

POTENCIAL PETROLIGENO DE LAS CAPAS DE CARBON DE LA FORMACION OYON (CRETACICO INFERIOR). ZONA DE PAMPAHUAY- CUENCA DE OYON

Eitel Rolando Carrascal Miranda ⁽¹⁾ e Isabel Suarez Ruiz ⁽²⁾

(1) Escuela Geología-UNI. Lima-Perú. rcarrascal@terra.com.pe

(2) Instituto Nacional del Carbón (CSIC). Oviedo-España. isruiz@incar.csic.es

INTRODUCCIÓN

La zona de Pampahuay en la cuenca de Oyón contiene capas de carbón encajonados en la formación Oyón, habiendo alcanzado el rango de carbones bituminosos de bajos volátiles, en el estadio de evolución orgánica de generación de gas húmedo.

Considerando las características y el rango de los carbones de la zona de Pampahuay descritos por Carrascal-Miranda (1996), se seleccionaron 4 capas de carbón de rango más bajo y se tomaron 5 muestras representativas que se caracterizaron exhaustivamente con el fin de determinar su potencial petrolígeno.

El estudio se desarrollo bajo el proyecto de investigación conjunta sobre materia orgánica entre el gabinete de yacimientos minerales de la Escuela de Geología (UNI) y el INCAR (España).

MARCO GEOLÓGICO

La cuenca de Oyón se localiza en la parte centro-norte de los andes peruanos en el departamento de Lima. La formación Oyón (Cretácico inferior) en la zona de Pampahuay esta constituida por intercalaciones de areniscas blancas, lutitas, limolitas y capas de carbón. Se han reconocido 380 m en sentido vertical habiéndose identificado 11 niveles orgánicos (capas de carbón) en su parte media y superior, destacando las capas Grande, Pabilón, California y Lutay, con espesores variables de 1 a 3 m.

Las facies específicas de generación de las turberas se consideran de tipo “marsh” y “swamp” distribuidas a lo largo de la llanura deltaica inferior, correspondiente a una cuenca de carácter paralica.

Se interpreta que los carbones han evolucionado por metamorfismo térmico de carácter regional producido por intrusivos del Batolito de la Costa, posterior a la principal fase de deformación de la tectónica andina.

PROCEDIMIENTOS ANALÍTICOS

Los análisis petrográficos: maceral y reflectancia de la vitrinita fueron realizados según los procedimientos de las normas ISO 7404/3 (1994) e ISO 7404/5 (1994). Se utilizo un microscopio de reflexión MPVII de Leitz y objetivos de inmersión en aceite (32X). Se realizaron las determinaciones sobre probetas granuladas de carbón preparadas de acuerdo a los Norma ISO 7404/2 y UNE 32-102-84.

Los análisis químicos inmediatos se efectuaron según las Normas ISO establecidas a tal efecto y para el análisis elemental se empleó un analizador LECO CHN-600. La pirólisis rock eval se realizó en un Rock-Eval 4 siguiendo el procedimiento descrito por Espitalié et al., (1977).

RESULTADOS: PETROLOGÍA Y GEOQUÍMICA

Macroscópicamente los carbones son de color negro y brillo graso, finamente bandeados por los litotipos vitreno y clareno. Microscópicamente están constituidos por tres grupos macerales, vitrinita (88.9-94.8 % vol.), liptinita (0.5-2.8 % vol.) e inertinita (4.7-9.5 % vol.). El grupo vitrinita es ponderalmente mayoritario y esta constituido

por los macerales telocolinita y telinita. El grupo liptinita contiene fundamentalmente resinitas y microesporas parcialmente vitrinizadas y el grupo inertinita esta constituido principalmente por semifusinita (Tabla 1). A efectos de rango, los resultados de las determinaciones de la reflectancia random de la vitrinita proporcionan valores de 1.54-1.84% (Tabla 1) lo que permite clasificarlos como carbones bituminosos A o carbones de rango medio (ISO 11760, 2005).

Los resultados de los análisis químicos muestran que los contenidos en cenizas son variables (20.14-39.21%) y que de acuerdo con la norma ISO 11760 (2005) son carbones de las clases: moderadamente altos a altos contenidos en cenizas. Las materias volátiles (en base seca y libre de cenizas) oscilan de 20.41-23.15%. Los contenidos en carbono son bastante homogéneos (85.95-88.18%), los contenidos en hidrogeno varían de 4.71-5.03% y el poder calorífico oscila de 19.75-28.09 MJ/kg (Tabla 2).

