

VISION TECNOLOGICA
VISION TECNOLOGICA
VISION TECNOLOGICA
VISION TECNOLOGICA

Volúmen 24
Número 1 /2021

EDICIÓN ESPECIAL EXPLORACIÓN Y ESTUDIOS DE YACIMIENTOS

CUERPO EDITORIAL DE VISIÓN TECNOLÓGICA

EDITOR / Jowar Peña
EDITOR ADJUNTO/ Jacqueline Grobas

MIEMBROS DEL CUERPO EDITORIAL /

Mariana Toro
Sara Chiaramonte
Luis Felipe D' Elia
Ubaldo Salazar
Arnoldo Bruss
Yajaira Guillen
Norelkis Peña
Jorge Rojas
Juan Negrín
Jacqueline Grobas
Meibert García

Visión Tecnológica es una publicación multidisciplinaria de circulación semestral, editada por el Centro de Información Técnica (CIT) de PDVSA Intevep. Su objetivo primordial es difundir la gestión científica y tecnológica de la industria petrolera venezolana en el ámbito nacional e internacional. Para información sobre la adquisición, suscripción y canje de esta revista, favor dirigirse al Centro de Información Técnica, apartado postal 76343, Caracas 1070-A, Venezuela.

DISEÑO Y EDICIÓN / Yadira Gutiérrez/ Gerencia de Asuntos Públicos - PDVSA Intevep
DISEÑO DE PORTADA / Yadira Gutiérrez/ Gerencia de Asuntos Públicos - PDVSA Intevep
FOTOGRAFÍAS / Fotos de autores
IMPRESIÓN / Artes gráficas PDVSA Intevep
© 2021, Intevep, S. A.
Hecho el depósito legal de Ley
Depósito Legal 199302MI44

Se prohíbe la reproducción parcial o total, el almacenamiento en cualquier sistema de recuperación o la transcripción por medios electrónicos, mecánicos u otros, de cualquier artículo de esta revista, sin la autorización por escrito del editor.

Visite nuestro sitio web: <http://www.pdvsa.com.ve>

ISSN 1315-0855

INFORMACIÓN PARA LOS AUTORES

Visión Tecnológica es una publicación de carácter tecnológico y científico en materia petrolera, petroquímica y afines, cuyo objetivo principal es difundir las innovaciones tecnológicas y científicas del personal de la industria petrolera, petroquímica y carbonífera venezolana, en el ámbito nacional e internacional.



En esta revista serán publicados:

- artículos de carácter tecnológico y científico, los cuales describen un conjunto de conocimientos técnicos, producto de actividades de investigación, asistencia e ingeniería; o de la experiencia de trabajo, que permitan crear o mejorar un proceso, un producto o una técnica; revisiones del estado del arte en temas de carácter tecnológico;
- comunicaciones cortas relacionadas con avances y nuevas técnicas desarrolladas o empleadas en la Industria;
- alertas tecnológicas sobre tópicos de interés particular;
- notas breves, eventos tecnológicos y noticias relativas al área.

Las siguientes normas rigen la revista Visión Tecnológica y son de obligatorio cumplimiento por los autores:

Idiomas oficiales: Los idiomas aceptados son el castellano y el inglés.

Derechos de autor: El envío del trabajo por el autor y su aceptación por el Comité Editorial Técnico representan un contrato por medio del cual se transfieren los derechos del autor a la revista Visión Tecnológica.

Envío de trabajos: Se aceptarán trabajos inéditos no publicados, anterior o simultáneamente en otras revistas. Deberán ser enviados a la Secretaría del Comité Editorial, ubicada en el Centro de Información Técnica (CIT), Intevep, S. A., en Los Teques, en papel o por correo electrónico (comiteeditor@pdvsa.com). A los efectos de facilitar el proceso de producción, se sugiere utilizar para la elaboración de los trabajos, programas editores que funcionen en ambiente Windows

Los textos se prepararán en formato tamaño carta, a doble espacio y con todas sus páginas numeradas. Los artículos deberán contener entre 6 y 40 cuartillas, las revisiones entre 40 y 60, las comunicaciones cortas y alertas tecnológicas entre 2 y 5, y las notas breves y noticias, un máximo de 1 cuartilla.

Los artículos y las revisiones serán arbitrados. La publicación del resto del material será potestad del Comité Editorial.

Título del trabajo: El título completo del trabajo deberá aparecer centrado y en mayúsculas, seguido del nombre del autor y el departamento u organización a la que pertenece. Aparte se colocará el título completo traducido al otro idioma.

