

CARACTERIZACION FISICO-QUIMICA DE CRUDOS CUBANOS DE LAS ESTRUCTURAS EN EVALUACIÓN DEL BLOQUE VIIA DE LA FRANJA NORTE DE CRUDOS PESADOS

Laura Aguilar Veloz, Félix David Sandoval, Yahima Oliva y Onix López Galarza

CEINPET, Cuba, Washington No. 169 Esq. a Churruca, Cerro, C. de La Habana, CP 12000,
lav@cupet.ceinpet.cu

RESUMEN

La existencia de los nuevos prospectos del Bloque VIIA de la Franja Norte de Crudos Pesados (FNCP) ha modificado de manera favorable el escenario de operaciones de la industria petrolera cubana. El presente trabajo tuvo como objetivo determinar las características físico-químicas de crudos hallados en estas estructuras, con vistas a establecer la estrategia de explotación de los pozos y asegurar una producción más eficiente. Entre las características de dichos fluidos, que más influyen sobre la producción se destacan las propiedades reológicas. El comportamiento reológico de los crudos se determinó a 30 y 50 °C, en el intervalo de 0-100 s⁻¹. Los datos fueron ajustados al modelo de Ley de Potencia. Según los valores de los parámetros reológicos K y n y otras características físico-químicas determinadas se demostró la diferencia de los crudos. B-100 a 30 °C, mostró propiedades pseudoplásticas, mientras que a 50 °C exhibió un comportamiento newtoniano. Sin embargo, el crudo C-100 a ambas temperaturas demostró ser un crudo de mayor calidad, de tipo newtoniano, con un bajo contenido de asfaltenos, no usual para la FNCP. Por su parte los crudos HE-100 y HE-101 exhibieron un comportamiento pseudoplástico marcado, y un alto contenido de asfaltenos superior, a semejanza de otros crudos de esta zona. Dado el interés y los planes de explotación de estas estructuras, se hace necesario continuar profundizando en los estudios de caracterización química de dichos crudos.

ABSTRACT

The existence of the new structures in the VIIA Block of the Franja Norte de Crudos Pesados (FNCP) it has modified in a favorable way the scenario of operations of the oil cuban industry. The present work had as objective to determine the physico-chemical characteristics of the these crudes, in order to establish the strategy of well exploitation and to assure a more efficient production. The rheological properties stand out among the characteristics of the fluids that more influences on the production. Them the rheological behavior of the crude was determined at 30 and 50 °C, in the interval of 0-100 s⁻¹. The dates were adjusted by a Power Law model. According to the values of the rheological parameters K and n and other physico-chemical characteristics, differences between crudes were demonstrated. B-100 at 30 °C showed pseudoplastic properties, while to 50 °C it exhibited a newtonian behavior. However, crude C-100, demonstrated to be a better quality crude to both temperatures, with a low content of asphaltenes, not usual in FNCP. On the other hand the HE-100 and HE-101 crudes exhibited a pseudoplastic behavior, and a higher content of asphaltenes, similar to other heavy crudes of this area. Given the interest and the plans of exploitation of these structures, it becomes necessary to continue deepening in the studies of chemical characterization of these crudes.

INTRODUCCION

Como resultado de la adquisición sísmica 3D realizada en el Bloque 7VII de la Franja Norte de Crudos Pesados (FNCP), en el año 2005, se definieron varios prospectos de interés para la

perforación exploratoria, cuya existencia ha modificado de manera favorable el escenario de operaciones de la industria petrolera cubana. Inicialmente el objetivo principal de los mismos estuvo enfocado a descubrir reservorios del Terciario (Fm Creta Canasí, saturado con petróleo pesado), pero en todos los casos y por diferentes causas dicho propósito fue replanteado, pues se presentaron complejidades geológicas durante la perforación, obteniéndose diversas características desde el punto de vista litológico para los horizontes con potencialidades petrolíferas.

