

Identificación de las zonas de reservorio de petróleo en pozos fracturados carbonatados

Julio Antonio del Puerto Sánchez

Correo electrónico:japuertos@quimica.cujae.edu.cu

Artículo Original**Damián Febles Elejaldes**

Correo electrónico:damian@civil.cujae.edu.cu

Instituto Superior Politécnico José Antonio Echeverría, Cujae, La Habana, Cuba

Elinor Teruel Díaz

Correo electrónico:elinor@epepo.cupet.cu

Elimay Marrero García

Correo electrónico:elimay@epepo.cupet.cu

Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo y Gas de Occidente (EPEPO), Mayabeque, Cuba

Resumen

Para lograr la evaluación integral del reservorio se utiliza como una de las valiosas herramientas, la interpretación de las curvas obtenidas a través de los registros geofísicos de pozos, como es el caso de los registros: Gamma natural y espectral, resistividad, porosidad y FMI, corridos a hueco abierto, así como la interpretación del registro de hidrocarburos, relacionado con la evaluación de la zona más perspectiva de hidrocarburos que se encuentra en el reservorio. La investigación basada en el análisis integral del pozo, interpretando las diversas curvas de los registros convencionales de la geofísica de pozo, mostró una zona de reservorio a partir de $3\ 610\ m^3$ 669m con una pequeña intercalación arcillosa de 10m. El segundo intervalo identificado fue de $3\ 670\ m^3$ 725m, el cual representa un reservorio de mejor calidad. El objetivo de esta investigación está basado en la identificación de dos zonas de reservorio, el primer intervalo asociado a un reservorio de mala calidad con fracturas comunicadas directamente con la presencia de agua y el segundo intervalo es representado por rocas de mejores propiedades del reservorio. Como resultado positivo del trabajo fue el ensayo del pozo que produjo $16\ m^3/d$ de petróleo. Para mejorar la producción se decide estimular la zona, aumentando el corte de agua al 60 %.

Palabras claves: registro de hidrocarburos, fracturas, zonas de reservorio, gamma natural y registros geofísicos de pozos

Recibido: 14 de julio del 2013

Aprobado: 25 de agosto del 2014

INTRODUCCIÓN

Los registros obtenidos por medio de servicios de cable, han sido utilizados extensamente en los pozos para la localización de hidrocarburos. Constituyen una información esencial en cuanto a la determinación de las propiedades petrofísicas de las rocas y su capacidad de producción. Estas mediciones están basadas principalmente sobre registros de tipo electromagnético, nuclear y sónico. Intervienen en varias etapas de la realización de los pozos: Durante su

perforación, su terminación y finalmente durante el proceso de producción. El modelado de fracturas es un proceso multietapas que implica varias disciplinas dentro de caracterización de yacimientos y simulación. La idea principal es añadir conceptos geológicos y datos agrupados tales como: la interpretación de lechos de roca, fallas y fracturas provenientes de registros de imágenes, estudios de afloramiento de campo para los modelos conceptuales, atributos sísmicos usados como guía de las fracturas, etc. [1].

Estos registros son corridos en agujero abierto, proporcionando información sobre parámetros tales como el espesor del yacimiento, porosidad, saturación de fluido, litología, ambiente geológico de deposición, presión y permeabilidad [1].

Si bien casi todos los yacimientos de hidrocarburos son afectados de alguna manera por las fracturas naturales, los efectos de las fracturas a menudo se conocen en forma imprecisa y en gran medida se subestiman. En los grandes yacimientos carbonatados las fracturas naturales ayudan a generar porosidad secundaria y a estimular la comunicación entre los compartimentos del yacimiento. No obstante, estos conductos de alta permeabilidad a veces entorpecen el flujo de fluidos dentro de un yacimiento, conduciendo a la producción prematura de agua o gas y haciendo que los esfuerzos de recuperación secundaria resulten ineficaces [1].

La interpretación de los registros de hidrocarburos, muestran con claridad la identificación de zonas del reservorio de gran perspectividad, así como las zonas de fracturas que pueden asociarse con la presencia de agua [2].

Los pozos nuevos son de utilidad para recolectar datos geológicos, geofísicos y mecánicos adecuados a partir de diversas fuentes, incluyendo la información obtenida con los registros de pozos, los dispositivos de muestreo y los núcleos (coronas) de diámetro completo. Con la perforación de los pozos horizontales se presentan nuevas posibilidades útiles para la descripción detallada de estos. Las diversas mediciones en especial, las de resistividad, han servido como herramienta importante en la determinación de proximidad a los estratos suprayacentes y subyacentes, además de conocer y obtener secciones transversales del corte geológico del pozo. Para realizar la perforación de este con éxito, se consideraron los diferentes rasgos y eventos que se interpretaron en la sísmica, con un esquema multidisciplinario donde la parte geológica-geofísica fue primordial para el inicio del diseño del pozo y junto con el área de diseño de perforación marcaron la pauta para medir la factibilidad y riesgo de la perforación del mismo [3].

El objetivo de esta investigación está basado en la identificación de dos zonas de reservorio, la primera calificada como reservorio de mala calidad con fracturas asociadas a la presencia de agua y el segundo intervalo representado por rocas de mejores propiedades del reservorio.

Para realizar esta investigación, se ha utilizado una metodología basada en el análisis integral del pozo fundamentadas en estudios esquemáticos, de geología, de registros geofísicos de pozos e hidrocarburos, entre otros.

El trabajo tiene como antecedente diversas bibliografías que han sido consultadas, entre estas se encuentra: Del Puerto Sánchez, J. y A. Pérez Pestano. *et al.*, 2007.

MATERIALES Y MÉTODOS

Existen técnicas para extraer, sintetizar y analizar los datos sedimentológicos, necesarios para construir los modelos de yacimientos carbonatados.

Los estudios realizados acerca de las facies del subsuelo, donde son utilizadas las imágenes eléctricas de las paredes

del pozo, las mediciones de la intensidad de corriente eléctrica reflejan variaciones de microrresistividad. Dichos estudios involucran diversas clases de datos y requieren múltiples metodologías, para extraer la máxima información proveniente de los registros de pozos, basados en cimas geológicas, evaluaciones petrofísicas, registros de porosidad discretizada, registros de imágenes y resonancia magnética del pozo, así como las curvas tiempo-profundidad [4].

Realizar una metodología que permita la evaluación integral del pozo SXT, consiste en la evaluación e interpretación de los registros de hidrocarburos y geofísicos de pozos. Se demuestra la efectividad de la metodología, pues se identifican zonas potenciales de hidrocarburos productivos que después son seleccionados y estimulados, con el objetivo de incrementar el potencial productivo del pozo. Ver figura 1.

Se supone que el análisis integral del pozo se realice mediante la evaluación e interpretación de los métodos geofísicos de pozo y el registro de hidrocarburo, y así se logra identificar las zonas de reservorio en el pozo SXT, cumpliéndose el objetivo de esta investigación.