Subdivisiones del trabajo: El autor puede subdividir su trabajo de la manera que estime conveniente. Un artículo típico consta de las siguientes partes: (i) título del trabajo; (ii) resumen; (iii) abstract; (iv) cuerpo del trabajo; (v) agradecimientos; (vi) referencias. Debe evitarse el uso de notas al pie de página.

Resumen: Es la representación abreviada del contenido de un documento. Incluye el objetivo principal, la metodología, los resultados y las conclusiones. En el caso de artículos y de las revisiones del estado del arte, su extensión debe oscilar entre 200-250 palabras, y en el caso de comunicaciones cortas, no debe contener más de 100 palabras. El resumen se incluirá tanto en español como en inglés.

Cuerpo del trabajo: Consta de i) un enunciado introductorio, el cual formula el objeto del trabajo y hace referencia a los antecedentes y al alcance; ii) el desarrollo del trabajo propiamente dicho; iii) los resultados, en los que se presenta una explicación e interpretación precisa de los hallazgos; y iv) las conclusiones, donde se describe las implicaciones de los resultados y su relación con el objetivo propuesto. Estas deben ser concisas y no constituir una repetición resumida de la discusión de los resultados. Es posible incluir, en recuadros, información adicional o de soporte, la cual complementa la información presentada en el texto central, pero independiente de éste.

Agradecimientos: Serán muy breves y sólo se incluirán aquellas contribuciones substanciales para el desarrollo del trabajo.

Referencias: Los trabajos citados deben ser de dominio público, fácilmente accesibles. Las referencias se regirán según la norma ANSI. Se colocarán al final, y serán ordenadas según su aparición en el texto. Las llamadas se harán después de cada cita y entre corchetes. La abreviación de los títulos seguirá las normas del Chemical Abstracts Service Source Index (CASSI). A continuación, se muestran ejemplos de referencias: 1) monografía, 2) capítulo de una publicación periódica, 4) congreso, 5) patente.

1. Dart, R.K.; Stretto, R.J. Microbiological aspects of pollution control. Elsevier Scientific, Amsterdam, 1977.
2. Bluck, B.J. Introduction to sedimentology. En: Eglinton, G; Murphy, M.T.J. eds., Organic chemistry. Springer-Verlag, Nueva York, 1969, pp. 245-261.
3. Galya, L.G.; Suatonil, J.C. Rapid SARA separations by high performance liquid chromatography. J. Liq. Chrom, 3(2):229-242, 1980.
4. Abdul, M.F.S.; Eyre, T.S. Wear coatings on aluminium and its alloys. Bucklow, I.A. ed. The First Int. Conf. on Surface Engineering, 1985, June 25-28; Brighton. Cambridge: The Welding Institute; 1986; 1:203-222.
5. Arias, B. y col. Hydrocracking catalyst. U.S. patent 4,499,202, 1986.

Para mayor información visite el sitio:
<http://pubs.acs.org/doi/pdf/10.1020/bk-2006-STYG.cho1>
Visite nuestro sitio web: <http://www.pdvsa.com.ve>

Ilustraciones: Se mencionarán en el texto. Las figuras se colocarán en páginas separadas, cada una debidamente identificada, y no deberán ocupar más del 50% de la extensión total del trabajo. Debe evitarse el exceso de espacios blancos en las ilustraciones.

Si se utilizan fotografías, se elaborarán en papel brillante con buen contraste en los tonos y se colocará la leyenda correspondiente por la parte posterior de la foto.

Tablas: Se incluirán igualmente en páginas separadas, con sus respectivos títulos, y se mencionarán en el texto. Cada columna tendrá un encabezamiento que incluya las unidades de medición. No se usará rayado alguno, excepto líneas horizontales para el encabezamiento.

Unidades de medida: Se empleará el Sistema Internacional de Unidades (SI), salvo en el caso de unidades de uso frecuente por la industria petrolera. Las unidades serán abreviadas solamente si las preceden cifras numéricas. Las abreviaturas no son seguidas por puntos.

Pruebas de galera: Las pruebas serán enviadas al autor para correcciones con respecto al manuscrito original (el cual no podrá ser alterado). Las pruebas corregidas deberán ser devueltas en un plazo no mayor de 5 días.

Separatas: Se entregarán 20 separatas de cada documento mayor de 6 cuartillas.

NOTA DEL EDITOR

Este volumen de Visión Tecnológica, tiene un sello particular y relevante por ser el resultado de la perseverancia y dedicación de un gran trabajo en equipo tanto por parte de nuestros investigadores de PDVSA Intevep, de otros entes de PDVSA y organizaciones del país, así como de un conjunto de personas responsables de la revista, que han impulsado la publicación de artículos técnico-científicos a pesar de las limitaciones que implica convivir en medio de una pandemia.

