

Característica físico-química de los gases acompañantes y crudos de la formación veloz superior e inferior en el yacimiento puerto escondido

Roberto Ayllón-Torres, Esperanza Ibarra-Morlaz, Walner Ferro-Gomez, Beatriz Pérez-Barcala

Centro de Investigaciones del Petróleo (CEINPET). Churrucá, No.481, e/ Vía Blanca y Washington, El Cerro. La Habana. ayllon@ceinpet.cupet.cu, ormoran@ceinpet.cupet.cu.

Recibido: 6 de noviembre de 2014.

Aceptado: 6 de julio de 2015.

Palabras Claves: roca madre, anóxico, umbral, biodegradado, termogénico.

Keywords: rock mother, anoxic, threshold, biodegraded, thermogenic.

RESUMEN. Algunos estudios realizados sobre el origen del petróleo a muestras en laboratorios internacionales mediante cromatografía gaseosa-espectrometría de masa (CG-EM) muestran que dichos crudos se originaron en roca madre de naturaleza carbonatada. Se depositaron en ambientes de sedimentación marinos notablemente anóxicos. Por otra parte los gases que se analizaron de reservorios del Cretáceo y Jurásico mediante relación de isótopo de carbono $^{13}\text{C}/^{12}\text{C}$ evidencian su origen termogénico. La existencia de estos crudos y gases, plantean un reto a la industria petrolera dado que se necesita la aplicación de nuevos procesos tecnológicos de mayor eficiencia-competencia, que garanticen que los derivados se mantengan en la primera línea recursos energéticos con menor influencia sobre el medio ambiente. Los métodos normados de caracterización físico-química e instrumental (ASTM, IP, ISO) posibilitan que se conozcan las características de crudos y gases acompañantes. Sobre tal base determinar tipo de procesos a emplear y grado de severidad que se requiere para la obtención de derivados del petróleo según las exigencias a escala internacional. Las determinaciones se aplicaron a muestras de crudos y gases de la formación Veloz superior (primero apilado) e inferior (segundo apilado) del yacimiento Puerto Escondido". Se demostró que los gases son: húmedos, de origen termogénico, presentan elevados contenido de sulfuro de hidrógeno y dióxido de carbono. Los petróleos son: poco biodegradado o biodegradados, altamente sulfurados, con elevados contenidos de asfaltenos y alta tendencia a la formación de coque.

ABSTRACT. Some studies that were carried out on the origin from the petroleum to samples in international laboratories for the technique gas chromatography -spectrometry of mass (CG-EM) they show that those mentioned raw they originated in rock mother of carbonated nature. They were deposited notably in marine sedimentation atmospheres anoxic. On the other hand the gases that were analyzed of reservoirs of the Cretaceous and Jurassic by means of relationship of isotope of carbon $^{13}\text{C}/^{12}\text{C}$ evidence their origin termogenic. The existence of deposits of this raw and gases outline a challenge to the oil industry since at the present time the application of new technological processes of more efficiency-competition is needed that guarantee that those derived stay in the first line of the energy resources with smaller influence on the environment. The standardized methods of characterization of physical-chemical and instrumental (ASTM, IP, ISO) they facilitate that the compositions are known and characteristic of raw and accompanying gases. On such a base to determine type of processes to use and degree of severity that I know requires for the obtaining of having derived of the petroleum according to the demands to international scale. The determinations were applied to samples of raw and gases of the formation Veloz superior (first heaped) and inferior (heaped second) of the location Puerto Escondido". It was demonstrated that the gases are: humid, of origin termogenic, they present high content of I sulfur of hydrogen and dioxide of carbon. The petroleum are: biodegraded or little biodegraded, highly sulfurous, with high contents of asphaltenes us and high tendency to the coke formation

INTRODUCCIÓN

En el yacimiento Puerto Escondido se perforaron y perforan pozos de exploración en nuevas estructuras en tal caso se encuentran los pozos A-19, B-20, C-21 perteneciente a la formación Veloz superior (primer apilado) y Veloz inferior (segundo apilado) E-15R, F-17R, G-120, dicha formación se ubica en el Cretáceo inferior Neocomiano. Los citados pozos se encuentran en fase de explotación- investigación.

El conocimiento actual de características y propiedades de petróleos y gases de pozos de nueva creación o reperforación permite que se establezcan las posibles variaciones de los crudos y de sus potencialidades en cuanto a: contenido y calidad de los derivados, cálculo de los rendimientos de fracciones de amplio entorno de ebullición; así como la determinación del procesamiento adecuado para que se mejoren la calidad de los derivados. Tal información provee a técnicos e investigadores, de los datos necesarios para el diseño y operación de los procesos que se realizan en yacimientos y refinerías. Permite además, darle un uso racional a estos recursos naturales.

