{(T_f + 460)}{T_{sc}} \quad P_{sr} = \frac{P_i}{P_{sc}}$$

Finalmente utilizando el Método de Papay se determina el factor de compresibilidad, para un rango de uso $0,2 < P_{sr} < 15$ y $1,2 < T_{sr} < 3,0$.

$$Z = 1 - [(3.52 * P_{sr}) / (10^{(0.9813 * T_{sr})})] + [(0.274 * P_{sr}^2) / (10^{(0.8157 * T_{sr})})]$$

En este orden de ideas, a partir del estudio de los informes técnicos del Campo Sibucara se recabó la información referente a la relación gas petróleo RGP calculada en sitio por medio de pruebas de producción. La cual se ve reflejada en la tabla N°3.

Tabla N° 3. Intervalos gasíferos perspectivas de los pozos del Eoceno del campo Sibucara vs RGP. Fuente: Baptista, M (2015)

ERA	PERÍODO	EDAD	FORMACIÓN	MIEMBRO	POZO	AÑO DE PERFORACIÓN	COORDENADAS UTM		PROFUNDIDAD TOTAL (Pies)	INTERVALO PERSPECTIVO (Pies)	MUESTRA DE NÚCLEO	RELACIÓN GAS PETRÓLEO INSTANTÁNEA (pc/bl)
							N	O				
Cenozoico	Neógeno	Eoceno medio	Misoa	Ramillete	S-0001	1926	2234,29	7763,21	2940'	1826 -1830'	Lutita, con intercalación de areniscas	Sin información
				Punta gorda						2280-2290'	Arenas, con presencia de arcilla	
										2370-2380'	Areniscas	
										2700'	Lutita con intercalación de areniscas	
	2904'	Lutita y arena										
Cenozoico	Neógeno	Eoceno medio	Misoa	Punta gorda	S-0002	1938	6796,31	3801	4151'	3734-4147'	Arenas, con presencia de arcilla	Sin información
Cenozoico	Neógeno	Eoceno Medio	Misoa	Ramillete	S-0003	1938	7704	1609	8383'	1805-1814'	Arenas, con presencia de arcilla	
				Punta gorda						3441-3450'	Arenas, con presencia de arcilla	
		3951-3980'								Lutita, con intercalación de		
		4899'								Arenas, con presencia de arcilla		
		Eoceno inferior		Misoa Inferior						6506-6520'	Lutita, con intercalación de	
										7187-7189	Arenas, con presencia de arcilla	
7611-7623	Arenas, con presencia de arcilla											

En la tabla N° 3, se observa que los tres pozos perforados en el Campo Sibucara con objetivo Eoceno, no posee información acerca de la relación gas petróleo (RGP) obtenida en sitio a través de pruebas de presión en la cabecera de los pozos. Sin embargo, se estima una elevada RGP en el pozo S-0001, ya que la producción de gas natural este pozo se utilizó para alimentar los equipos de perforación (se utilizó como gas combustible) de los pozos S-0002 y S-0003.

A continuación se presenta la tabla N° 4, en la cual se observan los intervalos perspectivas vs. la relación gas petróleo de los pozos con objetivo Cretáceo del Campo Sibucara.

Tabla N° 4. Intervalos gasíferos prospectivos de los pozos del Eoceno del campo Sibucara vs RGP. Fuente: Baptista, M (2015)

ERA	PERÍODO	EDAD	FORMACIÓN	MIEMBRO	POZO	AÑO DE PERFORACIÓN	COORDENADAS UTM		PROFUNDIDAD TOTAL (Pies)	INTERVALO PERSPECTIVO (Pies)	MUESTRA DE NÚCLEO	RELACIÓN GAS PETRÓLEO INSTANTÁNEA (pc/bl)
							N	D				
Mesozoico	Cretaceo	Cretáceo superior	La Luna	Socuy	S-0005	1948	3099,46	60900,57	13451'	12270-12384'	Lutita y arena	Sin información
										12384-12491'		8164
		Cretáceo Inferior	Cogollo	Piche						12491-12588'		5530
										12588-12674'		1890
			Basamento							12674-12788'		1668
		12788-13451'		Calizas								
Mesozoico	Cretaceo	Cretáceo Inferior	Basamento		S-0006	1949	3470	490	14313'	14313'	Calizas	1950
Cenozoico	Neógeno	Eoceno	Misoa	Ramillete	S-0007	1950	3588	6238	13319'	3862'	Lutita y arena	Sin información
				Punta gorda						3958'		
				Misoa Inferior						3975-4035'		
										5089'		
Mesozoico	Cretaceo	Cretáceo Inferior	Basamento	Piche					13319'	Calizas		
Mesozoico	Cretaceo	Cretáceo Inferior	Cogollo	Piche	S-0009	1952	993,91	7506	14342'	12806-13208'	Lutita y arena	1314
			Basamento				14342'	Calizas	2030			
Mesozoico	Cretaceo	Cretáceo Inferior	Cogollo	Piche	S-0010	1953	4488,41	3907	14104'	13040-13044'	Calizas	1261
			Basamento				14104'	Calizas				
Mesozoico	Cretaceo	Cretáceo Inferior	Cogollo	Piche	S-0013	1954	7383,95	1109,35	13653'	13400'	Calizas	1522
							13640'	Calizas	2680			
Mesozoico	Cretaceo	Cretáceo Inferior	Cogollo	Piche	S-0015	1958	219,20	4859,84	13089'	12743-13089'	Calizas	Sin información

En la tabla N° 4, se observa que los pozos S-0005, 6, 9, 10, 13, obtuvieron altas RGP en las pruebas de presión realizadas en la cabeza del pozo. Sin embargo el pozo que obtuvo la mayor RGP fue el S-0005, con 8164 pc/bl. Luego le siguen los pozos S-0009 y S-0013 con una RGP de 2030 y 2680 pc/bl respectivamente.