La revista está compuesta por seis artículos de gran importancia en la industria petrolera, en áreas de investigación, innovación y como referencia para futuras actualizaciones de los modelos estáticos y dinámicos ya existentes en las cuencas del país. El primer artículo, corresponde a un modelado térmico 1D en el Golfo de Venezuela, con la finalidad de entender la historia de soterramiento, así como determinar la evolución térmica de los posibles intervalos de las rocas generadoras y los procesos de generación y expulsión de los hidrocarburos presentes en el área. Posteriormente, en el segundo artículo se podrá entender como la correlación entre el nivel de biodegradación y la viscosidad, permite establecer las diferencias verticales y areales de viscosidades, contribuyendo a la optimización de los esquemas de explotación de crudos pesados y extrapesados. El tercer artículo, muestra como a través de la interpretación de información geoquímica sedimentaria inorgánica derivada de registros espectrales y geoquímicos de un conjunto de pozos ubicados en la Faja Petrolífera del Orinoco, es posible determinar el origen de ciertas "anomalías radioactivas", en yacimientos de crudos pesados, en orden de no repercutir en el cálculo de reservas y en las futuras estrategias de explotación.

El cuarto artículo, muestra como la implantación del sistema SIJERM* (herramienta desarrollada en PDVSA Intevep), ha permitido el ahorro en costos de adquisición y mantenimiento de licencias de software comerciales, así como el apoyo a la Soberanía Tecnológica. El siguiente artículo, presenta la elaboración de un mapa tecnológico que permite definir la zona más adecuada para la evaluación de la inyección de químicos en las arenas fluviales del área de la empresa mixta Petrocedeño, ubicada en la Faja Petrolífera del Orinoco. El último artículo, emplea trazadores sintéticos en agua por ser el principal fluido de inyección en procesos de recuperación secundaria y mejorada de hidrocarburos, con la finalidad de reducir la incertidumbre para facilitar la toma de decisiones en las estrategias de producción.

Estos artículos engloban estudios técnico-científicos de gran interés en los procesos que se llevan a cabo en exploración, caracterización de yacimientos y estudios de recuperación mejorada de hidrocarburos.

Jowar Peña
Editor Principal

Jacqueline Grobas
Editora Adjunta

TABLA DE CONTENIDO

- 7** MODELADO TÉRMICO 1D DE POZOS EN EL GOLFO DE VENEZUELA, COSTA AFUERA

- 19** CORRELACIÓN ENTRE LA VISCOSIDAD Y EL NIVEL DE BIODEGRADACIÓN EN CRUDOS DEL BLOQUE DE PETROJUNÍN, FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO "HUGO CHÁVEZ"

- 33** ANOMALÍAS RADIOACTIVAS EN YACIMIENTOS DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO, VENEZUELA

- 43** SISTEMA DE JERARQUIZACIÓN Y EVALUACIÓN DE MÉTODOS DE RECOBRO MEJORADO SIJERM*

- 53** MAPA TECNOLÓGICO DE UN MÉTODO QUÍMICO DEREcuperACIÓN MEJORADA EN EL ÁREA DE LA EMPRESAMIXTA PETROCEDEÑO

- 71** ESTUDIO DE LA ESTABILIDAD DE LOS TRAZADORES SINTÉTICOS (NSA) EN PRUEBAS ESTÁTICAS A pH ÁCIDOS

ARTÍCULO 7-17

Jacqueline Grobas
Natasha Acosta
Alejandro Martínez

PDVSA Intevep

MODELADO TÉRMICO 1D DE POZOS EN EL GOLFO DE VENEZUELA, COSTA AFUERA

1D thermal modeling of wells in the Gulf of Venezuela, Offshore

RESUMEN

El objetivo de este trabajo es entender la historia de soterramiento y determinar la madurez, el tiempo de generación y expulsión de hidrocarburos de las posibles rocas generadoras, empleando como herramienta el modelado térmico 1D, utilizando la aplicación Petromod 1D v2011.1. Los resultados indican que en la provincia Suroccidental, los pozos PGG-1X y GUA-04X comienzan la generación de hidrocarburos a los 62 Ma, sin embargo, el pozo PGG-1X no alcanza la madurez necesaria para la expulsión, mientras en el pozo GUA-04X la expulsión de hidrocarburos ocurre al mismo tiempo de la generación ya que la roca madre se encuentra en la etapa principal de generación. En el pozo QMC-1X la generación y expulsión de estos hidrocarburos comienza a los 58 Ma, visualizándose en este pozo la mayor masa de hidrocarburos generados. Por su parte, la generación en el pozo ATÚN-1X comienza a los 8 Ma, sin embargo no alcanza madurez suficiente para la expulsión de hidrocarburos. Mientras que en la provincia Nororiental, los resultados de la evolución de la historia térmica permite afirmar que la secuencia SMA, considerada la roca generadora en esta zona, alcanzó valores incipientes de temperatura ubicándose al inicio de la ventana de petróleo en los pozos PERLA-2X y CORAL-1X, concluyendo que la generación y expulsión in situ está limitada por la baja madurez de la materia orgánica.