Para realizar este trabajo investigativo, se ha realizado un crítico análisis de las metodologías existentes, basadas en la metodología inicial publicada en el sitio web: www.red.ciencia [5]. A partir de esta se han propuesto varias metodologías, las cuales son:

1. Análisis de modelos de discriminación de fluidos. Pozo VX-1.

2. Análisis de resultados de predicción en el Pozo CX-1.

La primera metodología incluye cuatro etapas de trabajo, las cuales se muestran en la figura 1.

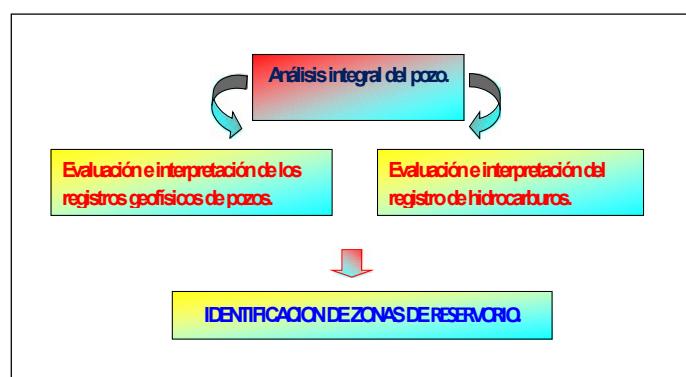


Fig.1. Esquema de la relación entre la evaluación e interpretación de los registros geofísicos y de hidrocarburos de pozos, así como la identificación de las zonas de reservorio en el pozo SXT

La segunda metodología también cuenta con cuatro etapas de trabajo, que pueden observarse en la figura 2.

Después de haber realizado el análisis de las dos metodologías, la investigación quedó estructurada de la siguiente forma:

- Etapa 1. Análisis de la información documentaria.
- Etapa 2. Análisis integral del pozo (registros geofísicos de pozos y de hidrocarburos).
- Etapa 3. Identificación de las zonas reservorios.

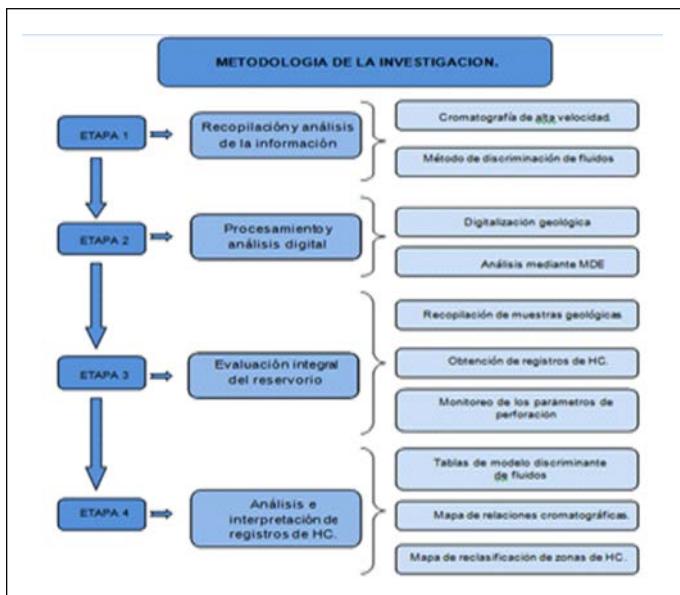


Fig. 2. Esquema o fluajograma de la investigación en el pozo VX 1

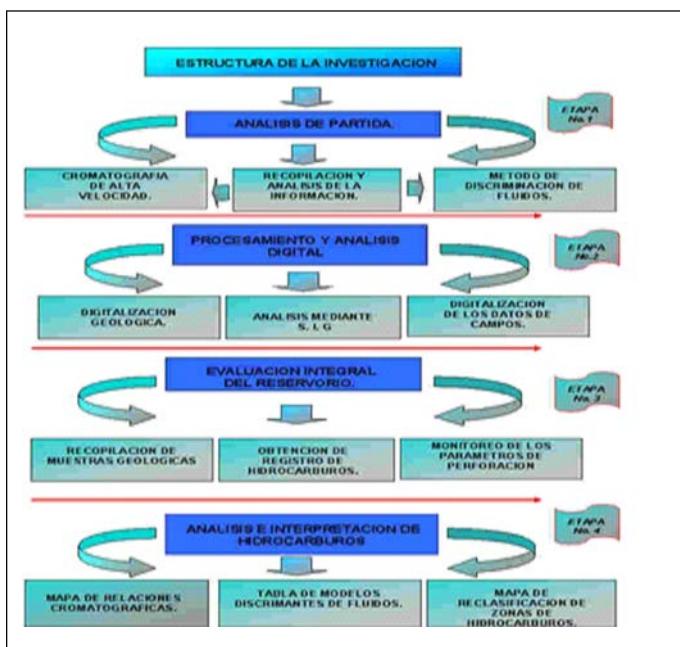


Fig. 3. Esquema o estructura de la investigación en el pozo CX 1

ETAPA 1: Análisis de la información documentaria

En esta etapa se analizaron diversas fuentes de información sobre la temática de identificar zonas de hidrocarburos en los yacimientos. Para esta investigación se consultaron varios artículos sobre la ingeniería de yacimientos de hidrocarburos en carbonatos fracturados, uno de ellos lo constituye Evaluación y diagnóstico del daño a la formación en pozos horizontales de la Franja Norte de Crudos Pesados [6].

Cabe señalar que fueron revisados otros artículos que guardan estrecha relación con los yacimientos carbonatados fracturados [7].

Asimismo se revisaron otros trabajos relacionados con el uso de la tecnología innovadora, caracterizada por su capacidad para abrir nuevos horizontes en el mundo de las operaciones de perforación de alcance extendido [8,9].

Como consulta principal estuvo el proyecto de curso final titulado *Incremento del potencial productivo del yacimiento Santa Cruz mediante la perforación del pozo de desarrollo ST-15*, el cual aportó datos del corte geológico que atravesaría el pozo propuesto.

Sobre la base de esta propuesta debía construirse un nuevo pozo que cortaría el manto no.4. Ver figura 4

Después de estudiar el perfil geológico de los pozos, se analizó la proyección del pozo BC-22, es decir, la construcción del pozo antiguo, el cual cortó los apilados, 3, 4, 5, 6 y 7, los últimos tres mantos navegaron en la zona de agua. El pozo es puesto a producir, pero en varios meses su potencial productivo no superó los 10 m³/d, lo que constituye un factor negativo en la producción del yacimiento. Ver figura 5.

