

Caracterización petrofísica de los reservorios del Grupo Veloz en el Bloque Este del yacimiento Seboruco

Dolores de la Caridad González Despaigne¹, Silvia Valladares Amaro¹, Dania Brey del Rey¹

¹ Centro de Investigaciones del Petróleo (CEINPET). Churrucá, No.481, e/ Vía Blanca y Washington, El Cerro. C.P. 12000. La Habana, Cuba. E-mail: lolita@ceinpet.cupet.cu, silvia@unaicc.co.cu, dania@ceinpet.cupet.cu.

RESUMEN

El yacimiento Seboruco es uno de los principales productores de la Franja Norte Petrolera Cubana. A partir de la ubicación de los pozos perforados se ha hecho una división convencional en cuatro bloques o sectores: Bloque Límite con Yumurí, Bloque Oeste, Bloque Central y Bloque Este. En los tres primeros bloques se detectaron mantos productores a partir de los resultados de pozos. Sin embargo, el no haber encontrado aún zonas perspectivas con potencial de hidrocarburos en el sector Seboruco Este, el cual constituye el de más reciente perforación, es el problema que sirve de punto de partida para realizar esta investigación. La misma, tiene como objetivo determinar los intervalos pertenecientes al Grupo Veloz en el sector este del yacimiento Seboruco, analizando sus particularidades desde el punto de vista petrofísico, a fin de dar una respuesta de su comportamiento como reservorios. Para ello, se emplearon como materiales los registros geofísicos de los diez pozos perforados en ese sector. Como resultado, se determinaron cuáles intervalos del Grupo Veloz presentaban mejores propiedades como reservorios a partir de las propiedades de porosidad y saturación, así como, cuáles constituían los principales mantos productores en ese sector a partir de la evaluación de su calidad.

Palabras clave: potencial de hidrocarburos, registros geofísicos, reservorios, porosidad, saturación.

ABSTRACT

Seboruco oilfield is one of the main producers of the

Northern Cuba Heavy Oil Belt. From the location of the wells drilled, a conventional division has been made into four blocks: Block Limit with Yumurí, West Block, Central Block and East Block. From well results, producing beds were detected in the first three blocks. However, not having yet found prospects with hydrocarbon potential in this section is the leading problem of this investigation. The objective is to determinate Veloz Group reservoirs at Seboruco east oilfield. Petrophysic is the corner stone to achieve an answer of their behavior as collectors. This paper used as materials the geophysical well log of ten wells drilled in the sector. As a result, it was determined which reservoirs of the Veloz Group have better collector features from porosity and saturation properties, as well as, which ones constituted the main production layers in the sector by evaluating their quality.

Key words: hydrocarbon potential, geophysical well log, reservoirs, porosity, saturation.

RESUMO

O campo Seboruco é um dos principais produtores do Cinturão do Petróleo do Norte de Cuba. A partir da localização dos poços perfurados, foi feita uma divisão convencional em quatro blocos ou setores: Bloco Limite com Yumurí, Bloco Oeste, Bloco Central e Bloco Leste. Nos primeiros três blocos, a produção de leitos foi detectada a partir de resultados satisfatórios. No entanto, não ter ainda encontrado perspectivas com potencial de hidrocarbonetos no setor Seboruco Leste, que é a perfuração mais

reciente, é o problema que serve como ponto de partida para esta investigação. O objetivo é determinar os intervalos pertencentes ao Grupo Veloz no setor leste do depósito de Seboruco, analisando suas particularidades do ponto de vista petrofísico, a fim de dar uma resposta de seu comportamento como reservatórios. Para isso, os registros geofísicos dos dez poços perfurados nesse setor foram utilizados como materiais. Como resultado, determinaram-se quais intervalos do Grupo Veloz tiveram melhores propriedades como reservatórios das propriedades de porosidade e saturação, bem como, que constituíram as principais camadas de produção naquele setor de avaliar sua qualidade.

Palavras chave: potencial de hidrocarbonetos, registros geofísicos, reservatórios, porosidade, saturação.

INTRODUCCIÓN

En la medida que aumenta la perforación de pozos en la Franja Petrolera Norte Cubana (FPNC) y en especial del yacimiento Seboruco (SEB), la presencia de mantos productores del Grupo Veloz ha quedado en evidencia. El estudio de las propiedades físicas de los reservorios encontrados se hace necesario para evaluar las particularidades colectoras y la calidad del mismo.

El yacimiento Seboruco que se encuentra al noroeste de la bahía de Matanzas, ha sido explotado desde el año 1999, con buenos resultados productivos.

Para caracterizar este yacimiento se hizo una división en cuatro bloques o sectores según la ubicación de los pozos, la cual quedó conformada de la siguiente manera: Bloque Límite con Yumurí, Bloque Oeste, Bloque Central y Bloque Este. El último bloque mencionado es el de interés en este estudio y se muestra en la **Figura 1** en conjunto con la trayectoria de los pozos.

Sin embargo, el no haber encontrado aún zonas perspectivas con potencial de hidrocarburos en el sector Seboruco Este, que constituye el de más reciente perforación, es el problema que sirve de punto de partida para realizar esta investigación.

Geológicamente el yacimiento Seboruco está compuesto por una serie de escamas comunicadas, falladas, inclinadas y fracturadas denominadas Grupo Veloz, entre las que se destacan Veloz Gray, Veloz Seboruco y Veloz Blue.

Este trabajo se traza como objetivo determinar los reservorios pertenecientes al Grupo Veloz en el sector

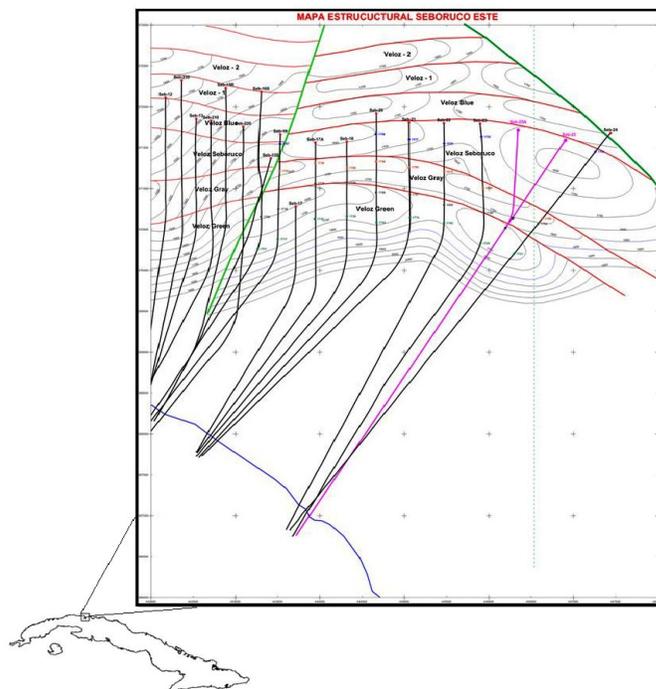


Figura 1. Mapa estructural del Bloque Este con la ubicación de las escamas reservorios del Grupo Veloz y la trayectoria de los pozos de estudio.

Este del yacimiento Seboruco, analizando las particularidades desde el punto de vista petrofísico, tales como porosidad, saturación y espesor efectivo, de manera que se pueda conocer el comportamiento como reservorios gasopetrolíferos.

Se conoce que el Grupo Veloz constituye el reservorio principal del área estudiada y las escamas que lo componen fueron caracterizadas en detalle desde el punto de vista litológico.

A los reservorios estudiados se les define un modelo petrofísico que permite caracterizar las particularidades y complejidades del sistema poroso, verificar la litología presente y profundizar en la facilidad que presentan para entregar hidrocarburos.

Para el análisis petrofísico se consideraron 10 pozos del yacimiento Seboruco: Seb17A, Seb18, Seb19, Seb20, Seb21R, Seb22, Seb23, Seb24, Seb25A y Seb25 con los cuales se estableció el potencial de hidrocarburo presente en cada reservorio.

MATERIALES Y MÉTODOS

Para realizar esta investigación se seleccionaron los siguientes materiales:

- Registros geofísicos de los pozos a investigar

con las curvas convencionales: cáliper (CAL), resistividades somera (LLS) y profunda (LLD), densidad (RHOB), neutrón (NPHI), torio (THOR), potasio (POTA), uranio (URAN), gamma computado (CGR) y gamma espectral (SGR).

- Registros de imágenes FMI de los pozos de estudio.
- Descripciones litológicas de muestras de canal.

Para la caracterización de los reservorios, se analizaron los pozos aplicando técnicas complejas y se integra toda la información disponible de registro y muestras de canal.

La metodología consistió en:

Separación de las electrofacies.