Palabras clave: Costa Afuera, campo Perla, modelado térmico 1D, flujo de calor.

ABSTRACT

The following study presents the results of 1D thermal modeling of 6 wells in Gulf of Venezuela basin and adjacent areas (Falcón). The aim of this work was to understand the burial history and evaluate maturity, generation and expulsion time of potential hydrocarbon source rock, using 1D thermal modeling tool, from the application 1D Petromod v2011.1. The results indicate that in the Southwestern province, PGG-1X and GUA-04X points begin generating hydrocarbons at 62 Ma, however, the well PGG-1X does not reach enough maturity to the expulsion of hydrocarbon while in well GUA-04X hydrocarbon expulsion occurs concurrently generation as the source rock is in the main step of generating. Generation and expulsion of these hydrocarbons in well QMC-1X begin at 58 Ma, displayed in this well the largest mass of hydrocarbons generated. Generation in well ATÚN-1X begins at 8 Ma, however, it does not reach enough mature to hydrocarbon expulsion.

While in the Northeastern province, results of thermal evolution history suggest that SMA sequence, considered the source rock in this area, reached low values at the beginning of oil window in wells PERLA-2X and CORAL-1X, concluding that generation and expulsion in situ is limited by the low maturity of organic matter.

Keywords: offshore, Perla field, 1D thermal modeling, heat flow.

INTRODUCCIÓN

El desarrollo del cinturón gasífero en toda el área de Costa Afuera, a través de estudios exploratorios constituye actualmente, uno de los principales objetivos de la industria petrolera nacional. Está comprendido por diferentes áreas, entre las que se encuentran: Fachada Atlántica, cuenca Tuy - Cariaco, subcuenca de La Blanquilla y cuenca del Golfo de Venezuela. El presente trabajo está enmarcado dentro de la evolución regional de esta última área. La cuenca del Golfo de Venezuela está caracterizada por presentar una amplia plataforma continental, la cual se extiende por unos 200 kilómetros lineales en sentido Norte -Sur con profundidades entre 36 metros en la parte interna y de hasta 1,46 kilómetros en el sector Norte de la plataforma (POGIZC, 2007). La evolución de las cuencas sedimentarias desarrolladas en costa afuera de Venezuela, presentan un marco tectonoestratigráfico que permite inferir la acumulación de hidrocarburos en las mismas (Almarza, 1998). Por este motivo, los estudios exploratorios en esta área, obedecen al objetivo principal de evaluar el potencial de hidrocarburos presente y por descubrir en el mar territorial de la Nación.

Para reducir el riesgo exploratorio en el complejo proceso de búsqueda de hidrocarburos, el modelado de cuencas se ha convertido en una de las herramientas fundamentales dentro de las etapas de estudios exploratorios a nivel mundial. Esta herramienta, permite describir la historia de soterramiento de todas las secuencias sedimentarias depositadas en una cuenca de interés, haciendo especial énfasis en la historia de la evolución térmica del intervalo considerado roca generadora y los procesos de generación, expulsión, migración, entrapamiento y preservación de esos hidrocarburos (Magoon y Dow, 1994).

UBICACIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

El área de estudio está situada dentro de la plataforma continental del Golfo de Venezuela, entre las costas de los estados Falcón y Zulia, incluyendo la Península de La Guajira, Falcón Septentrional, El Tablazo, la Península de Paraguaná, las Antillas menores y el Archipiélago de Los Monjes (Figura 1). La región considerada, cubre una superficie aproximada de 31.000 Km², de los cuales aproximadamente 25.000 Km² corresponden al Golfo de Venezuela y alrededor de 6.000 Km² a la porción correspondientes a los estados Falcón y Zulia en tierra.