Los resultados obtenidos de la pirólisis Rock-Eval muestran que el parámetro S2 varia de 69-111.53 mg HC/g Corg, el S1 de 3.80-10.79 mg HC/g de Corg y la Tmax de 479-499 °C, el IH de 54-108 mg HC/g de COT (Tabla 3).

INTERPRETACION DE RESULTADOS

Los valores de las materias volátiles, hidrogeno y carbono indican que los carbones han alcanzado el rango de los carbones bituminosos A (o carbones bituminosos de bajos volátiles). Las medidas de reflectancia (1.54-1.84%) confirman el estadio de evolución de generación de gas húmedo corroborando el rango determinado por Carrascal Miranda (1996).

El parámetro Tmax (temperatura a la que se produce el máximo de generación de hidrocarburos) es un parámetro de madurez indicador del grado de evolución orgánica y como regla general los valores de este parámetro tienden a aumentar con el grado de evolución creciente.

Los valores de Tmax (Tabla 3) obtenidos son elevados (>475°) lo que indica un estadio de evolución orgánica alto, concordante con el rango determinado a partir de la reflectancia de la vitrinita (Tabla 1) y confirmando que estos carbones se encuentran en la fase de generación de gas húmedo, de acuerdo con los estadios de evolución orgánica definidos por Tissot & Welte (1984). Debido a ello no cabria esperar en ningún caso valores elevados del potencial petroligeno (S2) ni del índice de hidrogeno (IH) para estos carbones (Tabla 3). Sin embargo, los valores del parámetro S2 que oscilan entre 69-112 mg HC/g C orgánico (entre 35 y 79 mg HC/ g de roca, en función del mayor o menor contenido en materia mineral) son excepcionalmente altos teniendo en cuenta que son carbones que se encuentran en la fase del gas y considerando los valores presentados por la generalidad de los carbones bituminosos en los que el parámetro S2 varia entre 50 y 250 mg HC/g de roca (Espitalié et al., 1986). Los altos valores de IH (>54 mg HC/g de COT) confirman los del parámetro S2.

El parámetro S1 que proporciona la cantidad de hidrocarburos líquidos y gaseosos libres en la roca es también relativamente elevado (3-11 mg HC/g C orgánico) y aunque en principio pudiera ser normal de acuerdo con el estadio en que se encuentran estos carbones, sin embargo, al considerar los valores de la relación S1/S2 se observa que también son elevados, si se compara con los valores de S1/S2 que suelen presentar carbones de menor rango (Teichmuller and Durand, 1983). Esto permite sugerir que efectivamente los valores de S1 también serian más elevados de lo habitual para esta fase.

Para explicar los valores encontrados para el potencial petroligeno (S2) en estos carbones se plantean dos hipótesis que, en parte, se complementan.

1. RETENCION DE HIDROCARBUROS EN LA MICROESTRUCTURA DEL CARBON

Los hidrocarburos generados por el material más hidrogenado de estos carbones durante su paso por la fase de generación de aceite en el transcurso de su evolución, habrían quedado retenidos parcialmente en la

microporosidad y microfisuras del carbón, debido al rápido calentamiento y a la presencia de arcillas impermeables presentes tanto en el carbón como en las rocas encajantes que no permitieron la expulsión (migración) total de los aceites generados. La presencia de hidrocarburos en estos carbones no ha podido ser confirmada por microscopía de fluorescencia por carecer de esta propiedad lo cual, además, parece indicar que es precisamente la fracción más pesada de estos hidrocarburos los que son retenidos en la microestructura del carbón. La presencia de estos hidrocarburos explicaría el mayor contenido en materias volátiles (de 5-10 %) de estos carbones con respecto a carbones de rango similar. Este contenido en materias volátiles no sería atribuible a la presencia de liptinita que por otra parte es escasa (Tabla 1) pero si es concordante con los altos valores de IH (Tabla 3) del hidrógeno elemental y con los valores del poder calorífico (Tabla 2). Igualmente quedarían justificados los valores de S1 que serían debidos al craqueo de estos aceites como consecuencia de la situación de estos carbones en la fase de generación del gas, fase en la que los procesos más importantes son debidos al craqueo secundario. Los altos valores de S2 serían por tanto debidos a la pirólisis de los hidrocarburos pesados retenidos en la microestructura del carbón.

Tabla 1. Composición maceral y reflectancia random de la vitrinita de los carbones de Pampahuay.