Se hace una división del corte de acuerdo con su litología y al comportamiento de los registros primarios. Para la caracterización de las electrofacies se utilizaron los registros de pozo con tecnología de última generación (mencionados arriba en materiales), que incluyen un complejo muy informativo de métodos, que en su conjunto contribuyen a diferenciar las mismas (Castro-Castñeira, 2017).

Interpretación compleja de los registros.

Se realiza para la determinación de las porosidades (total y efectiva), saturación de hidrocarburos, espesores de reservorios y efectivos, litología, volumen de arcilla e índices cualitativos de fracturación y de permeabilidad. Para ello se utilizó el *software* Techlog versión 2015.

La presencia de arcilla en las rocas reservorio complica la determinación de los hidrocarburos acumulados y también la habilidad del reservorio de producirlos (González-Despaigne, 2010). Para el cálculo del volumen de arcilla (Vcl) se emplean el registro gamma computado (CGR), según el modelo lineal para lograr un mejor ajuste al modelo litológico y obtener volúmenes de arcilla más realistas.

Las porosidades total (PHIT) y efectiva (PHIE) se determinan por el modelo de neutrón-densidad, evaluando para ello el valor del promedio y a este la corrección por arcillosidad.

La saturación de agua (sw) cumple un papel muy importante en la producción de hidrocarburos, debido a

que por medio de modelos de ecuaciones existentes, ayuda a determinar la probabilidad de producción y calcular el volumen de hidrocarburos que argumenta el cálculo de reservas (Sánchez, 2012). Se calcula por el modelo de Simandoux Modificado, porque se asume que este modelo proporciona valores más realistas de la formación utilizando la porosidad efectiva y la resistividad profunda.

Graficar las propiedades medibles y resultantes.

Se grafican las variables de manera bidimensional (*cross-plot*) para el estimado cualitativo de la composición mineralógica y se construyen mapas para evaluar la capacidad de almacenamiento reflejado por la porosidad, la saturación de fluidos y analizar la dependencia de la arcillosidad de cada una de las escamas del Grupo Veloz.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

El Grupo Veloz en cuanto a expresividad sísmica constituye escamas muy imbricadas, pero discernibles. Las escamas tienen características similares, se identifican por reflectores caóticos de alta frecuencia, de amplitud baja a media, a veces con baja expresión dinámica, aspectos típicos de los sedimentos carbonatados, principalmente cuando se encuentran fuertemente fracturados (**Figura 2**).

El registro de imágenes de pared del pozo, por sus siglas en inglés, (FMI) destaca muy bien a los reservorios del Grupo Veloz comparado con la secuencia Vega Alta (sello intramanto) que la sobreyace o subyace (**Figura 3**).

De la exploración sísmica y los estudios estratigráficos realizados en el área (González-Rodríguez, et al., 2016) se parte para establecer los topes del Grupo Veloz en los pozos. Estos topes son los que sirven de partida para realizar la separación de las electrofacies en esta investigación. Con la división por electrofacies en los diferentes pozos se puntualizó la división litológica establecida por los especialistas.

Los registros permiten la visualización cualitativa de los distintos comportamientos según los cambios de facies; mientras que en los gráficos de propiedades cruzadas se agrupan los puntos que responden a diferentes litologías, las que se asocian con las descritas en los *cuttings* o ripios de la perforación. Las gráficas de propiedades cruzadas neutrón-densidad fueron las empleadas para este estudio.

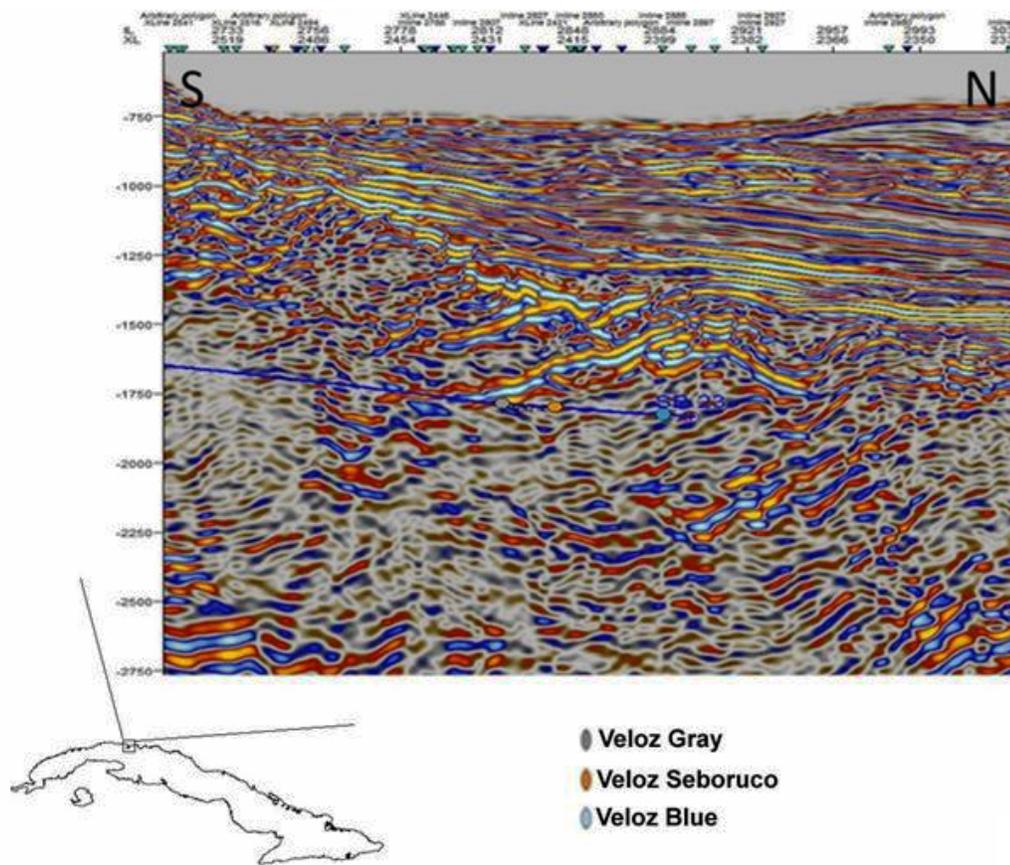


Figura 2. Línea sísmica por trayectoria del pozo Seb23, muestra las características similares en las escamas Veloz Gray, Seboruco y Blue (Tomado de Suarez-Leyva, 2014).

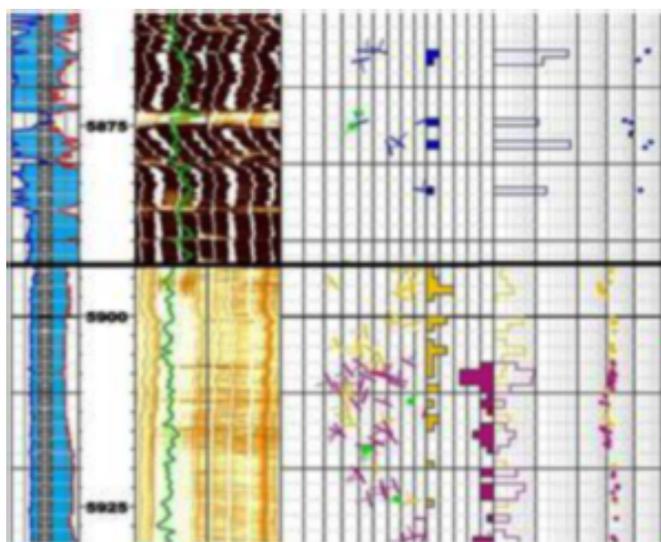


Figura 3. Registro de imagen (FMI) donde se puede diferenciar el sello del reservorio, observar los colores claros (resistivos) pertenecen al reservorio (abajo) y el conductivo (pardo oscuro sello, arriba) (Tomado de Brey, 2016).

Como resultado de la evaluación litológica y de la interpretación de los registros geofísicos se describen tres escamas fundamentales, representativas del Grupo Veloz.

Escama Veloz Gray

Se caracteriza por tener un predominio de carbonatos fracturados que alterna con *claystone* o lutitas y en menor o mayor proporción con los pedernales oscuros. Hay impregnación de petróleo en fracturas, manchas y bandas (Figura 4).

Escama Veloz Seboruco

Presenta los mayores espesores dentro del área, con un predominio de las calizas bandeadas (tipo *Mudstone* o limo calcáreo), buena impregnación uniforme, textura en parte brechosa, abundantes fracturas rellenas de petróleo y presencia de pedernal (Figura 5).

Escama Veloz Blue

Está caracterizada por la presencia de calizas con finos estilolitos de *bitumen*, calizas duras algo dolomitizadas. Fracturas rellenas por petróleo, porosidad intercrystalina, en algunos pozos se observa presencia de pedernales. Los *claystone* en ocasiones son sustituidos por lutitas bituminosas e intensamente impregnadas, laminar y subfísil (Figura 6).

