

Definición de localizaciones para la ubicación de pozos monobore en el yacimiento B6 LL 370 del campo Tía Juana Lago, Venezuela

Definition of localities for placing monobore wells in the B6 LL 370 oil deposit from Tía Juana Lago field, Venezuela

Alfonso G. Castro-Cerrada¹, José Q. Cuador-Gil², Carlos G. Banzer-Sánchez³

¹Master en Geología. Geólogo de Reservas División Boyaca. FPO. PDVSA Barinas, Venezuela. castroagx@pdvsa.com

²Doctor en Ciencias Técnicas. Profesor Titular. Universidad de Pinar del Río, Cuba. cuador@upr.edu.cu

³Master en Ingeniería de Petróleo. PDVSA Gas Occidente. Maracaibo. Venezuela banzercg@pdvsa.com

Resumen

La discordancia angular del Eoceno, que pone en contacto las arenas B de la formación Misoa con la formación La Rosa, afecta, estructura arriba, el espesor del miembro B6, truncándolo hasta erosionarlo en dirección noroeste, con presencia de cambios de facies y fallas locales. Con el objetivo de contribuir a recuperar las reservas de gas se inició una revisión geológica para ubicar puntos de drenaje. La presente investigación tiene el propósito de identificar el marco estratigráfico y estructural favorable para situar, en la parte alta de la estructura, pozos monobore para drenar las reservas remanentes de gas del yacimiento B6 LL 370, del campo Tía Juana Lago. Se pudo establecer que la parcela A-226 es la de mayor prospectividad para el establecimiento de puntos de drenaje para la perforación de pozos monobore por presentar las mejores condiciones geológicas y de yacimiento. Se proponen dos localizaciones (LL-Z-AB-AC-306-A4 y LL-AC-6-C5A1) para completar monobore con tubería de 5-1/2" para un potencial de producción de 2,8 MMPCND.

Palabras clave: geología del petróleo; pozo monobore; campo Tía Juana Lago; puntos de drenajes; reservas remanentes; gas.

Abstract

The angular discordance of the Eocene that puts B sands of the Misoa Formation in contact with the La Rosa Formation affects, structure up, the thickness of the B6 member truncating it until eroding it in a northwesterly direction, with the presence of facies changes and local faults. With the objective of contributing to the recovery of gas reserves, a geological review was initiated to locate drainage points; the present investigation had the purpose of identifying the favorable stratigraphic and structural framework to locate in the upper part of the structure, monobore wells to drain the remaining reserves of gas from reservoir B6 LL 370, from the Tia Juana Lago field. It was established that plot A-226 is the most prospective for the establishment of drainage points for the drilling of monobore wells due to the best geological and reservoir conditions. Two locations are proposed (LL-Z-AB-AC-306-A4 and LL-AC-6-C5A1) to complete monobore with 5-1/2" pipe for a production potential of 2,8 MMPCND.

Keywords: magnetic susceptibility; weathering crust; laterites; Eastern Cuba.

1. INTRODUCCIÓN

Nuevos proyectos para la búsqueda y explotación de reservas gasíferas en el lago de Maracaibo han sido emprendidos a fin de impulsar la explotación de otras oportunidades gasíferas que satisfagan la demanda energética local. En este sentido se manejan novedosas técnicas y tecnologías más rentables y eficientes para la explotación de gas.

Sin embargo, se afronta una incertidumbre geológica por la influencia erosiva de la discordancia angular del Eoceno, que pone en contacto las arenas B de la formación Misoa, de edad Eoceno, conformadas por areniscas y lutitas intercaladas, con la formación La Rosa, de edad Mioceno inferior, con litología de lutitas. Este evento discordante, estructura arriba, afecta el espesor del miembro B6 truncándolo hasta erosionarlo en dirección noroeste, presentándose cambios de facies y fallas locales (Sutton 1946; Miller *et al.* 1958; Van Veen 1972; González, Iturralde de Arozena y Cadillat 1980; Arianto, Susatyo y Srisantoso 2006; Ingvarlsen y Kritzler 2009; Alí y Alí 2012).

Con el objetivo de contribuir a recuperar las reservas de gas se inició una revisión geológica para ubicar puntos de drenaje en la parte alta de la estructura.

La presente investigación se enfocó en la identificación del marco estratigráfico y estructural favorable para ubicar pozos monobore que permitan drenar las reservas de gas remanentes del yacimiento B6 LL 370 del campo Tía Juana Lago del estado Zulia, Venezuela.

2. UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL ÁREA DE ESTUDIO

Las áreas LL-370/LL453, pertenecientes al campo Tía Juana Lago, se ubican al noreste del lago de Maracaibo, en el estado Zulia, y abarcan un área aproximada de 210 km².

El yacimiento B6 LL 370 se encuentra en el área LL 370 a 20 km, costa afuera en dirección sureste de la ciudad de Tía Juana Lago (Figura 1).