CAPA	V (%)	L (%)	I (%)	MM (%)	FO (%)	Ro (%)	S	MVR (%)
Lutay	93.70	1.10	5.20	7.60	92.00	1.58	0.07	17.80
California	94.80	0.50	4.70	15.00	85.00	1.84	0.09	14.70
Papilon	90.20	1.40	8.40	14.60	85.40	1.67	0.08	16.50
Grande	92.00	2.80	5.20	14.80	85.00	1.54	0.08	18.30
Grande	88.90	1.60	9.50	13.40	86.60	1.62	0.08	17.10

V: Vitrinita

MM: Materia mineral

Ro: Reflectancia random de la vitrinita

L: Liptinita

FO: Fracción orgánica

MVR. Materias volátiles calculadas

I: Inertinita

S: Desviación estándar

a partir del histograma de Ro

Tabla 2. Resultados de los análisis químicos elementales de los carbones de Pampahuay.

CAPA	Cenizas (%)*	MV (%)**	C (%)**	H (%)**	N (%)**	O (%)**	H/C (at)	O/C (at)	PC (Mj/kg)*
Lutay	20.14	20.41	88.18	4.71	0.78	4.99	0.641	0.042	28.09
California	39.21	23.15	85.95	4.72	1.29	7.14	0.658	0.062	19.75
Papilon	33.14	21.64	86.96	4.91	0.88	6.16	0.677	0.053	22.99
Grande	32.39	23.00	87.69	5.03	1.01	5.14	0.688	0.044	23.58
Grande	31.34	22.09	86.91	4.84	1.00	6.27	0.668	0.054	23.47

MV: Materias volátiles

N : Nitrógeno

* Valores obtenidos sobre base seca

C : Carbono

O : Oxígeno

** Valores obtenidos sobre base seca

H : Hidrógeno

PC: Poder calorífico

y libre de cenizas (combustible puro)

Tabla 3. Resultados de la pirólisis Rock-Eval para los carbones de Pampahuay.

CAPA	S1 *	S2 *	S1 °	S2 °	Tmax (°C)	IPT	COT **	IH ***	S1/S2
Lutay	4.50	78.54	6.39	111.53	479	0.05	72.42	108	0.06
California	1.93	35.07	3.80	69.00	499	0.05	54.30	54	0.05
Papilon	3.13	51.2	5.38	88.06	492	0.09	63.65	80	0.06
Grande	6.40	60.28	10.79	101.67	480	0.10	63.69	94	0.10
Grande	3.24	62.95	5.43	105.49	493	0.05	62.67	100	0.05

S1: Hidrocarburos libres en la roca

S2: Potencial generador de aceite

Tmax: Temperatura máxima de pirólisis

IPT: Índice de producción total

COT: Carbono orgánico total

IH: Índice de hidrógeno

° mg HC/g de Corg

** % en peso

*** mg HC/ g de COT

* mg HC/g de roca

2. POTENCIAL PETROLIGENO RESIDUAL

La segunda hipótesis que complementaría a la anterior y que contribuiría a explicar los valores anormalmente altos del parámetro S2 sería considerar la existencia de un potencial petrolígeno residual en estos carbones. Considerando la correlación de los valores de Tmax y reflectancia para estas muestras en el diagrama de Espitalié et al., (1985) que permite calcular la tasa de transformación de la materia orgánica, se observa el desplazamiento de los mismos por debajo de la tendencia normal señalada para carbones de rango similar (Figura 1).

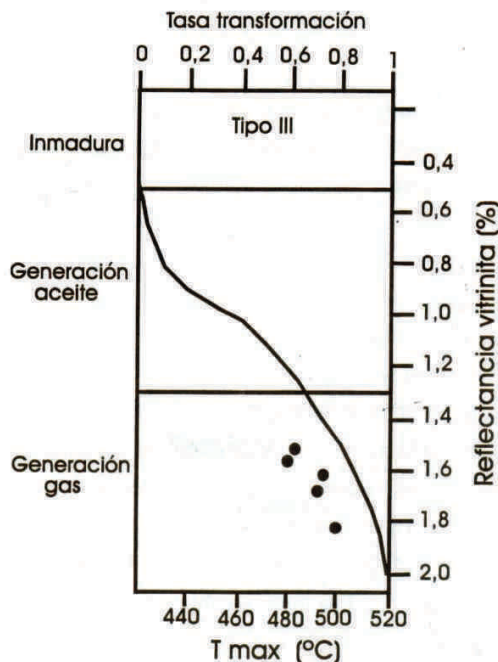


Figura 1. Tasa de transformación orgánica como función de la correlación de Tmax y reflectancia de la vitrinita (Adaptado de Espitalié et al., 1985) para los carbones de Pampahuay.

