



**UNIVERSIDAD DE MATANZAS**  
**FACULTAD DE CIENCIAS TÉCNICAS**  
**DEPARTAMENTO DE QUÍMICA**

**Determinación de las características geólogo técnicas  
favorables para la reentrada del pozo Seboruco-22.**

**Especialidad en Perforación de pozos de petróleo y producción  
de petróleo.**

**Mención: Producción de petróleo.**

**Autor:** Ing. Bienvenido Enrique Socarras Camacho

**Matanzas  
2019**



**UNIVERSIDAD DE MATANZAS  
FACULTAD DE CIENCIAS TÉCNICAS  
DEPARTAMENTO DE QUÍMICA**



**CENTRO POLITÉCNICO DEL  
PETRÓLEO  
SEDE:HABANA**

**Determinación de las características geólogo técnicas  
favorables para la reentrada del pozo Seboruco-22.**

**Especialidad en Perforación de pozos de petróleo y producción  
de petróleo.**

**Mención: Producción de petróleo.**

**Autor:** Ing. Bienvenido Enrique Socarras Camacho

**Tutor:** Esp. Ing. Yanira Aparicio Lauzardo

MSc. Ing. Milagros Beatón Berenguer

**Consultante:** Ing. Esther María Bisbet York

**Matanzas  
2019**

## **RESUMEN**

En el presente trabajo se realiza un análisis geológico técnico de los pozos del sector del yacimiento donde se ubica el pozo Seboruco-22 se podrá determinar las mejores condiciones, para una reentrada, que permita aumentar su productividad y disminuir el corte de agua. De acuerdo con la experiencia obtenida a partir de la perforación y ensayo del pozo Seboruco-24 así como la reentrada realizada al pozo Seboruco-21, el cual tuvo muy buenos resultados, se ha propuesto hacer una reentrada al pozo Seboruco-22. Para este análisis fue necesario realizar un estudio detallado de las características geológicas en el Yacimiento Seboruco, de los pozos vecinos Seboruco -21, Seboruco -20, Seboruco -23 y Seboruco-24, de su comportamiento productivo, el grado de inundación de los mismos, las características del reservorio, su relación gas- petróleo y de todos los eventos que se llevaron a cabo para conformar el programa de trabajo a ejecutar de la manera más eficiente posible, justificando así teóricamente el trabajo.

## **ABSTRACT**

In the present work an analysis of the geo / structural conditions in the area where the Seboruco-22 well is framed with the objective of increasing its productivity index is made, for which an analysis is made in order to recover its production, making technical geologist measure. According to the experience obtained from the drilling and testing of the Seboruco-24 well as well as the re-entry to the Seboruco-21 well, which had very good results, it has been proposed to re-enter the Seboruco-22 well. analysis it was necessary to carry out a detailed study of the geological characteristics in the Seboruco field, of the neighboring wells Seboruco-21, Seboruco-20, Seboruco-23 and Seboruco-24, of their productive behavior, their degree of inundation, characteristics of the reservoir, its gas-oil relation and of all the events that were carried out to shape the work program to be executed in the most efficient way possible, thus theoretically justifying the work.

# ÍNDICE

INTRODUCCIÓN.....	7
CAPÍTULO I: ANÁLISIS BIBLIOGRÁFICO.....	9
<b>1.1. Geología.</b> .....	9
1.1.1. Geología de Cuba. ....	10
1.1.2. Paleomargen Continental.....	12
1.1.3. Depósitos sinorogénicos situados sobre el arco volcánico Cretácico y las ofiolitas correspondiente a la primera fase tectónica. ....	13
1.1.4. Estructura geológica de Cuba. ....	15
<b>1.2. Geología del Yacimiento Seboruco.</b> .....	18
1.2.1. Estratigrafía.....	19
<b>1.3. Tectónica.</b> .....	22
<b>1.4. Generalidades del yacimiento Seboruco.</b> .....	23
<b>1.5. Estudios sísmicos realizados en el yacimiento Seboruco</b> .....	23
<b>1.6. Métodos geofísicos.</b> .....	25
1.6.1. Registros Geofísicos de pozos .....	26
<b>1.7. Conclusiones del análisis bibliográfico</b> .....	29
CAPÍTULO II: DISEÑO METODOLÓGICO .....	30
<b>2.1. Informes Técnicos a utilizar para la elaboración del proyecto de reentrada del pozo Seboruco-22.</b> .....	30
<b>2.2. Registros Geofísicos para la caracterización del pozo Seboruco-22.</b> .....	31
<b>2.3. Cálculos petrofísicos.</b> .....	32
<b>2.4. Métodos utilizados en el análisis de los informes técnicos.</b> .....	35
CAPÍTULO III: RESULTADOS Y DISCUSIÓN .....	35
<b>3.1. Definición del proyecto geológico del Pozo Seboruco-22R.</b> .....	36
<b>3.2. Información actual de pozos aledaños.</b> .....	37
<b>3.3. Tarea Técnica para la reentrada del pozo Seboruco 22.</b> .....	38
3.3.1. Corte que debe atravesar el pozo Seboruco-22R. ....	38
3.3.2. Terminación planificada .....	39
<b>3.4. Producción inicial estimada y declinación para los próximos 5 años.</b> .....	42
<b>3.5. Evaluación de los sellos y reservorios desde el punto de vista sedimentológico.</b> .....	42
<b>3.6. Análisis petrofísico del pozo Seboruco-022R</b> .....	45

<b>3.7. Resultados productivos del pozo Seboruco-22R .....</b>	<b>49</b>
CONCLUSIONES .....	50
RECOMENDACIONES .....	51
BIBLIOGRAFÍA.....	52
ANEXOS.....	55

## INTRODUCCIÓN

La investigación se realiza en el yacimiento Yumurí-Seboruco, que constituye el máximo exponente de crudo en la zona de la costa norte entre La Habana y Matanzas. Es un reservorio fracturado, localizado costa afuera en el Bloque 7, perteneciente a la EPEP Occidente. En específico se estudió el sector Este de Seboruco cuyo reservorio yace entre 1650 m en la cúpula y el contacto agua petróleo 1850 m, atravesado por 9 pozos horizontales, los cuales producen petróleo de 10-12°API.

El yacimiento Seboruco produce desde mediados de 1999, cuando el primer pozo Seboruco 1 fue puesto en producción. El Sector Este se puso en producción desde 2012, de este análisis se llega a la conclusión de que existen aún importantes reservas remanentes de petróleo y que será necesario optimizar los pozos para su extracción. Este es un reservorio fracturado, el material de la matriz sostiene la mayor cantidad de petróleo original, con fracturas que proporcionan altas permeabilidades dentro de todo el reservorio. Con un promedio de porosidad del 15% y de ellos el 1.5% porosidad de fracturas, con un corte de agua de 25 % para todo el Yacimiento pero el Sector en cuestión apenas tiene el 10% de BSW. Los recursos de petróleo original in situ en el yacimiento se ha estimado en más de 600 millones de m<sup>3</sup> y la recuperación apenas ha llegado al 2% (Colectivo de autores, 2005).

Al descubrirse el yacimiento, la presión promedio era de 16693 kPa [164.75 atm], tomada a la profundidad de referencia de 1600 metros. A finales de enero del 2009, el yacimiento ya había producido 9.8 millones de m<sup>3</sup> de petróleo y la presión de capa media cayó a los 14489.5 kPa. La producción en este periodo se caracterizó por producciones estables, baja relación gas/petróleo, con algunos pozos conificados, sobre todo en el sector de Yumurí. El 30% de los pozos hoy activos, producen por encima del 50% de inundación. La inundación media del yacimiento es aproximadamente del 25%. En los últimos meses, la relación gas/petróleo se incrementó hasta 154 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>. Los mayores valores corresponden al sector Seboruco Centro Oeste (Colectivo de Autores, 2016).

En el Sector Seboruco Este, la EPEP Occidente perforó el pozo Seboruco-17A en el 2012, con resultados productivos positivos, lo que dio lugar a un proyecto de perforación acelerada en esta área para explorar y verificar la continuidad de la estructura Seboruco en

su sector oriental. La perforación y evaluación de los pozos Seboruco-18 y Seboruco-20 en el 2013, así como los pozos perforados durante 2014 de Seboruco-21; 22 y 23 demostraron las potencialidades productivas en este sector.

Con posterioridad a partir del 2015 fueron perforados el Seboruco-24 y el multicaño Sbrco-25R por PETRAF y realizamos la reentrada del pozo Seboruco-21 con buenos resultados productivos.

El pozo Seboruco-22 desde enero del 2014 a Abril 2017 ha acumulado una producción de unas 89175 ton de petróleo, pero tiene algo más del 40% BSW y su producción de petróleo ha declinado a unas 7ton/día. Directivos del departamento técnico consideran, teniendo en cuenta resultados positivos obtenidos con anterioridad, realizar la reentrada de este pozo. Para la reentrada del pozo Seboruco -22 es necesaria la realización de una evaluación de la geología del yacimiento y de registros geofísicos necesarios, para ubicar la posición de la ventana de desvío y seleccionar la trayectoria más adecuada.

**Problema científico:**

¿Cómo aumentar la productividad y disminuir el corte de agua en el pozo Seboruco-22?

**Hipótesis:**

Si se realiza un análisis geólogo técnico de los pozos del sector del yacimiento donde se ubica el pozo Seboruco-22 se podrá determinar las mejores condiciones, para una reentrada, que permita aumentar su productividad y disminuir el corte de agua.

**Objetivo General:**

Determinar las características geólogo técnicas favorables para la reentrada del pozo Seboruco-22 que permitan mayor producción de crudo.

**Objetivos Específicos:**

1. Caracterizar la estructura geológica del yacimiento Seboruco sector Este.
2. Analizar el perfil del corte geológico del pozo Seboruco-22.
3. Establecer la tarea técnica para la reentrada del pozo Seboruco-22R
4. Determinar las zonas con mejores características productoras de petróleo en el pozo Seboruco-22R.

Este proyecto consta de tres capítulos.

- Capítulo I: Análisis Bibliográfico
- Capítulo II: Diseño metodológico
- Capítulo III: Resultados y discusión

Además de conclusiones, recomendaciones, bibliografía y anexos.

## **CAPÍTULO I: ANÁLISIS BIBLIOGRÁFICO**

La Geología y la perforación de pozos de petróleo son actividades que se han desarrollado con el paso del tiempo de forma simultánea y que han llegado a ser incluso interdependientes entre sí, de modo que cada una tiene una significación vital para la otra. La Geología tiene gran importancia en áreas específicas de la ingeniería de petróleo como lo son la exploración, el desarrollo de yacimientos, la producción y la perforación.

### **1.1. Geología.**

La geología es la ciencia que se encarga del estudio de la tierra a niveles de subsuelo, mientras que la ingeniería de petróleo se ocupa de aquellas operaciones que involucran la explotación de los recursos minerales provenientes del subsuelo, en este caso el petróleo. Y es allí mismo donde convergen estas dos disciplinas; la geología brinda información acerca del tipo de rocas, sus características principales tales como porosidad y permeabilidad, y la estratigrafía de estas mismas; con el objetivo de identificar zonas en las que está presente el hidrocarburo, así como de las estructuras que los contienen y de las posibles deformaciones que presentan los bloques en estudio, y de las ventajas o riesgos que esta ocasionen en el desarrollo de las diversas actividades petroleras.

Durante la perforación de un pozo, el control geológico permite obtener datos de fundamental importancia a la hora de diseñar el programa de terminación del pozo. La unidad de control geológico puede monitorear las manifestaciones del pozo durante la perforación del mismo. Estos hechos se producen sólo en esta etapa y son únicos e irrepetibles en el tiempo. Datos y observaciones adquiridas en forma continua, como litología atravesada, medición de gas y su correspondiente cromatografía, medición de gases no deseados, detección de niveles petroleros o gasíferos, permiten un conocimiento previo de la potencialidad del pozo antes de las operaciones de perfilaje. Tanto el control

geológico como la optimización de los parámetros de la perforación contribuyen a prevenir problemas propios de la actividad, esto se traduce en reducción de los costos del pozo y en un aumento de la seguridad de la operación(López Rivera, 2003).

### **1.1.1. Geología de Cuba.**

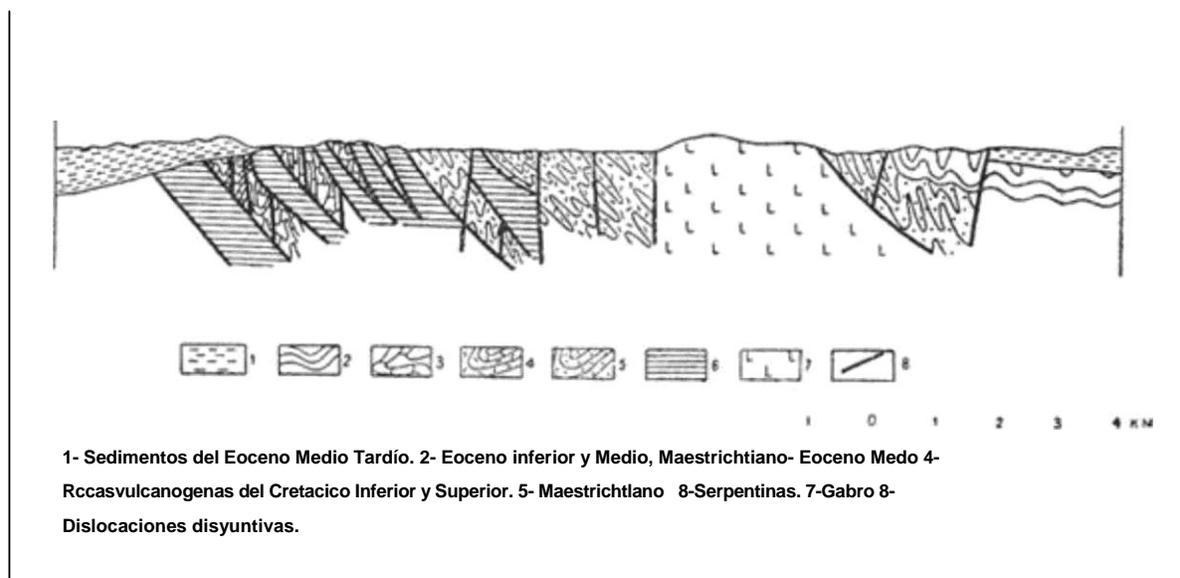
El área de estudio está constituida por el arco volcánico Cretácico, el complejo ofiolítico, el paleo margen continental, la plataforma, el complejo orogénico de la primera fase tectónica y las cuencas superpuestas (cuenca pasiva transportada y cuenca frontal de colisión) de la segunda fase (Figura.11.2)(López Rivera, y otros, 2001).

El Anticlinal Habana - Matanzas (Brónnimann, P ; Rigassi, D., 1963)constituye dos grandes braquipliegues, generados durante la etapa neoplatafórmica o postorogénica del desarrollo geológico que comenzó aquí a partir del Eoceno Inferior parte alta, época durante la cual se depositó una cobertura carbonatada (Iturralde Vinent, 1971). En los núcleos de tales estructuras se exponen diferentes componentes de los complejos preorogénicos y orogénicos, muchas veces formando escamas tectónicas imbricadas(Albear, y otros, 1974)(Piotrowska, 1986).

De acuerdo con los datos de las perforaciones petroleras, la secuencia de la zona Placetas, perteneciente al paleomargen de las Bahamas, infrayace al arco volcánico y las ofiolitas(Iturralde Vinent, 1994)destacándose intensamente plegada y escamada conjuntamente con los depósitos de cuenca frontal de colisión. Debajo de Placetas, infrayaciéndola tectónicamente, se destaca la secuencia de la zona Camajuaní, también plegada y escamada conjuntamente con los depósitos de cuenca frontal de colisión(Valladares Amaro, y otros, 2002).

Hasta hace unos años la zona Cayo Coco era considerada como el sector más septentrional del área cubana de la plataforma de la Florida, diferenciándola de la Unidad o Secuencia Remedios porque se le incluía los depósitos v evaporíticos conocidos sólo por perforaciones petroleras; no obstante los pozos más profundos en Remedios nunca penetraron las rocas Jurásicas, que de hacerlo, hubieran encontrado las evaporitas. Por tal razón en trabajos más recientes Echevarría et al., 1991; Sánchez y Ternero, 1996 introdujeron un nuevo concepto para la Unidad Cayo Coco, considerando su existencia sólo

a partir del Aptiano hasta el Maestrichtiano, o sea, el espacio correspondiente a la Formación Guaney (Valladares Amaro, y otros, 2002). El Neocomiano fue un tiempo de relativamente bajo nivel del mar con progradaciones y máximo desarrollo de la producción de carbonato en las plataformas Remedios, Bahamas y Yucatán. Durante el Patino, la plataforma de la Florida fue fragmentada, dando inicio a la formación de paleocanales, uno de los cuales lo constituye la Formación Guaney. Pero realmente los paleocanales surgieron tanto en el margen septentrional de la plataforma de la Florida Remedios como en el sector meridional de la misma, por lo que se puede hablar de una zona Cayo Coco Norte y otra Cayo Coco Sur, ver figura 1.1 (Tenreiro, R.; Sánchez Arango, J.R., 1996).



**Figura 1.1. Perfil Transversal a través del Anticlinal de La Habana- Matanzas. Fuente: Kozary (1968).**

Las evaporitas también están presentes en el Anticlinal Habana Matanzas. La localidad El Desquite corresponde a la vertiente septentrional de la cantera San Adrián, ilustra bien la relación cuenca plataforma. La plataforma Remedios está grandemente cabalgada por la serie de cuenca Placetas más Camajuaní. El yacimiento Yumurí, al norte de la cantera, es una antiforma apilada compuesta por escamas de la Unidad o Secuencia Placetas, donde en las rocas Jurásicas de la Formación Cifuentes se han encontrado yeso en núcleos convencionales (Tenreiro, R.; Sánchez Arango, J.R., 1996).

La cantera San Adrián a 10 km al sur del yacimiento Yumurí, contiene las siguientes rocas:

yesos, arcillas, lutitas rojas y otras rocas muy descritas por Ducloz en 1960. La presencia de una estructura diapírica con más de 20 kilómetros se encuentra localizada al sur del yacimiento por el frente del mismo; esto sugiere un importante cabalgamiento de los carbonatos de aguas profundas sobre la plataforma.

La secuencia del paleomargen y los depósitos de cuenca frontal de colisión, aparecen expuestos en diferentes localidades formando ventanas tectónicas de distintos órdenes entre los cortes del arco volcánico, las ofiolitas y el complejo de la primera fase de la etapa orogénica (Iturralde Vinent , 1982).

### **1.1.2. Paleomargen Continental.**

El paleomargen, reportado mayormente en el subsuelo del Anticlinal Habana Matanzas, está constituido por las siguientes unidades lito-estratigráficas: Grupo Veloz, formaciones Carmita y Santa Teresa.