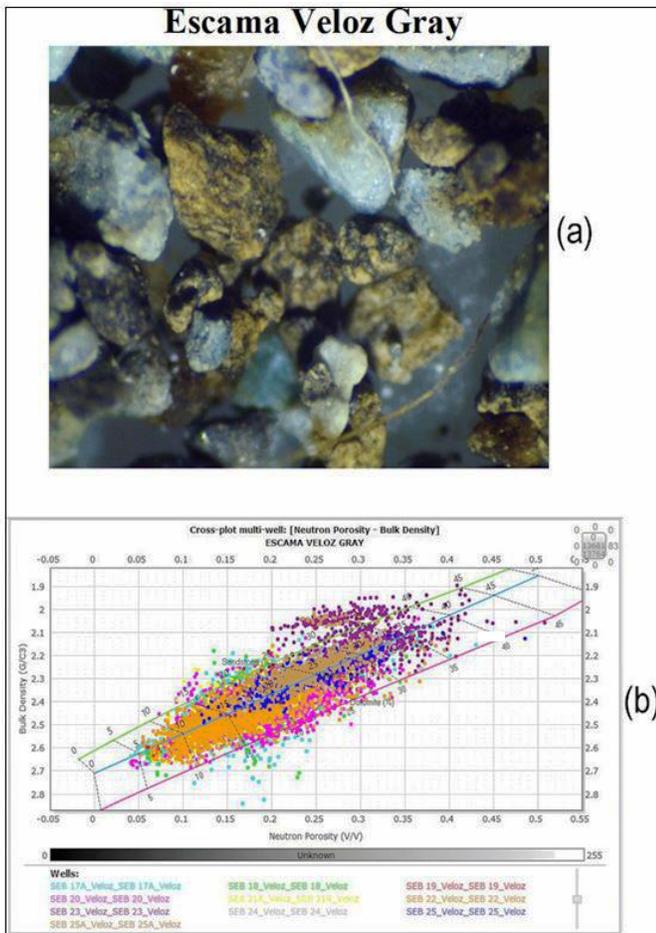


Figura 4. Comportamiento litológico de la Escama Veloz Gray según muestras de canal y registros geofísicos de pozos (buenos rangos de porosidad que oscilan de 7 % a 29 %). (a) Por muestras: calizas impregnadas, de color pardo y pardo oscuro, bandeadas, pedernales negros y *claystone* gris oscuro. (b) Por registros geofísicos: Calizas limpias, con buenos rangos de porosidad, solo el pozo Seb23, tiene más contenido de arcilla.

Se grafican los valores de saturación de agua y porosidad efectiva para cada manto reservorio del Grupo Veloz en los pozos de estudio. El gráfico muestra una gran dispersión que no indica ninguna dependencia, pero como se aprecia en la **Figura 7**, en los casos de estudio se establecen límites aproximados (50 % para la saturación de agua y 7 % para la porosidad) que indican presencia de petróleo. Por lo tanto, se infiere que las escamas aquí estudiadas se encuentran ubicadas en gran parte dentro de la zona petrolífera, constituyen potencial de hidrocarburo, haciendo que se asuma, las buenas propiedades como reservorios.

Se realiza un análisis del comportamiento de la

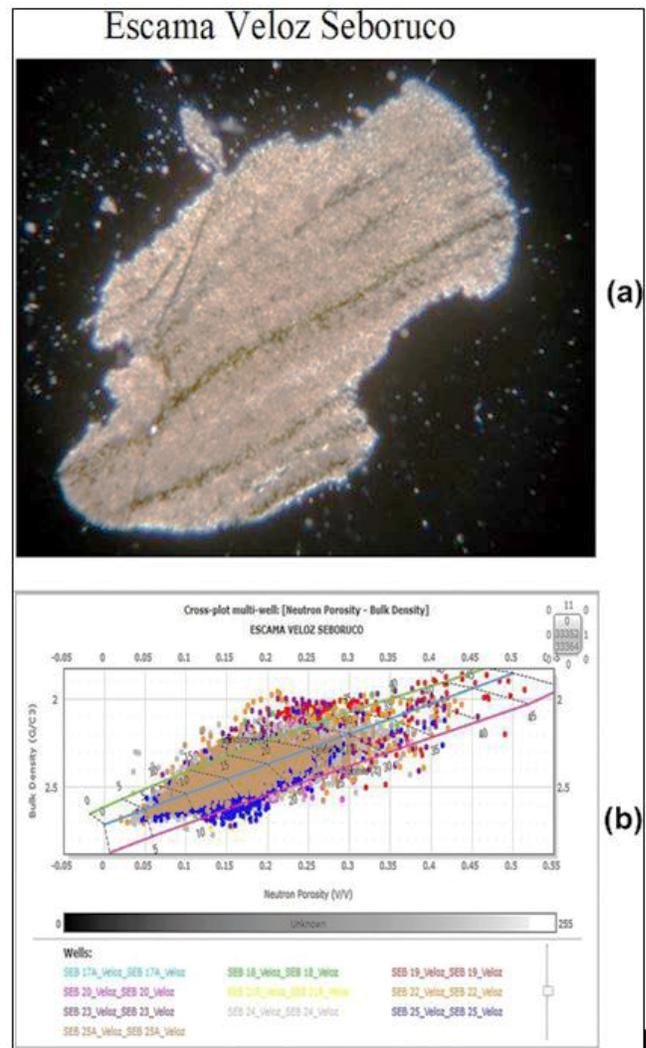


Figura 5. Comportamiento litológico de la escama Veloz Seboruco según muestras de canal y registros geofísicos de pozos (el rango de porosidad es bueno y está entre 5 % y 30 %). (a) Por muestras: *Mudstone* finamente recrystalizado y bandeado por bitumen. (b) Por registros geofísicos: Las calizas son colectoras, pues la porosidad es buena.

porosidad con la profundidad para evaluar la compactación. La **Figura 8** muestra que en las escamas Veloz Gray, Seboruco y Blue no existe compactación, pero sí intervalos en Seboruco con ligera reducción de la porosidad que pudieran estar asociados a la litología presente. También de manera aislada, el pozo Seb19 presenta intervalos compactos en los tres mantos del Grupo Veloz.

La división del corte aplicado a cada pozo según comportamiento de los registros primarios y los registros resultantes de la interpretación, permite detallar desde el punto de vista petrofísico a los reservorios del Grupo Veloz. Las particularidades en cuanto a sus propiedades físicas se detallan a continuación:

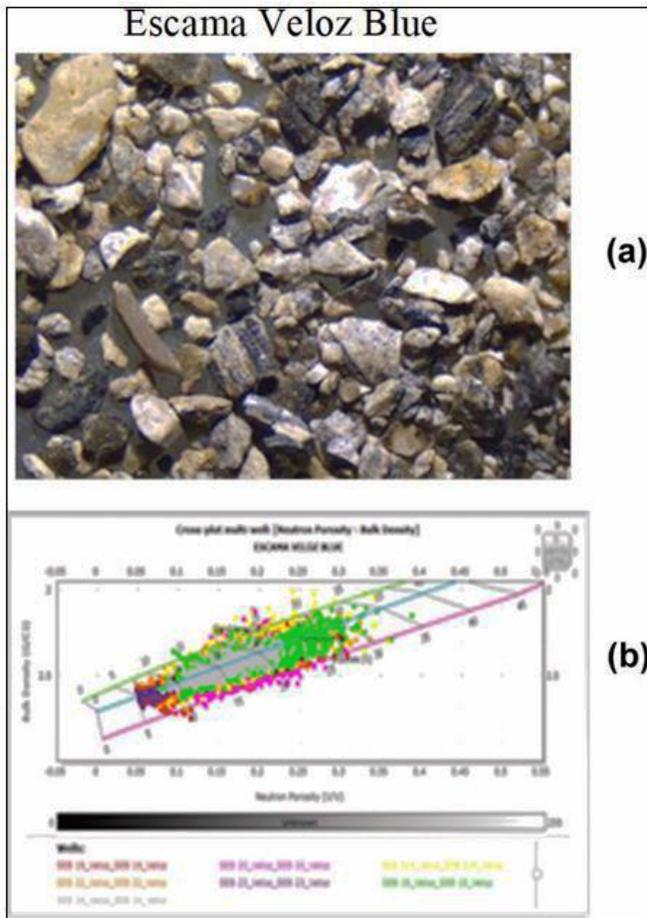


Figura 6. Comportamiento litológico de la escama Veloz Blue, según muestras de canal y registros geofísicos de pozos (buenas colectoras con porosidades que promedian 15 %). (a) Por muestras: calizas y escaso pedernal, con buena impregnación de petróleo. (b) Por registros geofísicos: Calizas más homogéneas y más limpias, buenas colectoras.