El comportamiento de producción de los pozos es un proceso multifactorial, que depende entre otros aspectos, de las propiedades reológicas de los fluidos del yacimiento. De hecho las ecuaciones, que se utilizan para estudiar el comportamiento de flujo en medio poroso, predecir la dinámica de la caída de presión del yacimiento en función del tiempo, así como de su producción, dependen de las propiedades reológicas de los fluidos (Fornes, 2004). Según el perfil de producción de los pozos B-100, C-100, HE-100 y HE-101, se demostró que estos evidencian una declinación acorde con su depleción, que entre otros factores debe estar influenciada por las propiedades de los crudos.

Teniendo en cuenta la importancia de estas investigaciones para establecer una adecuada explotación de estos pozos, resulta de interés dar seguimiento al comportamiento de las características físico-químicas de los crudos, en particular de sus propiedades reológicas, lo que constituyó objetivo de este trabajo.

MATERIALES Y METODOS

Muestras. Muestras de crudos Bacuranao-100 (B-100), Cojímar-100 (C-100) y Habana del Este-100 y 101(HE-100, HE-101), fueron analizadas según métodos establecidos en el Laboratorio de Física de Yacimientos de UCTB de Producción, CEINPET.

Materiales. El trabajo se desarrolló tomando como referencia la caracterización físico-química preliminar de los crudos (Teruel y otros, 2008) y el historial de producción de los pozos más representativos de cada prospecto, mediante el análisis de los datos de los partes mensuales de producción de la EPEP Occidente (2009, 2010) y los Informes de pozo.

Métodos analíticos

- Viscosidad dinámica (Reómetro Anton Paar, Viscosímetro Rheotest)
- Tensión superficial, DIN-53914/97
- Tensión interfacial, ASTM-D 971/04
- Densidad, ASTM-D 1298/99
- °API, ASTM-ID 1298/99
- Asfaltenos, ASTM-D 6560
- BSW, ASTM-D 4007

Para la caracterización reológica, el muestreo se realizó por duplicado en días diferentes y las muestras se analizaron por triplicado. Se utilizó un reómetro Anton Paar, modelo MCR-301(Suiza), geometría CC-27, con un sistema criotermostatzante de celda Peltier, que permite mantener la temperatura constante con 0,1°C de precisión, conectado al compresor Junior (Alemania), y PC ,controlado por software Rheoplus. 2.4. Las curvas de fluidez (esfuerzo de corte vs. gradiente de velocidad) fueron evaluadas según modelo de Ley de Potencia ($\tau = K \cdot \gamma^n$), donde: τ , esfuerzo de corte (Pa); K-índice de consistencia (mPa.sⁿ); γ , gradiente de velocidad (s⁻¹), n-índice de comportamiento de flujo (Software Rheoplus, Programa Excel, versión 2007).

RESULTADOS Y DISCUSION

Crudo B-100

Durante la perforación del pozo B-100, no se cumplió el objetivo principal pues sólo se alcanzó a llegar a la Formación Vega Alta con una profundidad final de 4750mMD (-1850mSS) y una profundidad vertical final de 1864m, no obstante las zonas punzadas como objetivo secundario (3463-3481mMD y 3491-3507mMD) tuvieron excelentes resultados productivos, y se han mantenido altas y estables con promedios de 200 m³/d, hasta diciembre del 2010. Desde los inicios del prospecto el crudo se ha comportado como pesado (8.5°API) y con un alto por ciento de azufre (cercano a 7%). La zona productora correspondió a rocas ubicadas en la parte superior de un cuerpo serpentinitico e inmediatamente debajo de un paquete mayormente arcilloso de muy buenas propiedades como sello, por lo que se describieron altos porcentos de serpentinitas y en menor grado calizas (Teruel y otros, 2008; Toirac y otros, 2009; EPEP Occidente, 2009- 2010).

Como se observa en la Tabla I la caracterización del crudo B-100 corroboró lo planteado en informes anteriores acerca de su clasificación como crudo extrapesado, con un °API alrededor de 8.3, con viscosidades elevadas, dificultades para determinar la tensión interfacial y valores altos de contenido de asfaltenos. Luego de ser separada el agua libre (alrededor del 45 %) el crudo mostró valores muy bajos de BSW, cerca de 0.15%, 'que sugieren que no está emulsionado.