Grupo Veloz descrito originalmente por C.W. Hatten(1958), como formación sensu stricto y reescritapor Sánchez Arango y Simón Petroleum Technology(2009); en un rango estratigráfico superior agrupando a las formaciones Cifuentes, Ronda, Jobosí y Morena. Tiene una amplia distribución en superficie al noreste de las provincias de Matanzas, Villa Clara, Sancti Espíritus y Camagüey, apareciendo comúnmente en los cortes del subsuelo en los pozos ubicados en el área de estudio. Está representado por un corte carbonático ligeramente arcilloso donde se alternan micritas, biomicritas, arcilla-argilita poco calcárea. Yace concordantemente sobre la formación Constancia y se cubre discordantemente por las formaciones Amaro, Carmita, Tinguaro y Vega Alta. Su edad es del Jurásico Superior (Tithoniano) Cretácico Inferior (Barremiano).

La Formación Santa Teresa (Pardo, y otros, 1952) aflora en forma de fajas muy plegadas y dislocadas en la parte noreste de Matanzas, Villa Clara y Camagüey. En el subsuelo a veces es difícil de separar de la Formación Carmita a causa de la imbricación de las escamas tectónicas (Sánchez, y otros, 1992). Está constituida por silicitas, cuarzo-calcedónicas, radioláricas, lutitas silíceas, arcillas, limolitas, calizas y margas en menor proporción. La edad de esta unidad es Cretácico Inferior (Aptiano-Albiano); yace discordantemente sobre la Formación Veloz. Se encuentra cubierta concordantemente por la Formación Carmita y

transgresivamente por las formaciones Amaro, Vega Alta.

La Formación Carmita (Pardo, y otros, 1952), se desarrolla en forma de franjas alargadas y estrechas en las provincias de Matanzas, Pinar del Río, Villa Clara, Sancti Spíritus y Camagüey. Está mejor representada en el subsuelo que la Formación Santa Teresa. En ella predomina una intercalación irregular de calizas y pedernales en nódulos, que en algunos lugares ambas variedades se pueden intercalar con limolitas, areniscas calcáreas, calizas arenosas, margas y lutitas. Es frecuente la presencia de texturas dendríticas en la superficie de las calizas. Yace concordantemente sobre la Formación Santa Teresa y discordantemente sobre la Formación Veloz. Está cubierta discordantemente por la Formación Amaro. Su edad ha sido establecida como Cretácico Superior (Cenomaniano-Turoniano) (Valladares, y otros, 1996)

### **1.1.3. Depósitos sinorogénicos situados sobre el arco volcánico Cretácico y las ofiolitas correspondiente a la primera fase tectónica.**

Sobre el arco volcánico y las ofiolitas reposan discordantes las turbiditas vulcanomícticas de la formación Vía Blanca. En general se trata de una secuencia flyschoides constituida por argilitas, limolitas y areniscas de composición grauváquica, con intercalaciones finas de margas blancas con un espesor entre los 500 y 800 m. Aparecen capas de conglomerados polimícticos en diferentes niveles con matriz arenosa y arcillo - arenosa, calizas detríticas, arcillas y tufitas. Contiene paquetes olistostromicos difíciles de cartografiar (Brónnimann, P ; Rigassi, D., 1963).

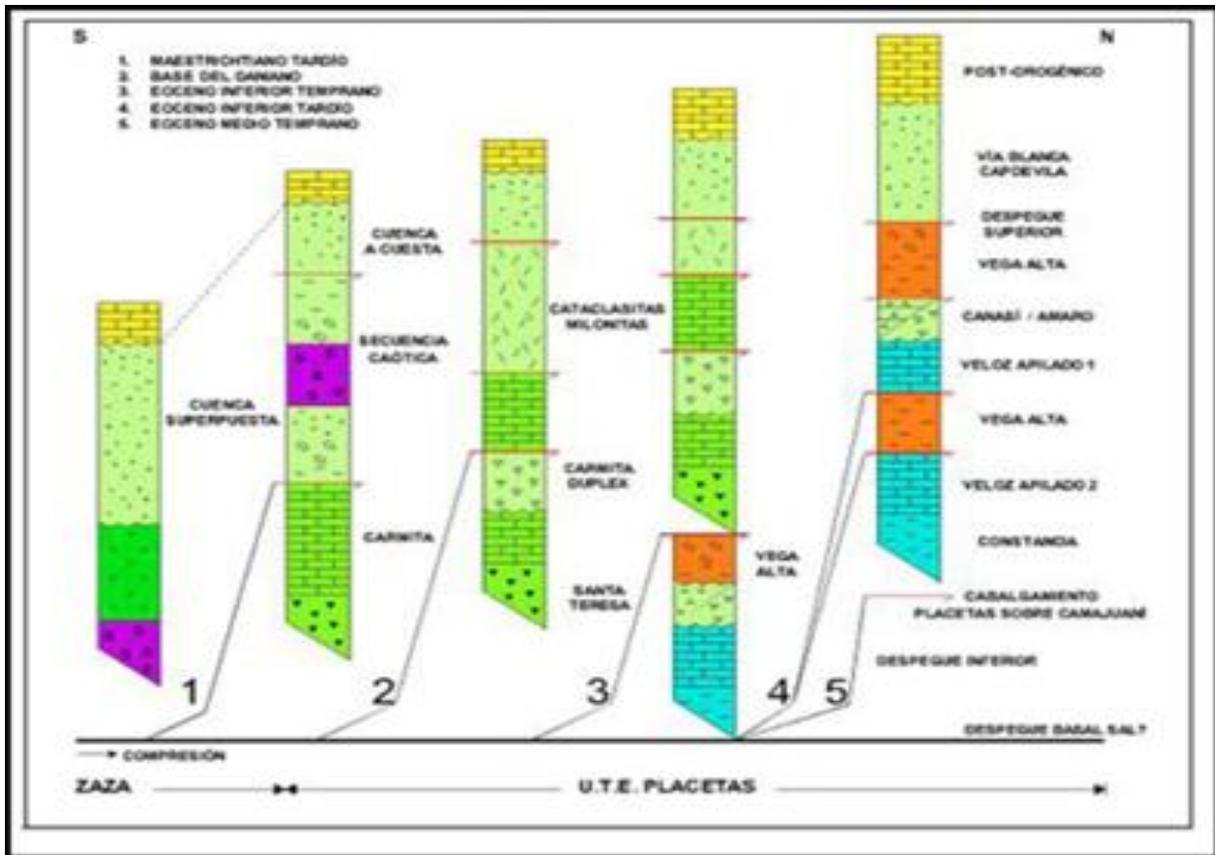
En cuanto a su extensión estratigráfica se le asignan una edad de Campaniano Superior-Maestrichtiano Superior tope, a partir de la revisión de los listados faunales propuestos por (Brónnimann, P ; Rigassi, D., 1963)

Los sedimentos depositados durante esta etapa guardan una estrecha relación con los procesos de sobrecorrimientos. Aquí se incluyen los correspondientes a la primera fase tectónica formación Amaro del Cretácico Superior Maestrichtiano y los originados en cuencas antepaís formación Vega Alta del Paleoceno -Eoceno Inferior. La formación Amaro, descrita por Wassall en: (Pardo, et al., 1952), es considerada una megaturbidita calcárea (Pszczólkowski, 1986). Su litología más característica son las brechas,

conglomerados y conglomerados constituidos por fragmentos mal seleccionados de calizas, areniscas calcáreas, calizas detríticas, silicitas y arcillas.

Algunos autores consideran que esta unidad tiene un origen catastrófico relacionado con los eventos ocurridos en el límite K/T (Valladares Amaro, y otros, 2002). Los fósiles más recientes reportados en las muestras analizadas se refieren al Maestrichtiano tope (Blanco Bustamante, y otros, 2006) o sea los acumulados están representados por la asociación de foraminíferos planctónicos de la biozona de *Abathomphalus mayaroensis* (Sánchez, y otros, 1992). Es cubierta discordantemente por la formación Vega Alta. La unidad litoestratigráfica Vega Alta está definida en superficie como un olistostroma policomponente de matriz arcillosa - arenosa que incluye bloques y olistolitos de calizas, brechas carbonatadas, calcarenitas, silicitas, areniscas, serpentinitas y rocas volcánicas. Son conocidos buenos afloramientos en la parte oriental de la provincia de Matanzas, ocupando una amplia franja en la región al sur de Corralillo pero no existen afloramientos en el área de estudio. En el subsuelo de los yacimientos geográficamente ubicados en las zonas litorales de las provincias La Habana y Matanzas, se han encontrado en casi todos los pozos perforados frente a los cabalgamientos de la serie de cuenca Placetas la formación Vega Alta, que constituye el sello principal sobre los carbonatos infrayacentes productores de petróleo. Para el subsuelo dicha formación fue muy bien caracterizada por (Pszczólkowski, 1986). El espesor de esta secuencia generalmente tiende a disminuir de sur a norte, por lo que sus espesores son muy variables (50 a 250 m). Yace erosionalmente sobre las rocas de la formación Amaro, y tectónicamente sobre las formaciones del Grupo Veloz, según el área. Está cubierta transgresivamente por la formación Arabos y por depósitos del Cuaternario, aunque en general su límite superior es erosional. El conjunto fosilífero reportado es escaso y arroja una edad Paleoceno-Eoceno Inferior. El espesor de esta unidad tanto en superficie como en los pozos puede llegar a ser mayor de 200m (Brey del Rey, y otros, 2007).

Las repeticiones de los estratos se producen por determinados niveles de despegue que se comportan como fallas inversas que se relacionan con el gran despegue inicial de la sal, ver figura.1.2 (Sánchez Arango, y otros, 2009).



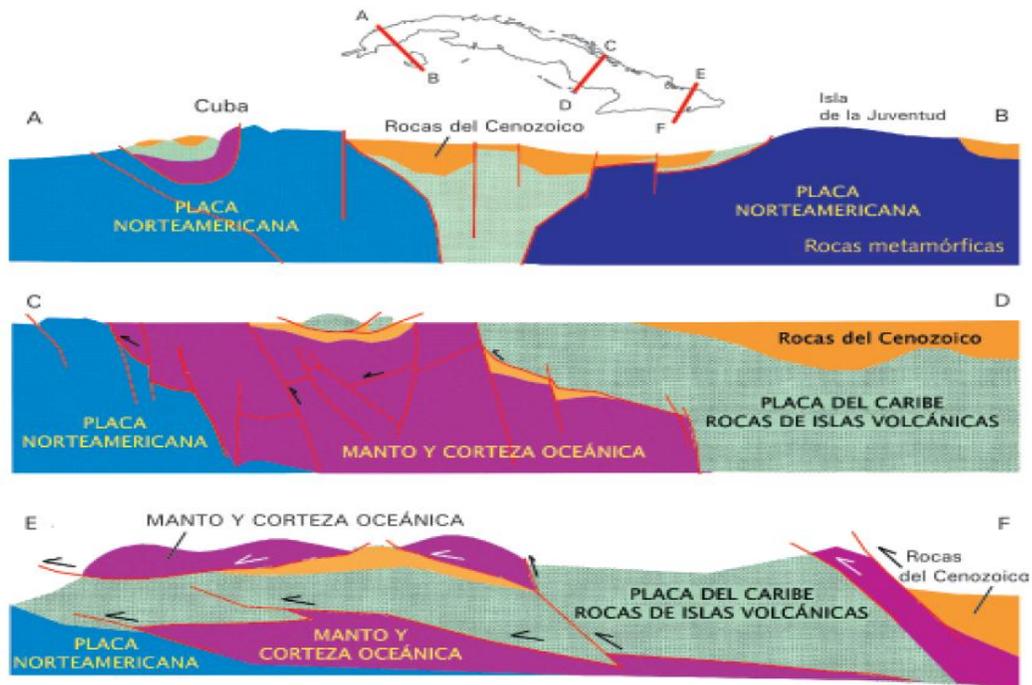
**Figura 1.2. Esquema de propagación de los Cabalgamientos en La Habana – Matanzas. Fuente: Almaguer Alvares(2017).**

#### 1.1.4. Estructura geológica de Cuba.

La Geología Estructural es una especialidad que se ocupa de reconstruir la arquitectura de la corteza terrestre, es decir, cómo están dispuestas las rocas en el subsuelo. En Cuba se pueden reconocer dos grandes niveles estructurales, o dicho en otras palabras, dos partes: una inferior, más deformada y metamorfizada, que constituye el substrato plegado, y otra superior, menos deformada, no metamorfizada.

El nivel inferior, también denominado substrato plegado u orógeno cubano, está constituido por todas las rocas que tienen una antigüedad mayor de 37 millones de años. Este conjunto ha sufrido reiteradas deformaciones, hasta que entre el Paleoceno y el Eoceno superior (65 a 37 millones de años), fueron amalgamadas y transportadas hasta su lugar actual. Por eso en Cuba hay fragmentos de otras paleogeografías, tales como segmentos del manto superior y la corteza oceánica. Algunos que provienen del Océano Pacífico, grandes sectores del

Caribe primitivo, fragmentos enormes que antes pertenecían a México y la península de Yucatán, e incluso, las partes más meridionales de lo que fueron las Bahamas en el pasado. Estos distintos elementos están superpuestos e internamente muy deformados, fracturados y metamorfizados. Los perfiles de la figura 1.3, muestran cuán compleja es la estructura del substrato plegado cubano. (Albear, y otros, 1974)



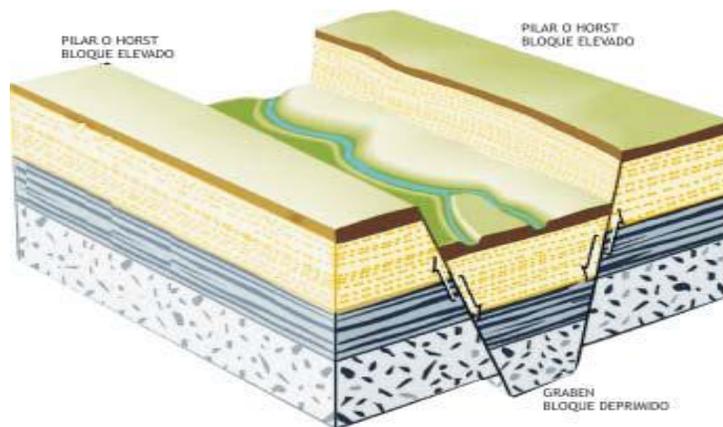
**Figura 1.3. Perfiles geológicos de la estructura profunda de Cuba. Fuente: Albear, y otros (1974).**

En los bloques elevados predomina la erosión; en los deprimidos, la acumulación de sedimentos. El nivel superior, también denominado neautóctono, está constituido por todas las rocas que tienen una antigüedad menor de 37 millones de años, las que descansan como un manto sobre el substrato plegado, ver figura 1.3. Todas estas se depositaron en su lugar actual, aunque en otras condiciones

Geográficas, tanto bajo el mar, como en islas y cayos, cuyos contornos eran distintos a lo que conocemos en el presente.



**Figura1.4. Estructura del territorio cubano dividido en grandes bloques elevados o deprimidos, limitados por sistemas de fallas profundas. Fuente: Iturralde Vinent(1994).**



**Figura1.5. Maqueta de un sistema de fallas y bloques elevados y deprimidos. Fuente: Iturralde Vinent(1994).**

Estas rocas del neoaútctono no presentan actividad magmática ni metamorfismo. En los perfiles se puede observar que yacen con pocas deformaciones, pero están cortadas por fallas verticales o poco inclinadas, que subdividen el territorio en bloques elevados o pilares y bloques deprimidos, ver figuras1.4 y 1.5. Los desplazamientos verticales de estos bloques, de carácter oscilatorio, en combinación con las oscilaciones del nivel del mar durante los últimos 37 millones de años, han terminado por labrar el relieve del archipiélago cubano.

Por lo general, en los bloques elevados están situados los principales grupos montañosos del territorio, y en los bloques deprimidos, las llanuras y los fondos marinos, aunque hay

excepciones como se observa en el mapa de la figura 1.4.

Sin embargo, también existen fallas con desplazamiento horizontal deslizante, de rumbo NE-SW y E-W, como la falla Oriente, que pasa al sur de la Sierra Maestra por la fosa de Bartlett-Caimán, representando el límite entre la micro placa cubana y la placa del Caribe (Almaguer Alvarez, 2017).

## **1.2. Geología del Yacimiento Seboruco.**

El historial de deposición de las formaciones productivas de la Franja Norte de Hidrocarburos de Cuba está ligada a fenómenos de transgresiones marinas bajo condiciones poco estables, durante el Jurásico Medio. Un aumento gradual del corte de agua hace posible la deposición o sedimentación de los carbonatos del grupo Veloz, comprendiendo tanto los carbonatos de aguas someras y profundas de las formaciones Ronda y Cifuentes, como los carbonatos de aguas profundas de la formación Ronda. En dicha franja, el historial de deposición de las formaciones los carbonatos más jóvenes que aquellos del Valanginiano de la formación Ronda fueron erosionados durante la formación del levantamiento sin-tectónico del antepaís. Las secuencias que se depositaron seguidamente formadas por sedimentos carbonatados y clásticos del paleógeno, corresponden a la muy bien conocida formación Vega Alta, dispuestos estos sedimentos, hacia el norte, en forma discordante sobre las rocas reservorios del grupo Veloz y en la parte más sureña sobre las rocas de la formación Carmita y Santa Teresa, con un gran *hiatus* erosional entre ellas. La formación, sin-tectónica, de Amaro puede existir entre la discordancia en el tope de la formación Carmita o el grupo Veloz y aquella de Vega Alta (Colectivo de autores, 2005).

Los carbonatos que forman el reservorio Ronda-Cifuentes son de grano fino principalmente de color claro a carmelita medio, calizas micríticas hasta cretosas, wackestone bioclásticos con laminaciones de bitúmenes y algunas veces dolomía. La porosidad primaria es pobre, pero no siendo así con la secundaria, la cual fue desarrollada por la fracturación, dolomitización y la presión de disolución. También son frecuentes los vórgulos a lo largo de las fracturas, y una porosidad de cavernosidad puede ser también encontrada. Los pedernales

son principalmente de color claro, blancos, translúcidos y pueden formar fragmentos o estar intercalados con las calizas (Colectivo de autores, 2005).

### **1.2.1. Estratigrafía.**

El análisis facial del yacimiento Yumurí Seboruco abarca rocas del margen continental y su cobertura es sinorogénica de la Unidad Tectono-Estratigráfica Placetas (UTE Placetas). (Brey del Rey, y otros, 2007).

Las principales secuencias encontradas en el yacimiento son las siguientes:

#### **Formación Constancia**

Las rocas de la formación Constancia, de edad Oxfordiano- Kimmeridgiano, son consideradas como la base de la UTE Placetas y no ha sido descrita en el yacimiento. Se corrobora su extensión limitada dentro del área y se desarrolla más bien para el área de Varadero.