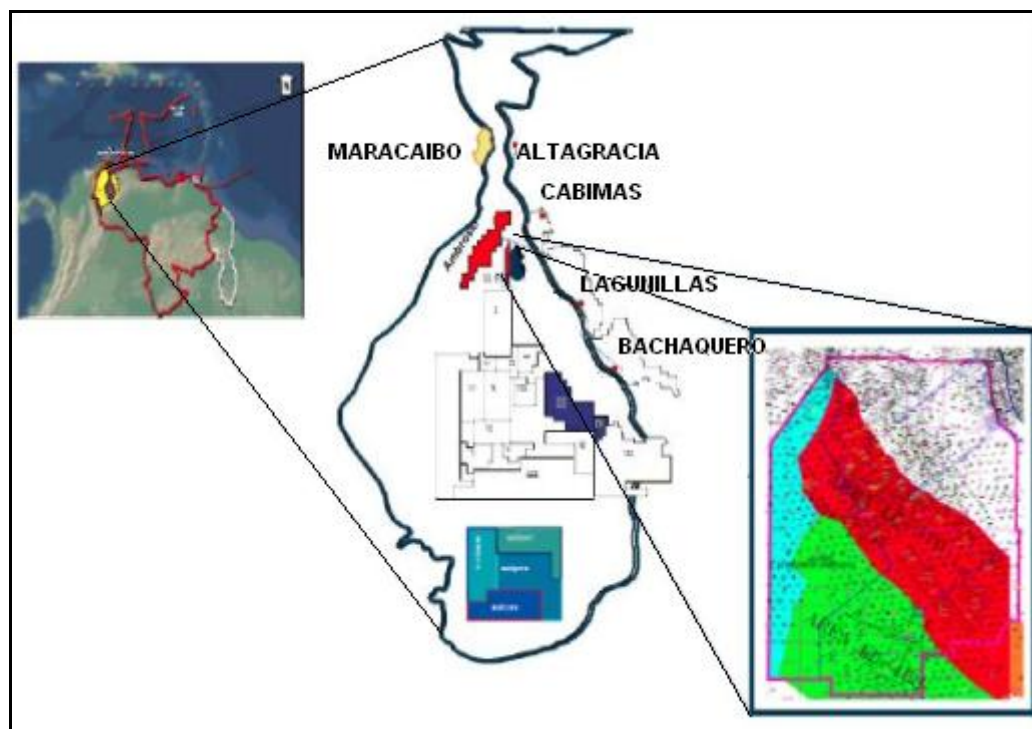


Figura 1. Ubicación geográfica del campo Tía Juana Lago.

2.1. Columna estratigráfica del campo Tía Juana Lago

La columna estratigráfica del Cenozoico del campo Tía Juana Lago (Figura 2) comprende, de base a tope, la formación Guasare; prosigue en la secuencia la formación Misoa que está en contacto concordante con la formación Paují. Continúa en discordancia la formación La Rosa y suprayacen las formaciones Lagunillas, Isnotú, Onia y el Milagro que van desde el Mioceno hasta el Plioceno–Pleistoceno (González, Iturralde de Arozena y Cadillat 1980).

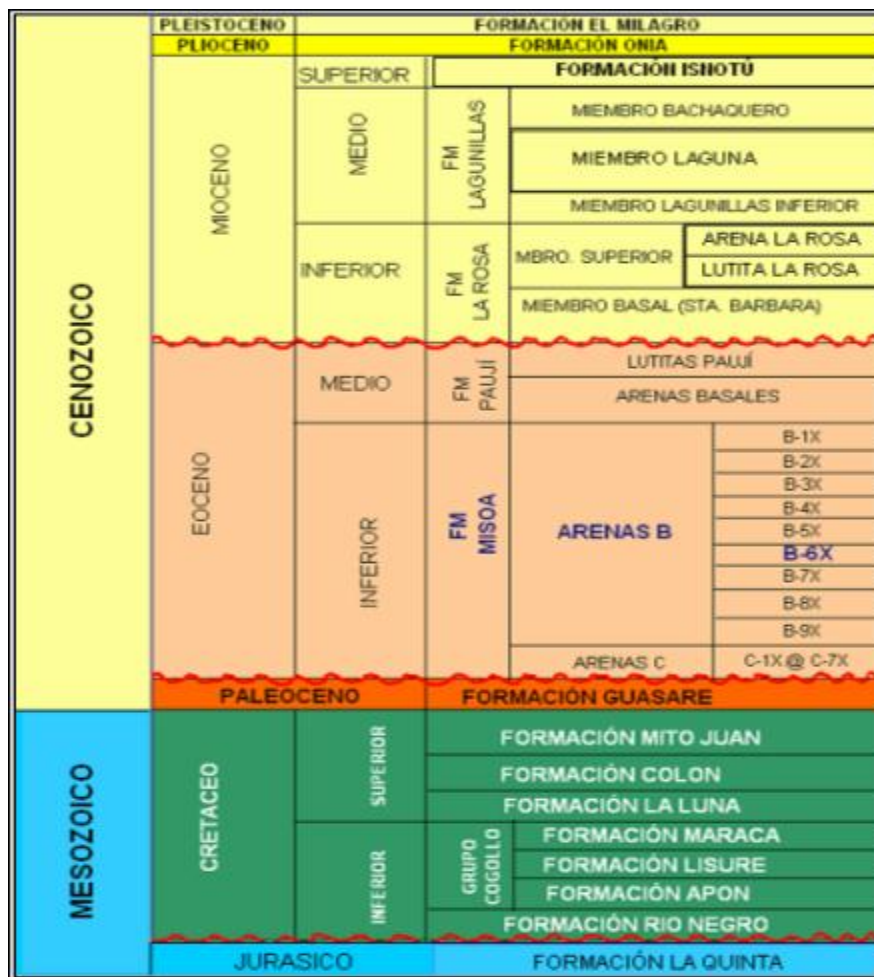


Figura 2. Columna estratigráfica del campo Tía Juana Lago.

2.2. Geología estructural local

El área LL-370 presenta plegamientos tipo nariz con rumbo NO-SE y monoclinales con buzamientos menores a 7° hacia el sureste. Los yacimientos están limitados por fallas normales con rumbo NO-SE, con saltos entre 200' y 900'. El área LL-370 está limitada tanto al norte como al sur por fallas normales principales (la falla LL-388 al norte y la falla LL-601 al sur). Ambas fallas son normales y presentan un rumbo noroeste-sureste y buzamiento hacia el norte (Figura 3).

