

## CARACTERIZACION PETROFISICA DE DOS POZOS DE LA FRANJA NORTE DE CRUDOS CUBANOS

***Yaima Lazcano Véliz, Juan Rodríguez Loeches, Olga Castro Castiñeira, Alicia Cremé Espinosa, Leonel Martínez y Alberto Etchegoyen***

Centro de Investigaciones del Petróleo, Cuba, Washington 169, esq. Churruca, Cerro, Ciudad de La Habana, Cuba. ZIP 12 000; [yaima@ceinpet.cupet.cu](mailto:yaima@ceinpet.cupet.cu)

### RESUMEN

El área Yumurí-Seboruco ubicada en la Región Habana Matanzas es una zona de marcado interés para nuestra industria petrolera. Con este propósito se creó un grupo multidisciplinario de especialistas que realizó un estudio detallado de la zona de interés. El objetivo fundamental de esta investigación fue, completar y comparar los resultados petrofísicos obtenidos por "AGAT Laboratories" (Canadá) con los realizados por el Laboratorio de Física de Yacimientos del Ceinpet a muestras de núcleos de los pozos Yumurí 203 y Seboruco 101 y la interpretación de los registros de la compañía Schlumberger empleando el programa HDS. Utilizando restos de las muestras de núcleo obtenidas del almacén del Caribe, se determinó la porosidad total y efectiva, la permeabilidad, el coeficiente de intercambio catiónico y el contenido de carbonato. Los resultados presentaron porosidades medidas en condiciones ambientales entre 8 y 13% con predominio de microporosidad en su sistema poral. No obstante, se apreció cierto grado de participación de la matriz en la permeabilidad entre 10 y 500 mD con buenas propiedades de filtración, manifestando un comportamiento heterogéneo en las propiedades de filtración. La saturación de agua residual fue elevada (mayor de 40%), propio de este tipo de formación. El Coeficiente de Intercambio Catiónico reflejó que las muestras analizadas presentaron bajo contenido de arcilla, entre 0.5 y 2 meq /100gr de arcilla, por lo que se consideró como no reactiva. El contenido de carbonato fue de 95% siendo consecuente con la zona real de estudio.

### ABSTRACT

The area Yumurí-Seboruco located in the Havana Matanzas region is a place of great interest for our oil industry. It was create a multidisciplinary group of specialists to make a detailed study of the area, the main objectives of investigation were: to complete and to compare the petrophysic results obtained by "AGAT Laboratories" (Canada), with the results of the Lab Physics of Oilfield from Ceinpet to samples of nucleus of oil wells Yumurí 203 and Seboruco 101, and the program HDS was used to the interpretation of physical registry from Schlumberger's company. The nucleus samples were obtained from the warehouse Caribbean and then the total and effective porosity, the permeability, the coefficient of exchange catiónico and the carbonate content were determined. Porosities result presented under environmental conditions were between 8 and 13% with a great microporosity in the system poral. Howere, a grade of participation of the matrix was appreciated in the permeability, with values between 10 and 500 MD with good properties of filtration and showing a heterogeneous behavior in the properties of filtration.

The saturation of residual water was high (bigger than 40%), typical of this formation type. The Coefficient of Exchange Catiónico reflected that the samples showed a small percent of clay, between 0.5 and 2 meq clay /100gr, for that reason, they are not reactive. The carbonate content was of 95% being consequent with the real area of study.

### INTRODUCCIÓN

El Yacimiento Yumurí - Seboruco está localizado en la Costa Norte de la provincia de Matanzas, muy cerca del límite con La Habana. Esta zona es de marcado interés para nuestra industria petrolera debido a los altos niveles productivos alcanzados en estos últimos años. Sobre esta base, CUPET ha

conducido sus fuerzas hacia el desarrollo de estrategias para una explotación racional y eficiente de dicho campo. Con este propósito se creó un grupo multidisciplinario de especialistas que realizaron un estudio detallado de la zona. El objetivo fundamental de esta investigación fue, completar y comparar los resultados petrofísicos obtenidos por "AGAT Laboratories" (Canadá) con los realizados por el Laboratorio de Física de Yacimientos del Ceinpet a muestras de núcleos y registros de la compañía Schlumberger empleando el programa HDS.