#### **Formación Cifuentes**

Estos sedimentos están ampliamente distribuidos dentro del yacimiento y se conocen en superficie en loma sin nombre, a 16 km al noroeste de la Ciudad de Santa Clara, en una cantera abandonada. Tradicionalmente en la formación Cifuentes se han incluido los depósitos que abarcan las edades Kimmeridgiano y Titononiano, pero estas rocas son bien diferenciadas entre sí en cuanto a litología, edad y ambiente de sedimentación, por lo que sin dudas constituyen unidades lito estratigráficas diferentes (Colectivo de autores, 2005).

#### **Depósitos del Kimmeridgiano**

Ha sido descrito en todos los pozos del yacimiento desde Puerto Escondido hasta Seboruco, pozos que tienen muy poca profundidad y no fueron atravesados los depósitos de ambientes someros. Los depósitos transicionales entre las formaciones Constancia y Cifuentes, de edad Kimmeridgiano están expresados con seguridad en el pozo Puerto Escondido (PE-2) y corresponde con *mudstone* fosilífero que contiene una fracción limoso-arenosa de cuarzo con arcillas y peloides.

Paleo ambiente nerítico interno a una profundidad de 0 a 50m. Se observa una laminación fina que indica que la sedimentación fue tranquila con ausencia de bioturbación. Se

depositaron en un ambiente nerítico de plataforma restringida de aguas someras con profundidad de 0-50m con circulación moderada lo que se indica por la presencia de peletas y peloides(Colectivo de autores, 2005).

### **Depósitos del Tithoniano**

- Tithoniano Inferior.

Muy bien representado en el pozo PE-2 (núcleos 12 al 14 y 34 al 37) y en otros pozos horizontales. Litológicamente se caracteriza por un predominio de mudstone calcáreo que transiciona a wackstone bioclástico, teniendo como facies subordinada el grainstone y packstone bioclástico. Los fósiles que caracterizan este depósito son el Saccocoma sp, Aptychus y Radiolarios. Estas rocas se consideran transicionales entre los depósitos de aguas profundas y las aguas someras del Kimmeridgiano, como lo indica la profundidad de 100 y 200m. Este paquete se formó en una plataforma abierta de pendiente baja (Colectivo de autores, 2005).

- Tithoniano Medio

El desarrollo de este paquete está limitado en Placetas y fue descrito en los pozos del vecino yacimiento de Yumurí # 18 y 20. En los pozos horizontales hasta el momento no ha sido descrito, siendo posible que forme parte de una superficie condensada. Litológicamente se compone de wackstone bioclástico y mudstone calcáreo fosilífero, con un marcado bandeamiento debido a la alternancia de capillas de argilita bituminosa y pirita. Se identifica por la presencia de Chitinoidella de pared microgranular, además de Saccocoma sp, Aptychus y Amonites. Su ambiente es batial nerítico externo con profundidad de las aguas mayores de 200m. La deposición ocurrió en aguas quietas, afóticas, en condiciones anóxicas(Brey del Rey, y otros, 2007).

- Tithoniano Superior

Este paquete está bien representado en el pozo PE-3, núcleo # 2 y en los pozos horizontales de PE-5, 6, 11 y 12 y Canasi 1X y 2X. En él, la proporción de wackstone bioclástico es mayor que la de mudstone calcáreo. La orictonosis predominante es la diversidad del género Crassocollaria y especie Calpionella alpina, corresponde a zonas batiales con profundidades mayores de 200 m. La diversidad y abundancia de la microfauna depositada

en sedimentos pelágicos y hemipelágicos indican con toda probabilidad la presencia de una sección condensada vinculada a la máxima transgresión regional de la línea de la costa (Brey del Rey, y otros, 2007).

### **Depósitos del Cretácico Inferior (Berriaciano)**

Están bien expuestos en el pozo PE-2 (núcleos 8 y 11) y en la mayoría de los pozos horizontales perforados. Por regla general es de poco espesor y litológicamente se componen de wackestone bioclásticos, mudstone calcáreo, pedernal y argilitas. Se caracteriza bioestratigráficamente por la presencia de *Calpionella alpina* (formas pequeñas), *Calpionellopsis* spp, *Nannococcus* spp, *Stomiosphaera proxima* y *Radilarios*. Su deposición ocurrió en condiciones marinas de aguas profundas mayores de 200m (batial), en un ambiente anóxico, con un nivel de energía bajo, sedimentación lenta y aporte bioclástico (Pszczólkowski, 1986).

### **Sedimentos Sinorogénicos.**

Los más importantes para nosotros en esta área de estudio son los del Paleógeno (Paleoceno Medio Superior-Eoceno Inferior) por ser considerados el sello regional de las principales acumulaciones de hidrocarburos en toda la provincia norte de Cuba y son conocidos en la literatura como la formación Vega Alta. Se componen litológicamente de claystone, grauvacas y conglomerados cuyos granos están soportados por abundante matriz arcillosa, pedernales y en menor cuantía carbonatos. Estos últimos no son comunes en la formación Vega Alta, pero pueden aparecer en pequeños porcentajes principalmente en la parte baja del corte. En la base de la formación la sedimentación se hace más rítmica y adquiere carácter flyshoidal, predominando las arcillas y las margas que constituyen un buen sello.

Los microfósiles son escasos en la matriz; los foraminíferos plantónicos y el nannoplancton calcáreo determinan la edad de las rocas. En las arcillas se han determinado algunos biomarcadores, como la primera aparición de *Morozovella* (*M. Velascoensis*, *M. formosa*). Otro excelente biomarcador de esta formación es la presencia de radiolarios sueltos en la muestra y la presencia de *Pararotalia* de tipo ornamentada con costillas. El paleoambiente es típico de aguas profundas, probablemente batial superior (200-500m de batimetría). El espesor es variable, ya que se asocia al frente de cabalgamiento (Brey del Rey, y otros, 2007).

### 1.3. Tectónica.

La geología de los campos petrolíferos de la Franja Norte de Hidrocarburos de Cuba es muy compleja, tanto desde el punto de vista estratigráfico como estructural. Las estructuras que sirven de trampas a los hidrocarburos están representadas por pliegues sobrecorridos que se adicionan o imbrican unos con otros, formados principalmente por rocas carbonatadas de las formaciones Cifuentes y Ronda de edad Jurásico y Cretácico pertenecientes a la UTE placetas. Varios tipos de porosidad están presentes, pero con predominio para la migración y producción del petróleo aquella ligada directamente a las fracturas.

Cada uno de estos pliegues fue fallado y sobrecorrido con una dirección predominante Sur-Norte. Cada una de estas secuencias son corridas en forma de “piggy-back”, formando un fuerte sistema compresivo (Piotrowska, 1986).

Los yacimientos están delimitados a Este y Oeste por fallas laterales del tipo “strike-slip”, con una orientación Sudoeste-Noreste, que fueron probablemente activadas durante los movimientos que originaron las fallas que hicieron posible la formación de las estructuras en forma de pliegues y que ocasionalmente continuaron activas hasta el día de hoy.

Los hidrocarburos de Ronda-Cifuentes están entrampados estructuralmente debido a un evento compresional durante el terciario, creando apilamientos de dúplex y anticlinales como resultado de los sobrecorrimientos entre los estratos del Mesozoico y aquellos del cenozoico.

Estas trampas estructurales están selladas por arcillas, pedernales, calizas y sedimentos de granos fino del terciario (paleógeno) formación Vega alta; la cual recubre casi siempre los sedimentos del Grupo Veloz (Brey del Rey, y otros, 2007).

Un estudio o análisis de las capas realizado por Cía. SHERRITT por mediación de los registros FMS/FMI, muestran una dirección de las mismas que oscilan entre los 246° hasta los 248° en casi todo el yacimiento (Colectivo de autores, 2005).

En el área se detecta la existencia de un sistema petrolero ya que las correlaciones entre el petróleo y la roca madre, establecidas en Cuba, indican que varias de las rocas madres conocidas en el área (López-Quintero et al, 1994) pueden generar petróleos. Ellas son las formaciones del Grupo Veloz (Cifuentes, Ronda y Morena) de la Unidad Tectono-

Estratigráfica (UTE) Placetas. El principal sistema en esta UET lo constituye el Sistema petrolero Grupo Veloz - Grupo Veloz (!)(Delgado López, 2003).

#### 1.4. Generalidades del yacimiento Seboruco.

El yacimiento Seboruco está ubicado en el litoral norte y al Oeste de la Bahía de Matanzas, entre Punta Seboruco y Punta Rubalcaba. Fue descubierto en el año 1999, con el pozo Seboruco-1, y a partir del mismo, el cual limita al Este con el Campo Yumurí, empezó a desarrollarse hacia el Este. La estructura del yacimiento tiene dirección Éste-Oeste, con buzamiento de sus pliegues al Sur, como se observan en los mapas estructurales de la figura 1.6, Anexos 1y2.

Geológicamente consiste en una estructura que forma apilados de pliegues fallados, sistemas de dúplex, sellados por arcillas no permeables entre pliegues. Todos los pozos perforados al Este han penetrado capas desde Veloz Green hasta Veloz Blue, conformadas por carbonatos fracturados de las Formaciones Cretácico Inferior (Neocomiano) al Jurásico Superior Titoniano de las Formaciones Ronda, Amaro y Cifuentes cubiertos por sellos arcillosos de Vega Alta(Colectivo de autores, 2005).

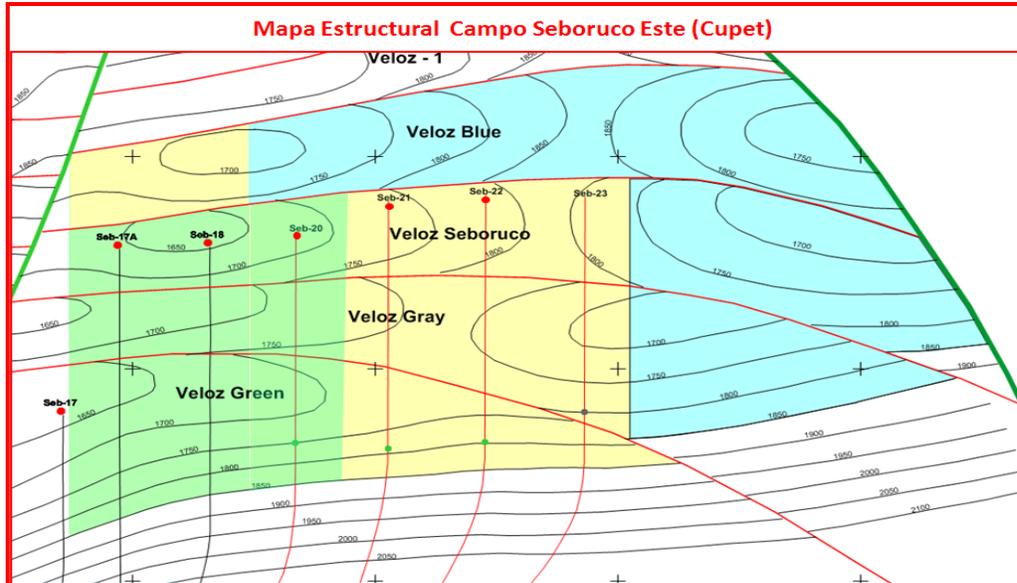


Figura 1.6. Mapa estructural del yacimiento Seboruco. Fuente:Colectivo de Autores(2016).

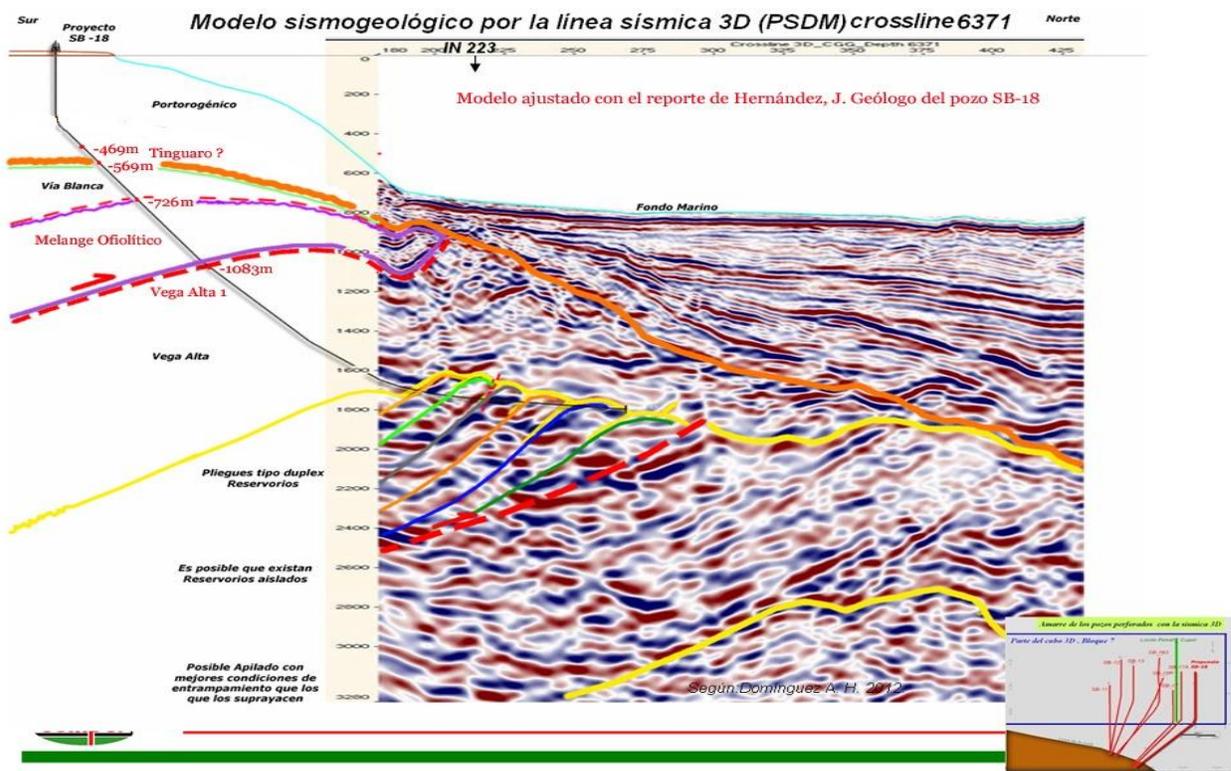
#### 1.5. Estudios sísmicos realizados en el yacimiento Seboruco

En el litoral norte Habana- Matanzas, desde Tarará hasta la Bahía de Matanzas se han

adquirido más de 1800 km de sísmica 2D desde 1989 hasta el año 2002.

En esta misma región se realizó un levantamiento sísmico 3D en el año 2003 con una extensión de 470 km<sup>2</sup> por la Cía. Shanghai Offshore Petroleum Company (SOPC) de la Rep. Popular China. El procesamiento fue realizado por la Cía. CGG en Calgary Canadá (Anexo3). A este trabajo se le incorporó los resultados de los últimos pozos perforados en el 2004, con lo cual se presentó un mapa estructural, con una escala 1:50000, por la envolvente de las rocas reservorios, en el litoral Habana-Matanzas. En este mapa se confirmaron las estructuras mapeadas por la 2D y por el que salieron definidos los Prospectos Santa Cruz del Norte, Jibacoa Oeste, Jibacoa Este y se confirmaba el Yacimiento Canasi- Puerto Escondido y Yumurí Seboruco, entre otros. El área también está cubierta por levantamientos gravimétricos en su parte marina y gravimagnetométricos en tierra, en el área inmediata a la costa, así como levantamientos geológicos a diferentes escalas(Blanco Bustamante , y otros, 2006).

Un corte sísmico con la interpretación geológica de la estructura del yacimiento Seboruco se observa en la siguiente figura 1.7.



**Figura. 1.7 Corte sísmico con la interpretación geológica donde muestra el apilado de pliegues.Fuente:(Bisbé York, 2018).**

Esta figura nos muestra la conformación de las diferentes capas geológicas del yacimiento Vía Blanca y Melange-Ofiolítico, como cobertura, Vega Alta, como sello regional. Así como los pliegues Dúplex correspondientes al grupo Veloz que constituyen reservorios.

Según, Colectivo de Autores (2016) con la perforación en el 2012 del Seboruco-17A y en el 2013 de los pozos Seboruco-18 y Seboruco-20 se realiza el desarrollo de la estructura del yacimiento en dirección Este. La perforación y puesta en producción de estos pozos confirmó el modelo geológico del sector Este del yacimiento Seboruco. Los pozos Seboruco-20, 21, 22, 23 fueron parte de un Programa de Perforación Acelerada, con alto riesgo geológico y productivo. Como consecuencia de esta campaña los pozos Seboruco-21 y Seboruco-22, que son los que más bajos estructuralmente quedaron y resultaron los de más baja producción de petróleo y mayor inundación. Con la posterior perforación del pozo Seboruco-24, el cual se ubica más alto en la estructura del yacimiento, se logran altos niveles de producción de petróleo con bajo corte de agua por lo cual el grupo de Ingeniería Yacimientos propone la reentrada de los pozos Seboruco-21 y 22.

### **1.6. Métodos geofísicos.**

Los métodos geofísicos permiten una localización más precisa de las estructuras en el subsuelo. Se citan por ejemplo:

- La magnetometría (terrestre, aérea y marina), destinada a medir el campo magnético terrestre, ya que la “susceptibilidad magnética” es diferente para cada capa de roca en el campo.
- La gravimetría, que estudia las variaciones locales de la fuerza de gravedad terrestre (o aceleración de la pesantez). Se conoce que la densidad de los terrenos es muy diferente en los distintos niveles. Para medir estas anomalías se utiliza un gravímetro, que es un tipo de balanza con un muelle muy sensible, que se estira más o menos, según las rocas “densas” estén más o menos cerca de la superficie del suelo. Estas anomalías se interpretan geológicamente y se revelan las partes más hundidas o elevadas de la cuenca, el espesor de

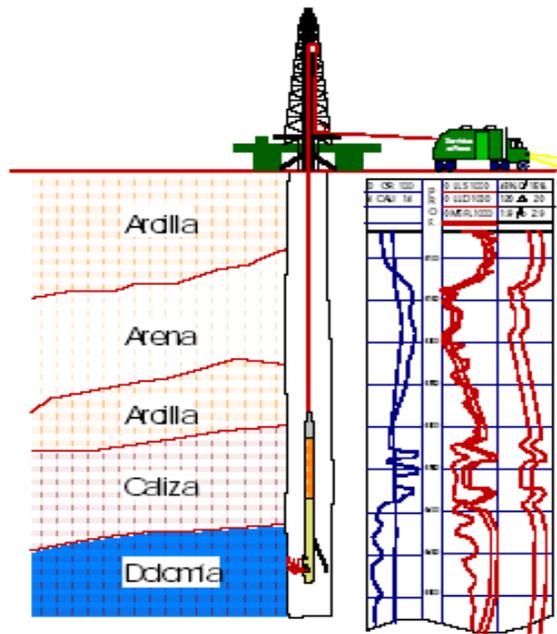
la cubierta sedimentaria y la profundidad de Yacencia del basamento cristalino. También, frecuentemente se revelan las estructuras anticlinales dentro de la cuenca. La gravimetría es un método relativamente sencillo para orientar la exploración en sus estadios iniciales(Bisbé York, 2007).