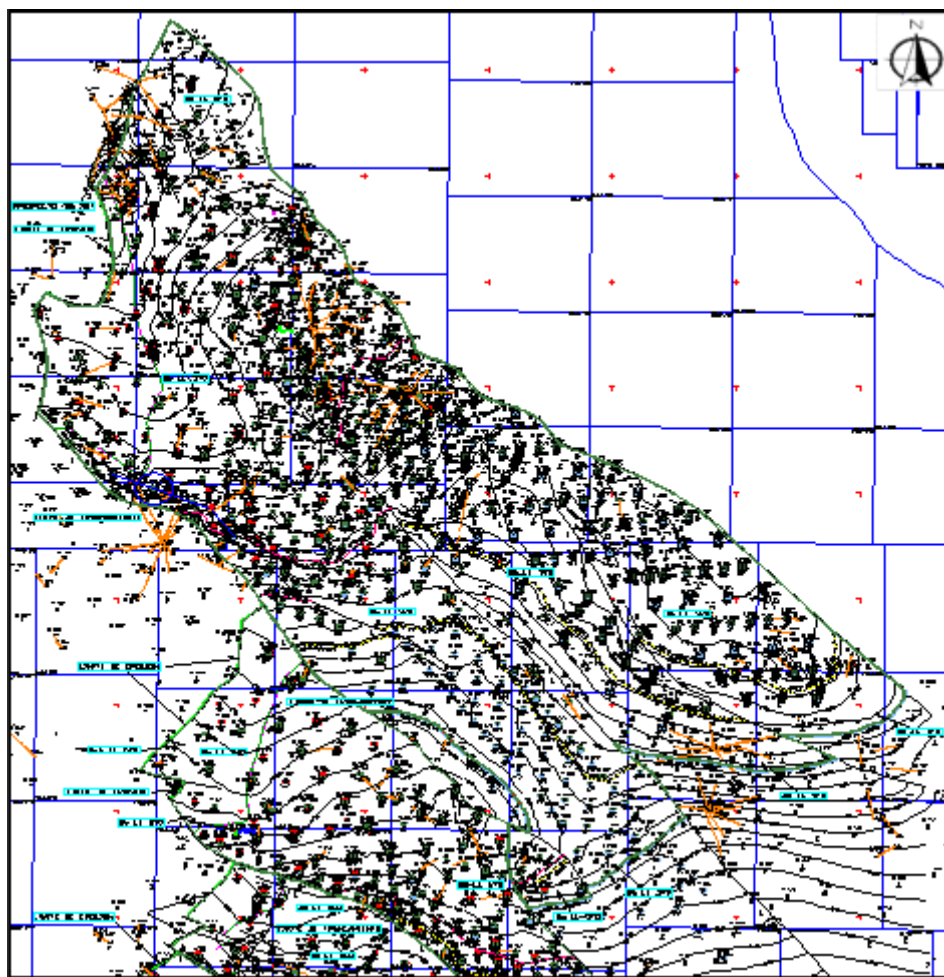


Figura 3. Mapa estructural del yacimiento B6 LL 370.

2.3. Generalidades del yacimiento B6 LL 370

El yacimiento B6 LL 370 inició su producción en el año 1939, con la perforación del pozo LL 370. Para incrementar el recobro de petróleo, en 1955 se inició el proyecto de inyección de gas mediante 10 pozos inyectoros, ubicados en la zona más alta de la estructura. Actualmente se encuentra suspendido por indisponibilidad de gas para inyectar en occidente.

El desarrollo continuó en forma progresiva, en el año 1968 se alcanzó la producción máxima de petróleo. A partir de 1969 comienza a declinar la producción de petróleo hasta alcanzar valores de 30.000 BNPD para el año 1980, mientras que la relación gas-petróleo comenzó a aumentar progresivamente. La causa de esta pérdida de producción se atribuye a la poca disponibilidad de gas para inyección, lo cual produjo la pérdida de presión de la capa de gas secundaria en el yacimiento y, por consiguiente, la disminución de la producción.

3. METODOLOGÍA

Para establecer las localizaciones se revisó la información contenida en trabajos previos, textos y artículos técnicos que sirvieron como guía y soporte para el estudio, generalidades geológicas del campo Tía Juana Lago y del yacimiento B6 LL 370, historias de pozos, reportes e informes geológicos de los pozos perforados, registros de pozos, diagramas mecánicos, historia de presión, producción, modelos sedimentológicos, interpretaciones estructurales, mapas estructurales e isopacos, mapas de contactos de fluidos, data sísmica, evaluaciones petrofísicas, manuales técnicos y metodológicos para la perforación y completación de pozos (Dyer, Ismanto y Haas 2000; García *et al.* 2001; Arianto, Susatyo y Srisantoso 2006; Ingvarlsen y Kritzler 2009). Esta revisión se organizó según se muestra seguidamente:

1. Comprobación de la información sísmica

Los reflectores interpretados en el área son los correspondientes al evento geológico más resaltante (la discordancia del Eoceno) y se determinó la continuidad horizontal de los reflectores sísmicos interpretando los horizontes B6, B7, B8 y B9. En el levantamiento COL-93 la discordancia del Eoceno y B6 están representados como una deflexión positiva, B7 deflexión negativa, B8 cero crossing +/- y B9 cero crossing -/+. La sísmica tiene una resolución de más o menos 300 pies.

2. Límites de las arenas B de la formación Misoa

Con las secciones stratigráficas se observó la continuidad lateral de las arenas de interés y se definieron los topes estructurales para realizar el análisis stratigráfico, que permitió observar las secuencias sedimentarias e interpretar, de acuerdo con la curva de rayos gamma, el ambiente de depositación, y así establecer la dirección preferencial de sedimentación. Mediante las secciones estructurales se identificaron las fallas que no se observan en la sísmica y que se ven a nivel del registro; se estableció la estructura local del yacimiento B6 LL 370 y se vio la continuidad del fluido (gas) con el cruce en los registros densidad-neutrón, asociados a una alta resistividad en esta área.

3. Revisión petrofísica del yacimiento

Las propiedades petrofísicas generales del área, según la última revisión del libro de reservas oficiales del 2015, son: porosidad 17,8 %, espesor de arena neta petrolífera 164 pies y permeabilidad absoluta 407 mD. Se revisaron los mapas de isopropiedades para ubicar las mejores áreas sobre la base de la mejor calidad de roca. Se analizó la petrofísica de los pozos

vecinos de las áreas prospectivas de acuerdo al análisis sísmico, estructural y sedimentológico para establecer los puntos de drenaje y así sumar, con mayor precisión, aspectos geológicos favorables para la mejor ubicación de las localizaciones.

4. Generación del modelo estratigráfico-estructural

Se elaboró básicamente para identificar las parcelas donde se pudieran establecer los puntos de drenaje y definir las posibles localizaciones de nuevas oportunidades de producción de gas. Se resaltaron las consideraciones geológicas por parcelas en cuanto análisis sísmico, estructural, estratigráfico, sedimentológico y petrofísico, con parámetros de ingeniería de yacimientos de producción y presiones. Se determinaron los puntos de drenaje con sus respectivas coordenadas, prognosis, petrofísica estimada y parámetros geológicos operacionales a seguir durante la perforación.

5. Evaluación de escenarios de productividad

En esta fase se evaluaron diferentes escenarios de productividad de la completación con tecnología monobore con las completaciones convencionales, con la finalidad de cuantificar su impacto sobre la capacidad de producción. Se utilizó el software de simulación PIPESIM.

4. RESULTADOS

4.1. Punto de drenaje, localización LL-Z-AB-AC-306-A4

Las características de la información que presentan en su respuesta sísmica (Figura 4) son buenas en lo que se refiere a la zona de interés, producto de la calidad del proceso aplicado al cubo sísmico en su versión kirb95. El modelo estructural que se observa en la geometría en la configuración de la línea arbitraria 11, con orientación SW-NE, ofrece un bosquejo de un cuerpo tipo anticlinal con culminación en esta línea donde se encuentra propuesta la localización.