Tabla I. - Caracterización físico-química del crudo B-100

Muestras	Tensión superficial (mN/m)	Tensión interfacial (mN/m)	Viscosidad dinámica* (mPa.s)		Densidad (g/cm ³)	°API	Asfaltenos (%)	BSW (%)
			30 °C	50 °C				
1	33.1	-	20900	3190	1.0095	8.6	19.30	0.10
2	35.7	-	23100	3400	1.0135	8.0	20.40	0.20

*Viscosidad dinámica determinada a gradiente de corte=6.3 s⁻¹

La caracterización reológica de las muestras a 30 y 50 °C (Tabla II, Fig. 1 y 2), demostró que a 30 °C el crudo B-100 exhibió un comportamiento típico de fluidos no newtonianos con moderado carácter pseudoplástico, (n<1), mientras que a 50 °C, una tendencia a la newtonianidad (n próximos a 1). En ambos casos, según los valores de R², se observó un ajuste satisfactorio del modelo de Ley de potencia. En la Tabla II se evidencia que no se observaron diferencias significativas entre los valores de los parámetros K y n del modelo, ni para las muestras independientes, ni para los dos intervalos de gradiente de corte estudiados (1-10 y 1-100 s⁻¹), lo que permitió obtener una reproducibilidad satisfactoria de los resultados de caracterización de las muestras.

Tabla II.- Caracterización reológica de muestras de crudo B-100

Temp. (°C)	Intervalo de gradiente (s ⁻¹)	Muestras	Ecuación Modelo Potencial	K (mPa.s ⁿ)	n	R ²
30	1-10	1	y=21.11x ^{0.995}	21110	0.985	1.000
		2	y=21.10x ^{0.995}	21100	0.985	1.000

50	1-100	1	$y=21.06x^{0.987}$	21060	0.987	0.999
		2	$y=23.55x^{0.977}$	23550	0.997	0.999
	1-10	1	$y=3.25x^{0.993}$	3250	0.993	1.000
		2	$y=3.54x^{0.991}$	3540	0.991	1.000
	1-100	1	$y=3.24x^{0.99}$	3240	0.990	1.000
		2	$y=3.52x^{0.979}$	3520	0.980	0.999

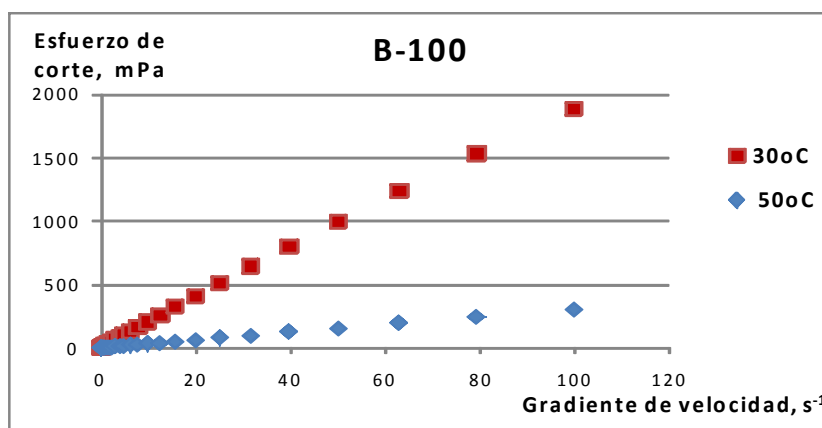


Figura 1.- Curvas de flujo de crudo B- 100 a 30 y 50 °C.