- Los métodos eléctricos y telúricos, los cuales se basan en la resistividad eléctrica de los terrenos sedimentarios atravesados por corrientes eléctricas. Son raramente utilizados en la práctica exploratoria petrolera (en Cuba se aplicaron experimentalmente en la década de los 70).
- La sísmica, la cual es, sin duda, el método geofísico más eficaz de todos, pero es también el más costoso. Generalmente, representa el 80% del presupuesto total de gastos de la exploración, antes de la perforación de pozos(Bisbé York, 2007).

#### **1.6.1. Registros Geofísicos de pozos**

Los registros de pozo constituyen, desde su introducción en el año 1927, una herramienta imprescindible para la evaluación de formaciones y como apoyo a la perforación y el control de la producción. A partir de la medición de diferentes propiedades físicas, se determinan los parámetros necesarios para evaluar las características colectoras del corte y realización de cálculos de reservas. Constituyen un elemento básico para el modelaje de yacimientos, la realización de estudios integrados y trabajos de simulación numérica, definir el completamiento del pozo, así como facilitar el conocimiento del estado técnico del caño, las camisas, el cemento por detrás de estas, la determinación de zonas para trabajos de estimulación, reparación, recuperaciones secundarias, etc(Bisbé York, 2007).

Las mediciones geofísicas en pozos se realizan mediante diferentes herramientas de registro (sondas) que se bajan por dentro del caño, conectadas mediante un cable a la unidad de superficie donde se procesa la señal procedente del pozo, ver figura 1.8; con este se puede obtener de forma indirecta, en tiempo casi real información fidedigna y bastante precisa del corte atravesado. Estas mediciones se realizan tanto a hueco abierto como en pozos encamisados(Bisbé York, 2007).



**Figura1.8. Diagrama esquemático de la toma de registros. Fuente:(Bisbé York, 2007)**

En ocasiones, debido a la complejidad en la construcción de los pozos (horizontales o con caños complejos), se hace imposible bajar las herramientas a cable, en este caso, se utiliza el TLC (Tough Logging Condition), como se observa en la figura1.9, mediante el cual la herramienta de registro se ensambla a la sarta de perforación y es bajada con esta al pozo hasta una determinada profundidad, donde el cable se baja a través de una ventana situada en la tubería de perforación y se conecta con ayuda del bombeo de lodo a la cabeza de la herramienta situada en la punta de la tubería. Posteriormente esta ventana es fijada y se continúa la bajada de los equipos en el hueco abierto conjuntamente con el cable de registro ya conectado, ver figura1.10, siempre evitando que el cable salga al hueco abierto y manteniendo una total sincronización entre el movimiento de la sarta de perforación y el cable para evitar que este se desconecte o se dañe. Es condición indispensable que exista un tramo de pozo encamisado mayor que el intervalo de registro ya que el cable no puede salir al agujero desnudo.



**Figura. 1.9. Cabeza de la herramienta de TLC. Fuente: Bisbé York (2007).**



**Figura. 1.10. Cabeza del cable. Fuente: Bisbé York(2007).**

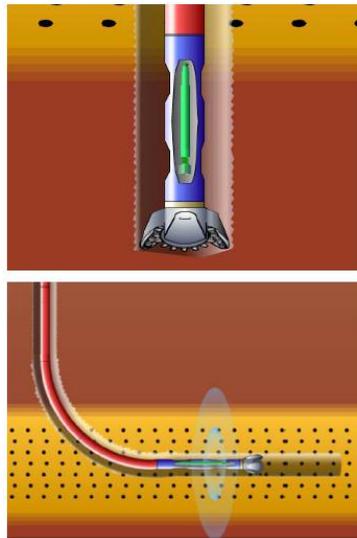
Otra forma de trabajar en pozos horizontales, ampliamente utilizada en la industria petrolera en todo el mundo, es utilizando tubería flexible, con la cual se facilitan todas las maniobras de registro así como disminuyen notablemente los tiempos de trabajo y los riesgos en la ejecución de los mismos.

Los registros de pozo en la actualidad se pueden realizar en tiempo real utilizando tecnologías de LWD (Logging While Drilling), en las cuales los sensores de la herramienta son colocados en un dispositivo situado detrás de la barrena de perforación y pueden registrar (medir) las diferentes propiedades físicas de las rocas, inmediatamente después de perforadas, lo que tiene como ventajas que se registra en tiempo real y las mediciones se realizan en rocas no afectadas por condiciones ambientales.

Existen también tecnologías de LWT (Logging While Tripping) donde la herramienta de registro se sitúa dentro de la tubería de perforación, ver figura 1.11, registrando con el movimiento de esta. Con este dispositivo es posible correr algunos registros en pozos que por malas condiciones del caño, peligros de atascamiento, derrumbes, pérdidas, etc. no es posible registrar a cable (Bisbé York, 2007).

Los principales métodos geofísicos de registro a pozo empleados en la exploración y perforación petrolera lo constituyen los registros eléctricos y radiactivos de los cuales existe una amplia gama de variantes que nos permiten obtener amplia información sobre la

composición de las rocas, la porosidad , la fracturación , la saturación así como la geometría del hoyo abierto.



**Figura1.11. Ubicación de la herramienta LWT dentro de la tubería de perforación y cómo se realiza el registro. Fuente: Bisbé York(2007).**

Para lograr un buen resultado en el procesamiento e interpretación de los registros, es muy importante tener claras las características del reservorio: litología predominante, resistividad del agua de formación, tipo y características del lodo con que se perforó, existencia de zonas de pérdidas de circulación, etc. ya que estos son factores que influyen de modo significativo en los resultados. Es por esta razón que el interpretador o analista de registros tiene que trabajar en estrecha cooperación con otros especialistas tales como geólogos, ingenieros de yacimientos, perforadores, ya que mientras mayor sea el volumen de información complementaria que se tenga, mayor será la precisión que se logre en los resultados(Bisbé York, 2007).

### **1.7. Conclusiones del análisis bibliográfico**

1. La principal estructura geológica del yacimiento Seboruco lo constituye la Unidad Tectónico Estratigráfica Placetas (UTE placetas) formada durante el Jurásico Medio.
2. El sistema petrolero presente en el yacimiento Seboruco es el Grupo Veloz-Grupo Veloz (!).

3. Las formaciones que conforman el Grupo Veloz son: Ronda, Cifuentes y Amaro. El sello regional lo constituye la formación Vega Alta.
4. Los registros geofísicos más empleados en la perforación petrolera en Cuba son los eléctricos y radiactivos.
5. Teniendo en cuenta la alta producción de crudo de los pozos Seboruco- 17A; 20;23 y 24 se propone la reentrada del pozo Seboruco-22.

## **CAPÍTULO II: DISEÑO METODOLÓGICO**

La metodología empleada en la investigación fue seleccionada sobre la base de los objetivos trazados, las características geológicas del área, construcción del pozo, la historia productiva del mismo y su comportamiento, así como toda la información disponible.

### **2.1. Informes Técnicos a utilizar para la elaboración del proyecto de reentrada del pozo Seboruco-22.**

1. Información Técnica auxiliar sobre el yacimiento Seboruco Este.
  - Información geológica, estratigráfica y tectónica del Yacimiento Seboruco: Para determinar cuál es la característica del corte geológico de la columna estratigráfica que deberá cortar el pozo. Estudios Integrados realizados por EPEPO y CEINPET.
  - Informe del corte geológico del pozo Seboruco-22, objetivos geológicos alcanzados por el mismo. Para localizar las capas productoras y la posición del Contacto Agua Petróleo (CAP) inicial y posible actual.
2. Registros geofísicos de los pozos de Seboruco Este y del pozo Seboruco-22.
  - Se consulta los informes realizados por (Bisbé York, 2007) y otros sobre la interpretación de los registros del pozo y pozos aledaños,
  - Informe del trabajo realizado por los grupos de geología y yacimientos de la EPEPO, sobre el reajuste de la información litológico-estratigráfica.
  - Documentos geológicos disponibles en el Archivo Central de la Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo Occidente (EPEPO).

## 2.2. Registros Geofísicos para la caracterización del pozo Seboruco-22.

Las herramientas usadas para obtener la información necesaria que indique la trayectoria adecuada, por donde debe ser perforado el pozo, para obtener mejores indicadores productivos fueron los registros geofísicos de pozo y de superficie.

### Registros Geofísicos de Pozo

Los registros geofísicos que se analizan en esta investigación se corrieron por la compañía Schlumberger, de Alemania, representadas por una filial mexicana. En la tabla 2.1 se muestran los registros que se utilizan en el estudio de pozos.

Tabla 2.1. Registros geofísicos usados en los pozos.

REGISTROS	Característica. Mediciones
Alta Resolución de la formación	Registro Eléctrico: Resistividad(Saturación)
Neutrón Compensado (CNL)	Neutrón Compensado. Porosidad
Espectrometría Gamma Natural (NGS)	Método Radiactivo para determinar el volumen de arcilla
EMS (Cáliper)	Registro mecánico: Diámetro y geometría

Fuente: Bisbé York(2018).

**HRLA:** La herramienta entrega 5 curvas de resistividad, cada una correspondiente con la profundidad de investigación; este perfil, conjuntamente con una mayor resolución de las mediciones proporciona los elementos necesarios para obtener la resistividad de la formación ( $R_t$ ), la de la zona invadida ( $R_{xo}$ ) y del diámetro de invasión ( $D_i$ ).

**CNL:** La herramienta de Neutrón-Neutrón Compensado (CNL) consta de un emisor y dos detectores, con lo cual se compensan los efectos del pozo y se obtiene directamente la porosidad, utilizando una matriz predeterminada (Caliza, Arenisca o Dolomita) en dependencia de la litología presente en el pozo. En realidad la herramienta determina el

volumen de hidrógeno contenido en los poros, el cual es proporcional a la porosidad total de la roca.

**NGS:** Esta herramienta utiliza 5 ventanas que permite detectar toda la información del espectro emitido por las sustancias radiactivas presentes en la formación, al tiempo que reduce la incertidumbre estadística en los análisis de los contenidos de Uranio, Torio y Potasio, estos dos últimos los podemos encontrar en las arcillas y lutitas, y el primero se encuentra generalmente en las fracturas en formas de sales, depositadas por el movimiento de las aguas mineralizadas. Este registro se presenta comúnmente con 2 curvas: SGR- Gamma Natural Total y CGR- Gamma Natural corregido por Uranio. Utilizando la curva CGR o las de contenido de Torio y/o Potasio se puede determinar el volumen de arcilla dentro de la formación, siendo muy útil para valorar la existencia de fracturas.(Bisbé York, 2007)

**Registro de Cavernometría (Cáliper) de 6 brazos EMS:** constituye un equipo muy versátil para determinar tanto el diámetro como la geometría del caño del pozo. Esta información es muy importante no sólo para la valoración de los reservorios, sino para definir puntos de bajada de la camisa de producción; determinación del volumen de cemento para fijar camisas de revestimientos y camisas de producción; realizar estudios de estabilidad de caño; etc.

- Registro Geofísico de Superficie: Levantamiento Sísmico 3D Costa Afuera.

Con este registro se obtienen la ubicación y forma, de las estructuras, posibles productoras, en la profundidad. Información que se utiliza en la modelación del mapa estructural. Ver Anexo 5.

### **2.3. Cálculos petrofísicos.**

Volumen de arcilla (VSh): Se determinó a partir del registro de Espectrometría Gamma Natural (NGS), utilizando la ecuación:

$$VSh = \frac{CGRr - CGRl}{CGRa - CGRl} \quad \text{ec.2.1}$$

Dónde:

CGRr: Valor de Gamma corregido por Uranio del registro

CGRl: Valor de Gamma corregido por Uranio la roca limpia (sin arcilla)

CGRa: Valor de Gamma corregido por Uranio de la roca arcillosa

Porosidad Total (PHIT): Se calculó a partir del registro Neutrón Compensado (CNL). La Porosidad por Neutrón (NPHI), se obtuvo directamente del registro, calibrado con matriz de Carbonato de Calcio (CaCO<sub>3</sub>).

Porosidad total (PHIT): Se obtiene básicamente a partir de las porosidades determinadas por Neutrón, Densidad y Sónico, teniendo como premisa, que antes que todo es necesario definir la matriz de roca predominante en el intervalo analizado ya que esta constituye la base de todos los cálculos a realizar

Neutrón (NPHI): Se obtiene directamente del registro

Densidad (DPHI):

$$DPHI = \frac{Dm - Dr}{Dm - Df} \quad \text{ec.2.2}$$

Dónde:

Dm: Densidad de la matriz, g/cm<sup>3</sup>

Dr: Densidad leída en el registro, g/cm<sup>3</sup>

Df: Densidad del fluido que satura los poros, g/cm<sup>3</sup>

Los datos de las densidades de algunas rocas y otros materiales necesarios en el estudio se muestran en la tabla 2.2.

Tabla 2.2: Valores de densidad de la matriz para diferentes tipos de roca y fluidos.

Material	Fórmula	Dm, g/cm <sup>3</sup>
Cuarzo	SiO <sub>2</sub>	2.654
Calcita	CaCO <sub>3</sub>	2.710
Dolomita	CaCO <sub>3</sub> MgCO <sub>3</sub>	2.870
Anhidrita	CaSO <sub>4</sub>	2.960

Agua dulce	H <sub>2</sub> O	1.000
Agua salada	H <sub>2</sub> O (200 000 ppm)	1.146
Aceite	n(CH <sub>2</sub> )	0.850

Fuente: Bisbé York (2007).

Sónico: (PHIS):

$$PHIS = \frac{\Delta_{tr} - \Delta_{tm}}{\Delta_{tf} - \Delta_{tm}} \quad \text{ec.2.3}$$

Dónde:

$\Delta_{tr}$ : Valor de medido en el registro

$\Delta_{tm}$ : Valor de la matriz de roca

$\Delta_{tf}$ : Valor del fluido que satura los poros de la roca

Los valores de  $\Delta_{tm}$  para diferentes tipos de rocas y fluidos se muestran en la tabla 2.3.

Tabla 2.3: Valores de  $\Delta_{tm}$  para diferentes tipos de roca y fluidos.

Tipo de material	$\Delta_{tm}$ (useg/pie)	$\Delta_{tm}$ (useg/m)
Arenisca	55.5	182
Caliza	47.5	156
Dolomita	43.5	143
Anhidrita	50	164
Agua salada	188	605 - 616
Agua dulce	200	656
Normalmente usada	189	620
Camisa (hierro)	57	187

Fuente: Bisbé York (2007).

La porosidad por sónico, siempre y cuando no existan fracturas, se puede considerar Porosidad Total en el caso de presencia de fracturas,  $SPHI < NPFI$  o  $DPFI$ , y se considera a la porosidad por sónico como la porosidad de la matriz.

Entonces, en sentido general la Porosidad total queda como:

$$PHIT = \frac{NPFI + DPFI}{2} \quad \text{ec.2.4}$$

Porosidad Efectiva (PHIE): Es la porosidad de poros interconectados y se obtiene a partir de la relación:

$$PHIE = PHIT - (VSh * PHISh) \quad ec.2.5$$

donde:

VSh: Volumen de arcilla, (v/v)

PHIT: Porosidad Total (v/v)

PHISh; Porosidad de la arcilla (30 – 40%)

Saturación de agua (Sw): Para determinar la Saturación de agua (Sw), se utilizó el modelo de Doble Agua (Doble Porosidad), por encontrarnos en presencia de un reservorio fracturado

## **2.4. Métodos utilizados en el análisis de los informes técnicos.**

Los métodos utilizados en el análisis de proyectos técnicos son:

**Observación:** Como herramienta para recolectar datos e información sobre el proyecto.

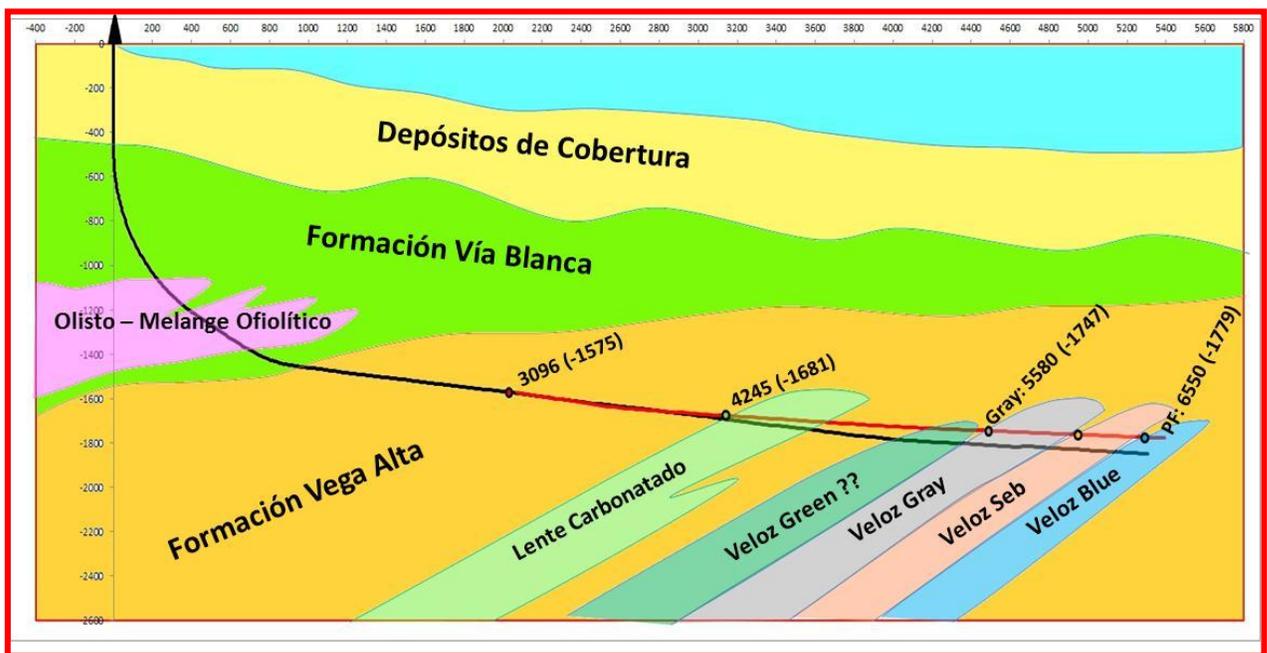
**Teórico:** Se emplearon el Método de Análisis y Síntesis para examinar, razonar y concentrar toda la información obtenida sobre las características esenciales, regularidades y anomalía de producción del pozo Seboruco-22 y el método Inducción – Deducción para procesar el resultado de las herramientas utilizadas.