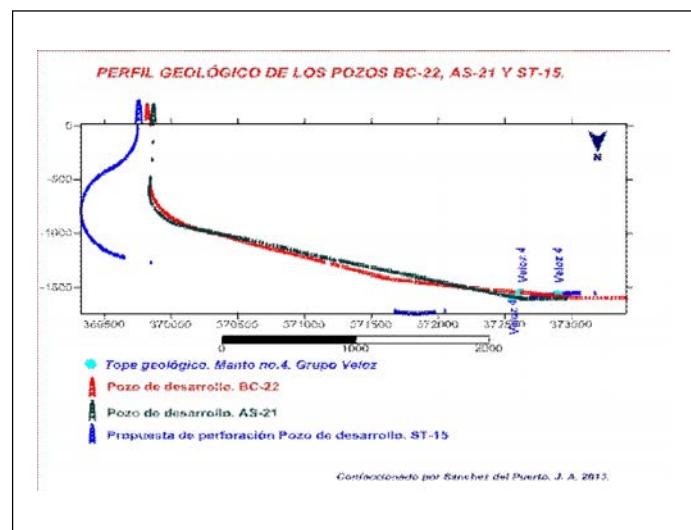


Fig. 4. Perfil geológico de los pozos BC-22, AS-21 y ST-15 cortando el manto no.4

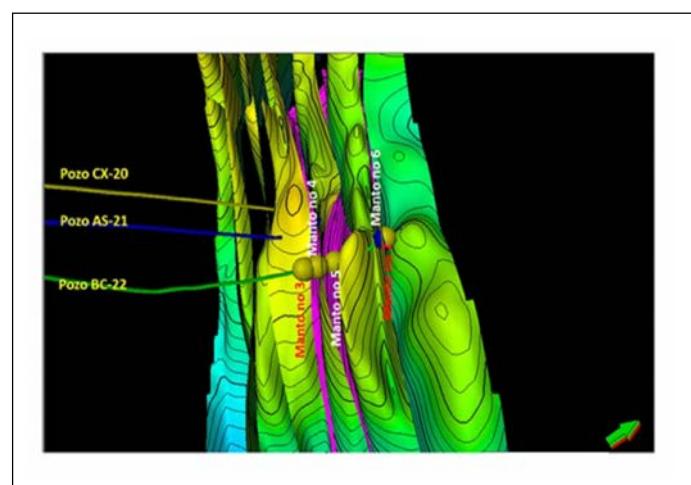


Fig. 5. Proyección de los pozos AS-21, CX-20 y BC-22 cortando los mantos no. 3, 4, 5, 6 y 7

Se realizó la correlación obtenida a partir de la interpretación correspondiente a los registros geofísicos de los pozos AS-21, CX-20 y BC-22, los cuales cortaron el manto no.4 productor a diferentes profundidades; primeramente se observó que el pozo más productor del yacimiento, navegaba en este manto a la profundidad de 3 704 mMD, seguidamente el pozo CX-20 atraviesa el manto a partir de 3 580 mMD de profundidad, es decir, mucho más abajo. En el caso del pozo BC-22 hay que señalar que este atravesó el manto a una profundidad de 3680 mMD, o sea, un poco más arriba del segundo pozo perforado. Esto quiere decir que la producción estable del pozo AS-21 se debe al encontrarse en un alto estructural. Ver figura 6.

Después de realizada la primera etapa de la investigación se efectúa entonces el procesamiento de toda la data consultada en formato digital y se evalúa la propuesta de perforación del nuevo pozo SXT, teniendo lugar la construcción del mismo a través de un modelo geológico obtenido mediante la interpretación geológico-petrofísica del yacimiento. Puede observarse que el nuevo pozo (SXT) queda por debajo del pozo antiguo (BC-22), cortando solamente el manto productor no.4 del grupo veloz. Ver figura 7.

Para desarrollar la estructura de esta investigación, basada en una metodología que integre varias ramas del sector petrolero como son: Ingeniería de yacimiento o reservorio, simulación numérica e ingeniería de perforación de pozos, después de analizada esta información, se realiza el procesamiento digital de toda la data y se realiza la propuesta de perforación del nuevo pozo, dando continuidad a la segunda etapa de la investigación que consistió fundamentalmente en el análisis integral del pozo (Evaluación e interpretación de los registros geofísicos de pozos y de hidrocarburos, así como la interpretación de la data geológica).

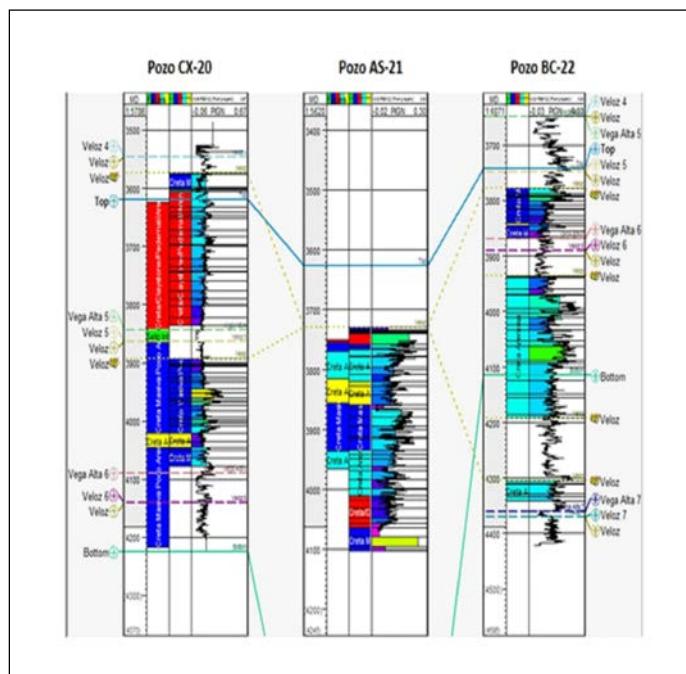


Fig. 6. Correlación obtenida a partir de la interpretación de los registros geofísicos de los pozos AS-21, CX-20 RE y BC-22 cortando el manto no.4

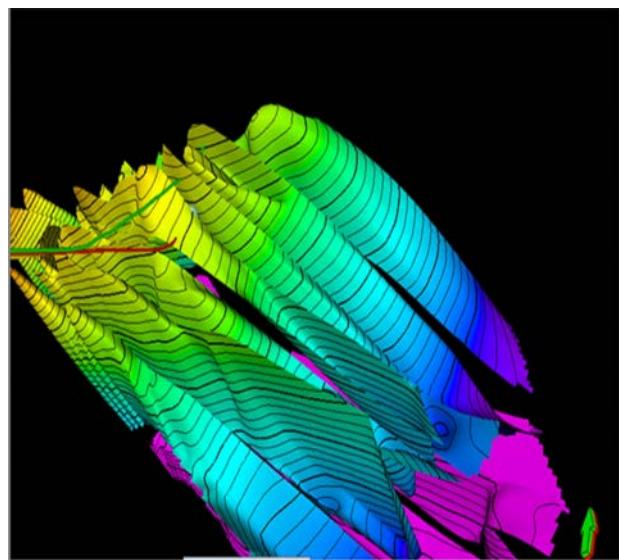


Fig. 7. Procesamiento de toda la data consultada en formato digital y evaluación de la propuesta de perforación del nuevo pozo SXT

Después de interpretada la nueva información fue necesario la utilización de un algoritmo de trabajo que permitió identificar la zona más productiva del reservorio (mala y buena calidad), donde se lograron zonificar las fracturas productivas que fueron identificadas para su posterior estimulación. Ver figura 8.