## MATERIALES Y METODOS

Las muestras de núcleos utilizadas para el ensayo fueron obtenidas del almacén perteneciente a la Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo de Occidente (EPEPO).

En la Figura 1 se observan rocas calizas fragmentarias de color crema, con abundantes fracturas y estratificación cruzada y laminar muy marcada. La asociación fosilífera es completamente visible a simple vista, con una variada gama de bioclastos.



Figura 1.- Seboruco 101 – N1 (2017.2 – 2017.5 m)

En la Figura 2 se observan rocas calizas fragmentarias de color crema, con abundantes fracturas, se puede observar una estratificación cruzada muy marcada. La asociación fosilífera es completamente visible a simple vista, con una variada gama de bioclastos. Se observa con frecuencia cavernosidad.

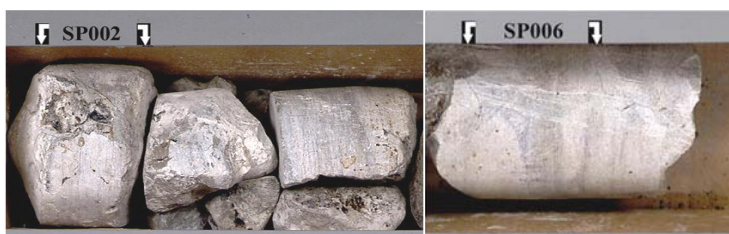


Figura 2. -Seboruco 101 – N 2 (2040.4 – 2042.2 m)

En la Figura 3 se observan rocas calizas muy fragmentarias de color gris cremoso, con abundantes fracturas, se puede observar una estratificación cruzada muy marcada. El material silíceo es notable.



Figura 3.- Seboruco 101 – N 3 (2358 – 2359.7 m)

En la Fig. 4 se observan rocas calizas fragmentarias de color gris, con abundantes fracturas en varias direcciones. Las fracturas se encuentran rellenas de calcita. Se puede observar una estratificación ondulatoria muy marcada. Muestra con frecuencia cavernosidad.



Figura 4.- Seboruco 101 – N 4 (2370 – 2378.8 m)

En la Figura 5 se observan conglobrecha calcárea con matriz de creta. Se aprecia la influencia de procesos diagenéticos como dolomitización y piritización, o los producidos por carsismo, tales como vóculos, microcavernas y microfracturas ampliadas por disolución, así como fenómenos debidos a la compactación química y mecánica, tanto en los fragmentos como en la matriz. Muchos de estos espacios porosos están impregnados de petróleo pesado.



Figura 5.- Yumurí 203 – N1 (2385 – 2388 m)

En la Figura 6 se observan conglobrechas + Grauvacas calcáreas con matriz de creta. Con respecto a la matriz, se trata de una creta de cocolitos. Estas rocas están fuertemente afectadas por procesos de compactación mecánica debida al enterramiento profundo a que fueron sometidas, de modo que los fuertes procesos de presión-disolución han dejado abundante material insoluble en las juntas de disolución (pirita, bitumen y arcilla).



Figura 6.- Yumurí 203 – N2 (2408 – 2412m)

#### Resultados Petrofísicos de Laboratorio. Datos cortesía AGAT Laboratories (Canadá).

Tabla I.-Pozo Seboruco 101

Núcleo	Muestras	Kabs. Gas (mD)	$\Phi_{ef}$ (%)	Sr (%) Pet / Agua
1	SP001	0.05	8.8	12.9 / 2.3
2	SP002	32.4	9.8	9.3 / 6.2
	SP006	0.01	7.4	22 / 9.8
3	SP008	0.02	8.1	12.8 / 2.8

4	SP010	0.80	11	23.2 / 3.1
---	-------	------	----	------------

Tabla II.- Pozo Yumurí 203

Núcleo	Muestras	$\Phi_{ef}$ (%)	Sar (%)
1	FD002	14.60	64.1
2	SP006	8.90	54.6
	SP008	10.45	55.7

### Ensayos realizados en el Laboratorio de Física de Yacimientos. CEINPET

Utilizando restos de las muestras se determinó:

- ✓ Porosidad Total (Método de Inmersión y de Helio)
- ✓ Permeabilidad (Simulador de Medio Poroso)
- ✓ Coeficiente de Intercambio Catiónico (API Spec 13 I, Procedimientos prácticos estandarizados para Lodos de perforación)
- ✓ Contenido de Carbonato (Método de Bernard)

La interpretación de los registros se hizo mediante el programa computacional HDS.