## **CAPÍTULO III: RESULTADOS Y DISCUSIÓN**

En este capítulo se analizan los resultados de los estudios geológicos realizados a los pozos aledaños al Seboruco-22 R así como los resultados de la interpretación de los registros geofísicos y sus correlaciones para determinar la calidad del reservorio con vista a incrementar su productividad.

### 3.1. Definición del proyecto geológico del Pozo Seboruco-22R.

El corte geológico que atraviesa el pozo Seboruco-22 se ilustra en la figura 3.1, elaborado a partir de la consulta de la tabla de topos y bases de este pozo, y pozos vecinos, del bloque Seboruco Este (Seboruco-20,21,21re,22 y 23). Se pueden distinguir los objetivos geológicos de interés como es el grupo Veloz. El petróleo en el yacimiento se ha encontrado en las capas Veloz Green, Veloz Gray, Veloz Seboruco y Veloz Blue en Seboruco Este, como se observa en el corte geológico de la figura.3.1 (Colectivo de Autores, 2016).



**Figura3.1. Corte geológico por trayectoria Seboruco 22R. Fuente:(Colectivo de Autores, 2016)**

En general al campo se asocian los pliegues de la parte superior a la inferior del corte, Veloz Green, Veloz Gray, Veloz Seboruco, Veloz Blue, Veloz 1, Veloz 2 y Veloz X, aunque en la parte de Seboruco Este se desarrollan con petróleo los cuatro primeros y los más nórdicos parecen estar saturados de agua ya que hacia el Norte sube el contacto agua petróleo (CAP), mientras en los cuatro primeros pliegues el CAP está a 1850 m bajo el nivel del mar y hacia el norte se levanta hasta -1730 m bajo el nivel del mar. Ver mapa estructural de Seboruco Este, figura.3.2 y Anexo 3.

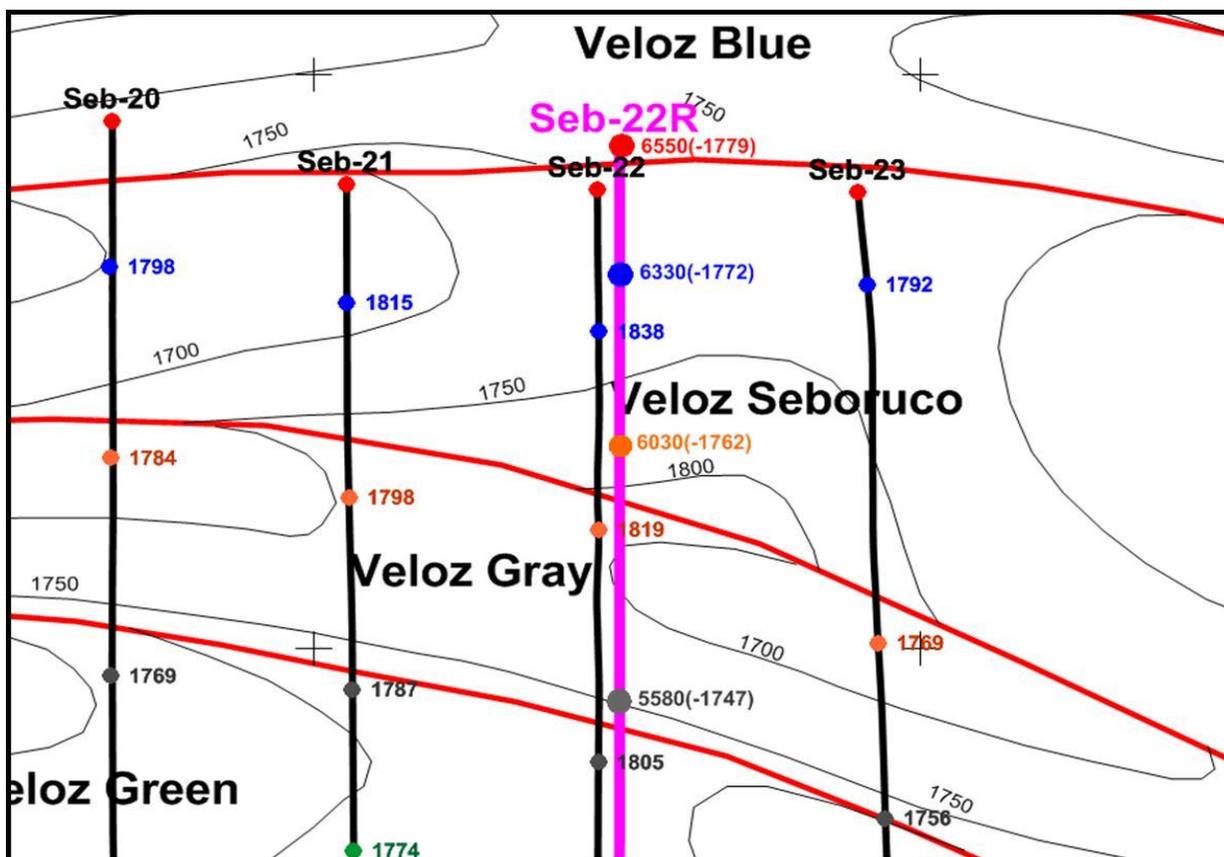


Figura3.2. Detalle del Mapa Estructural con los principales objetivos.  
Fuente:(Colectivo de Autores, 2016)

### 3.2. Información actual de pozos aledaños.

La tabla 3.1 muestra los indicadores fundamentales que se tienen en cuenta al evaluar la productividad de un pozo de petróleo y que permiten el establecimiento de medidas geólogo-técnicas para incrementar su productividad. Entre ellos están el caudal de petróleo y gas, el porcentaje de agua presente, la relación gas petróleo (RGP), entre otros (Colectivo de Autores, 2016).

Tabla 3.1. Información actual de pozos aledaños.

Indicador	Seb-21	Seb-22	Seb-23
Qpet (m <sup>3</sup> /d)	25.6	15.4	71.7
Qgas (Mm <sup>3</sup> /d)	No se mide	No se mide	No se mide

Indicador	Seb-21	Seb-22	Seb-23
BSW (%)	20.2	32.0	1.1
RGP (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	-	-	-
Choque (mm)	9	6	15
RPM	100	50	200
°API	10.13	7.42	10.48
Régimen Trabajo	Bombeo	Bombeo	Bombeo
Coef. Explotación	0.97	0.98	0.98
Qp acum. (m <sup>3</sup> )	19 245	16 886	29 361
Fecha de inicio de producción	Sep 2014	May 2014	Dic 2014

Fuente: Colectivo de Autores(2016).

Como se observa el pozo Seboruco 23 presenta mejores indicadores productivos lo cual indica que la reentrada del pozo Seboruco 22 debe dirigirse a la zona de drenaje de este pozo, sin invadir la misma.

### **3.3. Tarea Técnica para la reentrada del pozo Seboruco 22.**

Teniendo en cuenta los objetivos geológicos de interés apreciados en el perfil del pozo, ver figura 3.1 y 3.2, y los resultados de los indicadores productivos de los pozos aledaños, como se muestra en la tabla 3.1, se sugiere realizar un desplazamiento lateral entre 35-40 m hacia el este con relación al pozo original Seboruco-22 y teniendo en cuenta el corte de agua que presenta el Seboruco 22 con relación al Seboruco 23 se recomienda subir el perfil del pozo Seboruco 22R entre 65 y 70m en la vertical, lo cual constituye la base de la tarea técnica a desarrollar. Esta tarea se realizara en dos etapas:

- 1- Realizar el corte del pozo
- 2- Terminación del pozo

#### **3.3.1. Corte que debe atravesar el pozo Seboruco-22R.**

El perfil del pozo Seboruco-22R se determina teniendo en cuenta los registros geológicos e interpretación de los registros geofísicos de pozo del pozo seboruco-22 original y de los aledaños dentro del sector Seboruco Este, así como los datos de la interpretación de la sísmica disponible y las tablas de topes y bases de los reservorios y sus sellos

correlacionados. Las medidas de profundidad se toman en tres puntos: primera medida por el instrumento bajo mesa rotaria, segunda vertical verdadera medida bajo válvula preventora y la tercera absoluta medida bajo el nivel del mar. Los resultados del pozo perforado se muestran en la tabla 3.2.

Tabla3.2. Topes de las formaciones atravesadas por el pozo Seboruco-22R.

Topes Formaciones	Profundidad (m)		
	Instr. (mbmr)	Vert. (mbbp)	Absol. (mbnm)
Ventana en Camisa 9 5/8"	3096	1591	1575
Veloz Gray	5580	1763	1747
Veloz Seboruco	6030	1778	1762
Veloz Blue	6330	1795	1772
Profundidad Final	6550	1795	1779

Fuente:(Bisbé York, 2018)

### 3.3.2. Terminación planificada

En la figura 3.3 se muestra la Carta Geólogo Técnica del pozoSeboruco-22R donde se muestra su corte estratigráfico, litología, las edades de las formaciones cortadas, las complejidades que se esperan durante la perforación, presiones esperadas en cada capa, los registros geofísicos que se requieren y el encamisado para los diferentes diámetros de camisa. Se pretende penetrar en el reservorio Veloz Gray a 5580 m (-1547mbnm) con un ángulo de ~88.0° y mantenerlo hasta alcanzar la profundidad final de 6550 m (-1779mbnm). Se estima navegar en el reservorio Veloz ~970 m (medidos por el instrumento). Los mantos Gray y Seboruco pudieran ser cubiertos con camisa flotante ranurada de 4 ½" si las condiciones del caño lo requieren, con *packer* externo ubicados en los intervalos arcillosos de Vega Alta intramantos que pudieran estar presentes.

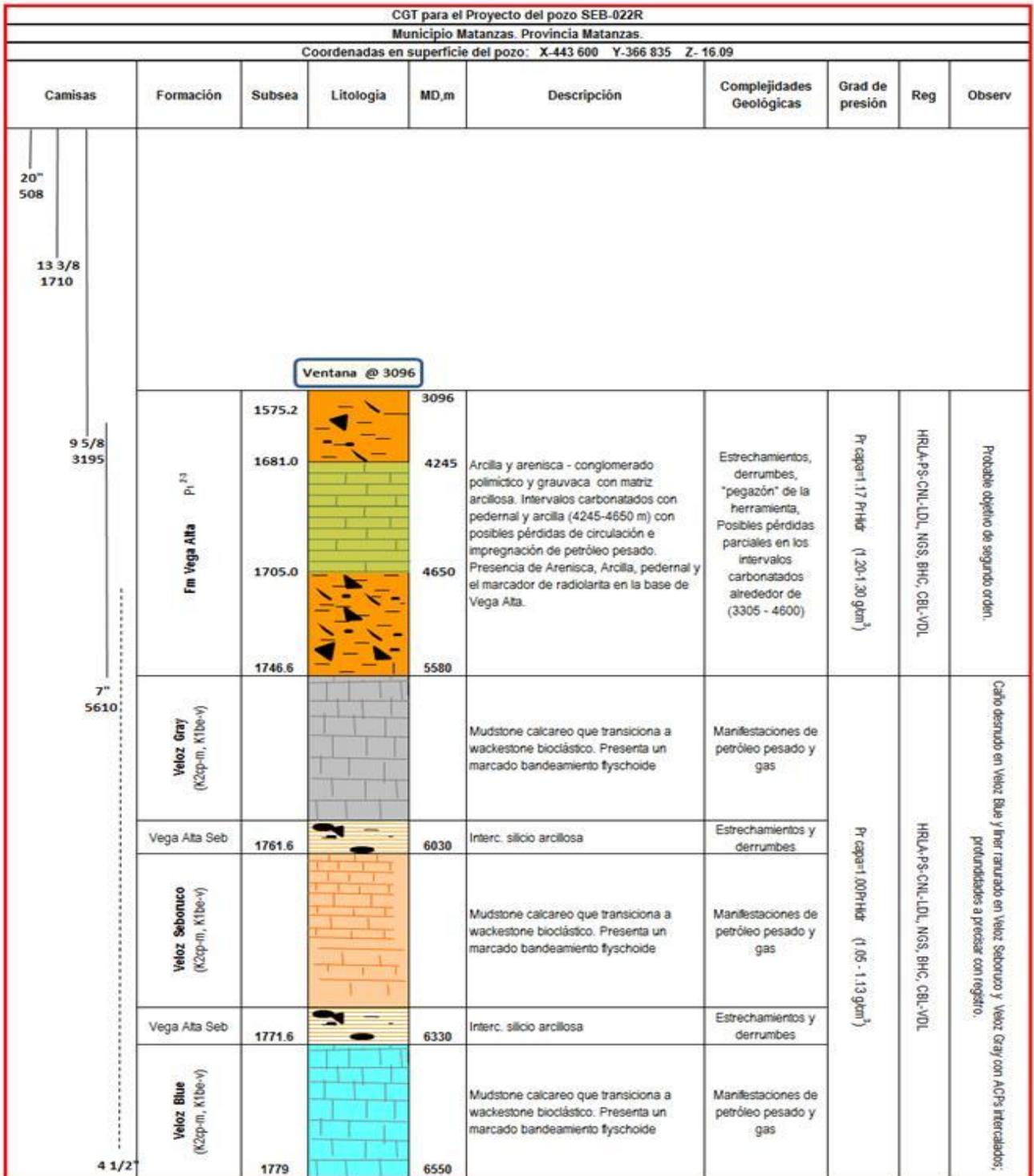
Durante las operaciones de reentrada del pozo, teniendo en cuenta la información reportada en la figura 3.4, se pueden encontrar riesgos que afecten el desempeño exitoso del proceso de perforación, los cuales están dados por:

- Características geo-mecánicas de las rocas: dureza, fragilidad, fracturación, fallas, cavernosidad, etc.
- Presencia de *Lutitas* no compactas y *Asfaltitas*, las cuales provocan empaquetamiento y trabazón de las herramientas

- Formaciones con alta permeabilidad, presiones anómalas y zonas depletadas que pueden provocar pérdidas de circulación del fluido de perforación.

Medidas para enfrentar o disminuir estos riesgos:

- Controlar la velocidad de avance de la perforación(ROP)
- Controlar el peso en el gancho y sobre la barrena
- Utilización de lodos KCl polímeros
- Utilización de inhibidores para las zonas arcillosas
- Controlar la reología del lodo
- Controlar la densidad adecuada del lodo específica para cada intervalo a perforar



**Figura3.3. Carta Geólogo Técnica del pozo Seb-22R. Fuente: Colectivo de Autores(2016).**

### 3.4. Producción inicial estimada y declinación para los próximos 5 años.

Teniendo en cuenta el comportamiento productivo inicial de los pozos vecinos, ver tabla 3.1 y la información geológica disponible, se estima que el pozo Seboruco 22R comience produciendo a razón de 100m<sup>3</sup>/d, con declinaciones entre un 10 y un 12%, en los próximos años, de acuerdo al comportamiento real del campo, por lo cual se obtienen las producciones dadas en tabla 3.3 y 3.4.

Tabla 3.3. Indicadores de producción esperados del pozo Seboruco-22R.

Seboruco-22R.						
Ind. P. Pozo	Qp última, ton/d	Qp esperada ton/d	RGP, m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>	Aumento Anual RGP %	Fecha inicio producción	Coefficiente de explotación
Seb-22R.	20	100	75	10	jun-18	0.95

Fuente: (Colectivo de Autores, 2016).

Tabla 3.4. Declinación esperada de la producción de petróleo, en los próximos 5 años (12%).

Pozo	Años	2019	2020	2023	2025
Seb-22 R,	t/año	25648	25135	23657	22720

Fuente: (Colectivo de Autores, 2016).

### 3.5. Evaluación de los sellos y reservorios desde el punto de vista sedimentológico.

- Intervalo 460-4020m (formaciones post orogénicas y orogénicas de cobertura).

En el intervalo que comprenden las formaciones de superficie, así las como otras unidades orogénicas (Vía Blanca, Mélange Ofiolítico y Vega Alta 1), solamente fueron observadas manifestaciones de petróleo muy ocasionales, en la mayor parte de los casos menores de 3% de granos manchados de petróleo. El análisis de todas las relaciones entre gases, así

como de los gráficos Pixlers, ver anexo 4 indica la ausencia de tramos de interés productivo en esta sección. En la tabla 3.5 se observa la evaluación del tramo 460-4650 m, como sello-reservorio del pozo Seboruco-22R, según análisis Pixlers, por el estudio de los gases de hidrocarburos.

Tabla 3.5. Evaluación del tramo 460-4650m como sello-reservorio del pozo Seboruco-22R.

Formación	Profundidad (m)	C1/C2	Wh	Bh	Ch	Índice de petróleo	Pixlers	Evaluación
Universidad	460?-568	No productivo	Crudo residual			Crudo pesado	No productivo	Reservorio de muy mala calidad
Vía Blanca	568-742							
Mélange Ofiolítico	742		Gas seco	Crudo residual	No productivo	Agua, mala permeabilidad		
	1750							
	2005							
	2120							
	2340							
Vega Alta 1	3096		Crudo residual			No productivo	Sello	
	4245		Gas seco	Gas seco, agua				
	4650							

Fuente: (Bisbé York, 2018)

- Complejo reservorio-sellos intramantos (4650-5534m).

En este pozo el complejo de secuencias reservorio-sellos intramantos tiene una especial complejidad: cuatro secciones de reservorio (Veloz Gray, Veloz Seboruco y Blue), separadas por tres intervalos de sellos intramantos (Vega Alta 2, 3 y 4), como se ilustra en la figura 3.6.

El estudio de las relaciones entre gases, conjuntamente con las observaciones de las muestras y los análisis de fluorescencia y corte, permiten hacer una clara evaluación de los diferentes intervalos como reservorio o sello. Las siguientes observaciones fueron calibradas con los resultados de los registros geofísicos, obteniéndose muy buena correspondencia entre ambos métodos, como se muestran en la tabla 3.6 y figura. 3.5.

En la Tabla 3.5 y 3.6 se expresan las cualidades de cada uno de los intervalos de este tramo. En resumen, la sección de Veloz Mango tiene muy mala calidad como reservorio, probablemente no productivo, mientras que Veloz Green y Gray resultan reservorios de buena calidad. Por su parte, Veloz Seboruco muestra excelentes condiciones como reservorio.

Tabla 3.6. Evaluación del intervalo reservorio-sellos intramantos del pozo Seboruco 22.