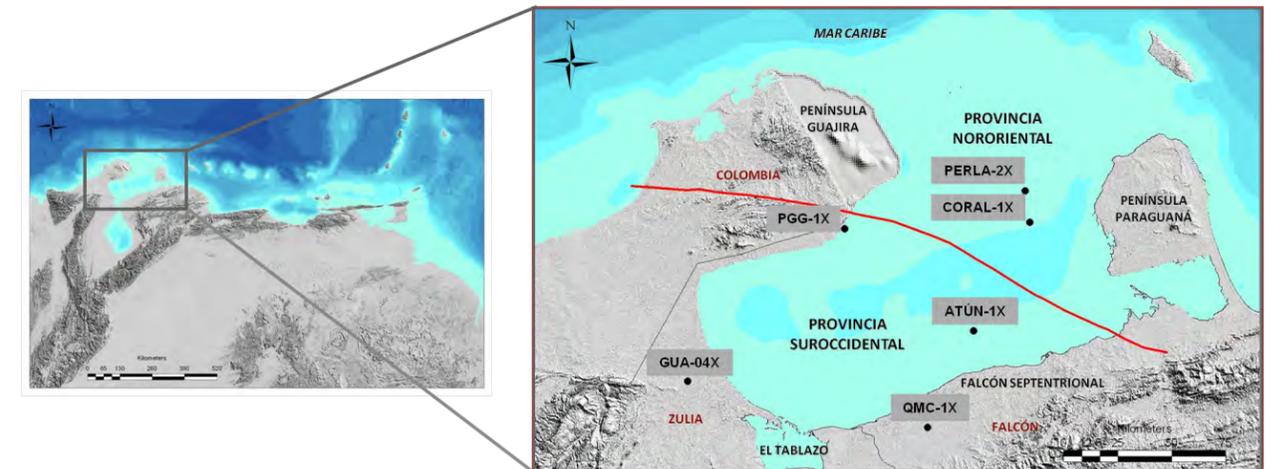


Figura 1. Mapa de ubicación de los pozos claves seleccionados para el modelado 1D

MÉTODOS Y PROCEDIMIENTOS

Para realizar el modelado térmico 1D de los pozos de interés en el área del Golfo de Venezuela fue empleado el programa de modelado Petromod 1D v2011.1, el cual permitió integrar los datos litoestratigráficos, bioestratigráficos, térmicos y los correspondientes a las características geoquímicas de la materia orgánica de aquellos intervalos considerados rocas generadoras. La Figura 2 muestra la metodología empleada para el modelado térmico 1D realizado en este trabajo.

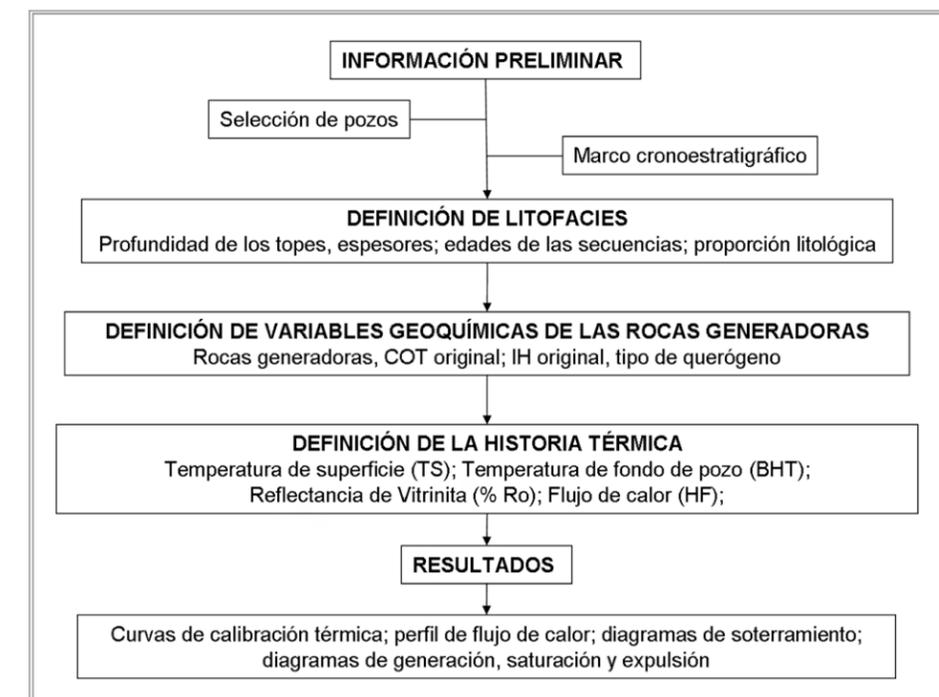


Figura 2. Flujo de trabajo para el modelado térmico 1D en el Golfo de Venezuela

RESULTADOS Y DISCUSIONES

Estratigrafía - Elementos del sistema petrolífero

Partiendo de la integración de la interpretación sísmica, la descripción de la información de los “masterlogs”, las muestras de ripios y los núcleos, con datos bioestratigráficos y petrofísicos fue definido un marco cronoestratigráfico para el área de estudio (Arends et al., 2014). La columna estratigráfica de la parte Suroccidental, comienza con la secuencia equivalente a la base del Grupo Cogollo (Barremiense - Albiense) y culmina en el tope con el equivalente a la Formación Codore/San Gregorio/La Vela). Mientras que para la parte Nororiental, por efecto de la evolución tectónica del área, comienza en el Oligoceno y culmina con el tope del Plioceno (Figura 3).