- Veloz Gray: cortada por todos los pozos, curvas gamma separadas con un CGR bajo, resistividad variable, porosidad entre 13 % y 24 %, sónico bajo y poco arcilloso, constituye un reservorio. Sólo el pozo Seb23 no correlaciona porque la porosidad promedia 30 % y presenta intervalos arcillosos donde el CGR alcanza valores de 60 GAPI.
- Veloz Seboruco: cortada por todos los pozos, separación de las curvas gamma, que indica presencia de uranio, CGR bajo entre 2API y 20API, la resistividad es muy variable, pues los valores oscilan entre 20 ohm m y 200 ohm m, porosidad que promedia 16 % y baja arcillosidad.
- Veloz Blue: no fue atravesada por los pozos Seb17A, Seb25 y Seb25A, separación entre el gamma computado y el total, resistividad variable de valores medios a altos, porosidad entre 12 % y 20 %, sónico bajo, poco arcilloso y con buenas propiedades colectoras. En el pozo Seb24 este manto se repite.

Ejemplificación de las características antes descritas. En la pista 1 la profundidad, en la 2 las electrofacies, en la 3 el calíper, en la 4 los registros del gamma computado y total, en la 5 las resistividades somera y profunda, en la 6 los registros neutrón y densidad, en la 7 las curvas de torio y potasio y los espesores de reservorios y netos, en la 8 las saturaciones de agua de la zona

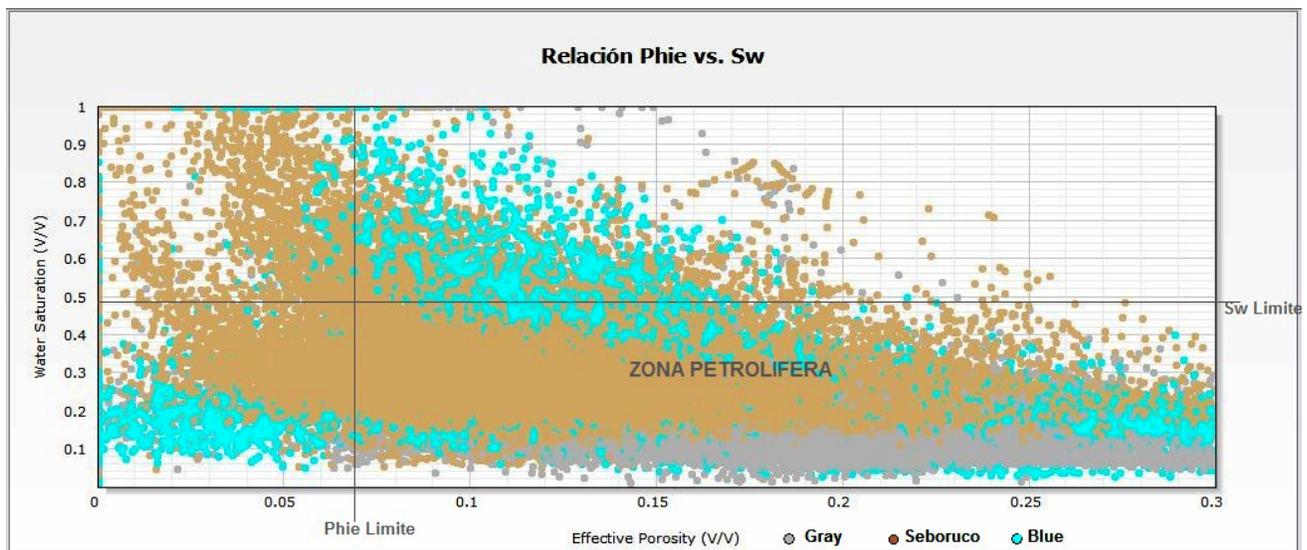


Figura 7. Relación entre la saturación de agua y la porosidad efectiva en los reservorios del Grupo Veloz.

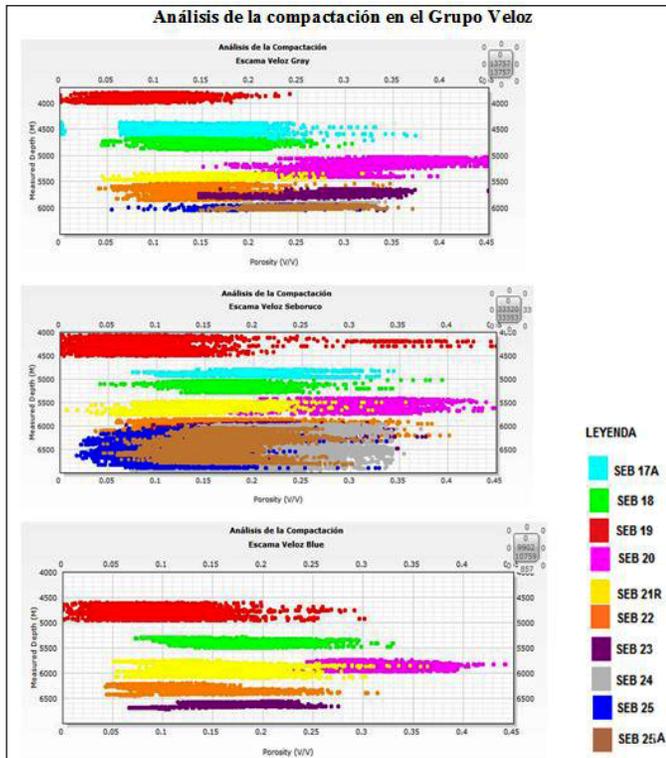


Figura 8. Análisis de la compactación en los reservorios del Grupo Veloz. No existe compactación en ninguna de las tres escamas estudiadas, solo una ligera reducción de la porosidad en el pozo Seb19, lo cual debe responder a una determinada litología presente en ese pozo.

lavada y virgen, en la 9 las porosidades total y efectiva y los volúmenes de agua, y finalmente en la pista 10 el modelo litológico (**Figura 9**).

Como resultado de la interpretación se obtienen parámetros como porosidad efectiva, saturación de agua y arcillosidad que se grafican en mapas que permiten hacer un análisis de las propiedades colectoras de cada reservorio. La **Tabla 1** muestra los valores promedios de cada una de las propiedades antes mencionadas en los reservorios aquí estudiados.

Escama Veloz Gray.

Se caracteriza por presentar condiciones favorables para ser un buen reservorio con potencial de hidrocarburo hacia el Noroeste, pues en esa sección hay poca arcillosidad, elevada capacidad de almacenamiento de petróleo por los altos valores de porosidad (25 %) y bajos niveles de saturación de agua (12 % - 20 %). Hacia el Sur-Este, donde se ubican algunos pozos también hay escenarios propicios, pero los volúmenes de arcilla son más eleva-

dos (25 % - 35 %). Las **Figuras 10, 11 y 12** muestran el comportamiento descrito arriba.

Escama Veloz Seboruco

Hacia el Noroeste mejoran las condiciones del reservorio, debido a que la arcillosidad es más baja, la porosidad es elevada y los poros están menos saturados de agua (**Figuras 13, 14 y 15**).

Hacia el Sureste (SE) donde se ubican los pozos Seb23, Seb25 y Seb25A aumenta la saturación de agua (hasta 45 %).

Escama Veloz Blue

Este manto por lo general es menos arcilloso (5%-25 %), es bastante poroso (12 %-25.17 %), pero los poros están más saturados de agua que los reservorios descritos con anterioridad, debido a que la saturación de agua alcanza valores hasta 59 %. Las **Figuras 16, 17 y 18** reflejan lo expresado.

CONCLUSIONES

La caracterización petrofísica realizada al Grupo Veloz permitió determinar diferentes propiedades tales como la porosidad, arcillosidad y saturación de fluidos, elementos necesarios a tener en cuenta para estimar el potencial de hidrocarburos.

Dependiendo del tipo de rocas: calizas, pedernales y *claystone* o lutitas, existen diferencias en cuanto a la abundancia de la impregnación y las proporciones de las rocas acompañantes de las calizas.

Los mejores reservorios desde el punto de vista litológico son los denominados Veloz Gray y Veloz Seboruco, porque tienen la mayor impregnación de petróleo movable.

El gráfico de la dependencia realizada entre la saturación de agua y la porosidad efectiva, indica que en estos reservorios hay presencia de hidrocarburos.

Según los resultados obtenidos, los volúmenes de arcilla, los valores de la porosidad efectiva y la saturación de agua, presentan rangos que favorecen las propiedades colectoras de los reservorios estudiados.

Por la evaluación petrofísica resultaron mejores reservorios Veloz Gray y Veloz Seboruco debido a que presentan valores más bajos de saturación de agua (no sobrepasan el 40 %), por lo tanto, debe esperarse más hidrocarburos. Estos reservorios representan el 60 % del Grupo Veloz.