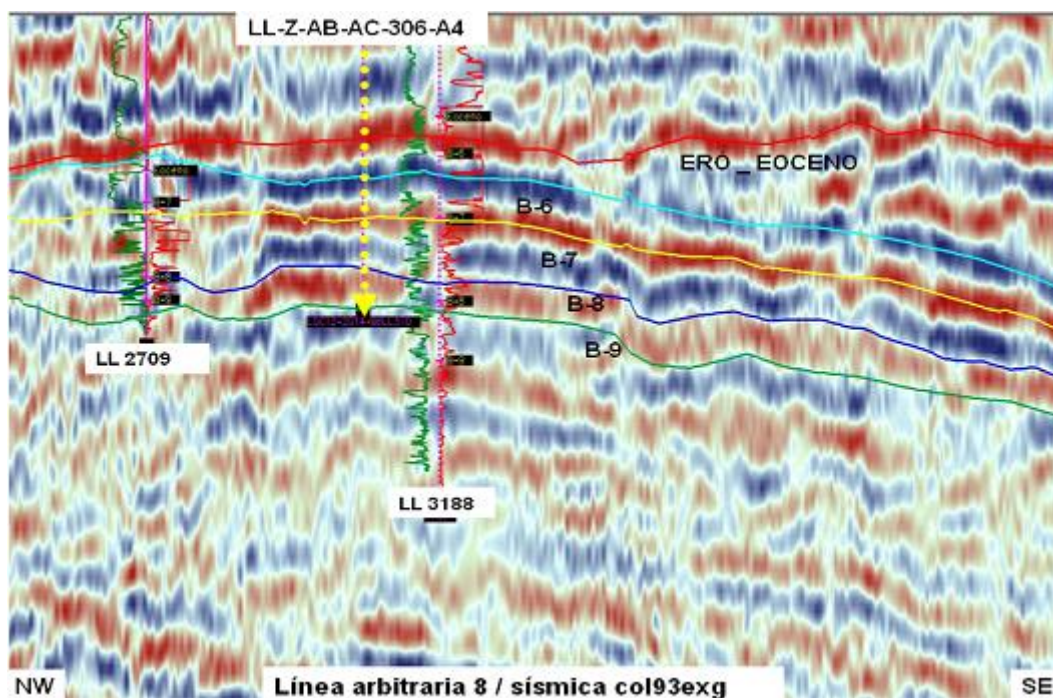


Figura 4. Línea sísmica de dirección NO-SE.

La correlación sísmica se efectuó con los siguientes pozos: en su flanco derecho el LL3188 y en su flanco izquierdo el LL1871; ambos productores en los intervalos B6, B7. De acuerdo a las curvas *Well logs* que representan estos intervalos (GR en color verde y RT_N en color rojo) se tiene una respuesta de arenas limpias factibles de ser rocas almacenadoras de fluidos.

En la interpretación de los horizontes Eoceno (color rojo), superficie de erosión, se tiene una correlación continua y en los subsecuentes B6 (color azul), B7 (color amarillo), B8 (azul marino), con sus puntos de contacto. El objetivo de interés no genera ninguna incertidumbre, ya que la correlación que se observa en los estratos es continua en el área y en las demás secciones sísmicas no existen evidencias estructurales que represente riesgo durante la perforación.

4.1.1. Desarrollo estratigráfico de las arenas B6 y B7 del área LL370

El espesor de la localización se estimó en 180' para B6. Se observa continuidad lateral de las arenas en B6, esta describe canales apilados y lutitas intercaladas de hasta 15' de espesor que pueden estar asociadas a dique natural o llanura de inundación. En estas zonas la mayoría de las lutitas tienen una continuidad lateral limitada y se espera que sirvan más como restricciones al flujo vertical que como sellos propiamente dichos, lo que permite que exista coalescencia de cuerpos de B6, definiendo comportamiento como unidad de flujo. Con la perforación de la localización LL-Z-AB-AC-306-A4 se prevé encontrar desarrollos de intervalos de

areniscas similares a los presentes en el pozo LL3188, a 406 m con espesor de 180' aproximado, de resistividades en el orden a los 100-500 Ohm, que permitirán por medio de su apertura a través de cañoneo, drenar las reservas de gas existentes en el área (Figura 5).

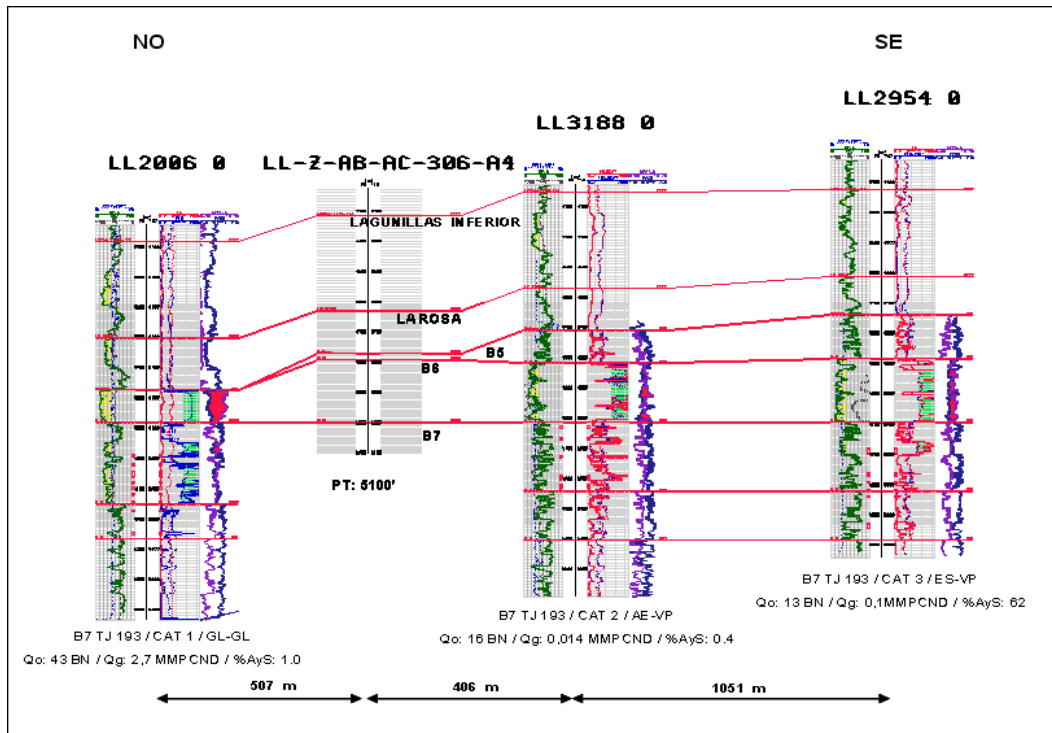


Figura 5. Sección estratigráfica (A-A') en dirección NO-SE, al tope del miembro B-6-X, localización LL-Z-AB-AC-306-A4.