ETAPA 2: Análisis integral del pozo SXT (Utilización de la base de datos del pozo: Evaluación e interpretación de los registros geofísicos de pozos.

Para realizar el análisis integral del pozo, primeramente se seleccionaron los registros geofísicos de los pozos AS-21, y SXT con el objetivo de realizar una correlación entre ellos, el primer pozo corta el manto no.4 a 3704 m por el largo del instrumento (MD), el segundo pozo lo atraviesa a 3 680 m. El pozo AS-21 es un ejemplo típico de ser el más productor del yacimiento, el cual mantiene una estabilidad en su producción de petróleo. En la figura 9 puede observarse cómo los valores de las curvas de resistividad (color rojo) superan los 1500 ohm, siendo efectiva la identificación de una zona productora de hidrocarburos en este importante manto.

Después de realizada esta correlación, se comienza a evaluar e interpretar la data geológica del pozo (calcimetría), en la cual durante la perforación del mismo se registraron los porcentajes de carbonatos (caliza y dolomita) y del gas total de hidrocarburo.

En la tabla 1 se observan los porcentajes más elevados de carbonatos (90-95 %) se encuentran a partir del intervalo 3 640m, caracterizando un primer reservorio a partir de 3 610-3 669 m, considerado por tener malas propiedades de reservorio, y un segundo intervalo de 3 690-3 725 m representado por mejores condiciones de reservorio de hidrocarburos.



Fig. 8. Esquema que muestra la estructura de la investigación dividida en tres etapas de trabajo

Uno de los aspectos más interesantes en este tipo de investigación, fue la evaluación e interpretación de los registros de hidrocarburos (carotaje gaseoso), el cual se realizó durante la perforación del pozo SXT, para ello se obtuvo el *Masterlog*, en el cual se definieron claramente las zonas de reservorio de mala y buena calidad. Principalmente se identificaron tres zonas de fracturas asociadas a la posible entrada de agua al pozo, las cuales se definieron mediante la lectura de las curvas pronunciadas de los gases de hidrocarburos (metano C1 - pentano C5). Ver figura 10.

Es importante cuando se realiza la evaluación de un pozo de desarrollo, cuáles son los intervalos a estimular, pues no deben ocurrir errores que traigan consigo el incremento acelerado de la producción de agua.

Por ello debe existir preocupación por parte de un grupo de especialistas que definan el régimen de explotación del pozo, pues las consecuencias no deseadas pueden relacionarse con la declinación rápida del yacimiento, más si existe la posibilidad de incremento del fluido (agua) y los volúmenes de petróleo sin barrer.

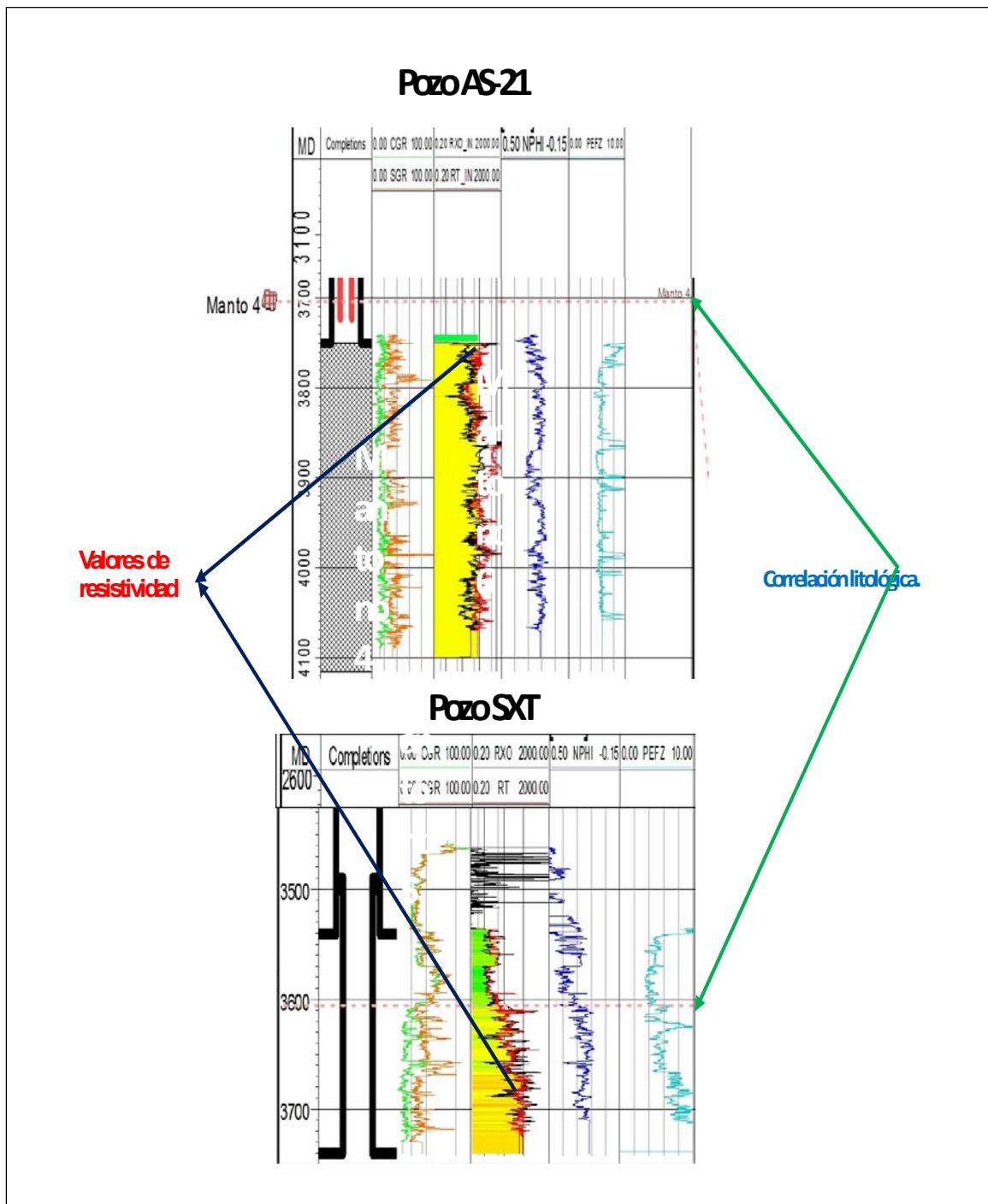


Fig. 9. Correlación litológica de los pozos AS-21, SXT interpretando el complejo de métodos geofísicos

ETAPA 3: Identificación de las zonas reservorios del pozo SXT. (Mala y buena calidad de fracturas productivas)

La estrategia que utiliza una compañía para obtener el potencial de recuperación y producción de un campo petrolero se entrelaza con un modelo y un proceso de simulación de reservorios fracturados naturales en constante evolución y se orienta cada vez más según los mismos.