2.6 Conclusiones

A partir de lo ya expuesto, la identificación de los intervalos prospectivos y la determinación de la tasa de producción de los mismos, se obtuvieron como consecuencia de la revisión documental consultada en las carpetas de pozos, donde fueron analizados los diarios de perforación y los informes de muestras de núcleo, perteneciente a este Campo, adicionalmente se analizó las características de producción del Campo Sibucara, resultado del análisis del historial de producción de los pozos realizado por Ferrer, F. (1982), el cual permitió ampliar el conocimiento con respecto a la identificación de los intervalos prospectivos y la caracterización litológica de las Formaciones

atravesadas por los pozos del Campo Sibucara, que permitió a la autora la valoración litológica que incide en la acumulación de gas en dicho Campo.

En este capítulo, se analiza también los métodos utilizados al momento de cuantificar y estimar la producción de gas en los diferentes pozos del Campo Sibucara. En este orden de ideas se observa que los pozos con mayor relación gas petróleo (RGP) son el S-0001 y S-0005. A pesar de que el pozo S-0001 no tenga información registrada en los informes técnicos, la autora infiere que posee alta RGP debido al historial de perforación y producción manejada, en donde la producción de dicho pozo fue utilizada como gas combustible para alimentar los equipos de perforación de los pozos S-0002 y 3.

CAPÍTULO III. ESTUDIO LITOLÓGICO DE LOS CAMPOS SIBUCARA Y LA CONCEPCIÓN

3.1 Introducción

3.2 Sección litológica de los pozos con intervalos perspectivas del Campo Sibucara.

3.3 Cortes litológicos de los pozos con intervalos perspectivas en el Campo Sibucara

3.4 Modelo litográfico de los pozos con perspectivas de gas en el Campo Sibucara

3.5 Conclusiones

3.1 Introducción

Al momento de inferir acerca de los parámetros para identificar y determinar los intervalos gasíferos más perspectivas del Campo Sibucara se tomó como información los diarios de perforación de cada pozo y se identificó las arenas donde se obtuvo muestras de gas. Esta información fue comparada y contrastada con los informes de muestras de núcleo disponibles. Con la finalidad de identificar los intervalos perspectivas de arenas gasíferas en el Campo Sibucara, se consideran informaciones que fueron procesadas para generar información actualizada del modelo litográfico del yacimiento.

3.2 Sección litológica de los pozos con intervalos perspectivas del Campo Sibucara.

A continuación se presenta el mapa de la sección litológica, en el cual fueron tomados todos los pozos perspectivas del Campo Sibucara, para observar el comportamiento litológico de las diferentes Formaciones atravesadas, el cual se presenta en la figura 9.

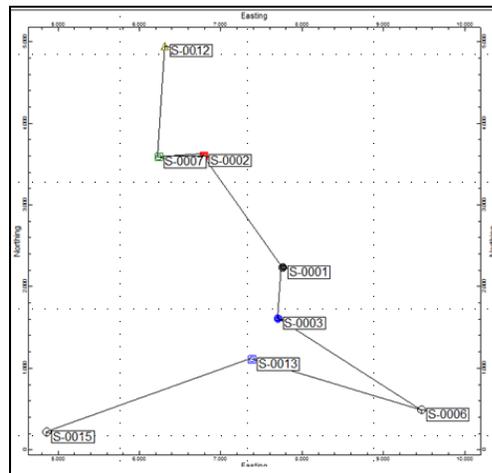


Fig. 9. Mapa de localización de la sección litológica de los pozos prospectivos del campo Sibucara. Fuente: Baptista, M. (2015)

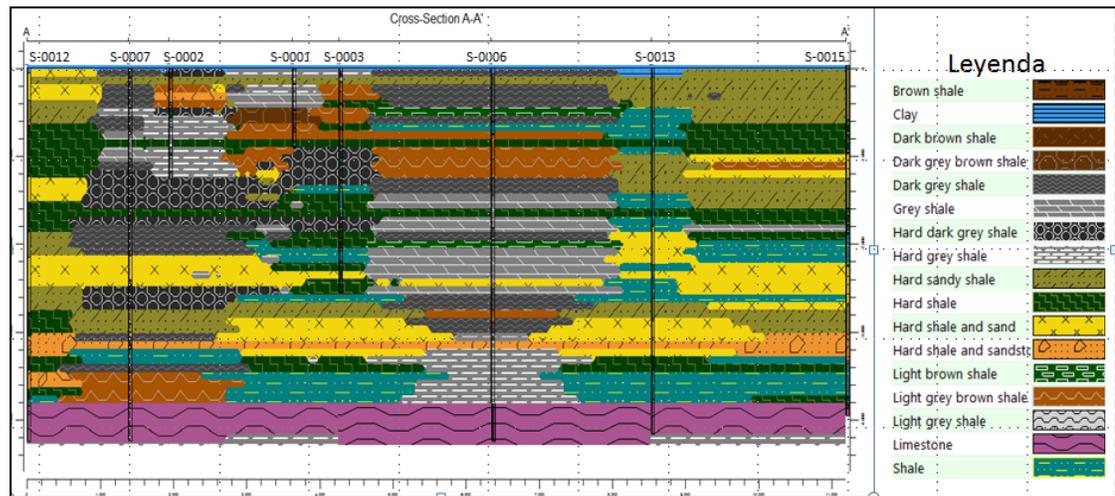


Fig. 10. Sección litológica de los pozos prospectivos del campo Sibucara. Fuente: Baptista, M. (2015)