Pozo	Zonas Reservorio	Tope [m]	Base [m]	Espesor Total [m]	Espesor de Reservorio [m]	Relación entre el espesor de Reservorio y el espesor Total	Volumen de Arcilla	Porosidad Efectiva [frac]	Saturación de Agua [frac]
SEB 17A	GRAY	4377.99	4761.74	383.75	356.166	0.928	0.099	0.157	0.182
SEB 17A	SEBORUCO	4802.28	4971.59	169.31	165.500	0.977	0.088	0.197	0.175
SEB 18	GRAY	4670.19	4887.36	217.17	213.512	0.983	0.061	0.147	0.245
SEB 18	SEBORUCO	5033.35	5298.50	265.15	261.030	0.984	0.058	0.171	0.284
SEB 18	BLUE	5298.50	5508.88	210.38	206.533	0.982	0.050	0.171	0.130
SEB 19	GRAY	3799.30	3998.33	199.03	123.139	0.619	0.113	0.113	0.039
SEB 19	SEBORUCO	4067.83	4509.63	441.80	230.421	0.522	0.109	0.109	0.090
SEB 19	BLUE	4615.00	4964.70	349.70	237.991	0.681	0.115	0.115	0.047
SEB 20	GRAY	5029.70	5415.84	386.14	275.845	0.714	0.139	0.233	0.188
SEB 20	SEBORUCO	5415.84	5746.55	330.71	262.282	0.793	0.145	0.242	0.192
SEB 20	BLUE	5746.55	5971.95	225.40	195.830	0.869	0.143	0.246	0.145
SEB 21R	GRAY	5343.42	5476.01	132.59	128.627	0.970	0.077	0.147	0.259
SEB 21R	SEBORUCO	5476.01	5765.00	288.99	271.117	0.938	0.087	0.140	0.270
SEB 21R	BLUE	5765.00	6095.54	330.54	318.848	0.965	0.071	0.148	0.247
SEB 22	GRAY	5533.95	5854.14	320.19	187.604	0.586	0.116	0.129	0.221
SEB 22	SEBORUCO	5854.14	6213.00	358.86	148.700	0.414	0.133	0.126	0.254
SEB 22	BLUE	6213.00	6458.56	245.56	85.387	0.348	0.128	0.120	0.234
SEB 23	GRAY	5638.79	5823.95	185.16	59.436	0.321	0.206	0.235	0.107
SEB 23	SEBORUCO	5944.20	6495.28	551.08	401.574	0.729	0.184	0.141	0.388
SEB 23	BLUE	6570.87	6723.42	152.55	116.583	0.764	0.183	0.129	0.362
SEB 24	GRAY	5895.02	5962.69	67.67	47.854	0.707	0.152	0.210	0.106
SEB 24	SEBORUCO	5973.50	6994.13	1020.63	450.348	0.441	0.143	0.132	0.359
SEB 24	BLUE	7008.91	7152.32	130.61	78.181	0.599	0.150	0.124	0.520
SEB 25	GRAY	5939.03	6045.10	106.07	100.279	0.945	0.152	0.188	0.084
SEB 25	SEBORUCO	6045.10	6907.84	862.74	564.490	0.654	0.147	0.114	0.267
SEB 25A	GRAY	5940.86	6040.68	99.82	82.141	0.823	0.165	0.190	0.063
SEB 25A	SEBORUCO	6040.68	6836.21	795.53	527.609	0.663	0.150	0.123	0.296

Tabla 1. Valores promedios de las propiedades calculadas en cada zona reservorio del Grupo Veloz.

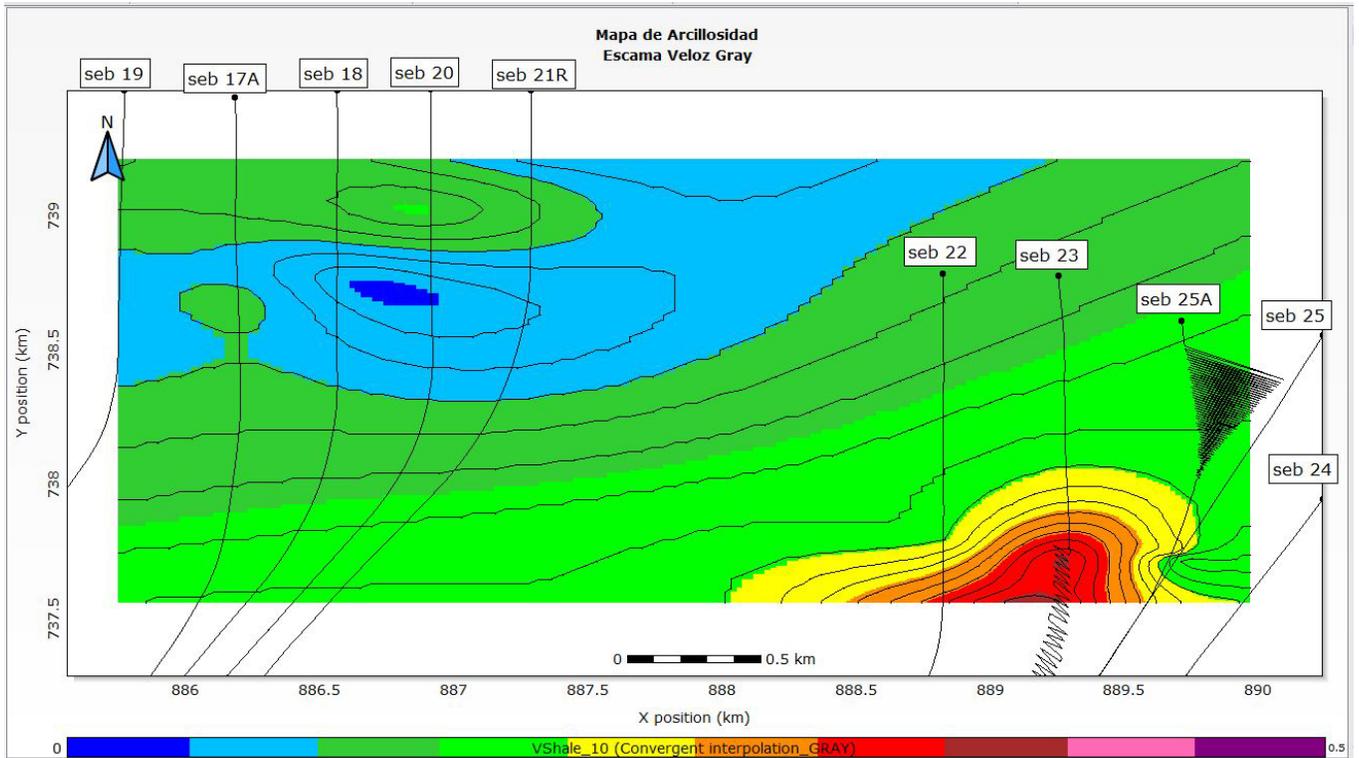


Figura 10. Mapa de arcillosidad de la escama Veloz Gray. Se observan bajos valores de arcilla en la porción noroeste, mientras que los valores más elevados están en el Sureste.