Durante la etapa de producción primaria, los cambios producidos en la presión del yacimiento y, en consecuencia

el esfuerzo efectivo, alteran el flujo de fluidos dentro de las redes de fracturas. La irrupción de agua o gas es el resultado negativo más común de las fracturas conductivas en la etapa de producción primaria. Además de aumentar los costos de producción y eliminación de agua, la producción de agua de alta movilidad deja atrás volúmenes sustanciales de petróleo de baja movilidad. Por otro lado, la producción prematura de gas puede privar de su energía a un yacimiento, dañar las bombas de fondo del pozo y complicar el tratamiento en superficie de los fluidos de yacimiento producidos [10].

Tabla 1 Calcimetria del manto no. 4, perteneciente al pozo SXT				
Depth (M)	Limestone (%)	Dolomite (%)	Total (%)	Gas (%)
3 540	15	5	20	1,83
3 545	15	5	20	1,83
3 550	15	5	20	1,83
3 555	15	5	20	1,83
3 560	15	5	20	1,83
3 565	15	5	20	1,98
3 570	15	5	20	1,98
3 575	15	5	20	1,98
3 580	15	5	20	1,98
3 550	15	5	20	1,98
3 560	15	5	20	1,98
3 570	15	5	20	1,98
3 575	15	5	20	1,98
3 580	25	5	30	2,34
3 585	25	5	30	2,34
3 590	25	5	30	2,34
3 595	25	5	30	2,34
3 600	25	5	30	2,34
3 605	25	5	30	2,34
3 610	25	5	30	2,34
3 615	25	5	30	2,34
3 620	35	5	40	3,54
3 625	35	5	40	3,54
3 625	35	5	40	3,54
3 630	35	5	40	3,54
3 635	35	5	40	3,54
3 640	90	5	95	3,63
3 645	90	5	95	3,63
3 650	90	5	95	3,63
3 655	90	5	95	3,63
3 660	90	5	95	3,63
3 665	90	5	95	3,63
3 670	90	5	95	3,63
3 675	90	5	95	3,99
3 680	95	5	100	4,48
3 685	95	5	100	4,48
3 690	95	5	100	4,48
3 695	100	0	100	5,25
3 700	100	0	100	5,25
3 705	100	0	100	5,25
3 710	100	0	100	5,25
3 715	100	0	100	5,25
3 720	100	0	100	5,25
3 725	100	0	100	5,25

Terminada la segunda etapa basada en la evaluación e interpretación de los registros geofísicos de pozos, calcimetría y registros de hidrocarburos (carotaje gaseoso), se determinan las dos zonas de reservorios. Fueron interpretados varios registros, entre ellos se encuentra el registro eléctrico, que aportó información en cuanto a la identificación de las zonas reservorios y del cual se obtuvieron los valores de la resistividad, basados fundamentalmente en el modelo de las dos curvas, calculando la saturación del fluido (agua). Esto puede observarse en la siguiente ecuación:

$$Rt = Rw / (\bar{\Omega} \times Sw)^2$$

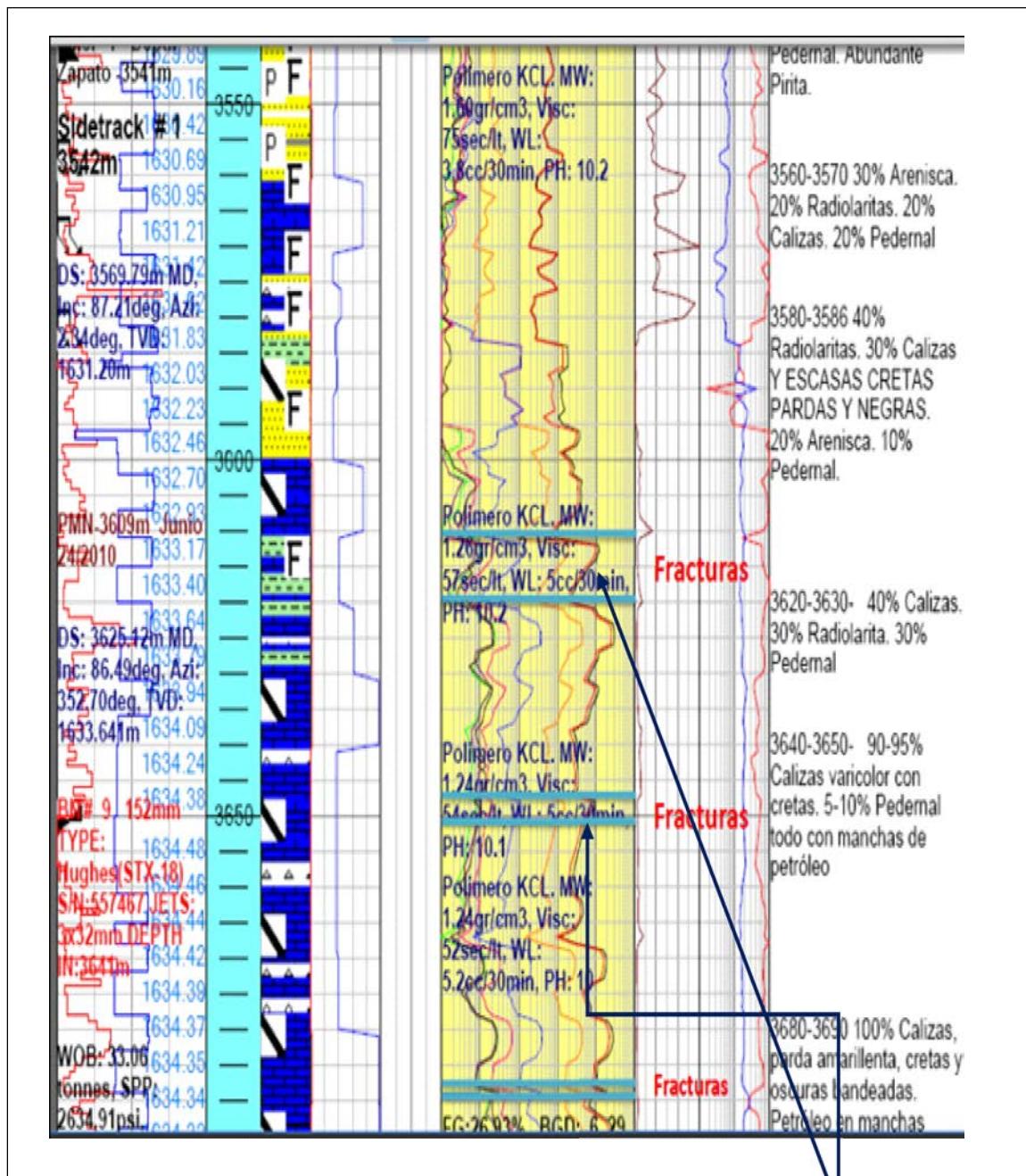
A partir de la interpretación de los registros FMI se identifican dos tipos de fracturamiento: fracturas conductivas y fracturas resistivas, siendo las primeras de mayor importancia desde el punto de vista productivo. Los intervalos asociados a zonas de hidrocarburos productivos son: 3 634m-3 654m y 3 695m-3 714m. Ver figura 11.