4.1.2. Análisis estructural del miembro B6

La sección estructural A-A' que soporta la perforación de la localización, tipo vertical LL-Z-AB-AC-306-A4, se elaboró en dirección preferencial noroeste sureste, con los pozos vecinos: LL 694, LL1957, LL 4008 y LL1336, procurando mostrar la ubicación estructural favorable de la localización, en función de pozos del área asociados con alta producción de gas en el horizonte objetivo B6 (Caso pozo LL 4008). Se estima definir el tope del miembro B6 @ 4794' TVD', con un espesor bruto aproximado de 180 pies, aproximadamente de sedimentos de edad Mioceno.

La estructura se muestra en la zona como un monoclinal de buzamiento bajo (entre 3° y 7°), con aparente poco riesgo geológico asociado a fallas. Por la posición estructural de la localización, y basado en el pozo LL1957 situado a 956 m y el LL 4008 con muestra de cruce del registro de densidad-neutrón, el cual presenta una producción asociada promedio de 2,5 MMPCND, se infiere que el fluido a encontrar en el miembro B6 en su desarrollo como unidad productora pudiera ser gas o algún tipo de

hidrocarburo volátil; esta afirmación es respaldada por la ubicación según el mapa oficial de la localización en la capa de gas definida para el área en estudios previos. (Figura 6).

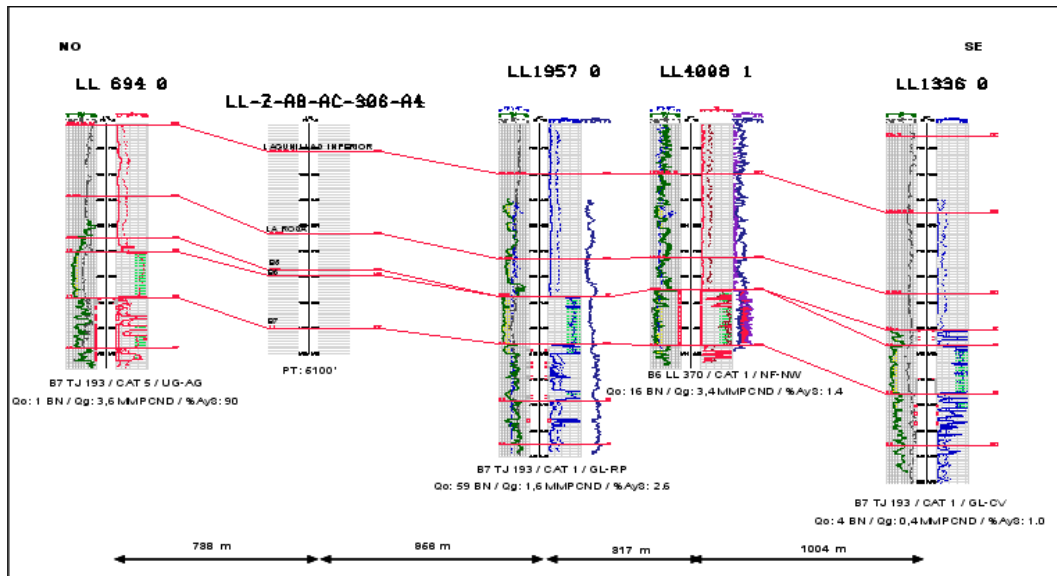


Figura 6. Ubicación de sección estructural (A-A') en dirección NO-SE, al tope del miembro B6, localización LL Z AB AC 306 A4.

4.2. Punto de drenaje, localización LL-AC-6-C5A1

La localización LL-AC-6-C5A1 está ubicada en la línea sísmica 903 y en la línea arbitraria 3 en los flancos de los pozos LL2006, flanco izquierdo, y LL962 flanco derecho (Figura 7).

La posición de la localización en las dos líneas sísmicas coincide en la culminación de un alto estructural tipo anticlinal según la geometría de los horizontes configurados. En la interpretación se identificaron los reflectores que corresponden a la discordancia del Eoceno, B6, B7, B8 y B9, tal como se muestra en las secciones sísmicas. Los reflectores correspondientes a las formaciones B6, B7 prospectivos y que, de acuerdo a la respuesta en las curvas GR en color verde y RT_N color rojo, presentan cuerpos de arenas productoras en los cuatro pozos adyacentes y la trayectoria vertical propuesta, desde la erosión del Eoceno. Las formaciones B6 y B7 presentan una respuesta continua y no se observan eventos geológicos estructurales que pueda comprometer la perforación.

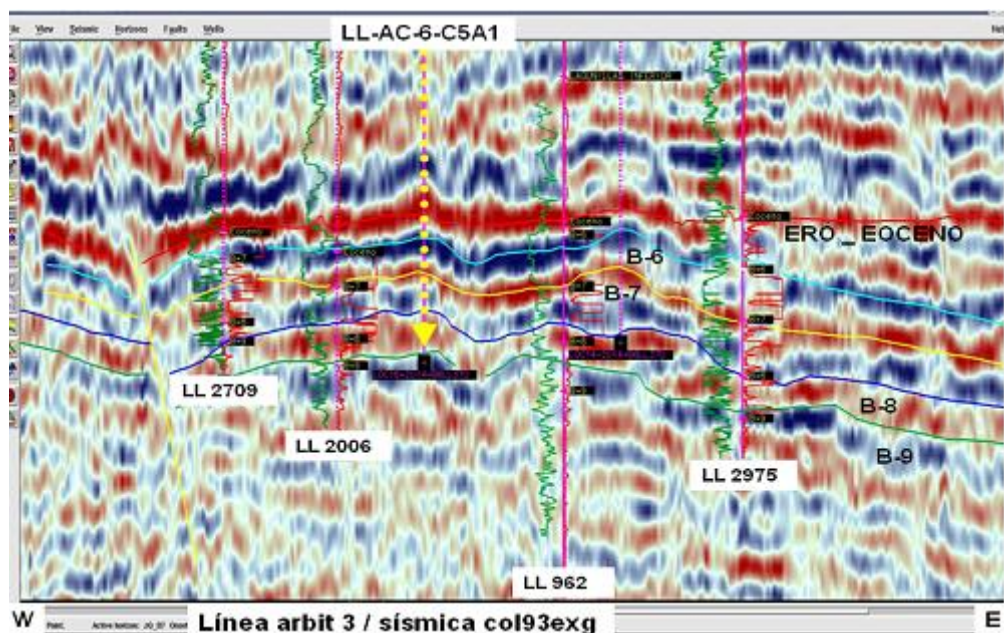


Figura 7. Línea sísmica de dirección O-E donde se muestran los pozos LL2709, LL2006, LL 962, LL2975 y la localización LL AC 6 C5A1.