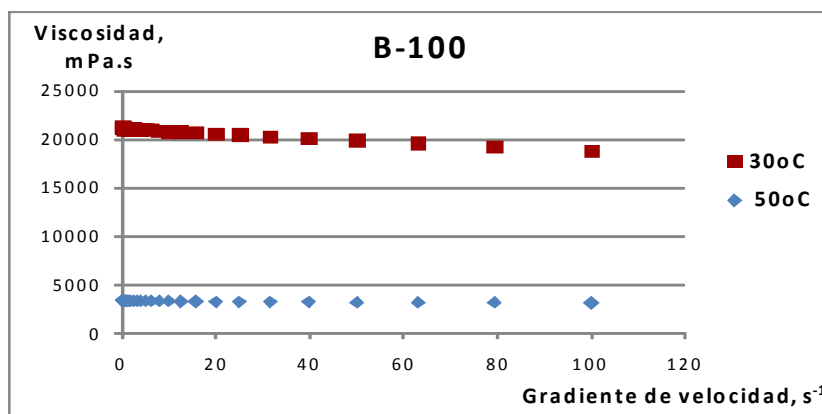


Figura 2.- Curvas de viscosidad de crudo B-100 a 30 y 50 °C.

Crudo C-100

El pozo C-100 inicialmente no pudo alcanzar el objetivo propuesto por encontrarse una zona con surgencias de petróleo y pérdidas de circulación. Con una profundidad final de 1740 m, se considera un pozo somero. El corte analizado evidenció carbonatos subordinadamente arenosos arcillosos; calizas de color beige finamente recristalizado, impregnado, wackestone radiolárico recristalizado con microfracturas; abundantes granos de pirita diseminados, areniscas polimícticas y trazas de serpentinita fracturada. Se demostró la presencia de material volcánico y calcáreo por la profundidad, y según los mapas estructurales se planteó la idea de que el horizonte de potencialidades petrolíferas

pertenece a una zona de transición de la Fm Vía Blanca y Fm Carmita (Pérez y otros, 2007; Teruel y otros, 2008, EPEP Occidente, 2009- 2010).

La caracterización del crudo C-100 demostró, que se trata de un crudo de mayor calidad, con un °API promedio de 17.7, con bajas viscosidades y bajos niveles de asfaltenos, libre de agua y sin dificultades para determinar la tensión interfacial (Tabla III). Según las Fig. 3 y 4 y la Tabla IV, a 30 y 50° C el crudo mostró una tendencia definida a la newtonianidad. No se observaron diferencias significativas entre los valores de los parámetros K y n del modelo, ni para las muestras independientes, ni para los dos intervalos de gradiente de corte, lo que permitió obtener una alta reproducibilidad

Tabla III.- Caracterización físico-química de muestras del crudo C-100

Muestreos	Tensión superficial (mN/m)	Tensión interfacial (mN/m)	Viscosidad dinámica* (mPa.s)		Densidad (g/cm ³)	°API	Asfaltenos (%)	BSW (%)
			30 °C	50 °C				
1	30.1	31.6	185	63	0.9477	17.7	4.8	-
2	29.6	32.5	208	72	0.9483	17.6	4.7	-

*Viscosidad dinámica determinada para gradiente de corte=6.3 s⁻¹

Tabla IV.- Caracterización reológica de muestras de crudo C-100

Temp. (°C)	Intervalo de gradiente (s ⁻¹)	Muestreos	Ecuación Modelo Potencial	K (mPa.s ⁿ)	n	R ²
30	1-10	1	$y=0.184x^{1.001}$	184	1.001	0.999
		2	$y=0.210x^{0.993}$	210	0.993	1.000
	1-100	1	$y=0.184x^{1.001}$	184	1.001	1.000
		2	$y=0.210x^{0.995}$	210	0.995	1.000
50	1-10	1	$y=0.062x^{0.994}$	62	0.994	0.999
		2	$y=0.073x^{0.989}$	73	0.989	1.000
	1-100	1	$y=0.062x^{0.997}$	62	0.997	0.999
		2	$y=0.073x^{0.993}$	73	0.993	1.000