En la sección litológica de los pozos prospectivos del Campo Sibucara se puede observar continuidad en las arenas del Eoceno Medio, específicamente en el Miembro Ramillete, lutitas con intercalaciones de arenisca (Hard Sandy Shale). Adicionalmente se distingue una continuidad litológica en el Eoceno Inferior específicamente en el Miembro Misoa Inferior de arenas con presencia de arcilla (Hard shale and sandstone). Figura 10

En este orden de ideas, se puede observar que las arenas calizas (limestone) del Cretáceo están anteceditas por lutitas (shale), lo cual se puede inferir que las lutitas sirven de roca sello a las arenas gasíferas del Basamento (calizas). Asimismo, se observa la continuidad del Basamento conformado por calizas.

3.3 Cortes litológicos de los pozos con intervalos perspectivos en el Campo Sibucara

En estos mapas litológicos se trazaron los perfiles geológicos del yacimiento realizados en las direcciones NO-SE, SO-NE y O-E, muestran los intervalos que conforman el yacimiento, las que se observan en la figura 11.

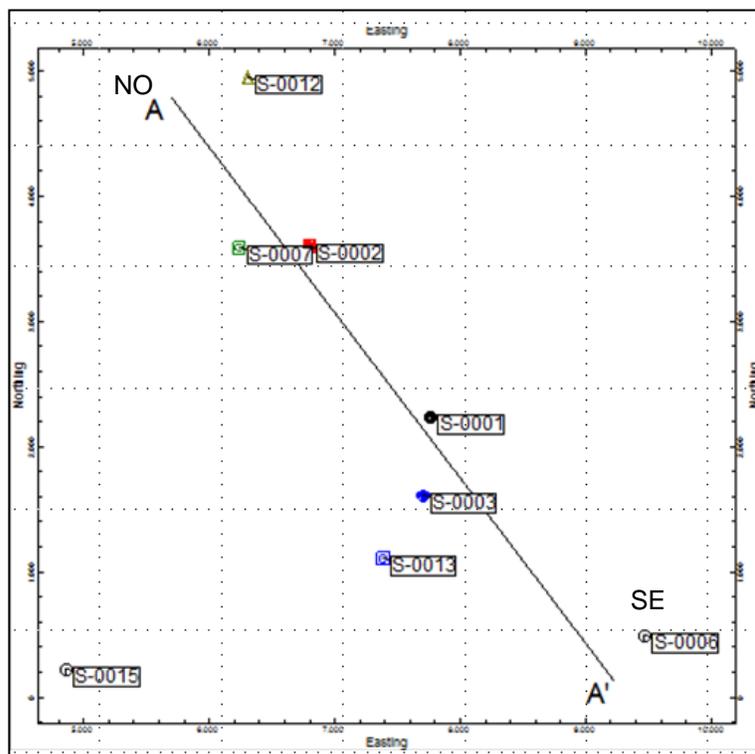


Fig. 11. Mapa de localización de los perfiles litológicos NO-SE de los pozos perspectivas del campo Sibucara. Fuente: Baptista, M. (2015)