Teniendo en cuenta la densidad de fracturas conductivas en el pozo SXT se realiza la modelación del mapa de zonificación de hidrocarburos productivos, con el objetivo de estimular (ácido clorhídrico) el segundo intervalo productivo de 3690 m -3 725 m (-1 618 m hasta -1 619 m subsea), por poseer las mejores propiedades del reservorio, este intervalo fue dañado por el fluido de perforación el cual invadió la zona. Ver figura 12.

Algunos de los yacimientos de hidrocarburos más grandes del mundo corresponden a yacimientos carbonatados naturalmente fracturados Medio Oriente, México y Kazajistán. En muchos casos, estos yacimientos poseen tres sistemas de porosidad: porosidad de fractura, porosidad de matriz y porosidad vacuolar -tanto conectadas como aisladas- e implican un flujo de fluido multifásico, lo que se suma a las complejidades del modelado. Los desafíos que enfrentan los operadores de estos campos son intimidatorios. La declinación de la productividad de hidrocarburos, el incremento de la producción de agua y los volúmenes significativos de petróleo sin barrer son los motivos de preocupación más obvios. El examen más detallado ha revelado la presencia de dificultades inherentes al modelado de yacimientos heterogéneos, de porosidad dual y triple, con flujo de fluido multifásico. En estos casos, resultó útil desarrollar relaciones especiales para las permeabilidades relativas y la presión capilar, que tienen en cuenta las complejidades [11].

RESULTADOS

Para construir los modelos de yacimientos carbonatados, se realizan estudios acerca de las facies, involucrando diversas clases de datos y múltiples metodologías a partir de extraer la máxima información proveniente de los registros de pozos con el fin de lograr una metodología que permita la evaluación integral del pozo SXT, la cual consiste en la interpretación de la data geológica, registros de hidrocarburos y geofísicos de pozos.



Picos pronunciados de gases de hidrocarburos indican fracturas asociadas a presencia de agua en el reservorio.

Fig.10. Interpretación del Masterlog perteneciente al pozo SXT

Se demuestra la efectividad de los métodos, pues se identifican zonas potenciales de hidrocarburos productivos que son seleccionados y estimulados, incrementando el potencial productivo del pozo.

A partir de la profundidad de 3 665 m se identifica una zona de invasión del fluido de perforación, el cual daña la formación reservorio, razón por la cual se plantea realizar la estimulación productiva del intervalo 3 669-3 740 m, calificado como reservorio de mejor calidad.

Con la aplicación de esta metodología se estableció por primera vez la compatibilidad de toda la información (data digital) utilizada para realizar la construcción de un nuevo pozo que incrementara el potencial productivo del antiguo pozo afectado por problemas geólogo-técnicos, disminuyendo la producción de hidrocarburos en el yacimiento Santa Cruz. Mediante el análisis realizado se demostró la efectividad de los métodos, los cuales sirvieron para identificar las zonas potenciales de hidrocarburos y las zonas con presencia de agua.

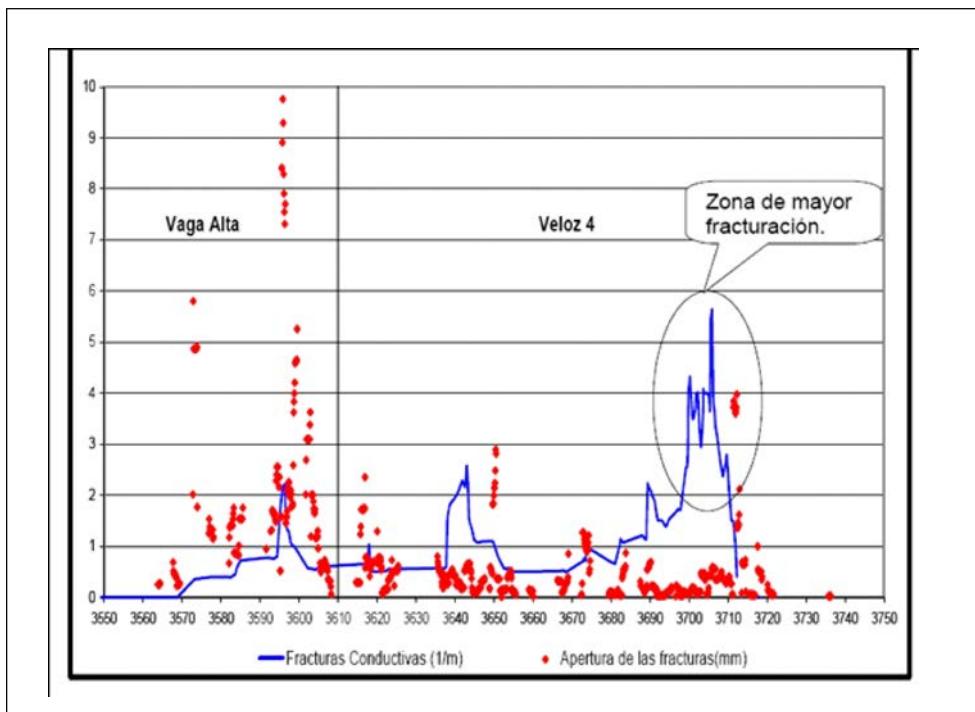


Fig.11. Identificación de las fracturas conductivas en el pozo SXT

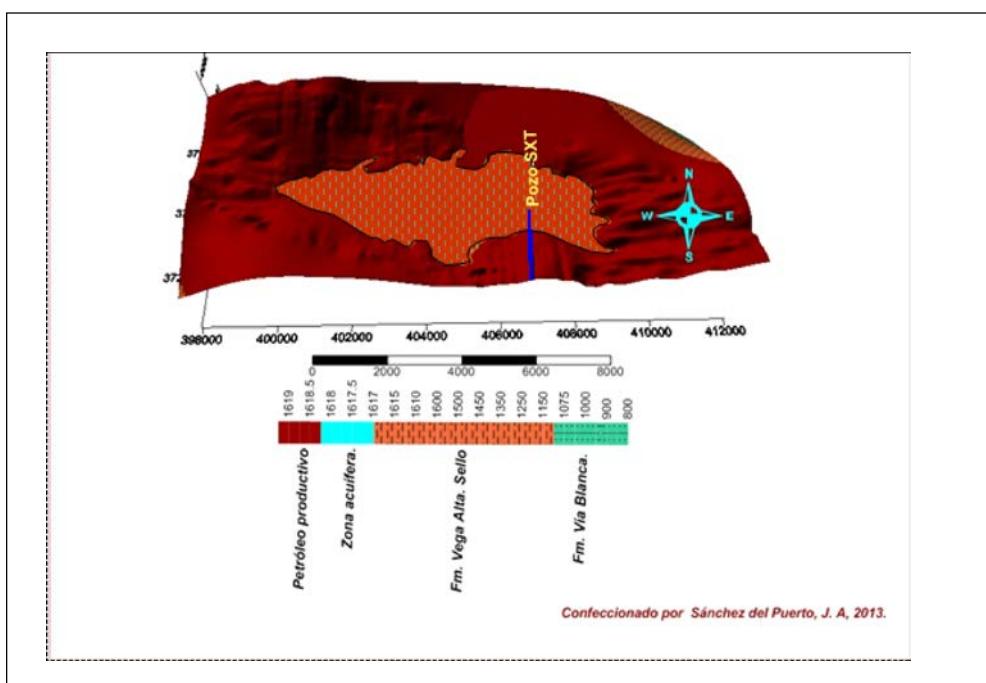


Fig.12. Esquema de reclasificación de las zonas de hidrocarburos productivos y no productivos en el pozo SXT