Formación	Profundidad (m)	C1/C2	Wh	Bh	Ch	I	O	Pixlers	Evaluación
Vega Alta 1	4650	Gas	No productivo			Gas, agua		No productivo	Sello
Gray	5580		Productivo, crudo pesado			Crudo		Productivo, buena permeabilidad	Buen reservorio
Vega Alta 2	5209-5214		No productivo						Sello malo
Sbrco	6030		Productivo, crudo pesado					Productivo, excelente permeabilidad	
	6330								
Velos Blue	6550		Productivo, crudo pesado					Productivo Buena permeabilidad	

Fuente: (Bisbé York, 2018)

Las secciones intramantos Vega Alta 2 y 3 resultan buenos sellos, mientras que Vega Alta 4 parece ser un sello malo, dados su pequeño espesor y composición litológica. Esto puede

deberse al hecho de que este pozo, por su trayectoria, entró en una posición muy baja en la escama Seboruco, donde el espesor de la sección intramantos se hace muy poco considerable.

### 3.6. Análisis petrofísico del pozo Seboruco-022R

Al culminar la perforación el pozo alcanzó, finalmente, una profundidad total de 6552mMD (1798.1mTVD).

Para la corrida de los registros los tramos fueron considerados según las profundidades de bajada de las camisas propuestas en el proyecto del pozo. Estos son: Tramo7" y Caño Abierto. Los registros se corren con la tubería (TLC), medidos bajo la mesa rotaria y en los intervalos mostrados en la tabla 3.7.

5610–3096mbmr.

Tabla 3.7 Registros corridos.

REGISTROS	INTERVALO, (mMD)	ESCALA
HRLA	6550 - 5610	1:1000 / 1:200
CNL	6550 - 2900	1:1000 / 1:200
NGS	6550 - 2900	1:1000 / 1:200
EMS (cáliper)	6550 - 5610	1:1000 / 1:200

Fuente: (Bisbé York, 2018)

Una vez realizados los registros se determina que se cumple con los objetivos por los que se había perforado el pozo, ya que se cortan los horizontes productivos propuestos en el proyecto del pozo, como Veloz Gray, Veloz Seboruco y Veloz Blue, sin Vega Altas Intramantos, en posición estructural más favorable. Presentando buenas características colectoras por registro y manifestaciones durante la perforación. Se logra pasar todo el complejo de registros hasta la profundidad de 6555mMD. En base a toda la información recopilada (registros, recortes, etc.) se establecieron los topes de los reservorios como se muestra en la tabla 3.8, mientras que en la tabla 3.9 se muestra a modo de comparación, los

topes de cada reservorio cortado por los pozos Seboruco-021R, Seboruco-022R y Seboruco-22. Además, en el (Anexo 6y7) se aprecia la correlación existente entre el Seboruco-22R y su pozo original, el Seboruco-22.

Tabla 3.8. Topes y Bases por proyecto, geología y registros de los horizontes presentes en el corte del pozo Seboruco-022R.

Horizonte	Proyecto		Geología			Registros		
	TOPE mMD	mTVDSS	TOPE mMD	mTVD	mTVDSS	TOPE mMD	mTVD	mTVDSS
Gray	5580.00	-1746.00	5550.00	1764.00	-1748.00	5508.50	1762.50	-1746.50
Seboruco	6030.00	-1761.60	5720.00	1770.00	-1754.00	5783.50	1773.20	-1757.10
Blue	6330.00	-1771.60	6365.00	1794.00	-1778.00	6338.50	1792.30	-1776.30
Fondo	6550.00	-1779.00				6535.00		

Fuente:(Bisbé York, 2018)

Tabla 3.9. Topes de cada horizonte productivo para los pozos Seboruco-021R, Seboruco-022R y Seboruco-022.

Pozo	Veloz Gray		VelozSeboruco		Veloz Blue		Fondo	
	mMD	mTVD	mMD	mTVD	mMD	mTVD	mMD	mTVD
Seb-021R	5340.50	1760.50	5577.00	1766.10	6009.00	1784.90	6095.00	1786.70
Seb-022R	5508.50	1762.50	5783.50	1773.20	6338.50	1792.30	6535.00	1798.10
Seb-022	5459.40	1822.00	5851.6	1836.10	6211.8	1855.60	6430.10	1865.90

Fuente:(Bisbé York, 2018)

Los resultados de esta tabla muestran que en la perforación del pozo Seboruco -22R se cumple lo previsto en la tarea técnica, al cortar las capas productivas entre 60-70 m, por arriba, en la vertical con respecto al pozo Seboruco-22.

Centrando la atención en el pozo Seboruco-022R, luego de realizar los cálculos petrofísicos correspondientes, mostrados en la tabla 3.10, se obtuvo que de los tres reservorios, el que mayor espesor efectivo para petróleo posee es el Veloz Seboruco, con 121.75 m, seguido por Veloz Gray, con 100 m y Veloz Blue con 98.50 m, pero a pesar de esto, la relación

entre espesor efectivo para petróleo/espesor total de reservorio ( $H_{ef}/H$ ), que indica cuánto del total de espesor de reservorio está apto para la producción de petróleo, muestra valores de un 50.1% para Veloz Blue, 37.9% para Veloz Gray, y 21.9% para Veloz Seboruco. En cuanto a la porosidad efectiva, osciló entre 11.5% y 14.2 %, mostrando este último valor el reservorio Veloz Blue, por lo que su zona registrada es la de mayor porosidad de este intervalo, mientras que en Veloz Seboruco, los valores manifestados promediaron 11.5%. La saturación de agua varió de 12.7% a 21.0%, mostrándose bajo en todo el corte. En cuanto al volumen de arcilla promedio en esta zona, comprendida por estos tres reservorios, se comportó siempre por debajo del 10 %, incluso en Veloz Blue, alcanzó valores de 6.5%. El volumen de arcilla se determina a partir del registro de Espectrometría Gamma Natural (NGS) y la curva de Gamma Corregido por Uranio (CGR), con valores de corte: CGRa (arcilla)= 75 UAPI y CGRI (limpia)= 1 UAPI.

Los Cut off o valores de corte empleados para determinar qué espesor del total era efectivo para reservorio (PHIE y VSh.) y cuál era efectivo para petróleo ( $S_w$  y  $R_t$ ) se muestran en la Tabla 3.10.

Tabla3.10.Cutoff o valores de corte empleados.

No.	Zona	Tope	Base	PHIE	Sw	VSh	RT
1	Gray	5508.5	5783.5	$\geq 0.08$	$\leq 0.4$	$\leq 0.25$	$\geq 30.$
2	Seboruco	5783.5	6338.5	$\geq 0.08$	$\leq 0.4$	$\leq 0.25$	$\geq 30.$
3	Blue	6338.5	6535.0	$\geq 0.08$	$\leq 0.4$	$\leq 0.25$	$\geq 30.$

Fuente:(Bisbé York, 2018)

Tabla 3.11. Resultados de los cálculos petrofísicos.

No.	Zona	Tope mMD	Base mMD	H m	Hef M	Hef/H	PHIE v/v	Sw v/v	VSh v/v
1	Gray	5508.5	5783.5	264.50	100.25	0.379	0.132	0.134	0.093
2	Seboruco	5783.5	6338.5	555.0	121.75	0.219	0.115	0.210	0.096
3	Blue	6338.5	6535.0	196.50	98.50	0.501	0.142	0.127	0.065

Fuente:(Bisbé York, 2018)

Según las respuestas dadas por los registros, se definieron 3 zonas de reservorio, debido a variaciones evidentes en estos y tomando también como referencia las descripciones litológicas de las muestras de canal. Para fundamentar este criterio se realiza una correlación entre este intervalo y el intervalo semejante en los pozos Seboruco-21R y Seboruco-22 apreciándose una buena correspondencia entre las curvas medidas (Anexo 7). Finalmente los Topes y Bases de cada uno de estos horizontes se muestran en la Tabla 3.12.

Tabla 3.12. Correlación de los pozos Seboruco-20, Seboruco-21R, Seboruco-22R y Seboruco-23. Anexo 9 (Bisbé York, 2018).

Pozo	TOPE	BASE	TOPE	BASE	H	Hef	Hef/H	PHIE
	mMD		m TVD		m	m		v/v
Seb-020	5399.00	5879.00	1801.80	1817.80	480.00	254.74	0.532	0.109
Seb-021R	5579.50	6010.00	1766.20	1784.90	430.50	130.9	0.300	0.123
Seb-022R	5783.50	6338.50	1773.20	1792.30	555.00	121.75	<b>0.219</b>	0.115
Seb-023	5946.50	6495.00	1784.10	1807.30	548.50	187.00	0.340	0.137

Fuente:(Bisbé York, 2018)

A pesar de que el valor de Porosidad Efectiva (PHIE) del pozo Seboruco –22R, no es la más baja de los mostrados en la tabla 3.12, es necesario tener en cuenta que la relación Espesor Efectivo / Espesor total (Hef/H) sí es la menor, esto indica que sólo el 22% del espesor total de Seboruco en este pozo, tiene características de buen productor, a diferencia de los restantes, en que esta relación supera el 30%.

Tabla 3.13. Diferencia en cuanto a Porosidad Efectiva (PHIE) y Espesor Efectivo / Espesor total (Hef/H) dentro del reservorio Blue.

Pozo	TOPE	BASE	TOPE	BASE	H	Hef	Hef/H	PHIE
	mMD		m TVD		m	m		v/v
Blue	6338.5	6444.0	1792.3	1795.5	105.5	94.0	0.891	0.143
Blue_a	6444.0	6535.0	1795.5	1797.7	91.0	4.5	0.049	0.122

Fuente:(Bisbé York, 2018)

Teniendo en cuenta los datos de esta tabla, en este pozo, se aprecia una clara diferenciación entre la parte superior de Blue y la inferior que se expresa tanto en la relación  $H_{ef}/h$  como en los valores de porosidad efectiva (PHIE).

### 3.7. Resultados productivos del pozo Seboruco-22R

El pozo Seboruco -22R al culminar la reentrada muestra resultados productivos superiores al Seboruco-22 original como se muestra en la figura 3.5, un menor corte de agua y baja relación gas petróleo lo cual cumple con los parámetros establecidos por la Oficina Nacional de Recursos Minerales de Cuba.

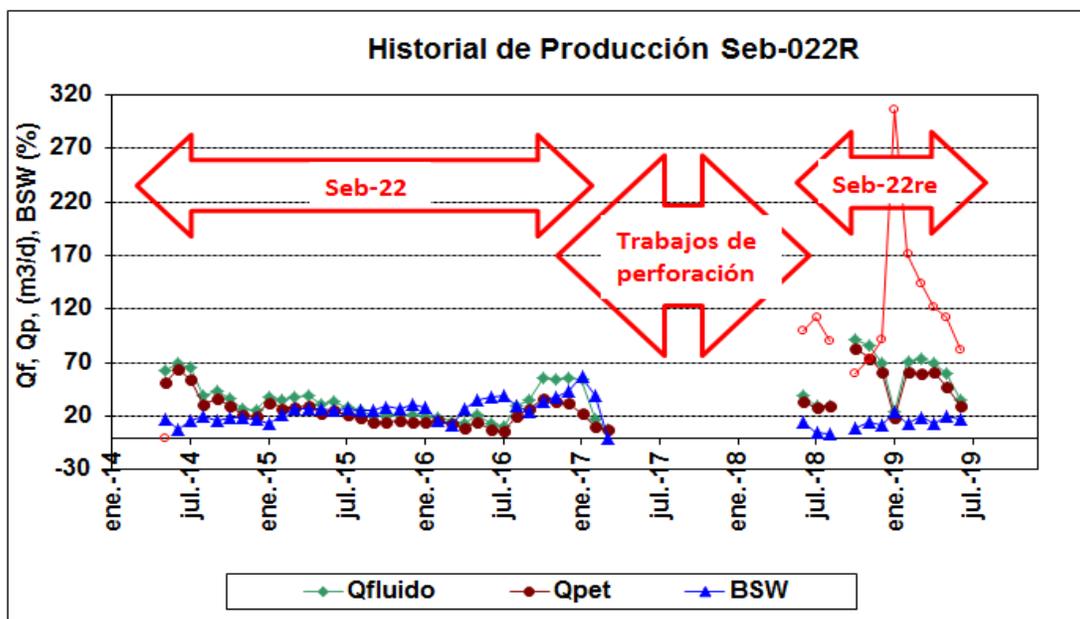


Figura 3.4. Comportamiento productivo del pozo Seboruco-22 antes y después de la reentrada. Fuente: Elaboración propia con los datos que se muestran en el Anexo-10

## CONCLUSIONES

1. La evaluación geólogo -técnica de los pozos del sector este del yacimiento Seboruco permitió definir la zona de mejor características productivas para la reentrada del pozo Seboruco-22
2. El perfil geológico del pozo Seboruco -22R abarca el grupo Veloz en los mantos Gray, Seboruco y Blue sin intramantos arcillosos.
3. La reentrada alcanza los mantos Gray (1762.50TVD), Seboruco (1773.20TVD) y Blue(1792.30TVD), ubicada a 63m arriba del pozo original y 40m al este.
4. En el pozo Seboruco-22R el reservorio que mayor espesor efectivo para petróleo posee es el Veloz Seboruco con 121.75m,seguido por Veloz Gray con 100m y Veloz Blue con 98.5m, lo cual permite un incremento en la producción de crudo de 60m<sup>3</sup>/d.

## RECOMENDACIONES

1. Realizar el análisis de otros pozos del yacimiento donde sea factible generalizar este trabajo como Medidas Geólogo-Técnicas para incrementar la producción de petróleo en pozos que hayan declinado su producción y aumentado el corte de agua.
2. Teniendo en cuenta los resultados, así como las propiedades colectoras determinadas por registros, y al ser Veloz Seboruco el principal horizonte a drenar en este pozo; se recomienda someter a estimulación ácida este intervalo para incrementar la producción.

## BIBLIOGRAFÍA

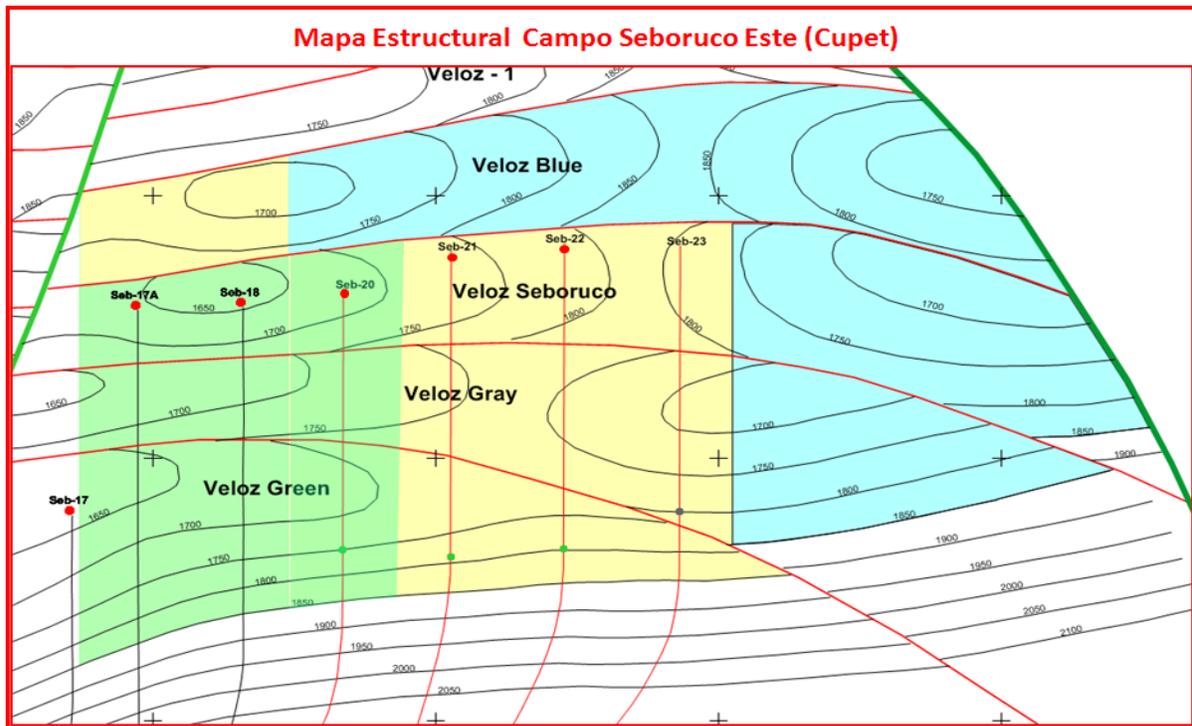
1. **Albear, J F y Pushcharovski, Y M. 1974.***Mapa tectónico de la región del Caribe. Contribución a la Geología de Cuba.* Instituto de Geología de la Academia de Ciencias de Cuba. 1974. págs. 3-8.
2. **Almaguer Alvares, Yaimeli. 2017.***Estratigrafía del sector morro-cojímar de la franja norte de crudos pesados.* 2017. Tesis presentada en opción al título académico de Máster en Geología del Petróleo.
3. **Bisbé York, Ing. Esther María. 2007.***Elementos Básicos de Geofísica de pozos. EPEPO.* 2007.
4. **Bisbé York, Ing. Esther María. 2018.***Informe final de la interpretación de registros geofísicos en el pozo seboruco-22Re.* 2018. Archivo EPEPO.
5. **Blanco Bustamante , S. y Fernández Carmona, J. . 2006.***Acerca del límite Cretácico-Terciario en pozos de la Franja Norte Cubana de crudos pesados.* 2006. Memorias de la III Jornada Científica Ceinpet-Cupet.
6. **Brey del Rey, D., y otros. 2007.***Facies de los depósitos de la Formación Vega Alta en los yacimientos Yumurí-Puerto Escondido.* 2007. Jornada Científica del Centro de Investigaciones del Petróleo.
7. **Brönnimann, P ; Rigassi, D. 1963.***Contribution to the geology and paleontology of the area of the city of La Habana, Cuba, and its surroundings.* *Eclogae Geologicae Helvetiae.* 1963. págs. 193-480.
8. **Cobiella Reguera, J.L. 2000.***Geological development of Cuba.* 2000.
9. **Colectivo de Autores. 2004.***Estudio de Explotación de Yacimientos operados por EPEPO.* 2004. Archivo EPEPO.
10. **Colectivo de autores. 2005.***Geología del Yacimiento Seboruco. Grupo de Ingeniería de Yacimientos. EPEPO.* 2005.
11. **Colectivo de Autores. 2016.***Informe Anual de Explotación e Ingeniería de Yacimiento del campo Seboruco EPEPO.* 2016. Archivo EPEPO.
12. **Delgado López, O. 2003.***Geoquímica de los Sistemas Petroleros presentes en Cuba Occidental.* Instituto Superior Politécnico José Antonio Echevarría. Cuba : La Habana, 2003. pág. 147 p, Tesis de MSc.