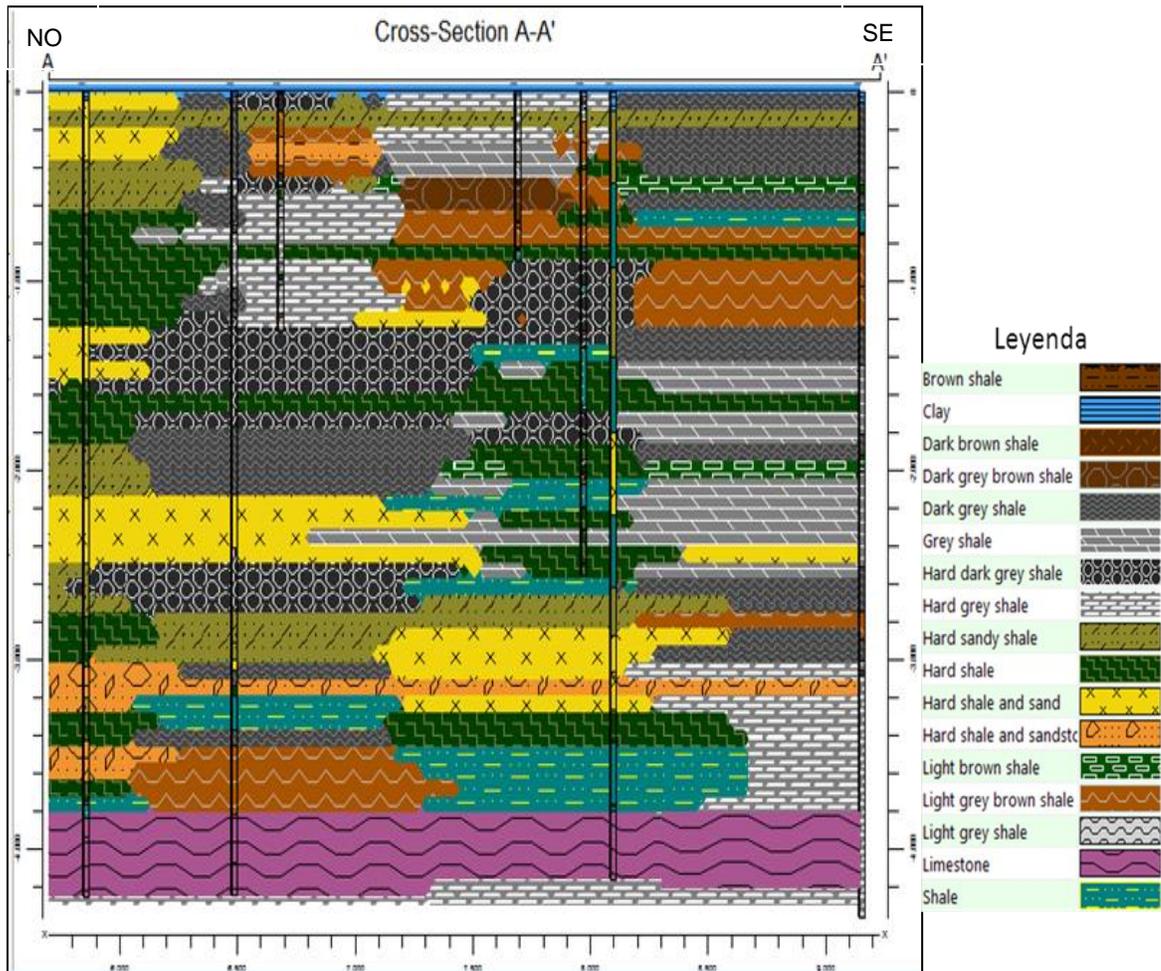


Fig. 12. Mapa de los perfiles litológicos NO-SE de los pozos prospectivos del campo Sibucara. Fuente: Baptista, M. (2015)

En el perfil litográfico de dirección NO-SE, se puede observar la continuidad de arenas perspectivas en las lutitas con intercalaciones de arenisca (Hard Sandy shale) del Miembro Ramillete, así como también se observa dos intervalos prospectivos continuos de lutitas duras en el Eoceno. Adicionalmente, se observa que existe una capa de lutitas sello sobre las calizas productoras del Basamento. Figura 12.

Por otra parte, en la figura 13, se presenta el mapa con dirección O-E, el cual representa el rumbo del yacimiento.

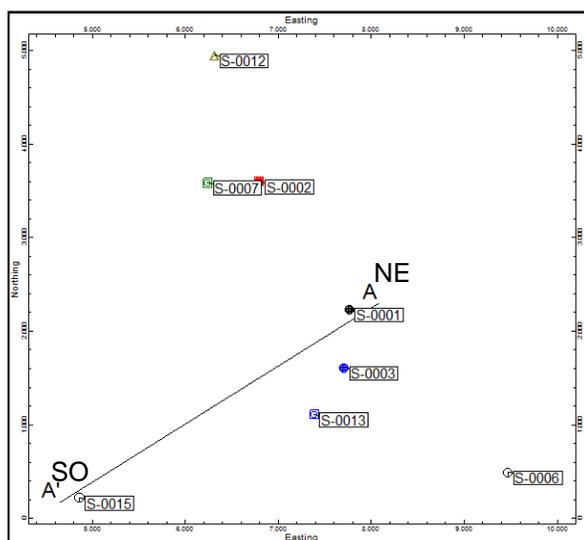


Fig. 13. Mapa de localización de los perfiles litológicos NE-SO de los pozos perspectivas del campo Sibucara. Fuente: Baptista, M. (2015)