Después de ensayado los intervalos productivos se obtuvo el esquema, (figura 13), representado por el histórico de producción del pozo SXT, en el cual se plasman los parámetros productivos. Estos son:

- Producción de barriles de petróleo por mes (Oil bbls)
- Relación gas-petróleo (división de la producción de gas/petróleo [m^3/m^3])

- Producción de m^3 de fluido por mes (representado por la suma de petróleo y agua)
- Presión de la tubería de producción (P tubing)
- Presión de la camisa (P casing)
- Diámetro de salida de la producción de petróleo. (Choque [mm])

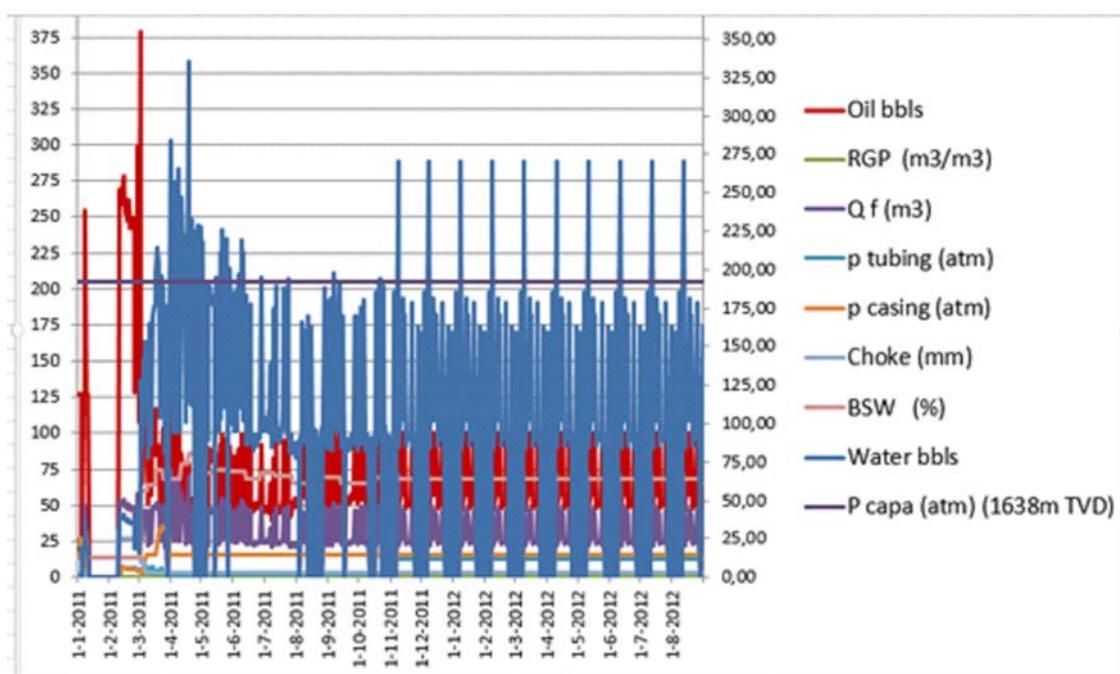


Fig.13. Histórico productivo del pozo SXT después de realizada la estimulación en el primer intervalo. Puede observarse el aumento en la producción de barriles de agua

DISCUSIÓN

Cabe destacar que a través de la interpretación de la data geólogo-geofísica (calcimetría, registros de hidrocarburos y registros geofísicos de pozos), se identificaron dos zonas de reservorios; la primera zona de 3 610m-3 669m, evaluado como colector de mala calidad, a partir de 3 665 m gracias a la interpretación de las curvas de resistividad se observa una invasión del fluido de perforación dentro de la formación reservorio.

Se identificó un segundo intervalo (3 670-3 725m) representado por un 100 % de calizas, con manchas de petróleo calificado como un reservorio de mejor calidad.

Por otro lado y debido a la interpretación del registro de imágenes de formaciones (FMI) se definieron dos tipos de fracturas:

1. Una relacionada con la producción del pozo, es decir las fracturas conductivas (3 634m-3 654m, 3 695m-3 714m).

2. Otra representada por fracturas resistivas.

Mediante la interpretación del registro de hidrocarburos, se identificaron tres fracturas asociadas a la presencia de agua. Los intervalos identificados son los siguientes:

1. (3 620m-3 630m)
2. (3 640m-3 650m)
3. 3 680m-3 690m)

Debido a la interpretación de este registro, las zonas coinciden con el intervalo de mala calidad. En el caso del segundo intervalo (3 700m-3 740m), pertenece al reservorio de mejor calidad.

Dentro de los logros obtenidos se resalta, la elaboración de una metodología basada en la compatibilidad de los datos de geofísica de pozo, data geológica y la del registro de hidrocarburos. La metodología puede ser aplicada en yacimientos carbonatados y siliciclásticos, y también adaptarse en yacimientos serpentiniticos, pero no discrepa en cuanto al objetivo.

Los aspectos novedosos están basados principalmente en la compatibilidad de los datos de geofísica de pozo y de registro de hidrocarburos, por primera vez esta data forma parte de la distribución espacial de un mapa de reclasificación de hidrocarburos productivos y no productivos.

Su aplicación práctica está definida en la evaluación de nuevos pozos de petróleo que son propuestos para su perforación, también define claramente las zonas de reservorio de mala y buena calidad.

CONCLUSIONES

1. A través del análisis integral del pozo SXT, se identificaron las zonas de reservorio, aplicando la metodología empleada.

2. Mediante el análisis realizado se demuestra la efectividad de la metodología empleada, la cual sirvió para identificar las zonas potenciales de hidrocarburos y zonas con presencia de agua.

3. Mediante la obtención del mapa de reclasificación de hidrocarburos, se identificaron zonas de petróleo productivo, no productivo y agua.

4. La primera zona calificada como de mala calidad fue identificada a partir de los 3 580m-3 690m, mientras que fue identificado a partir de los 3 700m-3 740m, un reservorio de mejor calidad.

5. A partir del intervalo 3 665 m se identifica una zona de invasión del fluido de perforación, la cual daña la formación reservorio.

6. Se plantea realizar la estimulación productiva del intervalo 3 669 m - 3 740 m, calificado como reservorio de mejor calidad.