### RESULTADOS

Tanto en los resultados obtenidos cortesía AGAT Laboratories del pozo Seboruco 101 como en los obtenidos en el laboratorio del Ceinpet (Tabla I, II, III y IV), se evidenció la presencia de una alta porosidad con predominio de la microporosidad en su sistema poral. No obstante, se aprecia cierto grado de participación de la matriz en la permeabilidad del reservorio.

Los resultados de agua residual obtenidos cortesía AGAT Laboratories de las muestras investigadas fueron entre 2 y 10% siendo favorable para el reservorio por la poca presencia de microporosidad en el mismo. Los resultados de saturación de agua residual por parte del Ceinpet no se pudieron obtener por datos petrofísicos. En cambio la interpretación de los registros geofísicos arrojó que la saturación de agua es mayor de 40% (Tabla I, II, III y IV)) predominando la microporosidad, propio de este tipo de sistema poral.

El ensayo de Coeficiente Intercambio Catiónico (C.I.C.), determinó que las muestras presentan bajo contenido de arcillas, siendo favorable para el reservorio.

Siendo consecuente con los valores de Carbonatosidad obtenidos (Tabla III, IV, V y VI). Lo que demuestra que los núcleos son muy carbonatados.

A continuación se muestran los resultados obtenidos en el Laboratorio de Física de Yacimientos del Ceinpet para el pozo Seboruco 101.

Tabla III.- Resultados petrofísicos del núcleo 1

				Mét. Inmersión			Mét. de Helio		
Núcleo	Muestras	C (%)	CIC (meq/100gr)	$\Phi$ (%)	$\delta_{matriz}$ (g/cm <sup>3</sup> )	$\delta T$ (g/cm <sup>3</sup> )	$\Phi$ (%)	$\delta_{matriz}$ (g/cm <sup>3</sup> )	$\delta T$ (g/cm <sup>3</sup> )
1	SP001	76.2	2	8.73	2.73	2.49	10.34	2.367	2.641

Seboruco 101\_N1 Electrofacie I (1938.5-2136.5m)

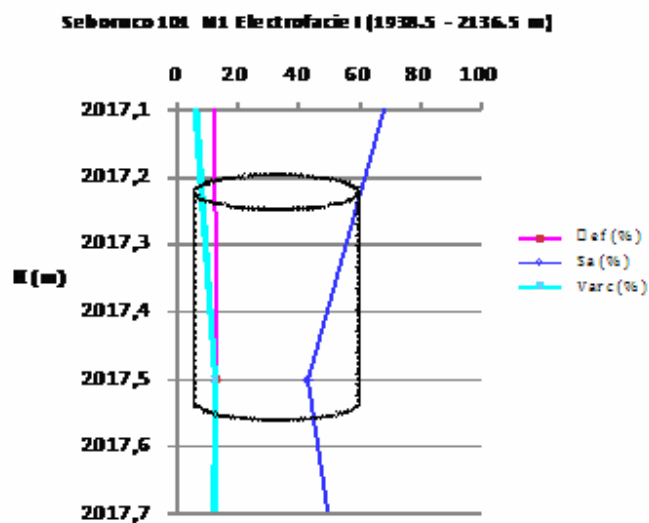


Grafico1- se muestran los resultados obtenidos de la interpretación de registro para el núcleo 1.

Tabla IV.- Resultados petrofísicos del núcleo 2

Núcleo	Muestras	C (%)	CIC (meq/100gr)	Kef (mD)	Mét. Inmersión			Mét. de Helio		
					$\Phi$ (%)	$\delta_{matriz}$ (g/cm <sup>3</sup> )	$\delta T$ (g/cm <sup>3</sup> )	$\Phi$ (%)	$\delta_{matriz}$ (g/cm <sup>3</sup> )	$\delta T$ (g/cm <sup>3</sup> )
2	SP002	96.2	1	29.63	8.60	2.73	2.53	7.51	2.489	2.691
	SP006	95	0.5	0.01	7.53	2.79	2.58	7.26	2.47	2.664