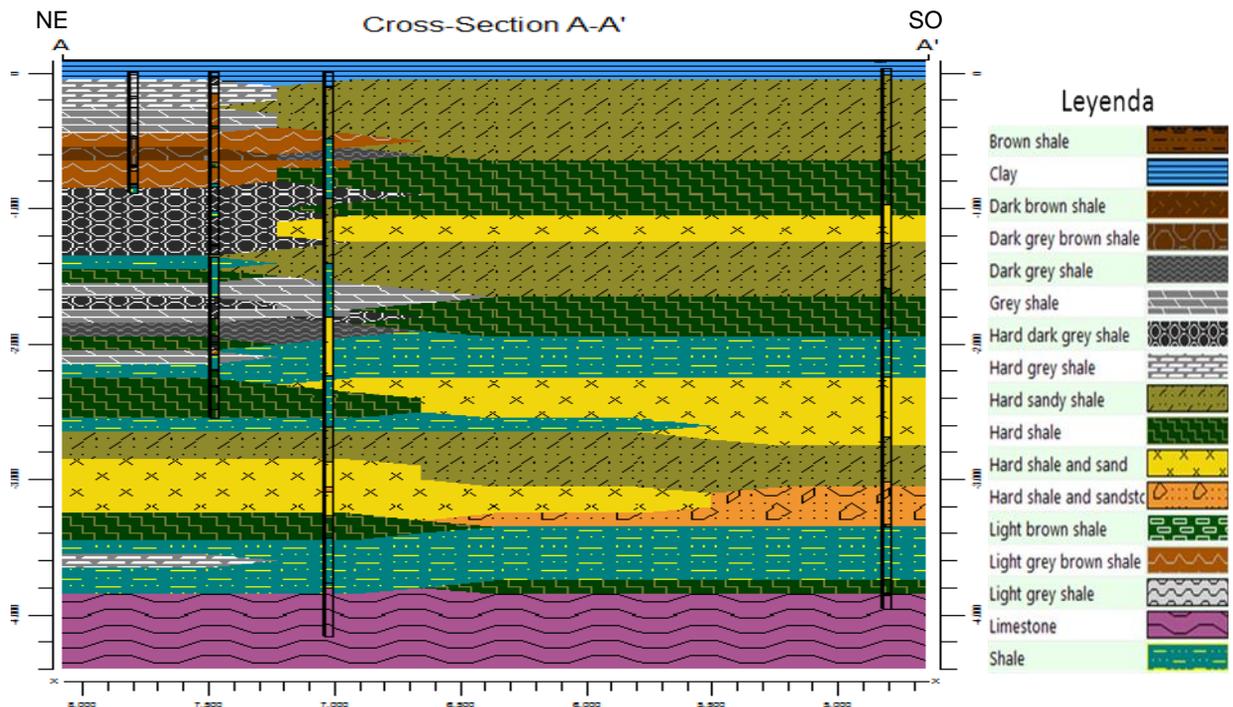


Fig. 14. Mapa de los perfiles litológicos NE-SO de los pozos perspectivas del campo Sibucara. Fuente: Baptista, M. (2015)

En este perfil litológico se puede apreciar los intervalos de lutitas (shale) sello, sobre los intervalos productivos del eoceno específicamente las lutitas con intercalaciones de arenisca y las lutitas así como también en las calizas del Basamento. Figura 14.

Por otra parte, en la figura 15, se presenta el mapa con dirección O-E, el cual representa el rumbo del yacimiento.

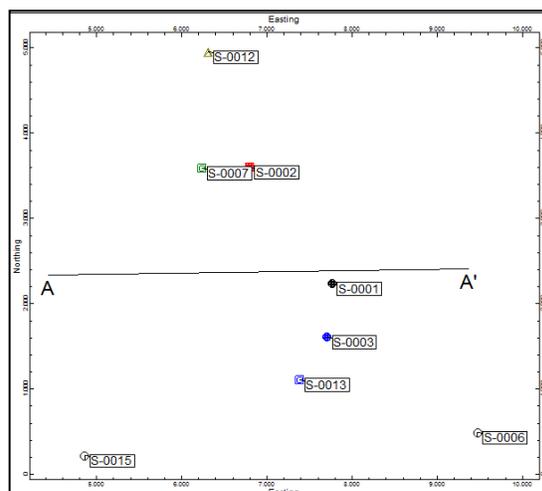


Fig. 15. Mapa de localización del perfil litológico con dirección O-E de los pozos prospectivos del campo Sibucara. Fuente: Baptista, M. (2015)

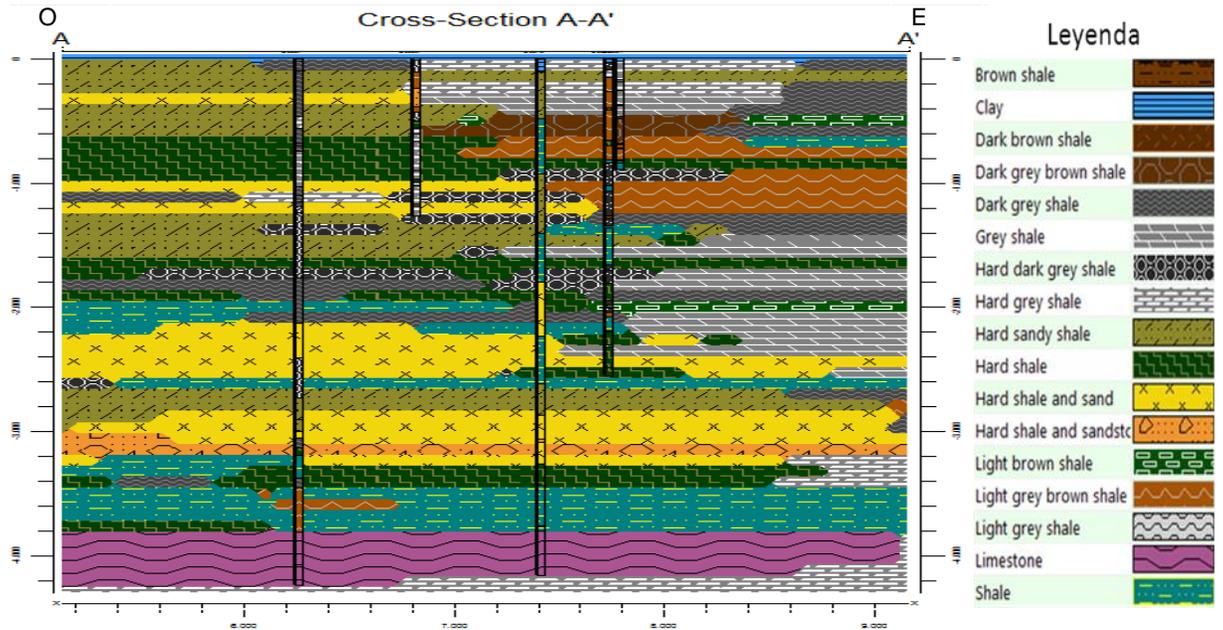


Fig. 16. Mapa de los perfiles litológicos con dirección O-E de los pozos perspectivas del campo Sibucara. Fuente: Baptista, M. (2015)

En la figura 16, se puede observar, la continuidad de las arenas gasíferas perspectivas, como lo son las lutitas con intercalaciones de areniscas (hard Sandy shale), lutitas gris oscuro duras y calizas. Así mismo, se evidencia la presencia de las lutitas las cuales ejercen la función de sello a las arenas gasíferas.