Es objetivo de la investigación es caracterizar petróleos y gases acompañantes de la formación Veloz superior e inferior del yacimiento Puerto Escondido mediante técnicas físico-químicas e instrumentales.

En la realización de la investigación se tomaron muestras de petróleos y gases acompañantes de los pozos citados de la formación Veloz superior e inferior del yacimiento Puerto Escondido, en la caracterización se utilizaron técnicas de espectroscopia infrarroja, cromatografía de: columna, gaseosa y métodos normados estandarizados para petróleo y sus derivados de la Sociedad Americana de Materiales y Métodos así como las del Instituto del Petróleo de Inglaterra (ASTM, e IP STANDARDS) ^{1,2}.

Las determinaciones de los espectros infrarrojos se realizaron por la técnica de película capilar entre ventana de bromuro de potasio en el espectrómetro con transformada de Fourier modelo Avatar, se requirió para él procesamiento de los espectros los software Nicolet's OMNIC, versión 5.0a, 2000 y OMNIC Interpretation Guide versión 1.00, 1991).

Las muestras de gases acompañantes se analizaron en el cromatografo de gases marca Konic HRGC 4000B con detector de conductividad térmica y columna de sebaconitrilo rellena con zeolita 13X. La adquisición y procesamiento de los datos se desarrolló mediante el software de cromatografía KONIKROM.

La determinación de: saturados, aromáticos resinas y asfaltenos (SARA) en los petróleos se efectuó en columna rellena con silica gel utilizando diferentes disolventes según las normas ASTM-D-2007 y 2549 del 2001.

La presencia de metales en los petróleos se realizó mediante el equipo de fluorescencia de rayo X denominado X SUPREME 8000 de la firma inglesa OXFORD instrumento capaz de detectar valores hasta 3 ppm.

RESULTADOS Y DISCUSION

En la tabla I y figura 1 se exponen los resultados de la caracterización de las muestras de gases acompañantes de los pozos, se indica que los gases acompañantes de los pozos Puerto Escondido A-19, B-20 y C-21 de la formación Veloz superior contienen elevados contenidos de sulfuro de hidrógeno, según normas cubanas de vertimiento al aire en zona de trabajo según ³ no debe ser superior a 20 mg/m³ y en zonas habitadas es de 0.03 mg/m³ el máximo permitido de acuerdo a lo establecido ⁴, la mayor cantidad de sulfuro de hidrógeno está presente en el gas del B -20, en los pozos de la formación Veloz inferior hay presencia de sulfuro de hidrógeno en el D-15R su concentración es menor a la de los pozos de la formación Veloz superior.

El contenido de bióxido de carbono en los gases acompañantes de la formación Veloz es elevado el menor valor está presente en el F-17R.

Otros constituyentes diferentes a los hidrocarburos tales como nitrógeno, oxígeno solo se detectó en el gas de la muestra B-20.

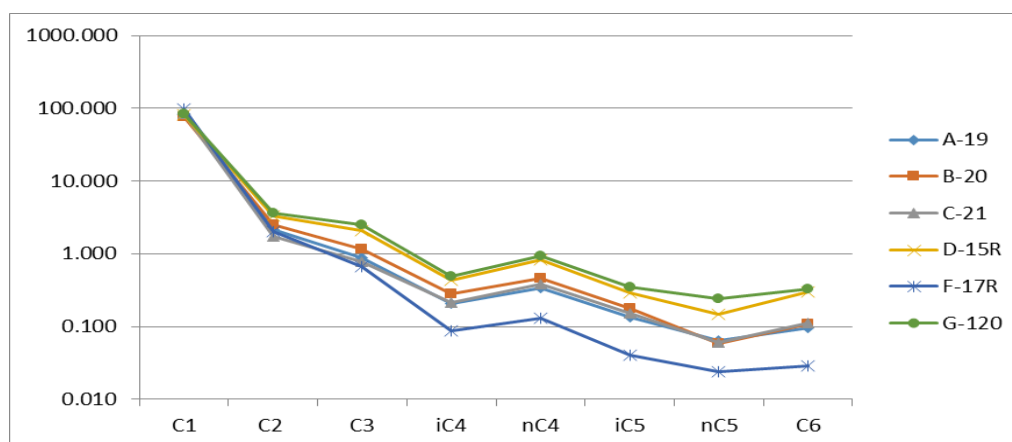


Fig 1. Concentración % v/v vs componentes hidrocarbonados.