En el área del Golfo de Venezuela fueron identificadas siete (7) secuencias depositacionales de segundo orden: Cretácico Temprano (SK1), Cretácico Tardío (SK2), Paleoceno (SP), Eoceno (SE), Oligoceno (SO), Mioceno (SM) y Mioceno - Plioceno (SMP) (Arends et al., 2014). Los límites de secuencias SB_K1, SB_K2, SB_P, SB_E, SB_O, SB_M y SB_MP están asociados a las bases de las secuencias de segundo orden identificadas a través del análisis de las terminaciones sísmicas (toplaps, dowlaps and onlaps). Estos límites están relacionados con los eventos tectónicos que han sido identificados en la evolución de esta parte de la cuenca.

En cuanto a los elementos del sistema petrolífero, la roca madre propuesta para la provincia Suroccidental del Golfo de Venezuela, es equivalente a la Formación La Luna presente en la Cuenca de Maracaibo, de edad Cretácico superior (Cenomaniense - Campaniense). La secuencia Cretácica hasta el momento, no ha sido perforada en el área del Golfo de Venezuela; aunque sí perforada por algunos pozos ubicados en tierra aproximadamente a 100 Km de la estructura denominada Barracuda. En la Figura 3, se muestran las secuencias definidas como rocas madres, así como el % COT original empleado para cada una de ellas. Aunado a esto, en la Tabla 1, son presentados los valores del % COT original y tipo de querógeno utilizados para cada secuencia de roca madre definida.