3.4 Modelo litográfico conceptual de los pozos con perspectivas de gas en el Campo Sibucara

Mediante la utilización de los intervalos litológicos obtenidos de los diarios de perforación de los pozos que presentaron perspectivas de producción de hidrocarburos gasíferos se generó el siguiente modelo litológico. Figura 17.

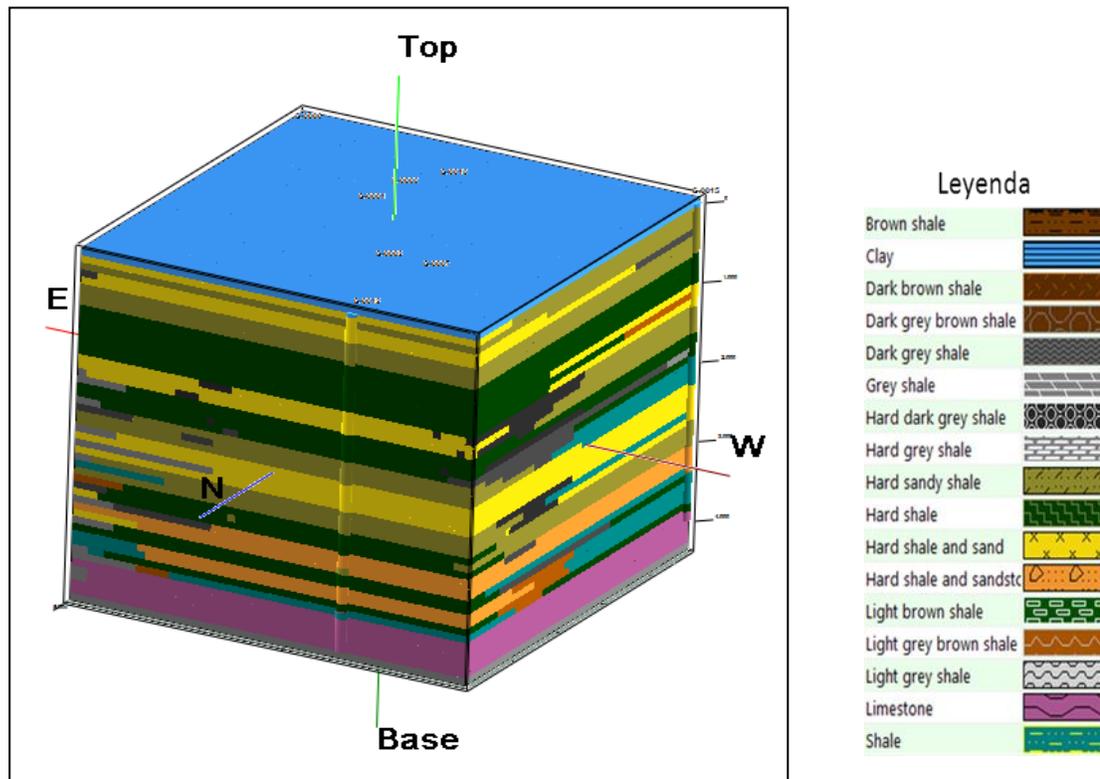


Fig. 17. Modelo litológico de los pozos perspectivas del campo Sibucara. Fuente: Baptista, M. (2015)

Del modelo litológico de los pozos perspectivas del Campo Sibucara se pueden observar los intervalos de lutitas con intercalaciones de areniscas, lutitas y arenas, lutitas (shale), calizas (limestone), entre otras. Donde se puede observar la continuidad de los intervalos perspectivas en el Eoceno como lo son lutitas con intercalaciones de arenisca, las lutitas y arenas y las calizas así como también las calizas del Cretáceo.

Adicionalmente se puede observar acuíferos de arenas perspectivas de lutitas grises-marrones oscuras, lutitas grises oscuras y lutitas duras gris oscuras mostrados en la Figura 18.