Dichos gases se catalogan como agrios según la bibliografía planteada en ^{5,8}, y requieren de proceso de purificación con extrayentes con vista a eliminar el sulfuro de hidrógeno y el dióxido de carbono presente en los mismos.

La presencia de estos constituyentes ácidos de índole corrosivo en los gases en presencia de agua, el sulfuro de hidrógeno (H₂S) reacciona con el dióxido de carbono (CO₂) para formar sulfuro de carbonilo (SCO) de acuerdo al planteado por los autores^{8,9}. El cual crea serios problemas en ductos e instalaciones.

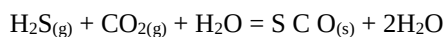


Tabla I. Composición y propiedades físicas de los gases acompañante de la formación Veloz.

Composición	Muestra A -19 % v/v	Muestra B -20 % v/v	Muestra C -21 % v/v	Muestra D -15R % v/v	Muestra E -17R % v/v	Muestra F -120 % v/v	Método empleado	Valor límite de detección
SH ₂	1.197	2.754	1.556	0.599	0	0	ASTMD- 1945/2001	0.3 mol
N ₂	0	0.003	0	0	0	0	ASTMD- 1945/2001	0.01 mol
CO ₂	10.628	14.911	11.793	10.543	0.024	6.567	ASTMD- 1945/2001	0.01 mol
C ₁	84.311	77.583	83.239	81.473	97.003	84.977	ASTMD- 1945/2001	0.01 mol
C ₂	2.145	2.502	1.712	3.284	1.992	3.574	ASTMD- 1945/2001	0.01 mol
C ₃	0.877	1.163	0.783	2.107	0.666	2.515	ASTMD- 1945/2001	0.01 mol
iC ₄	0.205	0.278	0.210	0.433	0.087	0.489	ASTMD- 1945/2001	0.01 mol
nC ₄	0.341	0.464	0.378	0.825	0.131	0.924	ASTMD- 1945/2001	0.01 mol
iC ₅	0.133	0.175	0.154	0.292	0.04	0.347	ASTMD- 1945/2001	0.01 mol
nC ₅	0.065	0.058	0.061	0.148	0.024	0.244	ASTMD- 1945/2001	0.01 mol
C ₆	0.097	0.109	0.113	0.297	0.029	0.326	ASTMD- 1945/2001	0.01 mol
Total H/C	88.174	82.332	86.65	88.859	97.48	93.40	Calculo	
Relación C ₁ /(C ₁ – C ₅)	0.956	0.942	0.913	0.917	0.970	0.9618	Calculo	
Relación iC ₄ H ₁₀ /nC ₄ H ₁₀	0.601	0.599	0.556	0.525	0.615	0.55	Calculo	
I _{hu} =C ₂ -C ₅ +C ₁ - C ₅ +	0.0438	0.0577	0.0394	0.0831	0.0296	0.0901	Calculo	
Relación C ₁ /C ₂	39.306	31.008	48.621	24.809	48.758	23.776	Calculo	
Relación C ₂ /C ₃	2.446	2.151	2.186	1.559	2.985	1.421	Calculo	
Propiedades Físicas								
Valor Calórico Superior (Kj/m ³)	35571	34236	34984	37942	39042	40265	Software KONIKROM	
Valor Calórico Inferior (Kj/m ³)	32096	30919	31566	34301	35191	36413	Software KONIKROM	
Masa Molecular	20.222	21.95	20.566	21.202	24.247	20.344	Software KONIKROM	
Densidad (g/cm ³)	0.8400	0.8909	0.8494	0.8906	0.7054	0.8629	Software KONIKROM	
Densidad Relativa (g/cm ³)	0.6854	0.7269	0.6930	0.7267	0.603	0.7041	Software KONIKROM	
SH ₂ (g/m ³)	17,00	39.10	22.10	8.50	0	0	Software KONIKROM	

I_{hu}=C₂-C₅+C₁-C₅ - Índice de humedad.