13. **Gil González, S.; Furrázola Bermúdez, G. 1998.** *Reseña del Sistema Cretácico*. Instituto de Geología y Paleontología. La Habana. : s.n., 1998. Estudios de Geología de Cuba.
14. **Hatten, C. W., y otros. 1958.** *Geology of central Cuba, eastern Las Villas and western Camagüey provinces*. Oficina Nacional de Recursos Minerales. La Habana : Minbas, 1958.
15. **Iturralde Vinent , M. 1982.** *Posibilidades gasopetrolíferas de Camagüey*. Oficina Nacional de Recursos Minerales. La Habana : s.n., 1982.
16. **Iturralde Vinent, M. 1971.** *Estratigrafía y magmatismo de la provincia de Matanzas y noroeste de Las Villas*. 1971. págs. 27-40, Revista Tecnológica.
17. **Iturralde Vinent, M. 1994.** *Cuban geology: a new plate tectonic synthesis*. . 1994. págs. 39-71, Journal of Petroleum Geology.
18. **Iturralde Vinent, M. 1996.** *Magmatismo de margen continental de Cuba*. Ofiolitas y arcos volcánicos de Cuba, First Contribution IGCP . 1996. págs. 121-130.
19. **Kozary, M. 1968.** *Ultramafic rocks in thrust zones of northwestern Oriente Province, Cuba*. American Association of Petroleum Geologists. 1968.
20. **Linares, E., y otros. 1985.** *Mapa Geológico de la República de Cuba, escala 1:500 000*. Ministerio de Industria Básica. La Habana : s.n., 1985.
21. **López Rivera. 2003.** "La importancia de la geología con la perforación de pozos petroleros". [En línea] 2003. [Citado el: 20 de 11 de 2018.] <https://es.scribd.com/document/234405295/La-Importancia-de-La-Geologia-Con-La-Perforacion-de-Pozos-Petroleros>.
22. **López Rivera, , J. G., y otros. 2001.** *López-Rivera, J.G., O. Pascual, J.O. López-Quintero, . Sosa Calidad de los petróleos en los yacimientos de Cuba*. Centro de Investigaciones del Petróleo. La Habana : s.n., 2001. pág. 148, Informe Interno.
23. **López Rivera, J. G., y otros. 2009.** *Avances en el conocimiento del potencial exploratorio para petróleo y gas de Cuba*. s.l. : Geociencias, 2009. II Convención sobre Ciencias de La Tierra.

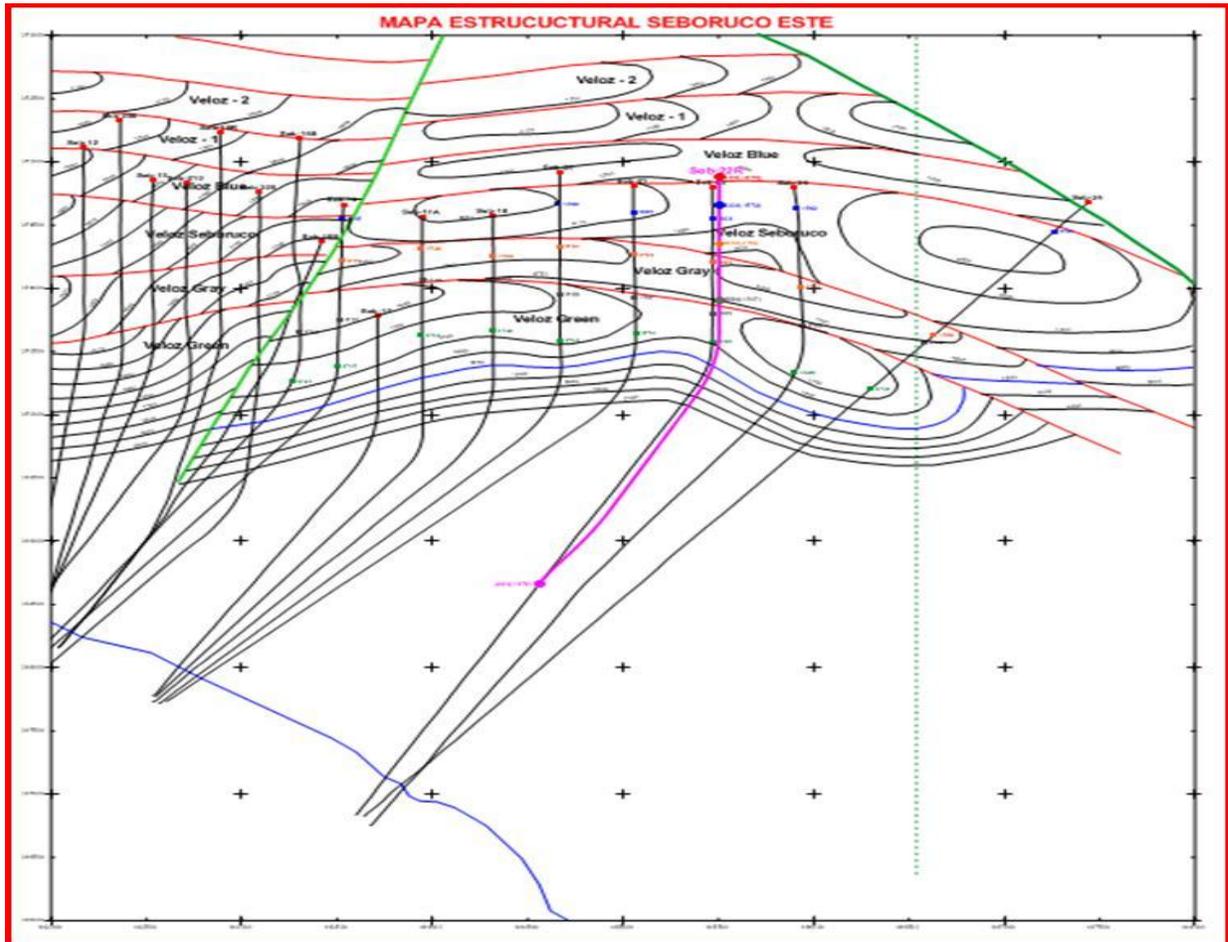
24. **Palmer, R.H. 1945.** *Outline of the Geology of Cuba*. 1945. págs. 1-34, Journal of Geology.
25. **Pardo, G. y Wassall, H. . 1952.** *Geological memorandum Sagua-Calabazar area*. Oficina Nacional de Recursos Minerales. La Habana : s.n., 1952.
26. **Piotrowska, K. 1986.** *Tectónica de la parte central de la provincia de Matanzas*. Earth Science, Bulletin of the Polish Academy of Sciences. 1986. pág. 34.
27. **Pszczólkowski, A. 1986.** *Secuencia estratigráfica de Placetas en el área limítrofe de las provincias de Matanzas y Villa Clara (Cuba)*. s.l. : Earth Science, 1986. págs. 67-79, Bulletin of the Polish Academy of Sciences.
28. **Sánchez Arango, J.R.; Tenreyro, R. 1996.** *Stratigraphy and Geological Evolution of the continental margins in Cuba*. South America Mesozoic Correlation. Rio de Janeiro, Brasil : s.n., 1996. págs. 54-57, IGCP Project 381.
29. **Sánchez, A., y otros. 1992.** *Origen, distribución y potencial de generación de hidrocarburos de las rocas madres del Grupo Veloz, Cuba*. Memorias, 3er Congreso Latinoamericano de Geoquímica Orgánica. Manaus, Brasil : s.n., 1992.
30. **Valladares Amaro, S., y otros. 2002.** *Principales tipos de plays en la Zona Económica Exclusiva de Cuba en el Golfo de México*. 2002.
31. **Valladares, S, y otros. 1996.** *Atlas de Reservónos Carbonatados de Cuba*. Centro de Investigaciones del Petróleo. La Habana : s.n., 1996. pág. 247, Informe Interno.



## Anexo 2. Mapa Estructural Campo Seboruco Este.

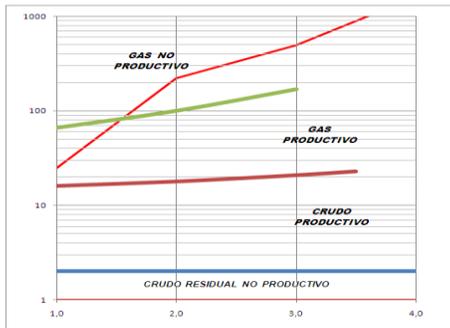


Anexo 3. Mapa estructural por el tope de las capas de Seboruco. (Colectivo de Autores, 2016)

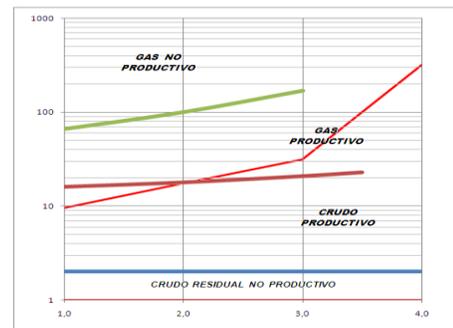


## Anexo 4. Gráficos Pixlers en las secciones reservorios del pozo Seboruco 22R.

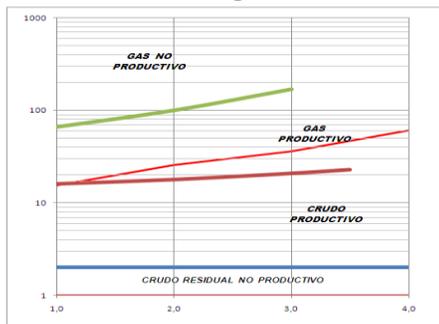
Las pendientes de las curvas muestran mala permeabilidad en Veloz Mango, moderada en Veloz Green, buena en Veloz Gray y excelente en Veloz Seboruco.



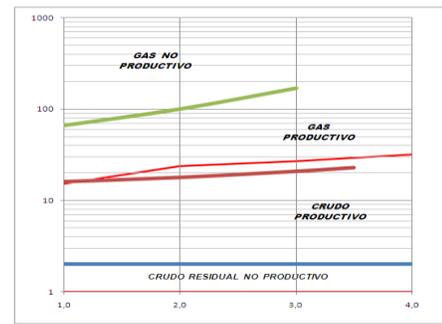
Veloz Mango



Veloz Green

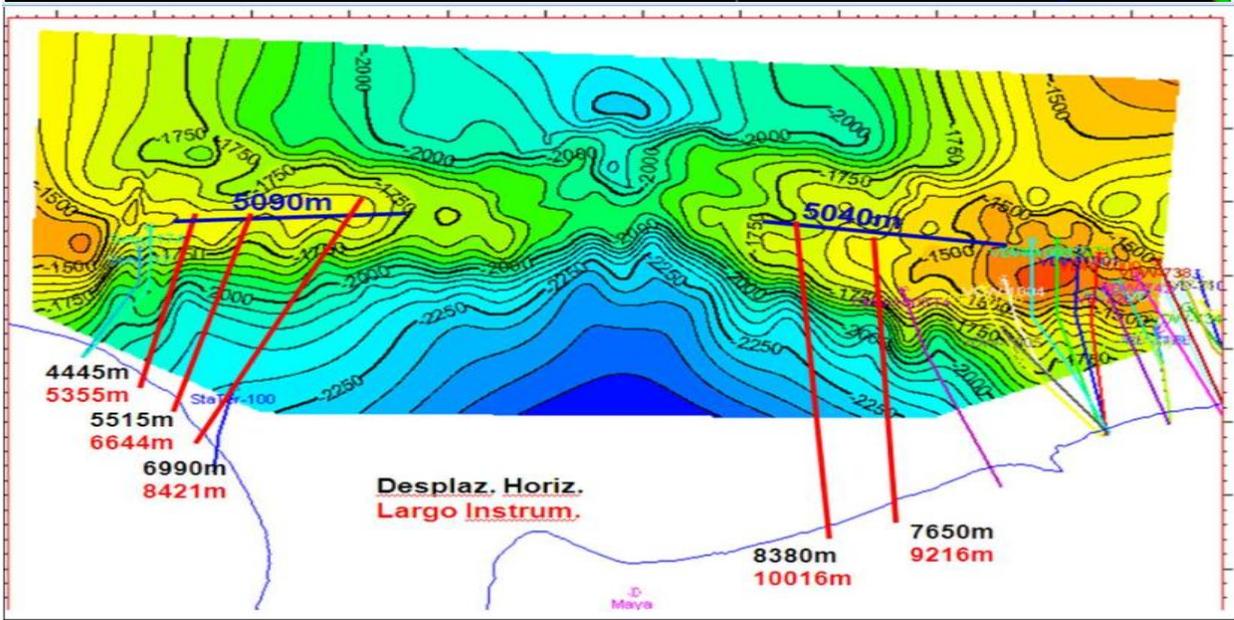
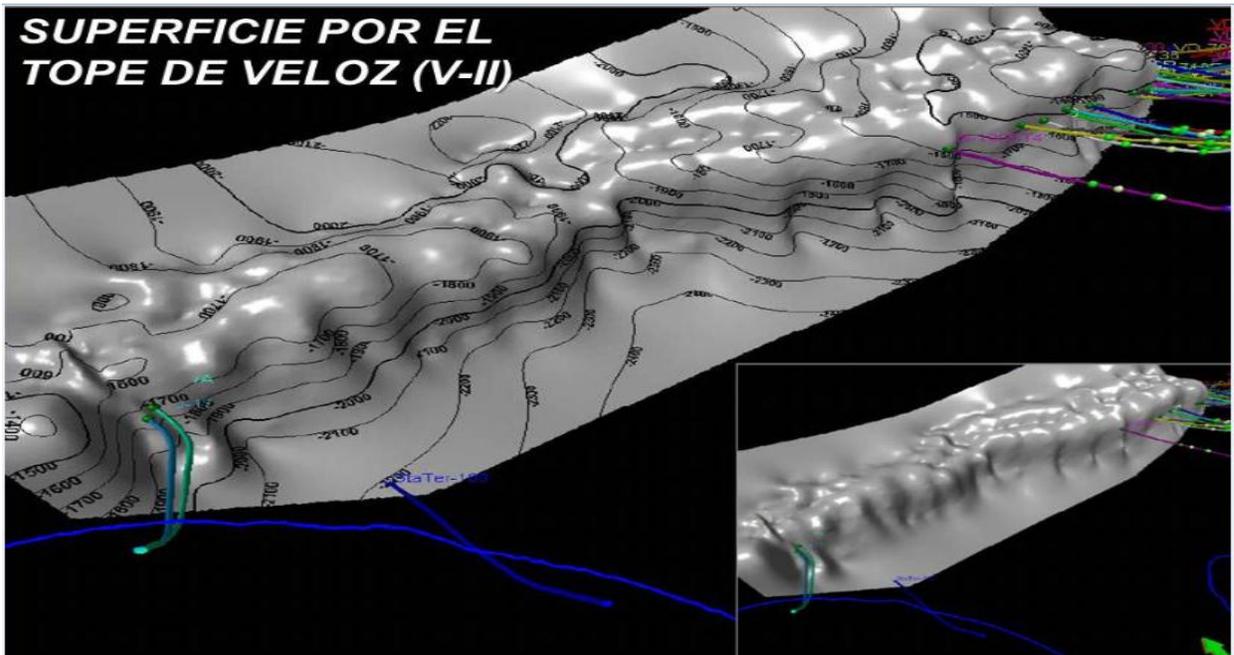


Veloz Gray  
(5050m)

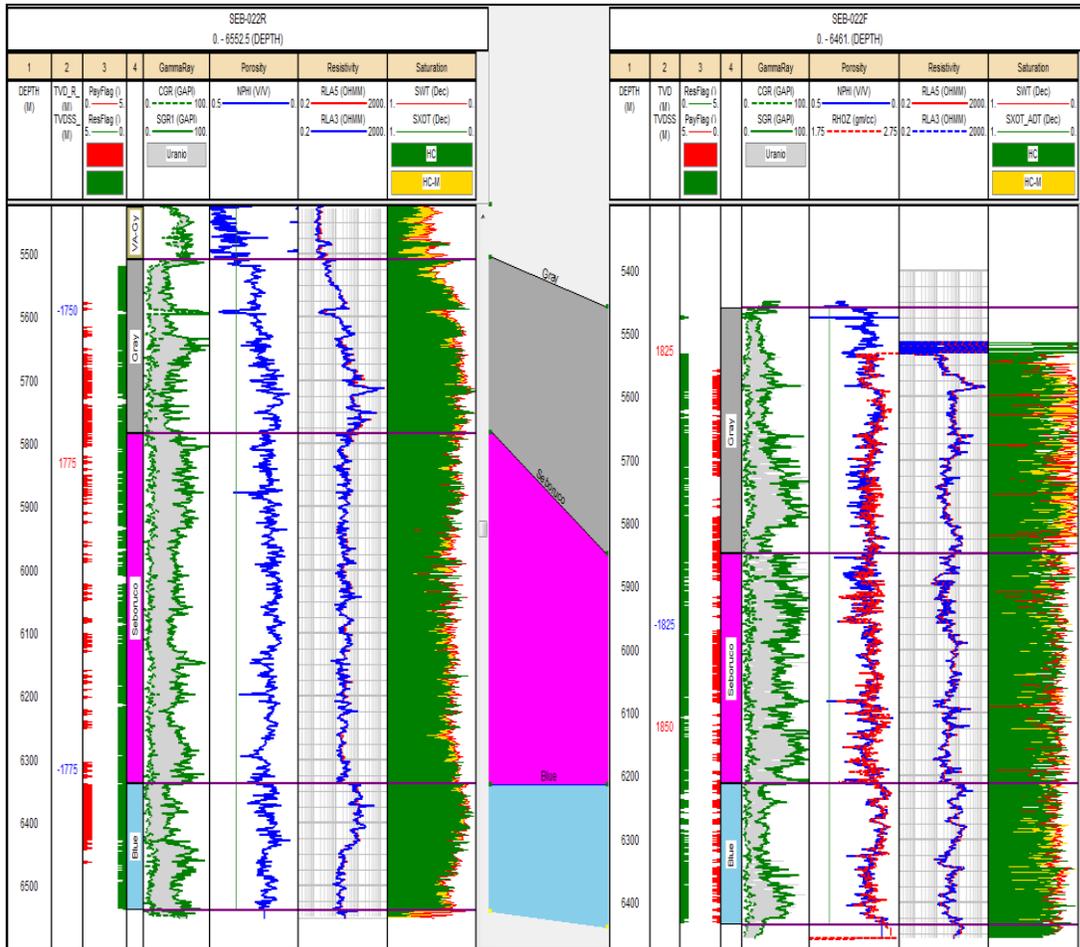


Veloz Seboruco  
(5485m)