4.2.1. Sección estratigráfica B-B' (NO-SE)

La sección estratigráfica B-B' soporta la perforación de la localización tipo vertical LL-AC-6-C5A1. Esta se elaboró en dirección suroeste-noreste con los pozos vecinos: LL1871, LL3188 y LL1184; en ella se usó como datum estratigráfico el tope del miembro B6 para estimar su espesor y correlacionar, estableciendo la continuidad lateral en las electrofacies. El espesor de la localización se estima en 180' para B6 sobre la base de los pozos vecinos más cercanos y por prognosis ejecutada. Las electrofacies observadas corresponden a canales apilados, con intercalaciones de lutitas de distinto comportamiento, sin superar los 15' en espesor total. Se espera que el comportamiento del registro eléctrico de esta localización sea muy similar al pozo LL3188. Se garantiza la presencia de hidrocarburo gaseoso por encontrarse dentro de la capa de gas definida para el yacimiento B6 LL 370 y por estar situada a similar nivel estructural de pozos de alta producción como el LL1871 y/o LL3188; asimismo por encontrarse buzamiento arriba en la estructura del pozo LL1184, con producción de 1,2 MMPCD, respectivamente (Figura 8).

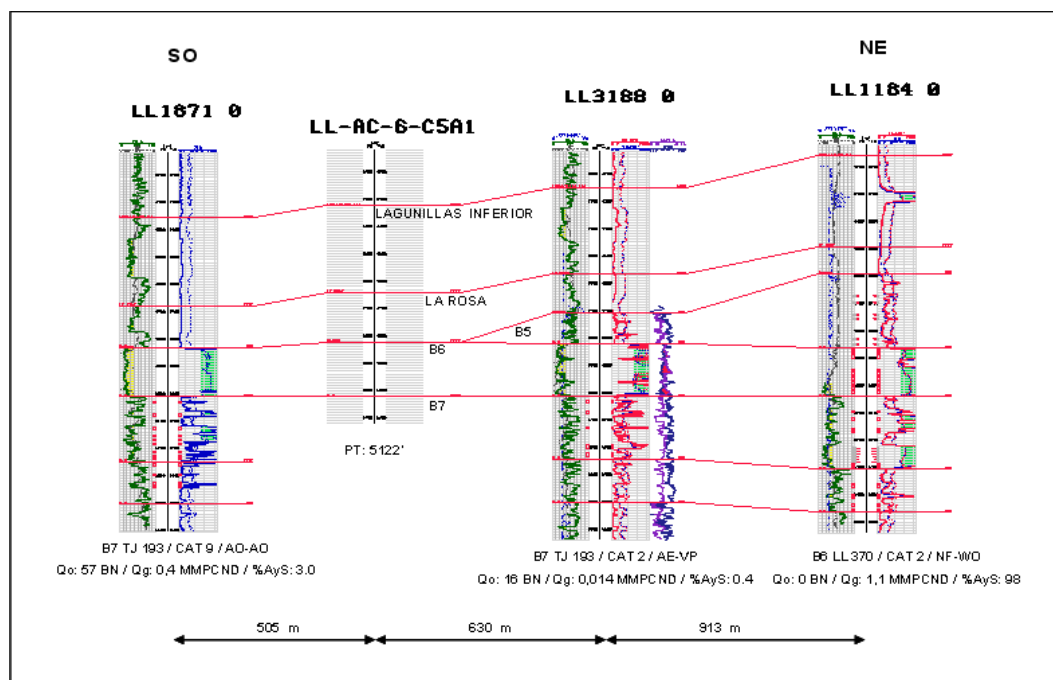


Figura 8. Sección estratigráfica (B-B') en dirección SO-NE, al tope del miembro B6, localización LL-AC-6-C5A1.

4.2.2. Sección estructural B – B' (NO-SE)

La sección estructural B-B' soporta la perforación de la localización tipo vertical LL-AC-6-C5A1; se elaboró en dirección preferencial noroeste-sureste con los pozos vecinos LL2006, LL1957 y LL 4008, procurando mostrar la ubicación estructural favorable de la localización, en función de pozos del área asociados con alta producción de gas en el horizonte objetivo B6.

Se estima definir el tope del miembro B6 con un espesor bruto aproximado de 179 pies; posterior a la perforación de sedimentos de edad Mioceno. La estructura se muestra en la zona como un monoclinal de buzamiento bajo entre 3° y 7° , con poco riesgo geológico aparente asociado a fallas.

Según la posición estructural de la localización y basado en las características de los pozos LL2006, situado a 465 m estructura arriba con cruce de las curvas de densidad-neutrón, y el pozo LL1957 a 640 m buzamiento abajo. Adicionalmente el pozo LL 4008, ubicado a 703 m de la localización, actualmente presenta una producción de 2,5 MMPCND. Se infiere que el fluido presente en la localización en el miembro B6 puede ser gas o algún tipo de hidrocarburo volátil; según el mapa oficial del yacimiento B6 LL 370 la localización se encuentra ubicada en la capa de gas (Figura 9).