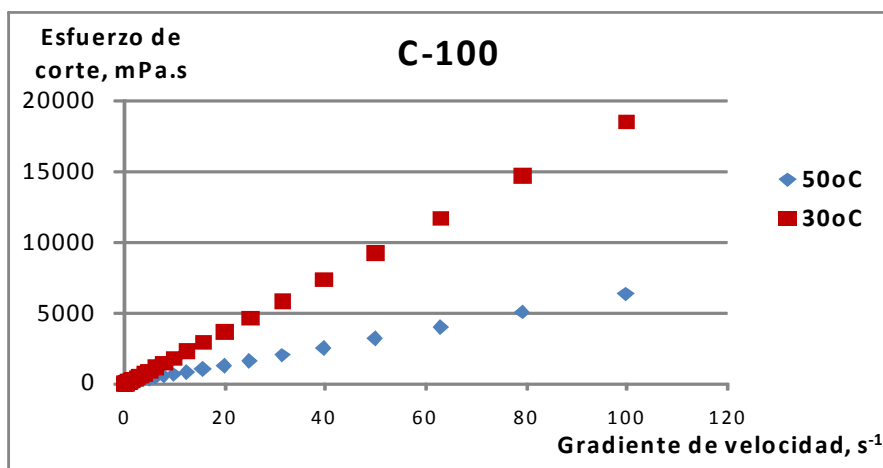


Figura 3.- Curvas de flujo de crudo C-100 a 30 y 50 °C

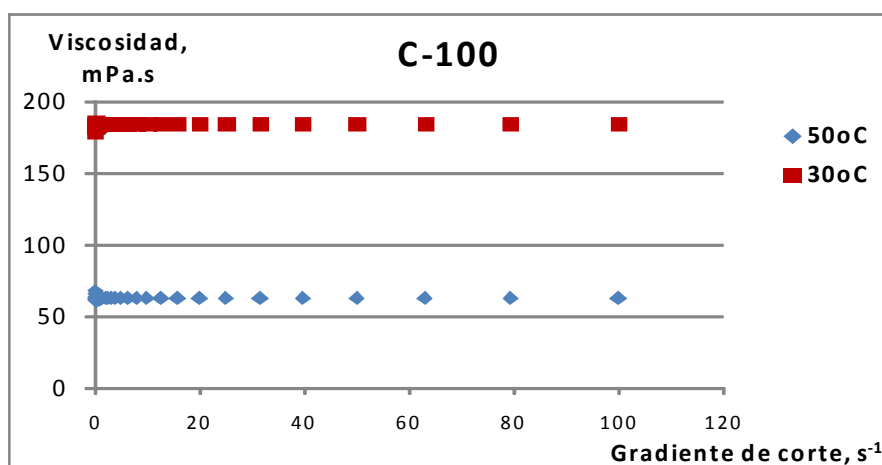


Figura 4.- Curvas de viscosidad de crudo C-100 a 30 y 50 °C

Crudos HE-100 y HE-101

El pozo HE-100 con una profundidad final de 3092 m reveló un corte geológico similar al encontrado en otras zonas productivas de la FNCP, confirmando la presencia de reservorios de la Formación Canasí y la presencia de reservorios saturados de hidrocarburos, mientras que el HE-101 con una profundidad final de 3092 m, confirmó la extensión de la estructura homónima 800 metros al oeste del pozo descubridor y la presencia de los reservorios saturados de hidrocarburos (Teruel y otros, 2008; Morales y otros, 2008; Hernández y otros, 2009; EPEP Occidente, 2009- 2010).

Como se observa en la Tabla V la caracterización de los crudos HE-100 y HE-101 corroboró lo planteado en informes anteriores acerca de su clasificación como crudos pesados, sobre todo en el caso del HE-101, con °API de 14.6 y 9.6 respectivamente y viscosidades elevadas, que se corresponden con altos contenidos de asfaltenos y gas. Según la Tabla VI, a 30 °C y las Fig. 5 y 6, el crudo HE-100 exhibió un comportamiento no newtoniano, de tipo pseudoplástico. El ajuste de los valores por la Ley de potencia fue satisfactorio. No se evidenciaron diferencias entre los valores de

los parámetros reológicos del modelo para los intervalos de gradiente de corte estudiados (1-10 y 1-100 s⁻¹). A 50 °C el crudo exhibió un comportamiento pseudoplástico moderado.