La presencia de dióxido de carbono y sulfuro de hidrogeno en los gases se atribuye a:

- Relación directa con la materia prima que dio origen al kerógeno y los valores se incrementan del tipo I al III.
- Cuando se inicia la degradación térmica a profundidades de 500 a 1500 m, la principal característica de la diagénesis es la eliminación de grupos funcionales en los que se incluyen grupos carbonílicos ($C=O$) y carboxilos ($HO-C=O$), los cuales generan abundante CO_2 . Si el proceso de oxidación se realizó con intensidad puede llegar a alcanzar concentración predominante en la composición del gas.
- El sulfuro de hidrogeno es generado por descomposición térmica (craqueo térmico) de compuestos órgano-azufrados de baja termoestabilidad. Abundante cuando la materia orgánica es rica en azufre y pueden ser los casos de las secuencias carbonatadas y carbonatadas evaporíticas.
- Los procesos de biodegradación son otra fuente del origen de bióxido de carbono y sulfuro de hidrogeno, los cuales se desarrollan en presencia de agua y a baja temperatura.

En la figura 2, se aprecia que los gases en estudio son de baja madurez de acuerdo con los valores de las relaciones etano/propano (C_2/C_3) y etano/isobutano (C_2/iC_4) respectivamente para cada gas, además según los valores de dichas relaciones son gases no o poco biodegradados, a causa de que los valores de las relaciones C_2/C_3 se encuentran por debajo de 5 valor donde comienza el umbral de la zona de biodegradación como se aprecia en la gráfica de acuerdo a lo que se plantea en⁷.

Una explicación más detallada solo es posible mediante la utilización de técnica más avanzada como por ejemplo la determinación de la relación de los isotopos de carbono $^{13}C/^{12}C$ y espectrometría de masa para determinar la variación de la migración y madurez térmica de los mismos.

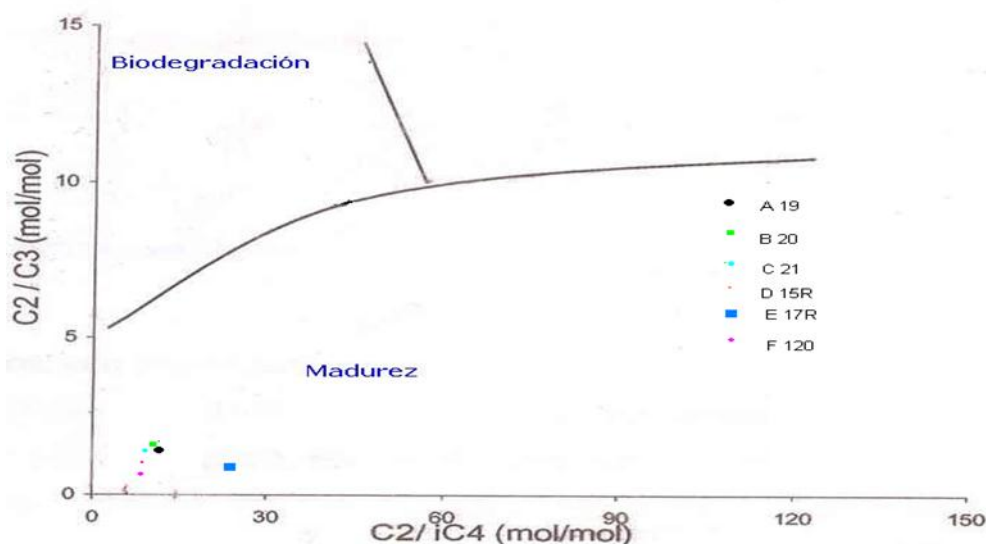


Fig 2. Relación C_2/C_3 vs C_2/iC_4 .

Se conoce que las composiciones de los gases acompañantes tienden a presentar variaciones a medida que se extraen de la estructura petróleo y gas, depende fundamentalmente de la altura en que se encuentren las divisoras gas-petróleo y petróleo-agua.

Dichos gases previa purificación de los componentes ácidos presentes se utilizan en calidad de: combustible, producción de energía eléctrica materia prima en la industria petroquímica, para la producción de amoníaco- producto base de toda industria de abonos nitrogenados, también en la obtención de metanol - producto que se utiliza en la fabricación de plástico y proteínas sintéticas.

En la tabla II se exponen los resultados de la caracterización físico-química de los crudos, los valores de gravedad $^{\circ}API$ obtenidos evidencian que todos clasifican como petróleos pesados o extrapesados, según las clasificaciones existentes a escala internacional^{6,7}.

Tabla II. Características físico-químicas de los petróleos de la formación Veloz.