Seboruco 101\_N2 Electrofacie III (2306-2511.5m)

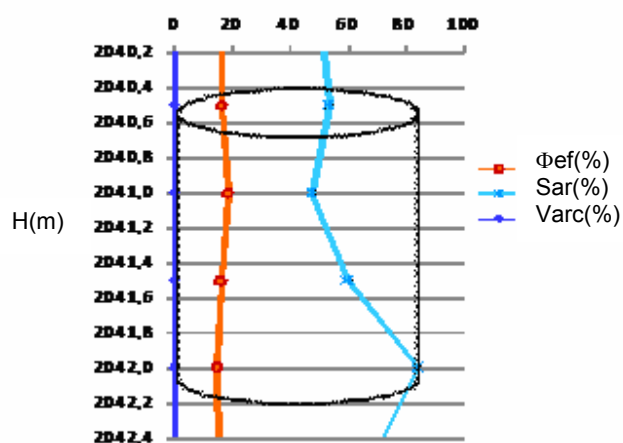


Grafico 2- Se muestran los resultados obtenidos de la interpretación de registro para el núcleo

Tabla V.- Resultados petrofísicos del núcleo 3

Núcleo	Muestras	C (%)	CIC (meq/100gr)	Kef (mD)	Mét. Inmersión			Mét. de Helio		
					$\Phi$ (%)	$\delta$ matriz (g/cm <sup>3</sup> )	$\delta$ T (g/cm <sup>3</sup> )	$\Phi$ (%)	$\delta$ matriz (g/cm <sup>3</sup> )	$\delta$ T (g/cm <sup>3</sup> )
3	SP008	96.8	1	0.01	7.82	2.81	2.59	7.51	2.489	2.691

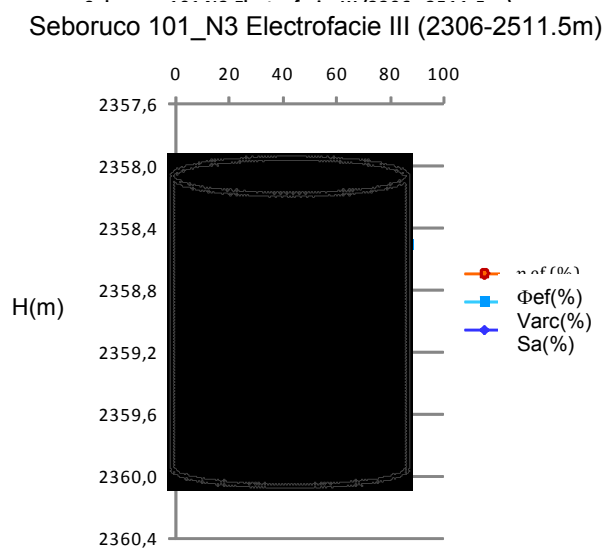


Grafico 3- Se muestran los resultados obtenidos de la interpretación de registro para el núcleo 3.

Tabla VI.- Resultados petrofísicos del núcleo 4

Núcleo	Muestras	C (%)	CIC (meq/100gr)	$\Phi$ (%)	$\delta$ matriz (g/cm <sup>3</sup> )	$\delta$ T (g/cm <sup>3</sup> )	Mét. de Helio		
							$\Phi$ (%)	$\delta$ matriz (g/cm <sup>3</sup> )	$\delta$ T (g/cm <sup>3</sup> )
4	SP010	60.6	0.5	12.8	2.5	2.26	10.34	2.367	2.641

Seboruco 101\_N4 Electrofacie III (2306-2511.5m)

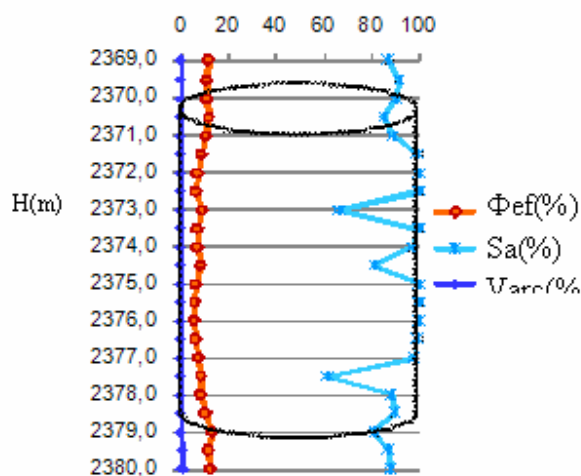


Grafico 4- Se muestran los resultados obtenidos del la interpretación de registro para el núcleo 4.