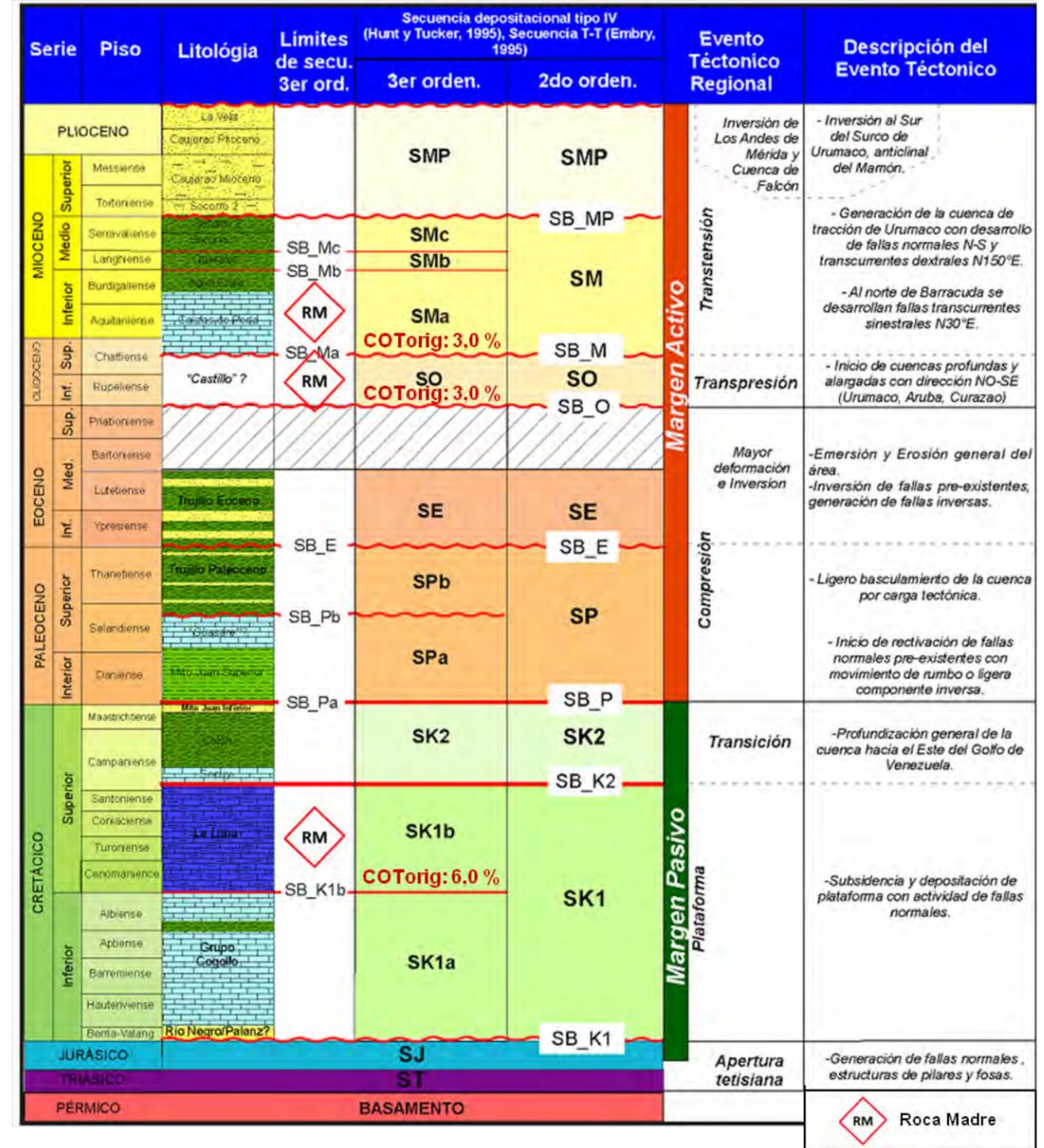


Figura 3. Cuadro cronoestratigráfico del área del Golfo de Venezuela

POZO	ROCA MADRE	COT original (%)	TIPO DE QUERÓGENO
PGG-1X	SK1b (equiv. Fm. La Luna) - SO (equiv. Fm. Pecaya)	SK1b (6,0) SO (3,0) SMa (3,0)	SK1b (Tipo II)
GUA-04X	SK1b (equiv. Fm. La Luna)		SO (Tipo III-II)
QMC-1X	SK1b (equiv. Fm. La Luna) - SMa (equiv. Fm. Agua Clara)		SMa (Tipo III-II)
ATÚN-1X	SO (equiv. Fm. Pecaya)	SO (3,0)	SO (Tipo III-II)
PERLA-2X	SO (equiv. Fm. Pecaya) - SMa (equiv. Fm. Agua Clara)	SO (3,0)	SK1b (Tipo II)
CORAL-1X		SMa (3,0)	SO (Tipo III-II)

Tabla 1. Valores del % COT original y tipo de querógeno empleados para cada secuencia de roca madre definida.

En la Provincia Suroccidental, los yacimientos principales existentes en el área están asociados a las secuencias deposicionales SK1a (Grupo Cogollo) y SMa_1 (Mioceno Temprano), mientras que, las secuencias SO (Oligoceno) y SPa (Paleoceno), pueden ser considerados como otros posibles yacimientos. En esta Provincia se presentan principalmente trampas estructurales producto de la evolución tectónica compleja derivada de la interacción entre las placas “Caribe” y Suramericana. Estas trampas fueron formadas a finales del Paleoceno y durante el Eoceno, por lo que a partir de 32 Ma las principales estructuras ya habían sido formadas y estaban disponibles para la acumulación de todos los hidrocarburos generados en esta Provincia. Por su parte, en la Provincia Nororiental, el intervalo estratigráfico probado como roca yacimiento, está asociado a una secuencia carbonática del Mioceno Temprano a Medio, con aproximadamente 900 pies continuos de roca saturada de fluidos. Esta Provincia presenta trampas principalmente estratigráficas y para el campo Perla, puede estimarse que una vez que ocurre el “drowning” de la plataforma, asociada a la caliza del Perla con un intervalo lutítico, la trampa para la acumulación de los hidrocarburos ya había sido formada. Esto ocurre, culminando el Mioceno Temprano a los 20 Ma aproximadamente.

En la Provincia Suroccidental, las secuencias deposicionales SK1b (Formación La Luna) y SK2 (Formación Colón), corresponden a las rocas sello de los yacimientos Cretácicos SK1a (Grupo Cogollo). El sello de los yacimientos de edad Paleoceno (SPa) correspondería a los intervalos lutíticos de la secuencia SPb, mientras que, el sello de los yacimientos de edad Oligoceno (SO) y Mioceno (SMa_1), pueden asociarse más a las secuencias de cuarto orden SMa_2 y SMa_3 (equivalentes en tiempo a la Formación Agua Clara en el área de Falcón), que están constituidas principalmente por lutitas. En la Provincia Nororiental, los intervalos estratigráficos considerados como los sellos regionales del área, están constituidos para las secuencias lutíticas de edad Oligoceno y Mioceno, así como la espesa secuencia de Mioceno Tardío - Plioceno (SMP) que suprayace a la Caliza de Perla.