Tabla V.- Caracterización de muestras de crudos HE-100 y HE-101

Crudos	Tensión superficial (mN/m)	Tensión interfacial, (mN/m)	Viscosidad dinámica* (mPa.s)		Densidad (g/cm ³)	°API	Asfaltenos (%)	BSW (%)
			30 °C	50 °C				
HE-100	30.8	35.6	5984	1821	0.9683	14.6	24.2	-
HE-101	34.7	-	10500	2035	1.0025	9.6	23.3	-

Tabla VI.- Caracterización reológica de muestras de crudos HE-100 y HE-101

Crudos	Temp. (°C)	Intervalo de gradiente (s ⁻¹)	Ecuación Modelo Potencial	K (mPa.s ⁿ)	n	R ²
HE-100	30	1-10	y=4733x ^{0.986}	4733	0.986	1.000
		1-100	y=4733x ^{0.986}	4733	0.986	1.000
HE-101		1-10	y=8835x ^{0.98}	8835	0.980	1.000
		1-100	y=8835x ^{0.98}	8835	0.980	1.000
HE-100	50	1-10	y=976x ^{0.983}	976	0.983	1.000
		1-100	y=976x ^{0.983}	976	0.983	1.000
HE-101		1-10	y=1857x ^{0.931}	1857	0.931	0.999
		1-100	y=1857x ^{0.931}	1857	0.931	0.999