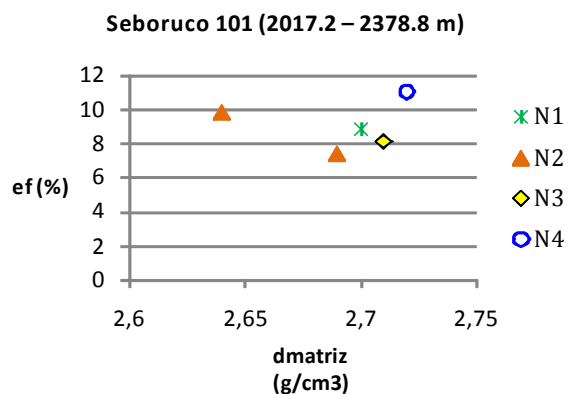


Grafico 5-: Se muestra la dependencia obtenida del ensayo de porosidad para el pozo Seboruco 101

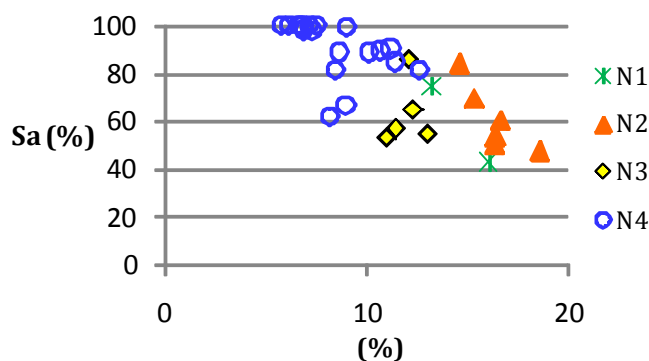


Grafico 6- Se muestra la dependencia obtenida del ensayo de saturación de agua para el pozo Seboruco 101.



Tanto en los resultados obtenidos cortesía AGAT Laboratories como en los alcanzados en el laboratorio del Ceinpet, se evidencia en ambos núcleos del pozo Yumurí 203 (Tabla V, VI), la presencia de una alta porosidad con predominio de la microporosidad en su sistema poral. No obstante, se aprecia cierto grado de participación de la matriz en la permeabilidad del reservorio.

Los resultados de saturación de agua residual obtenidos cortesía AGAT Laboratories de las muestras investigadas fueron elevadas (mayor de 50%), propio de este tipo de sistema poral, predominando la microporosidad. Los datos obtenidos de este mismo ensayo por parte del Ceinpet ofrecieron resultados un poco más favorables (Tabla V, VI) debido a la poca presencia de microporosidad, pero se encuentran dentro de las características de mal reservorio.

El ensayo de Coeficiente Intercambio Catiónico (C.I.C.), determinó que las muestras presentan bajo contenido de arcillas, siendo favorable para el reservorio. Estos resultados son consecuentes con los valores de Carbonatosidad obtenidos (Tabla VII, VIII). Lo que demuestra que los núcleos son muy carbonatados.

A continuación se muestran los resultados obtenidos en el Laboratorio de Física de Yacimientos del Ceinpet para el pozo Yumurí 203.

Tabla VII.- Resultados petrofísicos del núcleo 1

Núcleo	Muestras	C.I.C. (meq/100gr)	C (%)	$\Phi_{ef}$ (%)	Sar (%)
1	FD2	2	91	14.4	15