Esto indica que una parte de la materia orgánica inicial quedaría aun sin transformar y por tanto sería el origen de un potencial petrolígeno (S2) de carácter residual lo que vendría en parte confirmado por las observaciones microscópicas que muestran la existencia de algunos macerales de la liptinita (resinitas,

microesporinitas) sin transformar. Por lo tanto, el alto valor de S₂ sería debido en parte a la transformación de la materia orgánica susceptible aun de generar hidrocarburos durante la pirolisis. Ello estaría apoyado por el hecho de que la transformación de la materia orgánica en los carbones continúa hasta valores de T_{max} de 500 °C y de reflectancias de 1.6 % (Espitalié, 1985; Espitalié and Bordenave, 1993). Sin embargo, el escaso contenido en liptinita no permite concluir que los valores del potencial petrolígeno sean solamente debidos al contenido en liptinita residual que como se ha mencionado anteriormente es escaso (Tabla 1). Por tanto, no se descarta que el conjunto de ambas hipótesis sean las que expliquen los altos rendimientos en aceite de los carbones de esta zona de la cuenca de Oyón.

En relación con los índices de producción (IPT), normalmente, los valores más altos los presentan las rocas/carbones cuya materia orgánica tiene un alto grado de evolución y cuyo material orgánico ya ha sido transformado en hidrocarburos (Espitalié et al., 1986) como es el caso de los carbones de esta cuenca. Para carbones menos evolucionados este índice tiende a disminuir. Los altos valores de IPT para estos carbones que se encuentran en la fase de gas, y de acuerdo a lo señalado por Espitalié et al., (1985) confirmaría la retención de la fracción más pesada de los hidrocarburos en la matriz carbonosa.

Los valores de COT para este trabajo tiene solamente un carácter referencial apoyando las variaciones existentes entre las diferentes muestras ya que normalmente el COT es un parámetro que no presenta una buena correlación con los datos del carbono del análisis elemental (Espitalié et al., 1985; Espitalié and Bordenave, 1993).

CONCLUSIONES

Los relativamente altos valores del potencial petrolígeno de las capas de carbón de la zona de Pampahuay serían debidos al craqueo de los hidrocarburos pesados que han quedado retenidos en la microestructura del carbón durante el proceso de carbonificación. Estos hidrocarburos no han podido migrar ya que las rocas encajantes de estas capas de carbón son lutitas y arcillas.

Por otro lado, una parte de la materia orgánica inicial habría quedado aún sin transformar y también contribuiría a incrementar este potencial petrolígeno, lo que vendría en parte confirmado por la presencia de algunos macerales del grupo liptinita (resinitas, microesporinitas) sin transformar y por lo tanto aun presentes en estos carbones. Por tanto, el potencial petrolígeno encontrado de estas capas sería debido en parte a la transformación de la materia orgánica susceptible aún de generar hidrocarburos durante la pirolisis.

No se descarta que el conjunto de ambos procesos sean las que expliquen los rendimientos en hidrocarburos de los carbones de esta zona de la cuenca de Oyón.

REFERENCIAS

- Carrascal Miranda, E.R. (1996). Caracterización y estudio de los carbones de las cuencas: Oyón, Santa, Alto Chicama y Yanacancha. Perú. Tesis Ph.D. Universidad de Oviedo-España. 411p.
- Espitalié J., Laporte J.L., Madec M., Marquis F., Leolat P., Paulet J. and Boutefeu A. (1977). Méthode rapide de characterization des roches mères de leur potentiel pétrolier et de leur degree devolution. Rev. Fr. Pétrol., 32, 23-42.
- Espitalié J., Deroo G. y Marquis F. (1985). La pyrolyse Rock-Eval et ses Applications. Rev. Inst. Fr. Pétrol. 40, 563-783.
- Espitalié J., Deroo G. y Marquis F. (1986). La pyrolyse Rock-Eval et ses Applications. Rev. Inst. Fr. Pétrol. 41, 73-89.
- Espitalié J., y Bordenave M.L. (1993). Source Rock Parameter. En Applied Petroleum Geochemistry (Bordenave M.L. Ed.) cap. II.2, 237-272.
- International Organization for Standardization (ISO), 2005. Classification of coals. ISO 11760:2005(E), 1st edition, Geneva, Switzerland, 9 pp.
- Teichmuller & Durand, (1983). Fluorecence microscopical rank studies on liptinites and vitrinites in peat and coals, and comparison with results of the Rock-Eval pyrolysis. Int. J. Coal Geol. 2, 197-230.
- Tissot B.P. & Welte D.H. (1984). Petroleum Formation and Occurrence. 2^o ed. 669 pp. Springer-Verlag, Heidelberg.