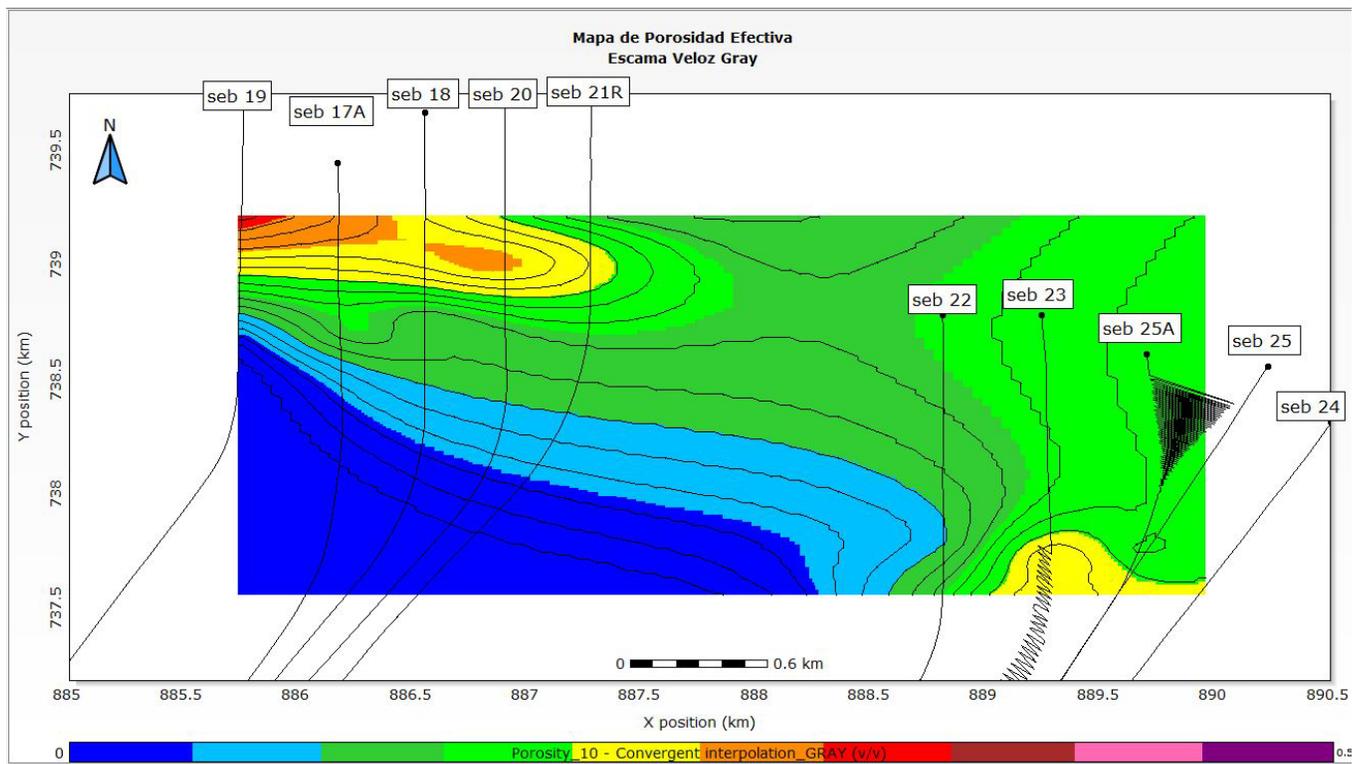


Figura 11. Mapa de porosidad efectiva de la escama Veloz Gray. Los valores más elevados se ubican en la parte noroeste, por lo tanto ahí están la mejor capacidad de almacenamiento.

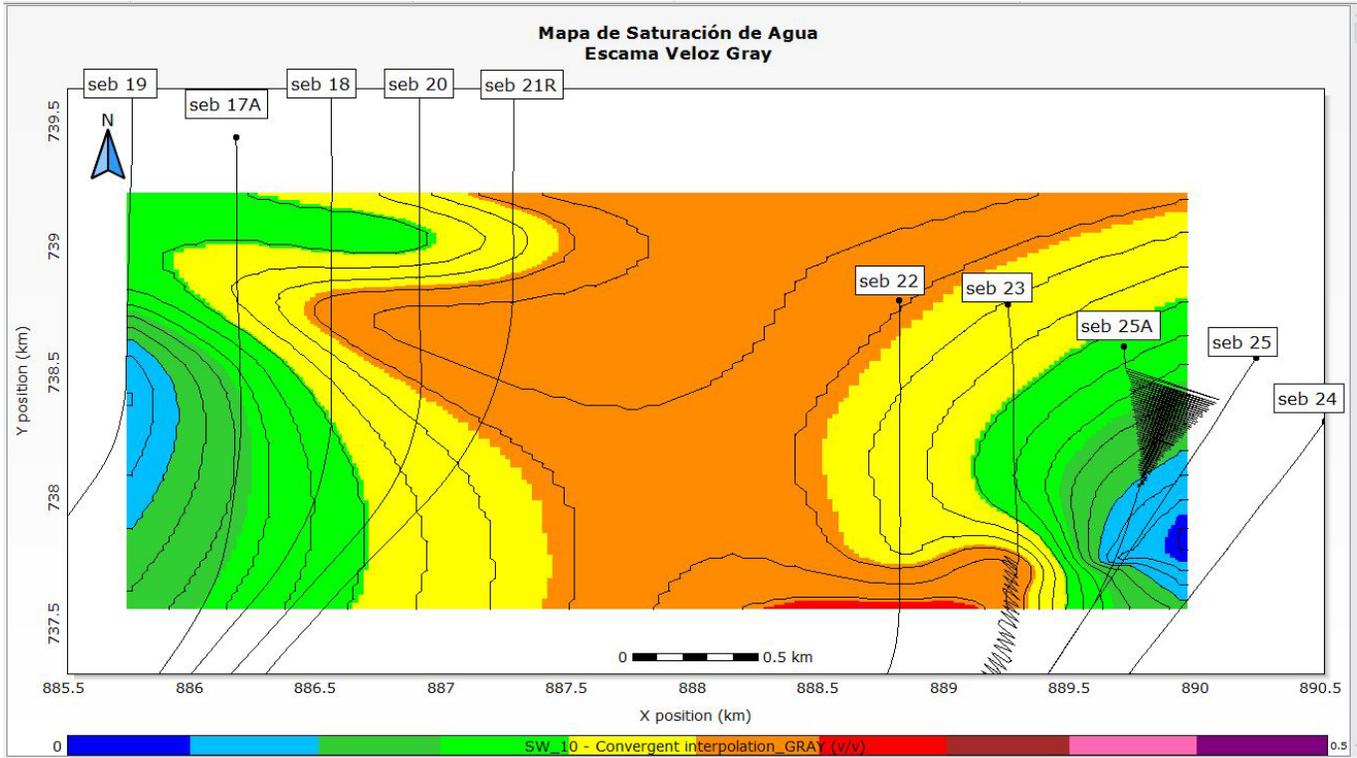


Figura 12. Mapa de saturación de agua de la escama Veloz Gray. Los valores más elevados, asociados a las peores condiciones, están en la parte central donde no se ubica ningún pozo.

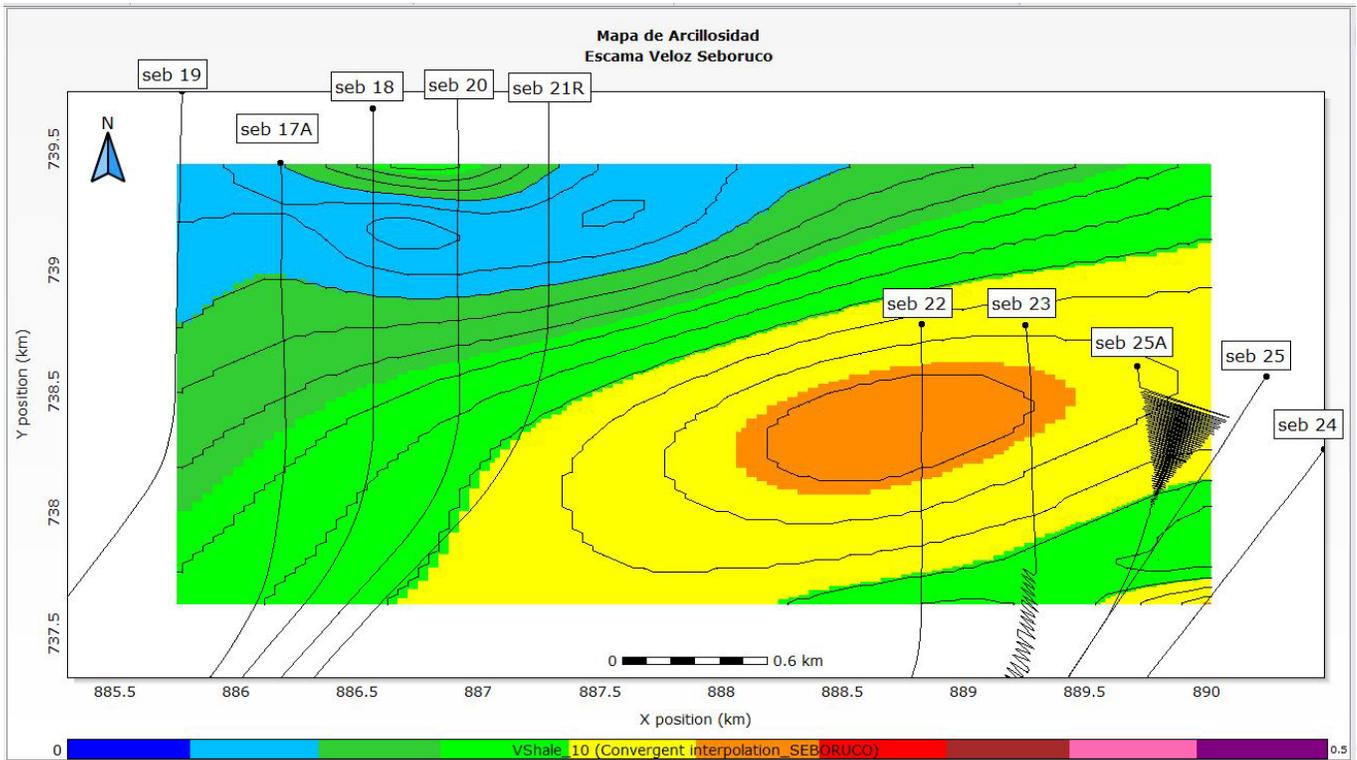


Figura 13. Mapa de arcillosidad de la escama Veloz Seboruco. Los valores más bajo de contenido de arcilla se ubican hacia la porción norte desde el oeste hasta el centro, mientras que los valores más bajos están en la porción sur desde el centro hacia el este.