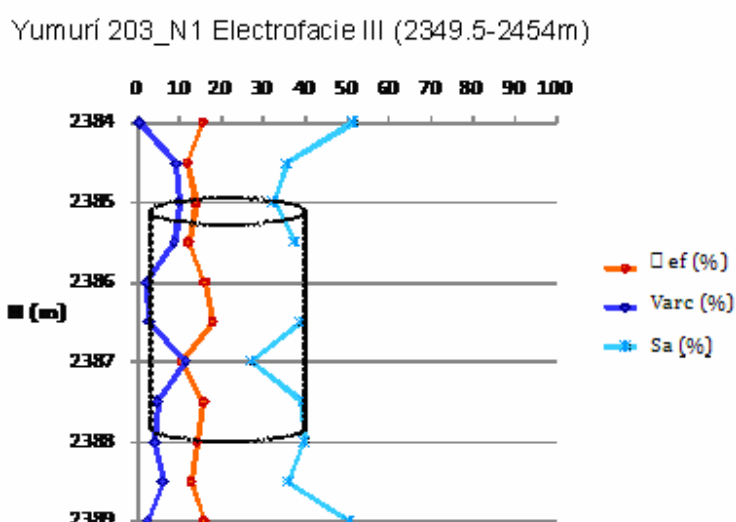


Gráfico 7- se muestran los resultados obtenidos de la interpretación de registro para el núcleo 1.



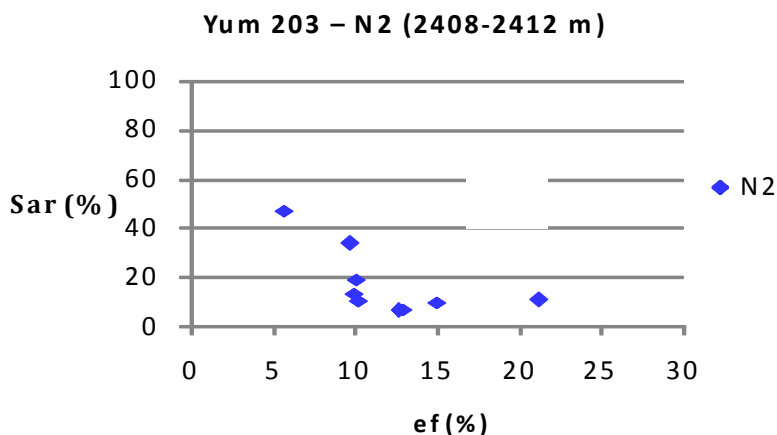


Grafico 8- Se muestra la dependencia obtenida del ensayo de saturación de agua residual para el pozo Yumurí 203.

Tabla VIII.- Resultados petrofísicos del núcleo 2

Núcleo	Muestras	C.I.C. (meq/100gr)	C (%)	$\Phi_{ef}(\%)$	Sar (%)
2	SP6	0.5	95	13.8	18.9
	SP8	1	96	14.6	33

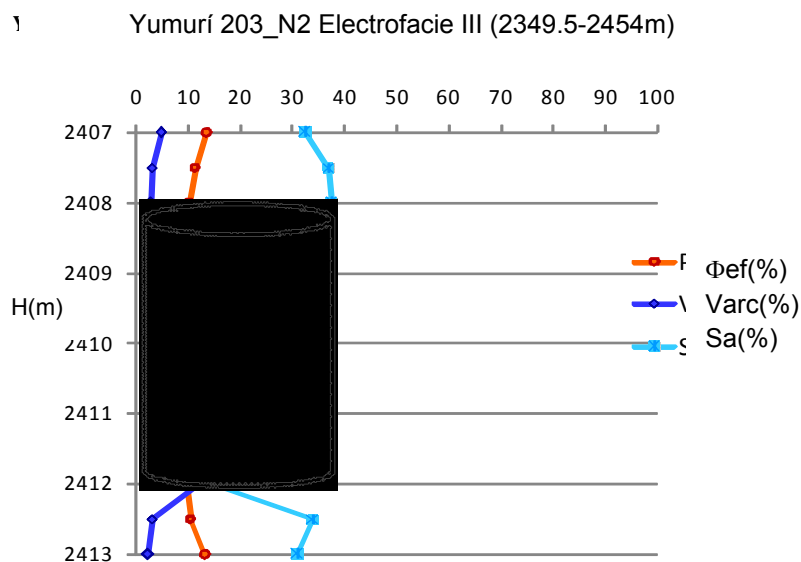


Grafico 9- Se muestran los resultados obtenidos de la interpretación de registro para el núcleo 2.