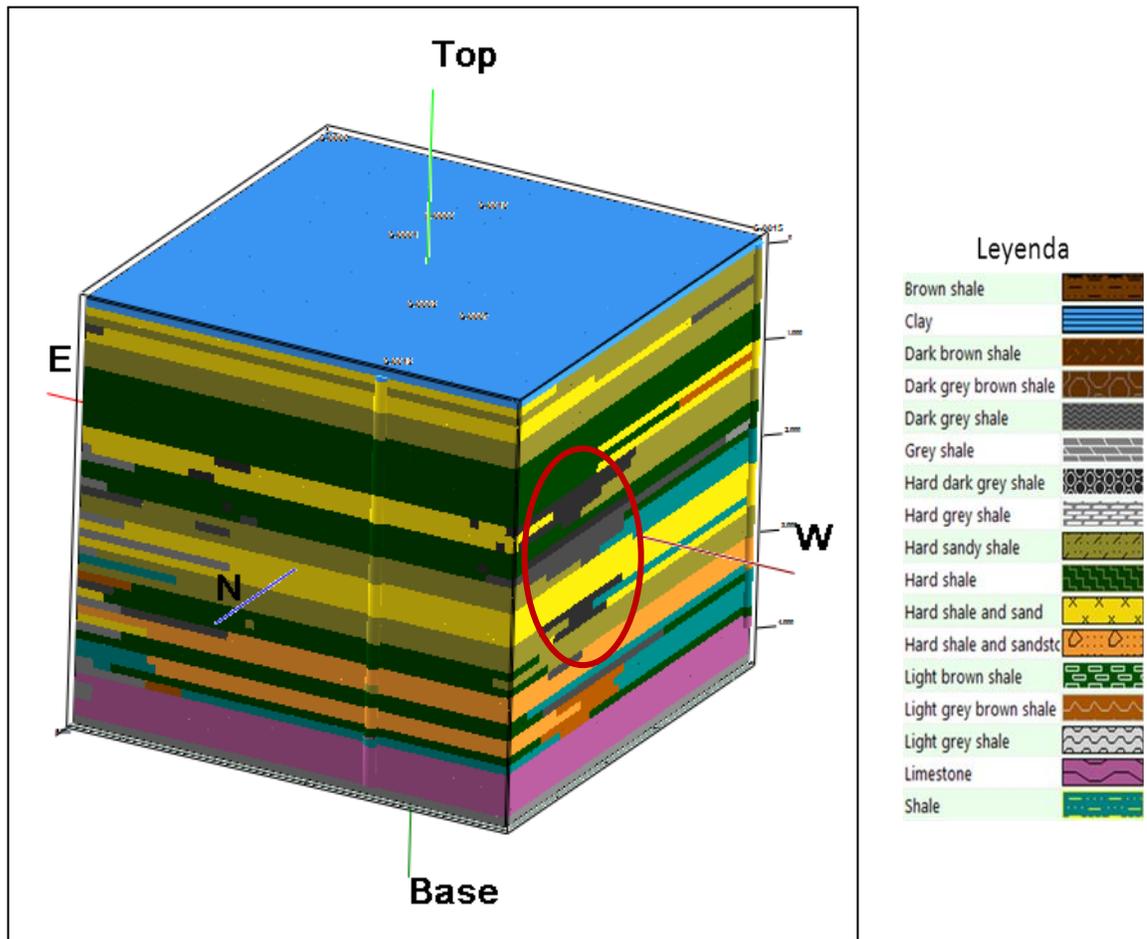


Fig. 18. Posibles zonas gasíferas perspectivas del campo Sibucara. Fuente: Baptista, M. (2015)

3.5 Conclusiones

A través del estudio de los intervalos atravesados por los pozos del Campo Sibucara, se identificó los intervalos perspectivas en las secciones, cortes y el modelo, en los cuales se evidenció que existe un buen sistema de

almacenaje, ya que la mayoría de los intervalos perspectivas está precedida por un intervalo de lutitas sello.

Adicionalmente, se puede observar que existe buena continuidad de las arenas gasíferas perspectivas, así como también de las lutitas sello, sin embargo no existe información acerca del sistema de fallas en cuanto a su ubicación exacta, lo cual representa una información necesaria para esta investigación.

CONCLUSIONES

En este trabajo de investigación se arribaron a las siguientes conclusiones:

1. Producto de la interpretación de la información de los diarios de perforación e informes de muestra de núcleos aportados por la revisión documental se identificó los intervalos y el tipo de Formación perspectivas de los pozos del Campo Sibucara.
2. Existen acumulaciones de hidrocarburos gaseosos a nivel del Eoceno, Cretáceo y el Basamento del Campo Sibucara, siendo los más perspectivas el intervalo de los miembros Ramillete y Punta Gorda del Eoceno.
3. A través del análisis de los cortes de sección y de perfil se verificó que existe un buen sistema de almacenamiento de hidrocarburos gaseosos, mostrándose en el modelo, cuatro zonas potencialmente perspectivas para una futura exploración.
4. Como resultado del estudio de las referencias bibliográficas se pudo constatar que existen incongruencias y ausencia de datos en la información obtenida a través de las carpetas de los pozos, específicamente en los diarios de perforación, tales como, coordenadas UTM, tasa de producción de gas, sistemas de fallas, entre otros.
5. No existe información actual del Campo Sibucara, ya que los pozos S-0001, 2, 3, 4, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 14 y 15 están en situación de abandono, mientras que los S-0005, 6 y 13 están cerrados.
6. Cabe destacar que en los pozos S-0005, 6, 9, 10, 13, se realizaron trabajos de estimulación con mud acid al 15% y Jel-X-500, observándose una disminución considerable de la producción de

hidrocarburos gaseosos. Lo cual se infiere que dicho trabajo de estimulación provocó un elevado daño a la formación.

RECOMENDACIONES.