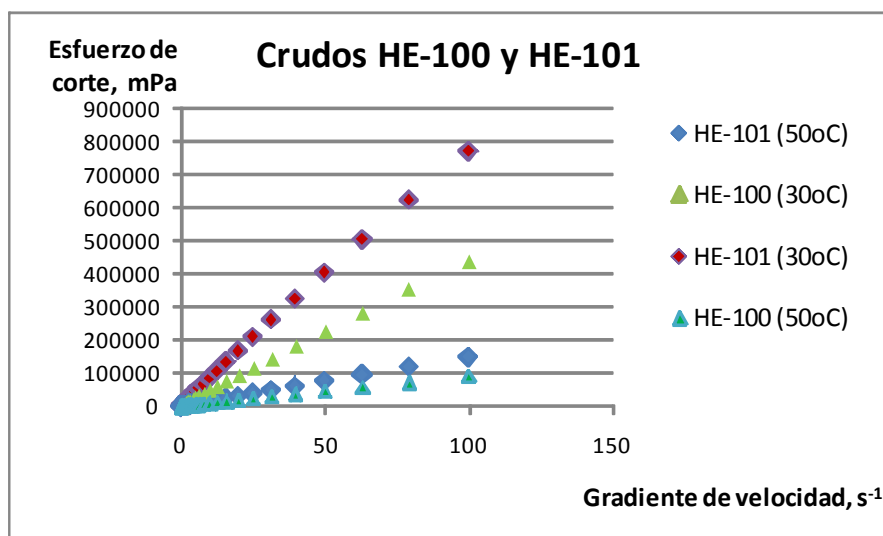


Figura 5.- Curvas de fluidez y viscosidad de crudos HE-100 y HE-101 a 30 y 50 °C

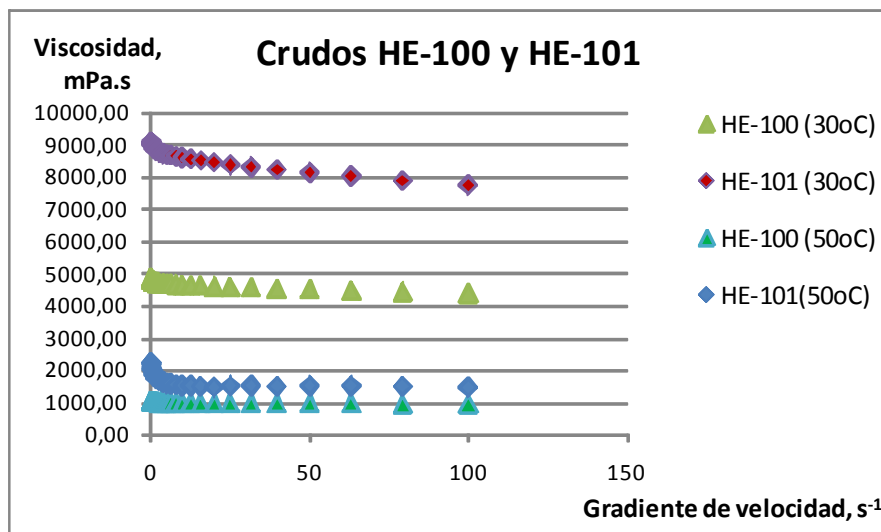


Figura 6.- Curvas de viscosidad de crudos HE-100 y HE-101 a 30 y 50 °C

CONCLUSIONES

Por sus propiedades físico-químicas los crudos estudiados constituyen crudos pesados y extrapesado, en el caso del B-100, no obstante con ciertas diferencias, según el análisis de sus propiedades físico-químicas:

- El crudo B-100 es un crudo extrapesado, con un °API alrededor de 8.3, con altos valores de viscosidad dinámica y de contenido de asfaltenos. Su comportamiento reológico lo identifica como un fluido no newtoniano, con moderadas propiedades de pseudoplasticidad a 30 ° C, mientras que a 50 ° C exhibe un comportamiento típico de fluidos newtonianos.

- El crudo C-100 se comportó como un crudo de mayor calidad, con ° API alrededor de 17.7, con bajo contenido de asfaltenos y un comportamiento reológico newtoniano a 30 y 50 ° C.
- Los crudos HE-100 y HE-101 exhibieron características propias de crudos pesados, con ° API de 14.6 y 9.6 respectivamente, alto contenido de asfaltenos, superior al de los demás crudos estudiados. Según sus propiedades reológicas son fluidos no newtonianos de tipo pseudoplástico.

Es importante destacar que a temperatura de yacencia, 50 °C, en el caso de los crudos C-100 y B-100 estamos en presencia de fluidos con tendencia a comportarse como fluidos newtonianos, destacándose sobre todo por su naturaleza el C-100, no usual en la FNCP; mientras que los crudos HE-100 y HE-101 se comportan como fluidos no newtonianos de tipo pseudoplástico. Si comparamos los crudos en cuanto a los valores del índice de consistencia (K), que se relaciona con el efecto de la viscosidad, en orden ascendente se ubican: $C-100 < HE-100 < HE-101 < B-100$, lo que se corresponde de igual manera con el contenido de asfaltenos y de manera inversa con la gravedad específica: °API: $C-100 > HE-100 > HE-101 > B-100$ y mientras que por su pseudoplasticidad (n): $HE-101 > HE-100 > B-100, C-100$.

RECOMENDACIONES

Dar seguimiento a la dinámica de producción de los crudos de los prospectos en estudio y profundizar en el estudio de sus características físico-químicas.

BIBLIOGRAFIA

EPEP Occidente, 2009, 2010. Partes Mensuales de Producción de EPEP Occidente, 2009, 2010.
Fornés, A. 2004. Curso de Reología, CEINPET, 2004.
Hernández, L.J. y otros, 2009. Informe final del pozo Habana del Este-101, Proyecto 6004. CEINPET.
Morales, C. y otros, 2008. Informe final del pozo Habana del Este-100, Proyecto 6004. CEINPET.
Pérez, M.Y. y otros. 2007. Informe final del pozo Cojímar-100, Proyecto 2106, Etapa 64.10. CEINPET.
Teruel, E. y otros, 2008. Informe Anual de Explotación e Ingeniería de Yacimientos 2008; "Altos Estructurales con potencial de hidrocarburo confirmados en los Bloques VII y VIIA".EPEP Occidente, CUPET.
Toirac, P.R. y otros, 2009. Informe final del pozo Bacuranao-100, Proyecto 6004. CEINPET.