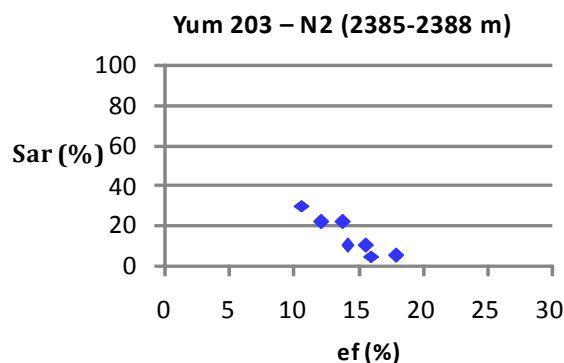


Grafico 11- Se muestra la dependencia obtenida del ensayo de saturación de agua residual para el pozo Yumurí 203.

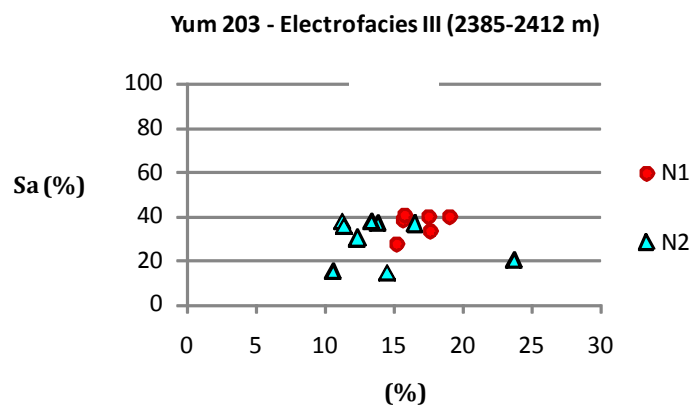


Grafico 12- Se muestra la dependencia obtenida del ensayo de saturación de agua para el pozo Yumurí 203.

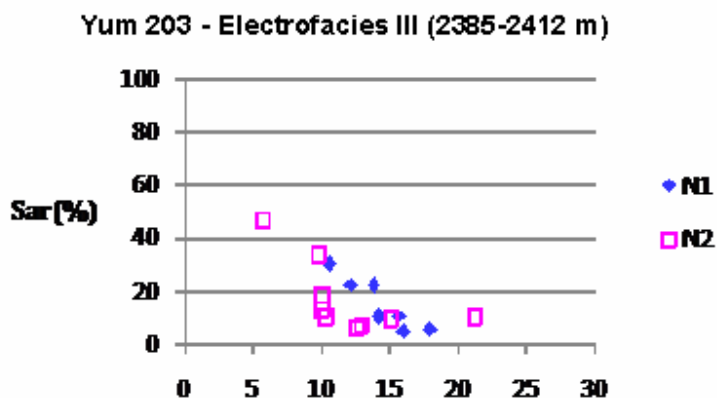


Grafico 11- Se muestra la dependencia obtenida del ensayo de saturación de agua residual para el pozo Yumurí 203.

## CONCLUSIONES

- ✓ En sentido general los pozos Yumurí 203 y Seboruco 101, presentan variabilidad en sus propiedades como reservorio.
- ✓ La **porosidad total** es variable, con un rango entre 5 y 18%, mientras que la **porosidad efectiva** está alrededor del 10%, y se caracteriza por presentar valores fuera de escala, probablemente por la presencia de fracturas rellenas de barita.
- ✓ Los valores de **permeabilidad** de los núcleos oscilan alrededor de 0.01-0.05mD evidenciando la impermeabilidad de la formación. En algunos casos los valores obtenidos de 29.6 y 32.4 mD están dados por la existencia de grandes fracturas presentes en los núcleos, que se caracterizan por tener un alto **contenido de carbonato**, entre 60-90%. Dichos resultados no son consecuentes con los de porosidad, lo que indica que el área bajo estudio constituye un mal reservorio.
- ✓ La  **saturación de agua** de la formación es elevada con un comportamiento en toda la electrofacie por encima del 40%, mientras que la  **saturación de agua residual** está entre 5-25%, comportamiento que no está relacionado con el contenido de arcilla de la formación (0.5-2 meq /100gr de arcilla). De esta manera la formación se considera como no reactiva, según la clasificación de los materiales arcilloso y a su vez un mal reservorio.

## BIBLIOGRAFÍA

Base de datos Petrofísica. Ingeniería de Yacimientos  
Informe Petrofísico del Pozo Yumurí 203. Agat Laboratories. Julio 2000