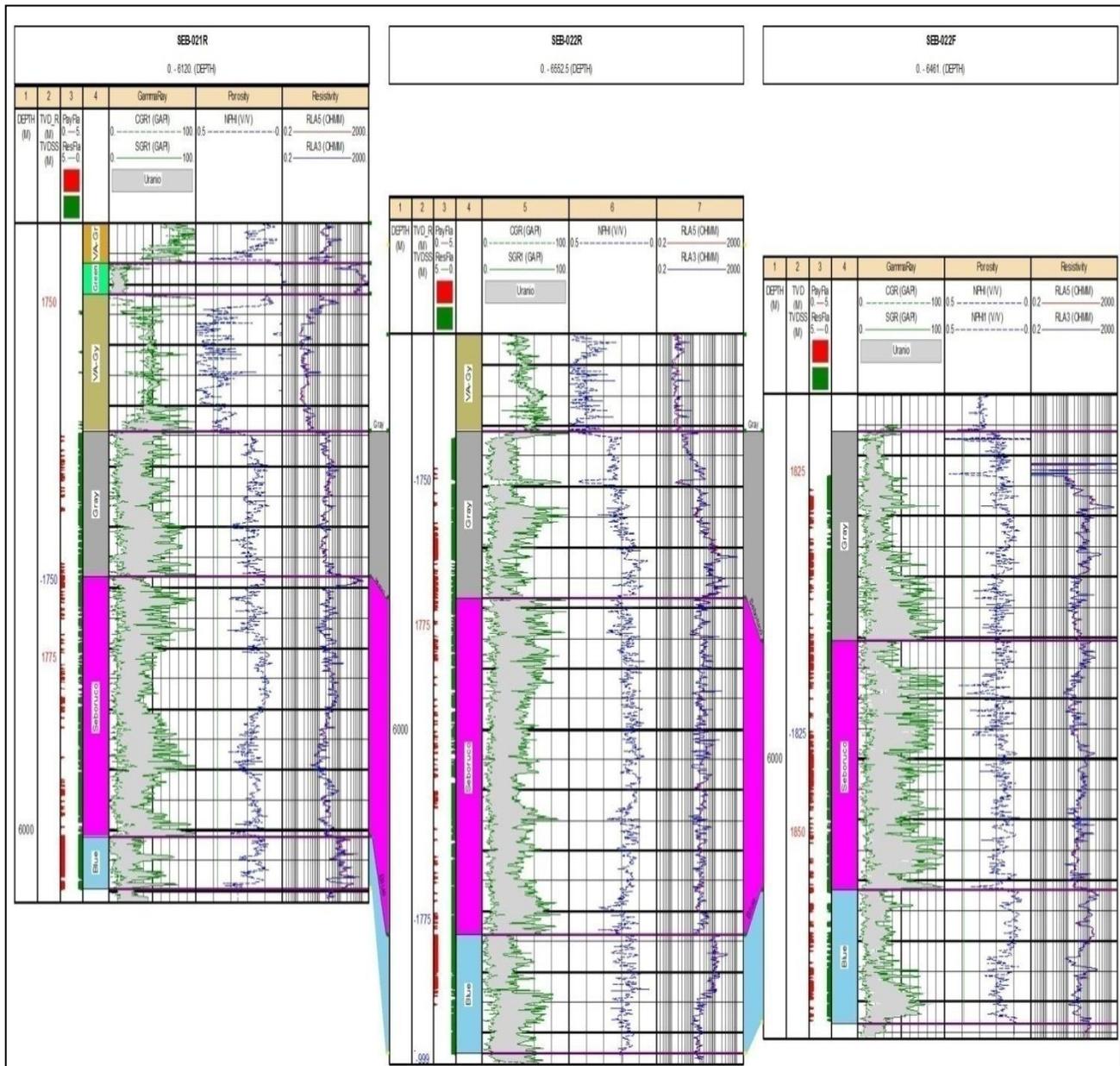
Anexo 5. Nueva interpretación sísmica Seboruco este



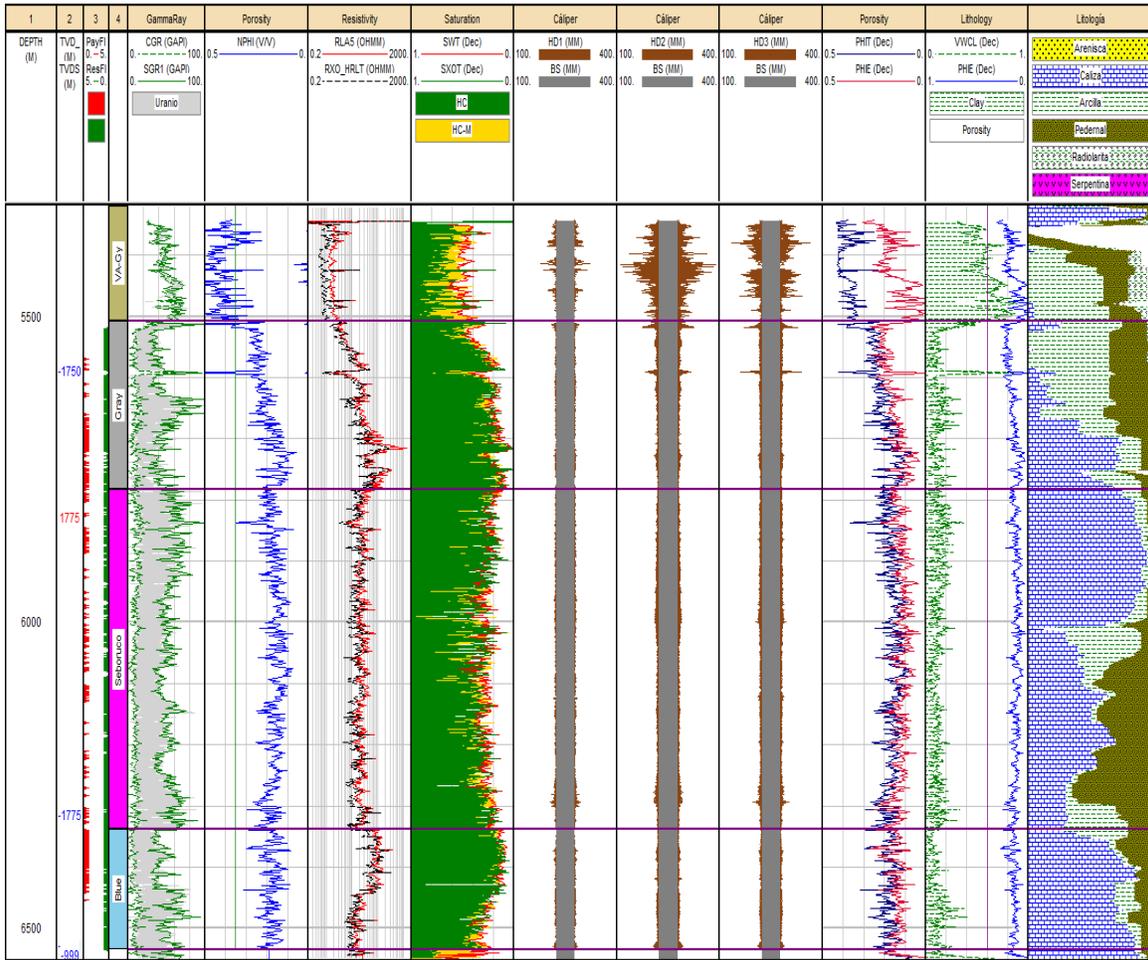
## Anexo 6. Correlación entre los pozos Seboruco-022R y Seboruco-022.



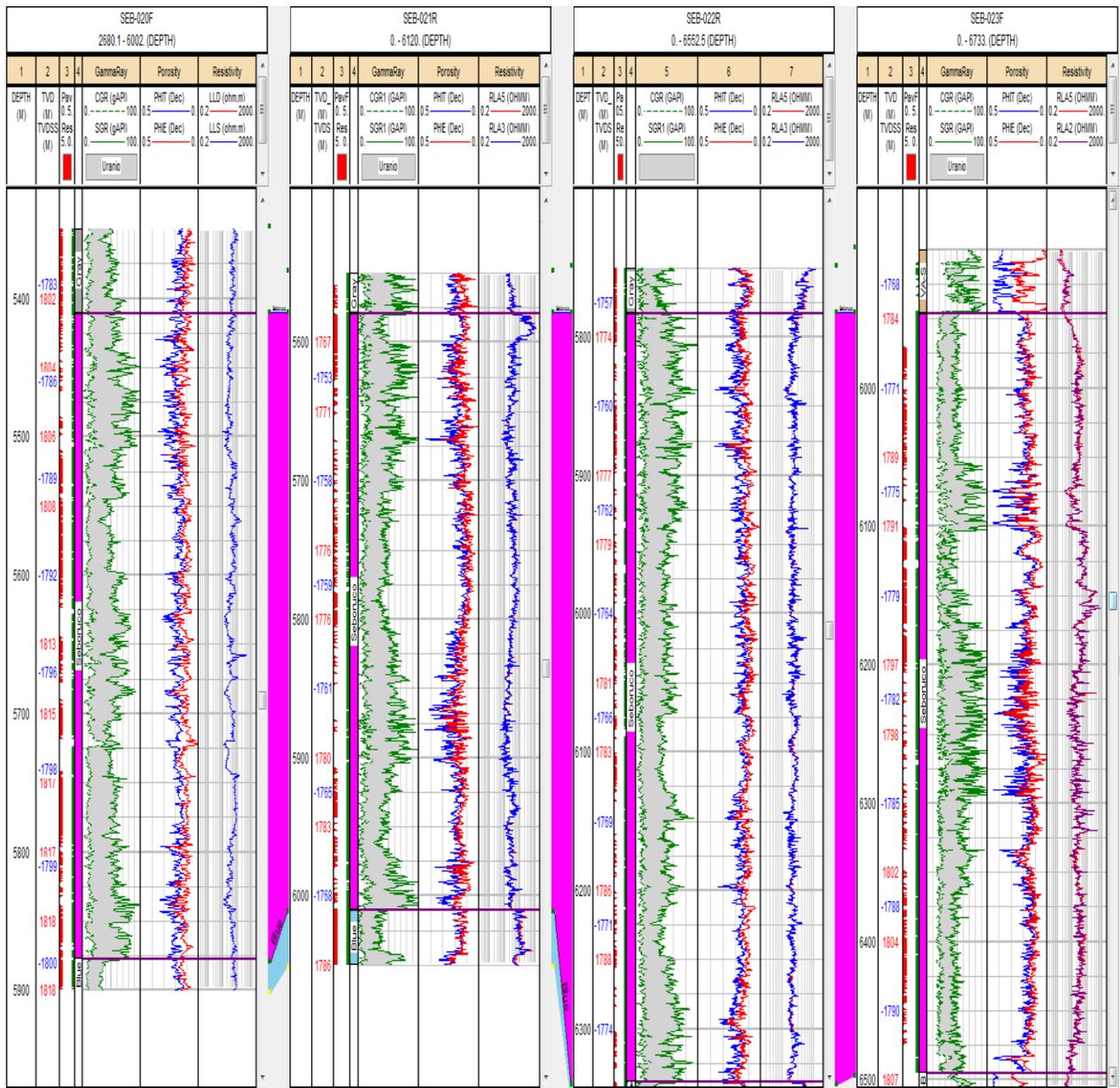
## Anexo 7. Correlación entre los pozos Seboruco-021R, Seboruco-022R y Seboruco-022



## Anexo 8. Resultados de la interpretación Seboruco-22R



## Anexo 9. Correlación por marcadores litológicos entre los pozos Seb-20, Seb-21R, Seb-22R y Seb-23.



Anexo 10. Registro de producción del pozo Seboruco-22R

Tabla # IY-04

Yacimiento: Yumurí – Seboruco

Sector: Seboruco

Pozo: Seb-022

MODELO DE CONTROL DE EXPLOTACION

Prof.Final: 6461(1849tvd)

HA: 5532-6461(1807-1849tvd)

Mes Año	Promedios mensuales							Ø mm	Rpm	Pf-ND	1600mts (TVD)	Tiempo de trabajo  (días )	Producciones del mes			Qpet Acumulado (m3)	Qgas Acumulado (m3)	Qagua Acumulado (m3)	Comentarios
	Qfluido	Qpet	Qgas	BSW	RGP	Pt	Pc				Pc-NE		Petróleo	Agua	Gas				
	(m3/d)	(m3/d)	(Mm3/d)	(%)	(m3/ m3)	(atm)	(atm)						(m3)	(m3)	(m3)				
ene-12																			
feb-12																			
mar-12																			
abr-12																			
may-12																			
jun-12																			
jul-12																			
ago-12																			
sep-12																			
oct-12																			
nov-12																			
dic-12																			
ene-13																			
feb-13																			
mar-13																			
abr-13																			
may-13																			
jun-13																			
jul-13																			
ago-13																			

sep-13																			
oct-13																			
nov-13																			
dic-13																			
ene-14																			
feb-14																			
mar-14																			
abr-14																			
may-14	81,5	67,1		17,7		7,0	7,0	25	200			13	871,8	187,4		872		187	Pozo Nuevo
jun-14	67,3	62,2		7,5		2,0	7,0	25	200			30	1867,0	152,3		2739		340	Prod con 150rpm
jul-14	64,7	54,7		15,3		4,0	4,0	25	200			31	1697,1	307,2		4436		647	
ago-14	37,9	35,0		7,7		4,0	4,0	25	200			19	652,3	54,6		5088		701	RepSubt. C/B. NTZ 450x150 STM 85
sep-14	45,1	38,3		15,1		7,0	7,0	25	50			29	1111,1	197,3		6199		899	Averia Generador
oct-14	38,1	31,2		18,2		6,6	6,8	6	50			28	868,4	193,6		7068		1092	Alto Torque Esperando Circulación
nov-14	27,8	22,7		18,3		4,5	4,4	6	200			26	597,9	133,5		7666		1226	Averia en Generador
dic-14	24,7	20,5		16,8		2,5	2,4	6	250			31	637,7	129,0		8303		1355	
ene-15	38,9	33,4		14,3		3,8	3,6	25	75			28	931,5	155,2		9235		1510	
feb-15	35,5	28,1		20,9		3,5	3,2	25	75			27	772,2	204,5		10007		1715	
mar-15	38,0	28,2		25,9		3,6	3,4	25	75			31	873,2	305,5		10880		2020	
abr-15	39,0	28,6		26,7		3,5	3,3	25	75			29	842,3	306,5		11722		2327	
may-15	30,4	22,2		26,9		2,0	1,9	25	150			29	654,0	240,5		12376		2567	Averia generador.Su bió rpm a 175
jun-15	35,3	26,1		26,0		4,2	3,8	10	100			29	765,3	268,9		13142		2836	Por alto torque
jul-15	31,9	22,4		30,0		2,5	3,8	10	175			22	498,7	213,3		13641		3049	RepSub C/B. Kudu 120 K 1500
ago-15	25,3	18,9		25,3		2,0	1,8	10	50			30	571,6	193,7		14212		3243	
sep-15	20,6	15,1		26,3		2,0		15	150			28	419,6	149,9		14632		3393	
oct-15	20,6	14,7		28,6		2,3	35,0	10	50			31	455,4	182,8		15087		3576	
nov-15	21,7	15,9		26,8		2,3	27,0	10	50			30	471,0	172,4		15558		3748	

dic-15	21,7	14,9		31,4		2,4	1,9	6	50			30	444,7	203,8		16003		3952	
ene-16	21,3	14,5		32,0		2,4	1,9	6	50			30	435,6	205,0		16438		4157	
feb-16	22,7	15,4		32,0		2,0	1,9	6	50			29	447,9	210,8		16886		4368	
mar-16	20,4	13,5		34,0		2,5	2,1	6	50			29	386,3	199,0		17273		4567	Alto torque. Esperando Circulación
abr-16	13,4	8,6		35,8		2,8	2,1	6	50			30	258,0	144,1		17531		4711	
may-16	20,7	13,5		35,0		2,5	2,1	6	50			31	417,3	224,7		17948		4935	
jun-16	12,7	8,1		36,0		2,8	2,1	6	50			26	212,9	119,8		18161		5055	PEEx
jul-16	15,2	9,7		36,0		3,0		6	50			7	70,6	39,7		18231		5095	RepSubt
ago-16	30,3	20,3		32,8		1,3		6	50			30	618,4	302,1		18850		5397	
sep-16	36,0	27,1		24,8		1,3		6	50			21	565,1	186,2		19415		5583	Por falta de paila. EspCirculación
oct-16	54,0	36,4		32,6		1,3		6	50			31	1128,8	546,3		20544		6129	
nov-16	53,4	33,8		36,7		1,3		6	225			30	1013,6	587,2		21557		6717	
dic-16	52,7	32,1		39,1		1,3		6	225			31	995,9	638,6		22553		7355	
ene-17	53,7	23,1		57,1		1,3		6	225			31	715,0	950,4		23268		8306	
feb-17	43,5	26,1		40,0		1,3		6	225			11	287,3	191,5		23555		8497	Montando equipo para la reentrada
mar-17																			Perforación Seb-22R
abr-17																			
may-17																			
jun-17																			
jul-17																			
ago-17																			
sep-17																			
oct-17																			
nov-17																			
dic-17																			
ene-18																			
feb-18																			

**Seb-022R**

mar-18																			
abr-18																			
may-18																			Prof: 6552 (1798 tvd)
jun-18	41,7	36,0	2407,3	13,6	67	8,8	8,7	50	175			16	576,0	91,0	3851 6,80	576	38517	91	HA: 5625- 6552 (1768- 1798 tvd)
jul-18	30,6	29,3	2574,9	4,4	88	9,5	9,4	30	150			27	790,8	36,0	6949 6,62	1367	108013	127	PEEX
ago-18	29,2	28,1	2403,3	3,9	86	7,7	8,6	30	150			4	112,2	4,5	9597, 25	1479	117611	131	RepSubt
sep-18																1479	117611	131	RepSubt.MGT
oct-18	85,5	79,6	4782,5	6,9	60	10,0	11,0	10	200			19	1487,3	109,5	8935 6,98	2966	206968	241	RepSubt.MGT. Acidificación
nov-18	84,1	74,3	4775,5	11,6	64	9,5	9,5	10	200			30	2229,5	292,4	1432 63,71	5196	350231	533	PEEX
dic-18	69,6	61,6	5680,0	11,5	92	9,5	9,5	10	200			23	1417,3	183,4	1306 39,13	6613	480870	717	c/bomba
ene-19																6613	480870	717	
feb-19																6613	480870	717	
mar-19																6613	480870	717	
abr-19																6613	480870	717	
may-19																6613	480870	717	
jun-19																6613	480870	717	
jul-19																6613	480870	717	
ago-19																6613	480870	717	
sep-19																6613	480870	717	
oct-19																6613	480870	717	
nov-19																6613	480870	717	
dic-19																6613	480870	717	