REFERENCIAS

1. **TARRAZONA DURÁN, José Ramón; HERNÁNDEZ RAMÍREZ, Julieta; MERCADO LEON, Luis Alberto** "Modelado del cubo de fracturas para simulación en el Campo Sen, área sur de México". *Órgano de Divulgación Técnica e Información de la Asociación de Ingenieros Petroleros de México, A.C.* Mayo de 2010, vol. L. núm. 5, pp. 17-32. ISSN: 0033222.
2. **DEL PUERTO SÁNCHEZ, J. A. et al.** "Análisis del método de modelos discriminantes para la obtención de resultados de predicción en los pozos Varadero 732, 720, 722". En actas del Congreso de Geología y Minería, Sociedad Cubana de Geología, La Habana, Cuba. I Congreso de Petróleo y Gas (PETROGAS'2007). Exploración de Petróleo PETRO2-P28, pp. 52-62. ISBN: 978-959-7117-16-2 DE.
3. **HERNÁNDEZ RAMÍREZ, Julieta; PÉREZ RAFAEL, H.; HECTOR MANDUJANO, S; MARIÑO LUIS, R.** "Sen 99: concepción, diseño, perforación y terminación del pozo terrestre de mayor producción en el sistema". *Órgano de Divulgación Técnica e Información de la Asociación de Ingenieros Petroleros de México, A.C.* Mayo de 2010, vol. L. núm. 5, pp. 7-17. ISSN. 0033222.
4. **JIMÉNEZ VARGAS, África; HERNÁNDEZ GARCÍA, Jesús; BOLÍVAR VILLACRES, J.; RODRIGO BALCÁZAR, B.** "Nueva metodología para la generación de modelos 3D integrales en yacimientos naturalmente fracturados". *Órgano de Divulgación Técnica e Información de la Asociación de Ingenieros Petroleros de México, A.C.* Mayo de 2010, vol. L. núm. 5, pp. 32-43. ISSN: 0033222.
5. **DEL PUERTO SÁNCHEZ, J. A.; GARCÍA RUBIO, N.; ELÉGIGA FERNÁNDEZ, E.; DÍAZ VALDÉS, O.** "Aplicación del Modelo de Discriminación de Fluidos como herramienta en la obtención de resultados de predicción en el pozo Cojímar 100". En actas del Congreso de Geología y Minería, Sociedad Cubana de Geología.
- La Habana, Cuba. Congreso Cubano de Geofísica, 2011_Sánchez_GEF-04. Pdf. VI, pp. 680-688. ISBN: 978-959-7117-30-8.
6. **GONZÁLEZ NÚÑEZ, Freya; ECHEVARRÍA PESTANA, Félix.** "Evaluación y diagnóstico del daño a la formación en pozos horizontales de la Franja Norte de Crudos Pesados". En actas del Congreso de Geología y Minería, Sociedad Cubana de Geología. La Habana, 1 al 5 de abril de 2013, Cuba, IV Congreso Cubano de Petróleo y Gas (PETROGAS'2013).Producción de Petróleo y Gas, PETRO2-O1. Pdf. pp. 527-536. ISSN: 2307-499X.
7. **TAVAREZ NOA, David.** "Recuperación de petróleo viscoso en carbonatos por inyección cíclica de CO₂. Estudio de laboratorio y Simulación Numérica. Yacimiento Varadero, Cuba". En actas del Congreso de Geología y Minería, Sociedad Cubana de Geología. La Habana.Cuba. I Congreso de Petróleo y Gas (PETROGAS'2007). Simposio de Crudos Pesados PETRO5-02, pp. 96-108. ISBN: 978-959-7117-16-2.
8. **RANGEL G, José Carlos; VÁZQUEZ M., Jorge, et al.** "Campo Ixtal, primeros super pozos en la Formación Jurásico Superior Kimmeridgiano". *Órgano de Divulgación Técnica e Información de la Asociación de Ingenieros Petroleros de México, A.C.* Mayo de 2010, vol L. núm. 5, pp. 43-54. ISSN: 0033222.
9. **FERRER IMENO, Gennadys** "Estudio de estabilidad de hoyos y asentamiento de camisas para pozos de alcance extendido. Sector. VDW-Maya" En actas del Congreso de Geología y Minería, Sociedad Cubana de Geología. IV Congreso Cubano de Petróleo (PETROGAS'2013) PETRO3-O1.III Taller sobre la tecnología de perforación de pozos horizontales de largo alcance. Memorias en CD-Rom, La Habana, 1 al 5 de abril de 2013, pp. 450-455. ISSN: 2307-499X.
10. **MARRERO GARCÍA Elimay; TERUEL FERNÁNDEZ Elinor; RÍOS MONTANO, Jesús.** "Actualización del Modelo Geólogo-Estructural del yacimiento Santa Cruz. Nuevas oportunidades de perforación". En actas del Congreso de Geología y Minería, Sociedad Cubana de Geología. IV CONGRESO CUBANO DE PETROLEO Y GAS (PETROGAS'2013). Exploración de Petróleo y Gas PETRO1-P15 Memorias en CD-Rom, La Habana, 1 al 5 de abril de 2013. ISSN 2307-499X. pp. 325-340.
11. **ANDREAS ARONSEN, Hans; DAHL, Terje; EIKEN, Ola; GOTO, Richard.** "El tiempo lo dirá: Contribuciones claves a partir de datos sísmicos de repetición". *Slumberger Oilfield Review*. Otoño de 2004, vol. 16. núm. 2, pp. 6-17. ISSN: 04_ÔR_003_S.

AUTORES

Julio Antonio del Puerto Sánchez

Ingeniero Geofísico, Departamento de Geociencias, Facultad de Ingeniería Civil, Instituto Superior Politécnico José Antonio Echeverría, Cujae, La Habana, Cuba

Damián Febles Elejaldes

Ingeniero Geofísico, Doctor en Ciencias Técnicas, Departamento de Geociencias, Facultad de Ingeniería Civil, Instituto Superior Politécnico José Antonio Echeverría, Cujae, La Habana, Cuba

Elinor Teruel Díaz

Ingeniero Geólogo, Máster en Geología del Petróleo, Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo y Gas de Occidente, (EPEPO), Santa Cruz, Mayabeque, Cuba

Elimay Marrero García

Ingeniera Geóloga, Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo y Gas de Occidente (EPEPO), Santa Cruz, Mayabeque, Cuba

Identification of Oil Deposit Zones in Carbonates Fracture Wells

Abstract

For the integral evaluation of oil deposit are used some curves of geophysical well logs. In this article are considered in the well log analysis the following: spectral and natural gamma ray, resistivity, porosity, and formation microimager (FMI) operated in open hole, and other logs as the interpretation of mudlogging in relation with the evaluation of the more perspective hydrocarbons zones in oil deposit. Research was based in the integral analysis of one well show a zone of deposit between 3669 m - 3610 m with an inserting of little clay of 10 m. A second interval identified was of 3725 m -3670 m and it represents a deposit of quality best. The objective of this research is the identification of two oil deposit zones and detection of two intervals associating with different qualities, one of them with bad quality and fractures oriented with water in the well and a second interval with rocks of better properties for the oil deposit. As result of this research a production of 16m³/d of oil was observed in the well and for better results an increasing of 60% of water cut was stimulated.

Key words: mudlogging, fractures, deposit zones, natural gamma ray, geophysical well log