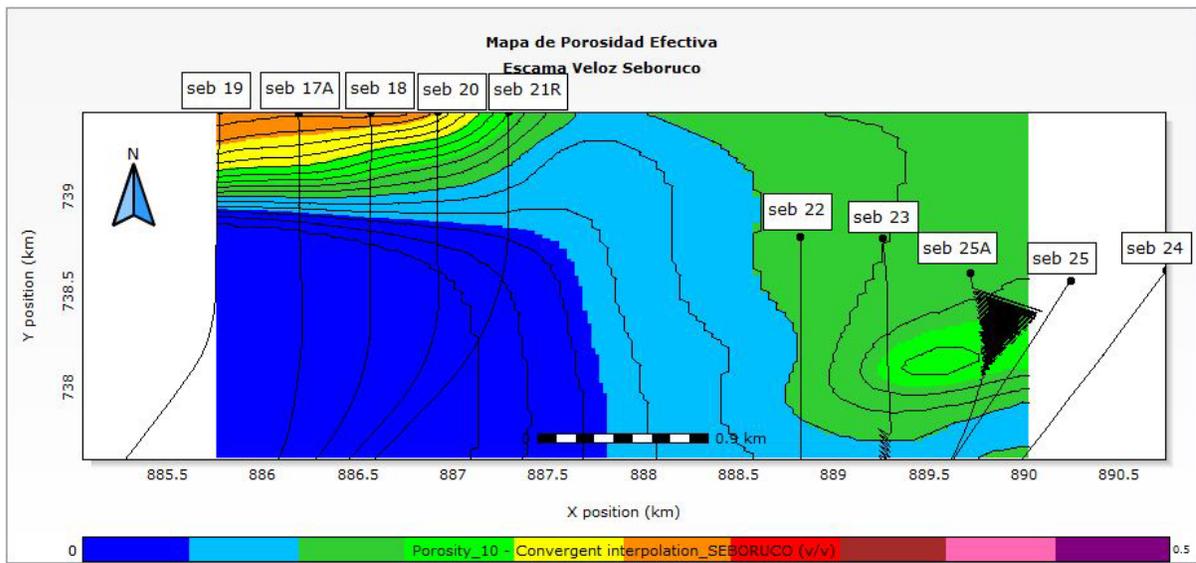


Figura 14. Mapa de porosidad efectiva de la escama Veloz Seboruco. Al igual que en la escama Veloz Gray, los mejores valores de porosidad están en la porción noroeste, esto hace que los pozos desde el Seb19 hasta el Seb21R sean buenos reservorios.

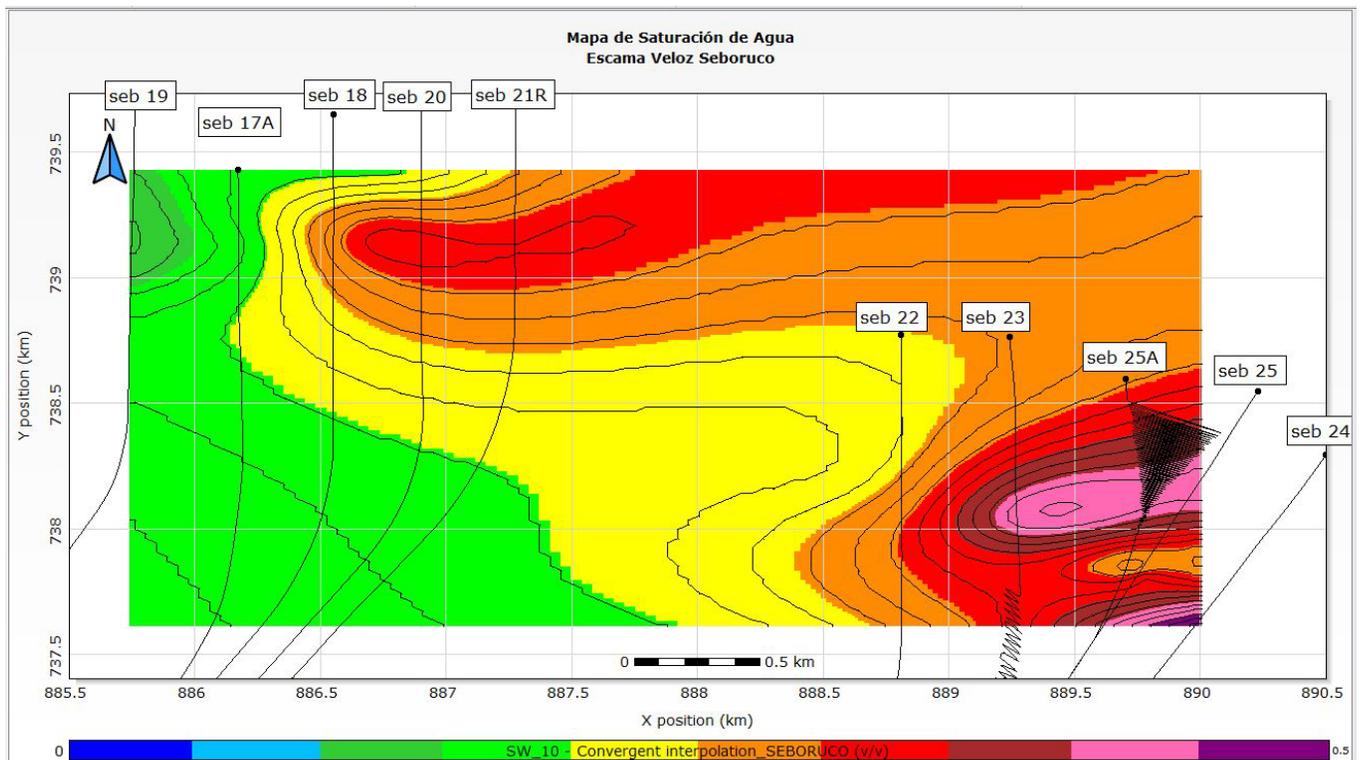


Figura 15. Mapa de saturación de agua de la escama Veloz Seboruco. Los valores más bajos se encuentran en la parte noroeste, esto confirma las mejores propiedades como reservorios de los pozos ubicados en esa área.

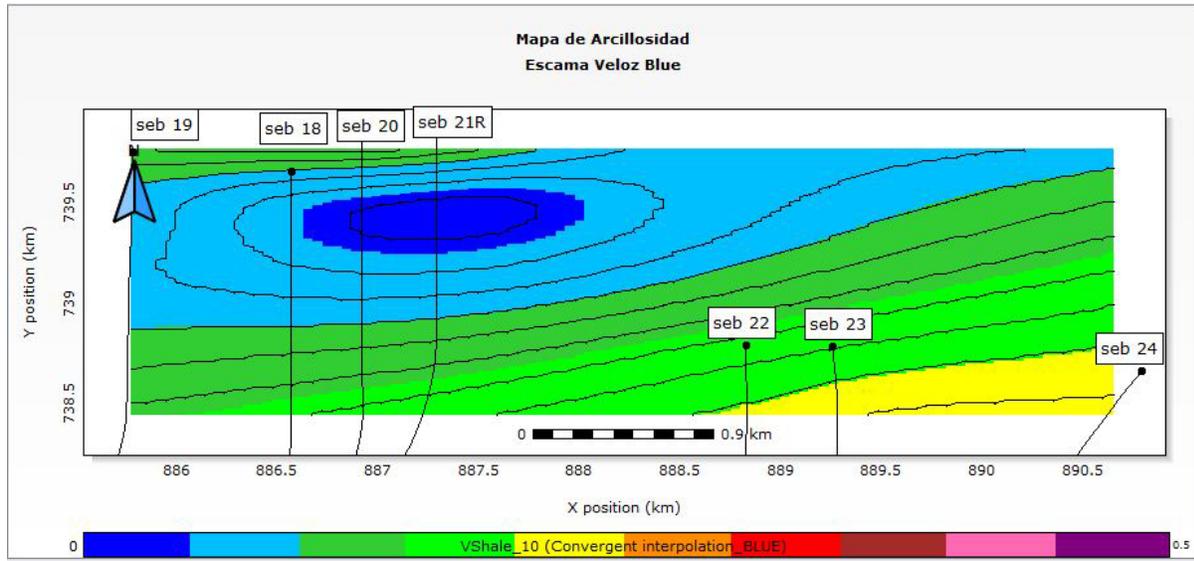


Figura 16. Mapa de arcillosidad de la escama Veloz Blue. Los valores más bajos se ubican hacia el Norte–Noroeste y centro, mientras que los más altos están hacia el Sureste.