Consideramos a partir de los resultados de este trabajo realizar las siguientes recomendaciones:

1. Realizar una revisión detallada de cada uno de los registros tomados a nivel del Eoceno en el Campo Sibucara, a fin de inferir la existencia de arenas gasíferas perspectivas.
2. Perforar un nuevo pozo direccional con objetivo el Basamento y que se encuentre ubicado en el área del sistema de fracturas del S-0001 y S-0005. Este pozo evaluará la acumulación de hidrocarburos gaseosos en el Eoceno encontrada por los pozos S-0001, 2 y 3; y el Basamento, donde la acumulación de gas natural fue encontrada por el pozo S-0012, a fin de determinar si esta es rentable económicamente.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Araujo, J. (2007). CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTO DE ZONA SUR DEL CAMPO MENE GRANDE A PARTIR DEL USO DE ATRIBUTOS SISMICOS POTS APILAMIENTO. Trabajo especial de pregrado de la Universidad Simón Bolívar. Caracas.

Allaby, M. (2008). DICTIONARY OF EARTH SCIENCES. OXFORD university press. Tercera edición. Nueva York.

Azpirixaga, Izaskun. (1995). MODELO SEDIMENTOLÓGICO CONCEPTUAL DEL AREA DE SAN RAMON. Informe técnico. Maraven S.A

Bueno, E., (1995). Dualidad estructural en la cuenca eocena de Maracaibo. Informe técnico. Maraven, S.A. (MAR002359).

Catlin, T. (1992). PROPUESTA DE PERFORACION DEL SONDEO ESTRATIFRAFICO SAN RAMON, AREA MARA-MARACAIBO. Informe técnico. No. EPC-13.036. Maraven S.A.

Chaparro, H. (2009). FACTIBILIDAD TECNICO-ECONOMICA PARA EL AGOTAMIENTO DE LA CAPA DE GAS DE UN YACIMIENTO EN EL CAMPO CUMAREBO. Trabajo especial de postgrado de la Universidad del Zulia. Zulia

Chávez, H. (2000), Reglamento de la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos. Gaceta Oficial N° 5.471 Extraordinario de fecha 05 de junio

de 2000. Presidencia de la República. Decreto N° 840 Caracas, 31 de mayo de 2000

Díaz, S. (2005). CARACTERIZACION PETROFISICA DEL YACIMIENTO C-SUPERIOR AREA 07. Trabajo especial de postgrado de la Universidad del Zulia. Zulia.

Faiz, F. (2009). MODELO ESTÁTICO DEL YACIMIENTO EOCENO C-3 INFERIOR LRF0016. Trabajo especial de postgrado de la Universidad del Zulia. Zulia.

Ferrer, F. (1982). REVISIÓN DEL CAMPO SIBUCARA. Informe técnico. No. IT-9242. Maraven, Filial de PETROLEOS DE VENEZUELA S.A.

García, E. (2008). CARACTERIZACION DE LOS YACIMIENTOS C-4 Y C-5 LAG3047 MEDIANTE ANALISIS DE SISMOFASIES UTILIZANDO REDES NEURONALES. Trabajo especial de pregrado de la Universidad Simón Bolívar.

Gómez, A. (2009). POTENCIALIDAD PETROLIFERA DEL BASAMENTO EN EL CAMPO LA CONCEPCION. Trabajo especial de postgrado de la Universidad del Zulia. Zulia

González, C. (1980). GEOLOGÍA DE VENEZUELA Y DE SUS CUENCAS PETROLERAS. Ediciones FONINVES. Tomo I. Caracas.

Guerra, S. (1993). PERSPECTIVAS ESTRATEGICAS PARA EL GAS NATURAL EN AMERICA LATINA: BRASIL Y VENEZUELA. INTERCIENCIA 18(1): 24-28. URL: <http://www.interciencia.org.ve>. Consultado la fecha: 02-06-2015.

- Marquez, L. (2004). CARACTERIZACION DEL CAMPO AMBROSIO PARA PLANES DE DESARROLLO GASIFERO. Trabajo especial de pregrado de la Universidad Central de Venezuela. Caracas.
- Méndez, J. (1991). EL GRUPO COGOLLO MODELO DEPOSITACIONAL FACIES. POROCIDADES. RESERVORIOS. FORMACION LA LUNA. ORIGEN. Informe técnico. No. EPC-12920. Maraven, Filial de PETROLEOS DE VENEZUELA S.A.
- León, A. (1986). REVISION GEOLOGICA DEL EOCENO (CONCEPCION NORTE). Informe técnico. LAGOVEN. No. EPC-10.225.
- Lugo, J (1995). "Cretaceous to Neogene Tectonic Control on Sedimentation: Maracacibo Basin, Venezuela" PhD Thesis, University of Texas, Austin.
- Torres, L. (1993). BUSQUEDA DE YACIMIENTOS DE GAS EN POZOS/CAMPOS ABANDONADOS (Ensenada-Mara-La Paz-Mojan-Sibucara). Informe técnico. LAGOVEN. serial 39600100105073.
- Schlumberger (1997). EVALUACION DE POZOS. Caracas.
- Soto, I. (2014). FACTORES GEOLÓGICOS QUE INFLUYEN EN LA CONTINUIDAD ESPACIAL DEL FLUJO DE INYECCIÓN DE AGUA EN LAS UNIDADES DEL YACIMIENTO LGITJ – 0102. Trabajo especial de postgrado del Instituto Superior Minero Metalúrgico "Dr. Antonio Núñez Jiménez". Cuba
- Maduro, N. (2013). PLAN DE LA PATRIA: Segundo plan socialista de desarrollo económico y social de la nación 2013-2019. URL:

http://www.asambleanacional.gob.ve/uploads/botones/bot_90998c61a54764da3be94c3715079a7e74416eba.pdf. Consultado el día: 22-04-2013