Índices	Crudo A-19	Crudo B-20	Crudo C-21	Crudo D-15R	Crudo F-17R	Crudo G-120	Método empelado	Valor límite de detección
Gravedad ⁰ API	11.5	10.7	9.7	11.0	11.3	10.4	ASTMD -1298	0.5 min
Densidad a 15 °C, g/cm ³	0.9887	0.9944	1.0015	0.9928	0.9904	0.9964	ASTMD-1298	0.6 min
Densidad a 20 °C, g/cm ³	0.9855	0.9912	0.9983	0.9904	0.9872	0.9932	ASTMD-1298	0.6 min
Agua por destilación, % v/v	< 0.05	0.05	0.1	< 0.05	< 0.05	0.8	ASTMD-96-77	0.05 min
Acido sulfhídrico, % m/m	0.0031	0.0043	0.0180	0.0005	0.0005	0.0054	IP-103	0.003 min
Azufre Total, % m/m	7.11	7.08	7.00	7.09	7.25	6.83	ASTMD-1552	3 ppm
Contenidos de asfáltenos, % m/m	16.81	17.78	18.2	17.20	18.01	17.56	IP-143	0.5 min
Viscosidad Cinemática, mm ² /s								
40 °C	2096.39	3825.8	2994	4378.7	4992.82	5649	ASTMD-445	0.2 min
50 °C	1094	1735	1537.92	2040	2250	2971.95		
80 °C	235.1	273.07	308.03	336.14	346.07	619.46		
100 °C	105	109.7	136.2	136.7	137.6	274.1		
Carbón Conradson % m/m	12.49	9.74	11.84	12.21	11.05	12.14	ASTMD-189	0.1 min
Cenizas totales, % m/m	0.018	0.028	0.021	0.012	0.023	0.055	ASTMD-482	0.001 min
TAN, mg KOH/g	1.82	1.45	0.83	1.32	1.52	0.82	ASTMD-664	0.1 min
Sedimento por extracción, % m/m	0.009	0.04	0.02	0.04	0.06	0.09	ASTMD-473	0.01 min
Punto de inflamación, °C	20	12	23	31	13	26		0-60
Contenido de nitrógeno, %m/m	0.23	0.21	0.30	0.20	0.25	0.265	BAM-13	0.001 min
Punto de fluidez, °C	+12	+3	+9	+6	+3	+3	ASTM D-97	-
Contenido de sales, mg/l	32.2	38.54	72.03	46.26	38.54	473.19	Lic-270	2 min
Valor Calórico kJ/kg								
Bruto	40892	40796	40687	40809	40302	40512	ASTMD4868	
Neto	38703	38623	38531	38632	38112	38339		
Factor de Caracterización, Koup	11.3	11.25	11.18	11.4	11.36	11.35	Nomograma	9-13
Saturados %	23.5	22.7	21.5	21.5	20.8	21.7	ASTMD-2007	0.1 min
Aromáticos %	64.8	65.8	68.2	66.8	67.1	66.4	ASTMD-2549	0.1 min
Resinas %	4.4	6.1	6.5	4.80	4.93	5.0		0.1 min
Composición elemental								
Carbono/ Hidrógeno, % m/m	79.42/10.32	79.77/10.42	90.66/11.67	80.49/11.32	90.44/11.28	80.52/11.22	ASTMD-240	0.1 min

Por el contenido de azufre que presentan de 7.00 a 7.11 % m/m se consideran altamente sulfurados y agrios de acuerdo con la clasificación dada por Bogomolov y las bibliografías^{8,9} ya que son superiores a 2 % m/m.

Estos petróleos poseen elevados contenidos de asfaltenos y alta tendencia a la formación de coque, aspectos a considerar durante su manipulación y procesamiento.

Por otro lado se aprecia que los petróleos de la formación Veloz superior e inferior del yacimiento Puerto Escondido presentan comportamientos similares referido a contenido de azufre, sin embargo, en cuanto a contenido de asfaltenos y materia coquizable tienen diferencias notables. Tales variaciones se atribuyen a los diversos procesos que ocurrieron en los señalados crudos durante su evolución.

Estudios realizados a petróleos de características similares a los de la formación Veloz superior e inferior del yacimiento Puerto Escondido en cuanto a: °API, factor de caracterización, contenido de asfaltenos y azufre se refiere demuestran que estos petróleos poseen bajos rendimientos en productos claros que destilan hasta 350°C (20 - 28 % m/m sobre el crudo) y alto en sustancia asfalto-resinosas por encima del 50% m/m de acuerdo con lo planteado por Bogomolov A.I, Ayllón R y colaboradores^{10,11}.