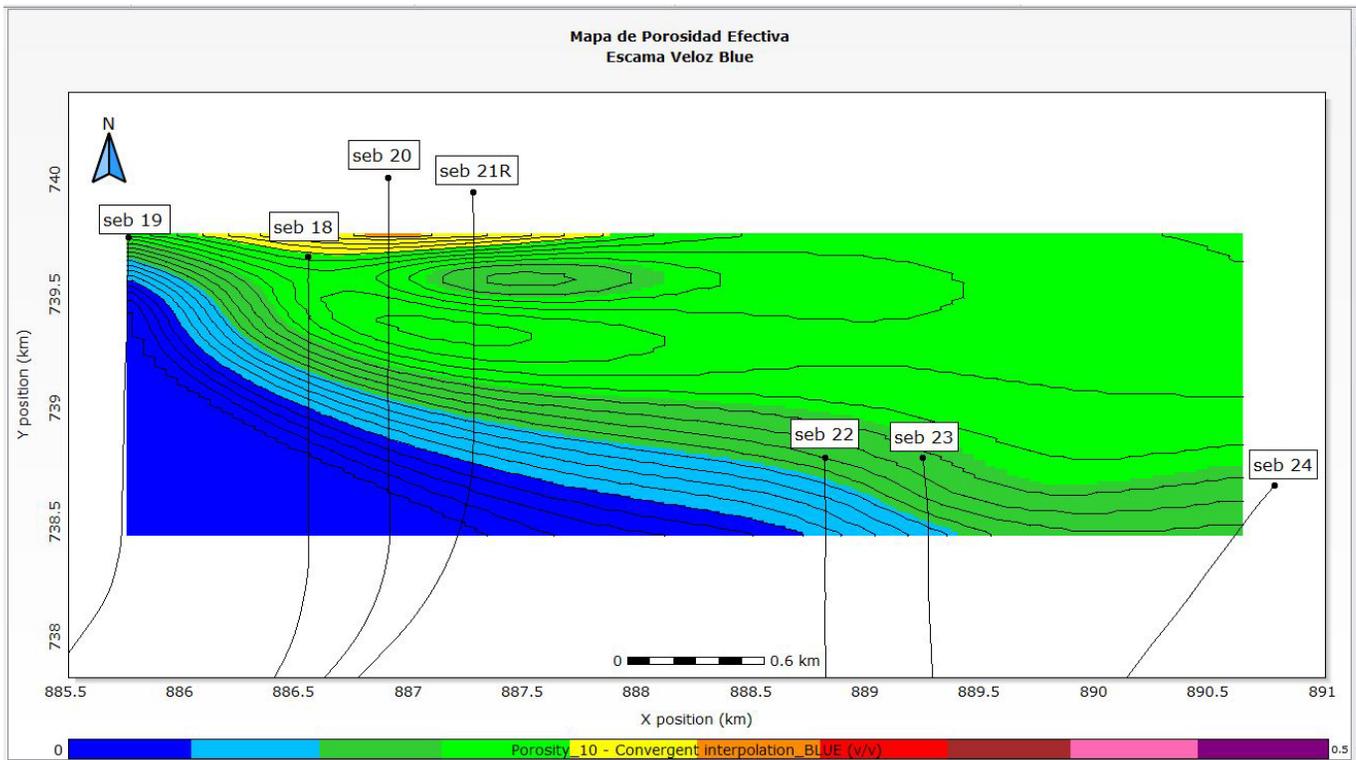


Figura 17. Mapa de porosidad efectiva de la escama Veloz Blue. Esta escama se muestra bastante porosa, solo disminuye las propiedades colectoras en la porción suroeste.

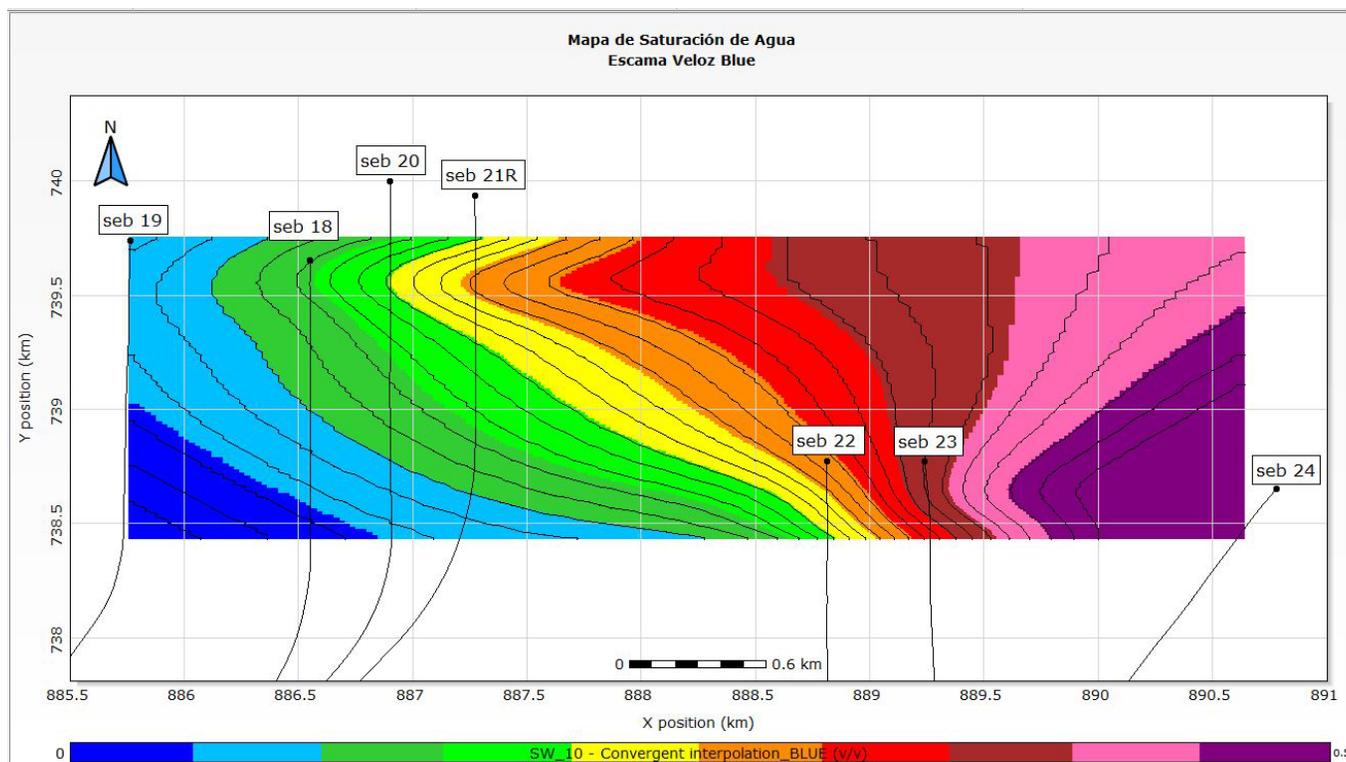


Figura 18. Mapa de saturación de agua de la escama Veloz Blue. Muestra bajos valores, y por lo tanto, mejores propiedades como reservorio desde la parte oeste y hasta el centro, mientras que hacia el Este los valores tienden a aumentar.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Castro-Castiñeira, O.**, 2017, Evaluación petrofísica de formaciones gasopetrolíferas cubanas. Ed. Centro Nacional de Información Geológica. La Habana, Cuba.
- González-Despaigne, D.**, 2010, Trabajo final en opción al Título Académico de Especialista en perforación de pozos de petróleo y producción de petróleo, mención Ingeniería de yacimiento: «Desarrollo de modelos de interpretación petrofísica en reservorios carbonatados, aplicados en yacimientos de la Franja Norte de Crudos Pesados». La Habana, Cuba.
- González-Rodríguez, E., Reyes-Paredes, O., Pérez-Reyes, A., Suárez-Leyva, V., Linares-Cala, E., Brey del Rey, D., Hernández-León, J., González-Despaigne, D., Valladares-Amaro, S., Domínguez-Garcés, R., Blanco-Bustamante, S., Rojas-Consuegra, R., Prol-Betancourt, J.L., Rifá-Hernández, M., Álvarez-Castro J. y Cruz-Toledo, R.**, 2016, Exploración en el sector Yumurí-Se-

boruco de la Franja Norte de Crudos Pesados (FNCP). Etapa 4. Continuidad de la actividad de exploración durante el año 2016 en el sector Yumurí – Seboruco de la FNCP. Proyecto 7080. Centro de Investigación del Petróleo, Nro. 2016.

- Sánchez, C.**, 2012, Tesis para obtener el título de Ingeniero Petrolero: «Evolución de los registros de resistividad y su aplicación en la estimación de la saturación de fluidos (agua e hidrocarburos)». Ciudad Universitaria, México, D.F.

Manuscrito recibido: 26 de febrero de 2019.
 Manuscrito corregido: 18 de abril de 2019.
 Manuscrito aceptado: 31 de mayo de 2019.