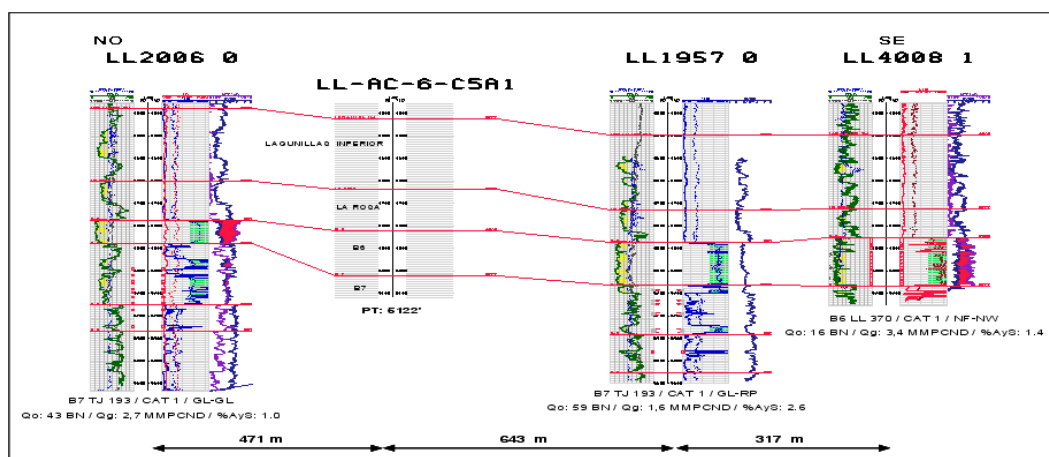


Figura 9. Ubicación de sección estructural (B-B') en dirección NO-SE, al tope del miembro B6, localización LL-AC-6-C5A1.

4.3. Análisis petrofísico de los puntos de drenaje propuestos

Con los topes geológicos estimados y en conjunto con la petrofísica de los pozos vecinos y los mapas de porosidad efectiva y permeabilidad absolutas se determina la prognosis petrofísica para las localizaciones propuestas LL-Z-AB-AC-306-A4, LL-AC-6-C5A1 (Tabla 1).

Tabla 1. Pronóstico petrofísico para las localizaciones recomendadas

Localizaciones	Unidad	ANH [pies]	Φ_e	K_{abs}	$K_{gas(efect)}$	S_h
LL-Z-AB-AC-306-A4	B-6-X	130	19	800	128	84
LL-AC-6-C5A1	B-6-X	130	20	800	128	85

5. DISCUSIÓN

Desde el punto de vista geológico las mejores condiciones para la ubicación de puntos de drenaje para pozos monobore son:

- Ubicación estructura arriba del contacto gas-petróleo.
- En los análisis sísmicos el punto proyectado debe estar en toda la trayectoria en los reflectores que no presenten deformación.
- Para el miembro B6 las areniscas apiladas y limpias son las mejores facies a determinar en la correlación estratigráfica por lo que se recomienda realizarlas en sentido noreste-sureste en dirección preferencial de la sedimentación.
- Ubicar las localizaciones preferiblemente después del límite de truncamiento donde la correlación estratigráfica indique el mejor

desarrollo de areniscas y espesor a encontrar, ya que al pasar la formación La Rosa se accede directamente en el miembro B6.

- Tener como premisa ubicar las localizaciones cercanas después del límite de truncamiento, de manera que el espesor a atravesar en el miembro B5 sea el menos posible para evitar cubrir espacio para una futura localización prospectiva en el miembro B5.
- El espesor mínimo óptimo para el miembro de B6 es de 60 pies así que en el área después del límite de truncamiento hay un buen espaciamiento para la ubicación de futuras localizaciones.
- Solapar las facies de canales con los mapas de porosidad efectiva y permeabilidad absoluta de tal forma que el punto de drenaje se ubique en el mejor tipo de roca de acuerdo a la evaluación petrofísica.

Las condiciones geológicas para la perforación son las siguientes:

- Mantener la mayor verticalidad posible del pozo, con un radio máximo de desviación de +/- 80 pies (radio de target de 25 m) en cualquier dirección al tope del miembro B6.
- Una vez determinada la base del miembro B6 atravesar +/- 100 pies de formación, perforando así el miembro B7, para tener una mejor holgura en la corrida de registros de pozos.
- Realizar toma y preservación de muestras del canal en la zona de interés, con la finalidad de ubicar y definir las formaciones y/o miembros atravesados durante la perforación y la cual se realizará a partir de 500 pies antes del tope estimado de la discordancia a intervalos de 20' hasta la profundidad final, según criterio del geólogo en sitio.

5.1. Escenarios de productividad

Basados en los parámetros de geología, petrofísica y de yacimiento (Tabla 2) se plantearon diferentes escenarios de diámetros de completación (Tabla 3) para simular la producción de las localizaciones propuestas. A continuación se presenta la Tabla 2 para la localización LL-Z-AB-AC-306-A4:

Tabla 2. Data de geología, petrofísica y yacimiento para la localización LL-Z-AB-AC-306-A4

DATOS DEL YACIMIENTO	
Yacimiento actual-Propuesto	B6 LL 370
Pws (Lpca)-Fecha (08/06/14)	235 lpc
Tyac (°F)	194
RGP (PCN / BN)	300 000
Intervalos a cañonear (Tope y base)	4 794'-5 000'
h (pies) Yacimiento	130
°API	27
%AyS	2
DATOS DE PETROFÍSICA	
Kefegas (mD)	128
Porosidad	17 %

Tabla 3. Comportamiento de producción con diferentes completaciones planteadas para la localización LL-Z-AB-AC-306-A4

DIAM. DE TUBERÍA	2-7 / 8"		3-1/2"		5-1/2"	
Daño	5	10	5	10	5	10
Qg (MMPCND)	1,3	1,2	1,8	1,7	2,8	2,4
Qo (BNPD)	3	3	5	5	9	7
Pwf (Lpc)	213	207	190	177	113	99
Pcab (Lpc)	54	54	59	58	69	63
Plim (Lpc)	53	53	58	57	68	62
Twf (°F)	194	194	194	194	194	194
Qg (MMPCND) carga de líquido	3		2,6		2	
Kefec			128			

De acuerdo con los resultados obtenidos, la completación sugerida para esta localización es con tubería de 5-1/2" (monobore), con la cual se obtendría una producción de 2,8 MMPCND y 9 BNPD, específicamente se recomienda para los puntos de drenajes: LL-Z-AB-AC-306-A4 y LL-AC-6-C5A1.