Los valores que se determinaron de factor de caracterización $K_w = 11.18$ a 11.35 evidencian que dichos petróleos representan mezclas de hidrocarburos nafténicos puros y aromáticos ligeramente sustituidos según¹².

Los petróleos presentan elevadas viscosidades a baja temperatura aspecto que a tener en cuenta para su manipulación, transportación y almacenaje ya sea dentro del yacimiento o en caso que se utilicen como materia prima en la industria. No se descarta la posibilidad que los mismos a bajas temperaturas se comporten como fluido no newtoniano.

Las elevadas densidades y viscosidades de los crudos en estudio están dadas por los siguientes aspectos:

- Proceso de biodegradación y lavado con agua de los crudos en condiciones de yacencia a temperaturas entre 40 y 65 °C, donde parte de los hidrocarburos parafínicos y aromáticos son arrastrados.
- Proceso de separación gravitacional de los crudos. El mismo consiste en el fraccionamiento de los crudos atendiendo a la diferencia de los pesos moleculares de las fracciones que lo componen. En esencia cuando tal hecho ocurre en un reservorio los compuestos ligeros saturados y aromáticos de bajos pesos moleculares del petróleo se ubican en la parte superior de este, mientras que los más pesados (aromáticos de altos pesos moleculares, resinas y asfaltenos) en la parte inferior cerca del contacto agua-petróleo.
- Proceso de fraccionamiento evaporativo. El fenómeno ocurre cuando los sedimentos sellantes no son lo suficientemente impermeables y las fracciones más ligeras del petróleo pasan a través de estos, provocando un empeoramiento de la calidad del crudo. Este proceso también se conoce en la literatura como dismigración según plantea M.L Bordenave.

Los contenidos de metales tales como: níquel y vanadio son elevados aspecto que requiere consideración ya que de utilizarse estos crudos en calidad de petróleos combustibles se conoce que la presencia de metales en estos principalmente sodio y vanadio en concentraciones que sobrepasen 20 y 50 ppm, respectivamente, agravan el proceso de corrosión por cenizas fundentes. Lo expuesto unido a la presencia de sulfuro de hidrogeno y su elevada acidez, incrementan la agresividad de los mismos desde el punto de vista de la corrosión según lo expuesto por los autores^{13,14}.

En la figura III se muestra el espectro infrarrojo de tres de los crudos en cuestión. Los espectros obtenidos son semejantes entre sí. El perfil del espectro indica alto contenido de hidrocarburos aromáticos en las muestras. Presentan bandas intensas en alrededor de 2900, 1470 y 1380 cm^{-1} características de las cadenas alifáticas. La banda en 720 cm^{-1} , que indica largas cadenas hidrocarbonadas $(\text{CH}_2)_n$ aparece poco intensa, casi oculta por la banda de 750 cm^{-1} que confirma un alto contenido de hidrocarburos aromáticos. Se indican bandas intensas en 1600, 864 y 814 cm^{-1} de estructuras aromáticas.