Se presenta un diagrama esquemático (Figura 10) de un pozo con completación monobore para la localización LL-Z-AB-AC-306-A4:

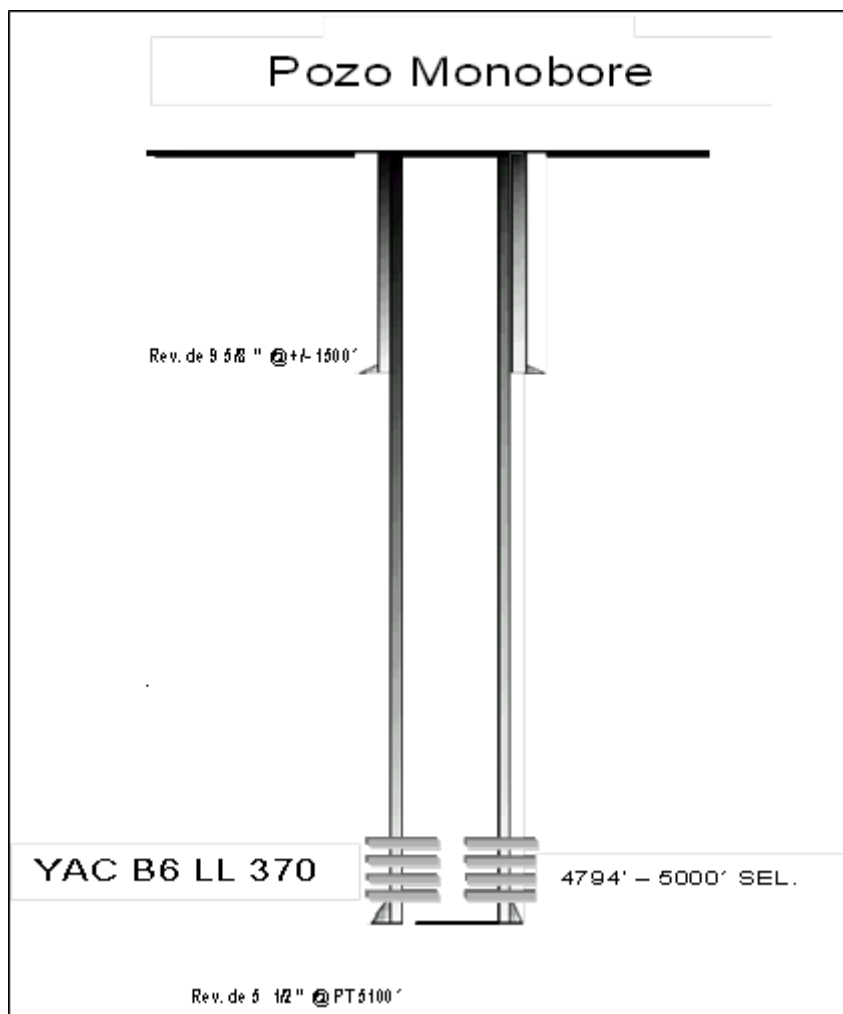


Figura 10. Diagrama mecánico propuesto con completación monobore para la localización: LL-Z-AB-AC-306-A4.

6. CONCLUSIONES

- La metodología empleada permitió determinar las características sísmicas, estratigráficas, estructurales y petrofísicas favorables que, en conjunto con la información de yacimientos, posibilitó, con una mejor estrategia, el análisis por parcelas en el yacimiento B6 LL 370. La parcela A-226 es la de mayor prospectividad para el establecimiento de puntos de drenaje para la perforación de pozos monobore por presentar las mejores condiciones geológicas y de yacimiento.
- La unidad B6 fue depositada en un ambiente fluvio-deltaico con predominio de canales, sobre la base de las correlaciones interpretadas. Estructuralmente el yacimiento B6 LL 370 está

formado por un monoclinal de suave buzamiento, que presenta un límite de truncamiento y límite de erosión en dirección noroeste. Las condiciones óptimas para la ubicación de puntos de drenaje son estructura arriba del contacto gas-petróleo cercanas al límite de truncamiento, en las facies de canales apilados.

- Geológicamente no existe riesgo estructural ni estratigráfico asociado a las arenas objetivo para las localizaciones seleccionadas. De acuerdo a los análisis geológicos y resultados de productividad se concluye que las localizaciones LL-Z-AB-AC-306-A4 y LL-AC-6-C5A1 se pueden completar monobore con tubería de 5-1/2" con un potencial de producción de 2,8 MMPCND.

7. REFERENCIAS

- ALÍ, J. Y ALÍ, L. *Completaciones monobore para producción de gas en el yacimiento B6 LL 570 del área sur Tía Juana Lago*. Trabajo Especial de Grado. Maracaibo: Universidad del Zulia, 2012.
- ARIANTO, M.; SUSATYO, Y. Y SRISANTOSO, B. New Completion Solution for Multi Layer Gas Field. A Case History. En: SPE Asia Pacific Oil y Gas Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers. Adelaide, Australia, 11-13 septiembre 2006.
- DYER, G.; ISMANTO, B. Y HAAS, M. New Well Architecture Successfully Optimizes the Development of Fluvio-Deltaic Multi-Layered Gas Field. En: Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Brisbane, Australia, 16-18 octubre 2000.
- GARCÍA, R.; ALFARO, E.; BERNARDIS, A.; CASALIS, D.; GALLARDO, J.; DEL ZOTTO, D. Y ALONSO, A. Optimizing Development Costs by Applying a Monobore Well Design. En: Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Buenos Aires, Argentina, 25-28 marzo 2001.
- GONZÁLEZ, J. C.; ITURRALDE DE AROZENA, J. M. Y CADILLAT, X. P. *Geología de Venezuela y sus Cuencas Petrolíferas*. Caracas: Ediciones Foninves, 1980.
- INGVARDSEN, D. Y KRITZLER, J. Monobore Completion Systems Provides Low-Cost Completion Option. In: 2009 SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in New Orleans, Louisiana, USA, 4-7 October 2009.
- MILLER, J. B.; EDWARDS, K. L.; WOLCOTT, P. P.; ANISGARD, H. W.; MARTIN, R. Y ANDEREGG, H. Habitat of oil in the Maracaibo Basin, Venezuela. *Amer. Assoc. Petrol. Geol.*, Sp. Publ.: Habitat of Oil: 601-640, 1958.
- SUTTON, F. A. Geology of Maracaibo Basin, Venezuela. *Am. Assoc. Petr. Geol. Bull.*, 30(10): 1621-1741, 1946.

VAN VEEN, F. R. Ambientes sedimentarios de las formaciones Mirador y Misoa del Eoceno inferior y medio en la Cuenca del Lago de Maracaibo. *Boletín de Geología, Publicación Especial*, 5: 1073-1104, 1972.

Recibido: 17/05/17

Aceptado: 18/10/17

Alfonso G. Castro Cerrada, Master en Geología. Geólogo de Reservas
División Boyaca. FPO. PDVSA Barinas, Venezuela. castroagx@pdvsa.com