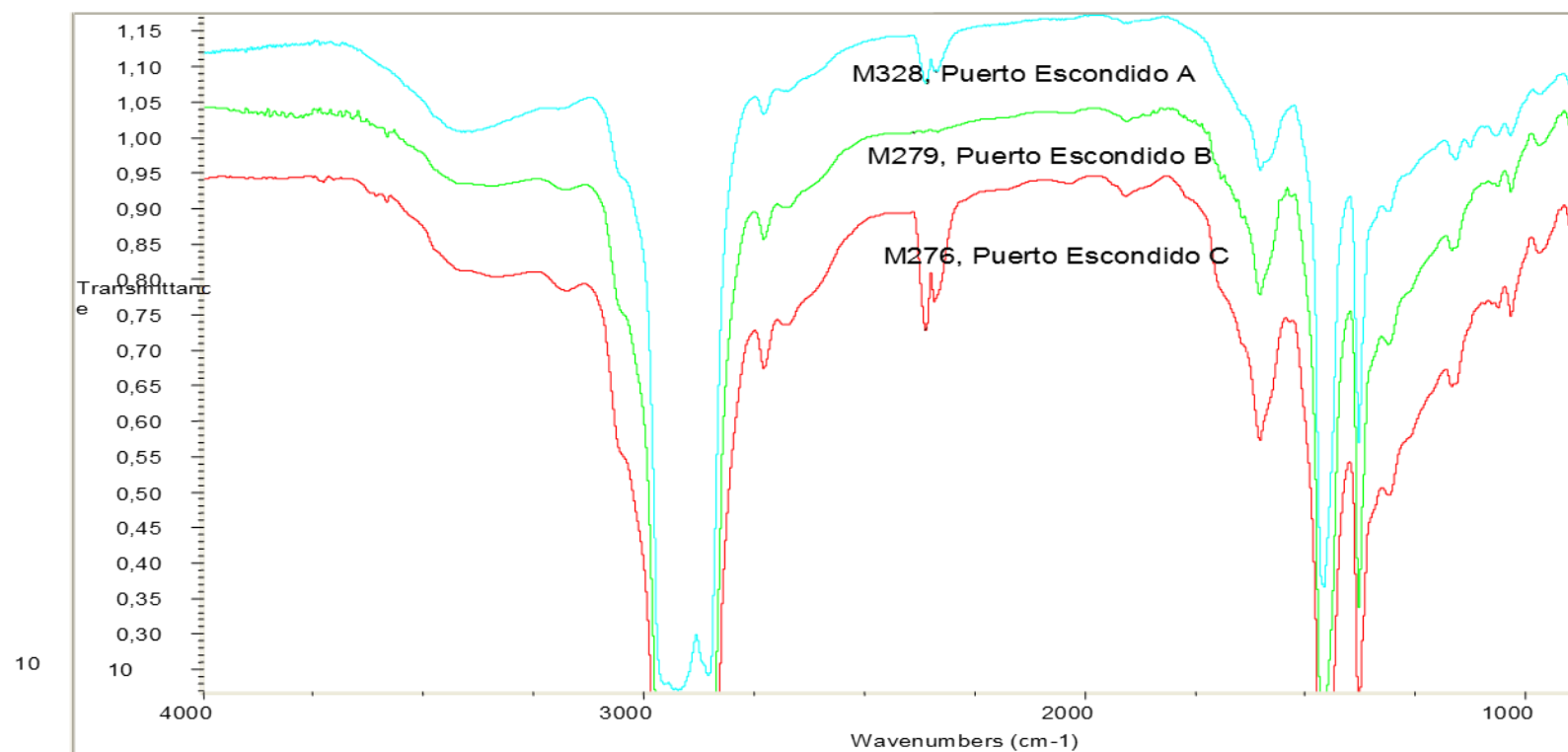


Fig 3. Espectros infrarrojos de los crudos Puerto Escondido A-19, B-20 y C-21 de la formación Veloz superior.

En la figura IV se muestra el cromatograma de la fracción C^{15+} de la muestra A-19, los cromatogramas de las otras muestras en estudio tienen un comportamiento similar, se observa un perfil con pequeñas gibas y sobre estas n-parafinas hasta C_{26} . Los valores de las relaciones pristano/heptadecano (Pr/nC_{17}) y fitano/octadecano (Ph/nC_{18}) (1.05 y 1.11 respectivamente), son mayores que uno e indican que es un petróleo con determinado grado de biodegradación según Rodríguez R. Et al 1994.

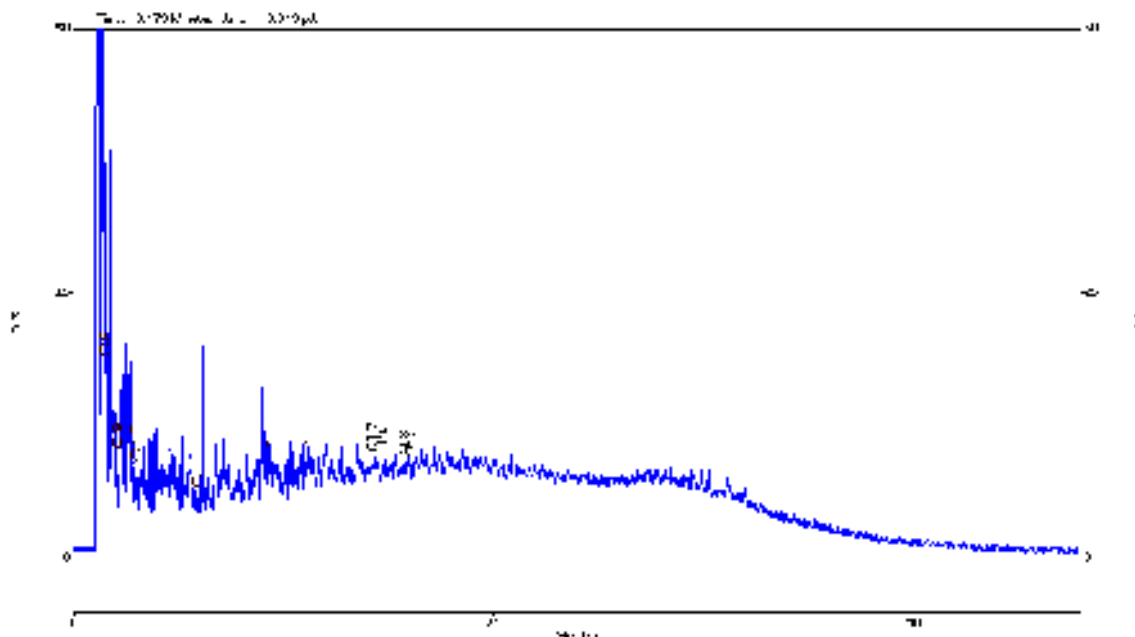


Fig 4. Cromatograma del crudo A-19.

CONCLUSIONES

Los gases acompañantes de los pozos Puerto Escondido A-19, B-20 y C-21 poseen cantidades significativas de constituyentes distintos de los hidrocarburos y dentro de ellos compuestos ácidos (H_2S , CO_2), clasifican como gases agrios. Estos gases requieren de proceso de purificación para su posterior utilización ya sea como: gas doméstico, generación de energía eléctrica o en la petroquímica. Los gases acompañantes de los pozos del yacimiento Puerto Escondido de la formación Veloz superior e inferior son de origen termogénico, de baja maduración, no o poco biodegradado, generado durante el estado de catagénesis a partir de rocas madres carbonatadas o carbonatadas-margosas y kerógeno tipo I y IIs. Por el contenido de metano presente en los gases de la formación Veloz superior e inferior así como, la presencia de otros hidrocarburos que contienen en su cadena de 2 a 5 átomos de carbono se clasifican como húmedos. Los crudos que se caracterizaron según sus gravedades en grado API son pesados y extrapesados según la mayoría de las clasificaciones vigentes en el ámbito internacional son, altamente sulfurosos y agrios. Los valores de factor de caracterización y composición elemental unidos a los obtenidos de la espectroscopia infrarroja evidencian predominio de las estructuras cíclicas en los petróleos. Los petróleos caracterizados presentan elevados valores de viscosidad, altos contenido de asfaltenos y elevada tendencia a la formación de coque aspectos que requieren considerarse durante su manipulación, transportación, almacenaje. La obtención de derivados de petróleo con la calidad requerida a partir de estos petróleos solo es posible si se utilizan procesos catalíticos de alta severidad, sin embargo, se posibilita su utilización para la obtención de diferentes tipos de betunes asfálticos.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

1. ANNUAL BOOK OF ASTM STANDARDS. Petroleum products and Lubricants. 2011-2012.
2. IP STANDARDS FOR PETROLEUM AND ITS PRODUCTS. 1985
3. NORMA CUBANA 1020: 2014. Calidad del aire-contaminantes-concentraciones máximas admisibles y valores guías en zonas habitables.
4. NORMA CUBANA 872: 2011. seguridad y salud en el trabajo-sustancias nocivas en el aire de la zona de trabajo-evaluación de la exposición laboral-requisitos generales.
5. WWW.imp.mx. petróleo, investigación, tecnología 15/01/2006
6. WWW. Biblioteca.iapg.or.ar. /ArchivosAdjuntos// Petrotecnia/.pgf./
7. Bordenave M.L.1993. APPLIED PETROLEUM GEOCHEMISTRY. EDITIONS TECHNIP 27 RUE GINOUX 75737 PARIS CEDEX 15.
8. WWW.educar-argentina.com.ar/ Petróleo/Petróleo.htm 30/05/06
9. www.monografias.com/trabajos12/monogrr/monogrr.shtml 03/04/2011
10. Bogomolov A.I, Gaile A.A. y otros.1984. Química del petróleo y del gas. Editorial Mir.

11. Ayllón R. y col. Etapa 02 y 19. Proyecto 2605. Monitoreo y Control de la calidad de los petróleos que se mejoran en las diferentes baterías de la Franja Norte de Cuba. Informe CUPET. Abril 2007.
12. Curso de Post-grado de Ingeniería de productos del petróleo. Politécnico del petróleo de Cuba. 2003.
13. Kaley L y James E. Corrosion in the Oil Refining Industry. Publications: NACE International, United States of America. Houston. Texas; 1996
14. Qing Cnocc W. Processing high TAN crude: part I. PTQ [en línea]. 2014.