Calibración Térmica

Se llevó a cabo el modelado en 6 pozos que permitió definir la historia de flujo de calor, historia de soterramiento y establecer las edades de generación y expulsión de hidrocarburos en los diferentes intervalos considerados rocas generadoras, adicionalmente, se definió, la evolución de estos procesos a través del tiempo con relación a la historia geológica de la cuenca. Estudios previos (Olivares, C. et. al., 2008) han empleado valores de temperatura de superficie que oscilan entre 22°C - 28°C, empleándose una temperatura más alta para los pozos ubicados en tierra y una temperatura más baja para los pozos ubicados en Costa Afuera. Para realizar la calibración de la historia térmica de los pozos ubicados en tierra (PGG-1X, GUA-04X y QMC-1X) en la Provincia Suroccidental, se empleó un valor de temperatura

de superficie de 28 °C. En el caso del pozo ATÚN-1X se consideró un valor de temperatura de superficie de 26 °C. Por su parte, en la Provincia Nororiental, para los pozos PERLA-2X y CORAL-1X se consideró un valor de temperatura de superficie de 22 °C.

Durante la etapa de calibración térmica de un modelo, es necesario determinar y analizar las variaciones del flujo de calor (HF; Heat Flow, mW/m²), a lo largo del tiempo geológico. Para esto es necesario considerar el impacto que tuvieron los diferentes eventos tectónicos en el flujo de calor, a escala local o regional. En la Figura 4, se encuentra resumida la distribución de la historia de flujo de calor en el área de estudio.

Estudios bioestratigráficos confirman que la secuencia SE de edad Eoceno está constituida principalmente por lutitas con algunas intercalaciones de arenas, y fue perforada por los pozos de la Provincia Suroccidental. Los foraminíferos reportados en muestras de ripios son los siguientes: Trochamina 1, Textularia 5A, Quinqueloculina 7, A. soldadoensis, A. pentacamerata, S. hagni, S. linaperta, P. wilcoxensis y G. lozanoi (Galea et al., 1980). En base a este contenido fosilífero se definió una edad Ypresiense / Lutetiense para la secuencia SE, y fue depositada en un paleoambiente batial superior hacia el Noreste, específicamente en el área perforada por los pozos QMC- 1X y ATÚN-1X, mientras que hacia el Oeste se depositó en ambientes más someros (nerítico externo a nerítico interno). Los pozos de la Provincia Suroccidental fueron calibrados con un flujo de calor variable. Sin embargo, dentro de la Provincia es posible definir dos grupos: un grupo llamado Provincia Suroccidental (I) conformado por los pozos PGG-1X y GUA-04X, caracterizados por una historia de flujo de calor donde los máximos valores están comprendidos entre 70 y 71 mW/m² durante el Eoceno y un segundo grupo llamado provincia Suroccidental (II) conformado por los pozos QMC-1X y ATÚN-1X donde el flujo de calor incrementa durante el Eoceno con valores máximos comprendidos entre 95 y 110 mW/m². En ésta Provincia es posible apreciar que hasta finales del Paleoceno todos los pozos presentan un flujo de calor constante, posteriormente, a partir del Eoceno ocurre un aumento del flujo de calor como consecuencia de la deformación e inversión de la cuenca, generando emersión y erosión general en la mayor parte del área. Esto fue producto de la carga tectónica generada por el emplazamiento de las Napas de Lara, lo cual trajo como consecuencia al Norte del área una flexura cortical que permitió la transferencia de calor a lo largo de las fallas Jurásicas - Cretácicas preexistentes. Ésta erosión es evidenciada desde el punto de vista geoquímico por la discontinuidad en la tendencia de la curva de reflectancia de vitrinita en aquellos pozos ubicados en la Provincia Suroccidental, la cual también ha sido reportada por Cassani et al., 1998, en el pozo GUA-04X. A partir de finales del Oligoceno ocurre una disminución del flujo de calor hasta el Mioceno Tardío, edad a partir de la cual se mantiene un flujo de calor constante hasta el presente.

En la Provincia Nororiental, los pozos PERLA-2X y CORAL-1X fueron calibrados con una historia de flujo de calor constante (50 mW/m² y 31 mW/m², respectivamente) en el tiempo geológico. El flujo de calor superior en el pozo PERLA-2X, pudiera ser debido a algunas intrusiones de origen magmático reportadas (Arends et al., 2014), en el basamento de algunos pozos del Campo Perla, generando una “anomalía térmica” que elevó la transferencia de calor en esta zona y la cual probablemente presenta un alcance radial y limitado, sin afectar otros pozos al Norte.

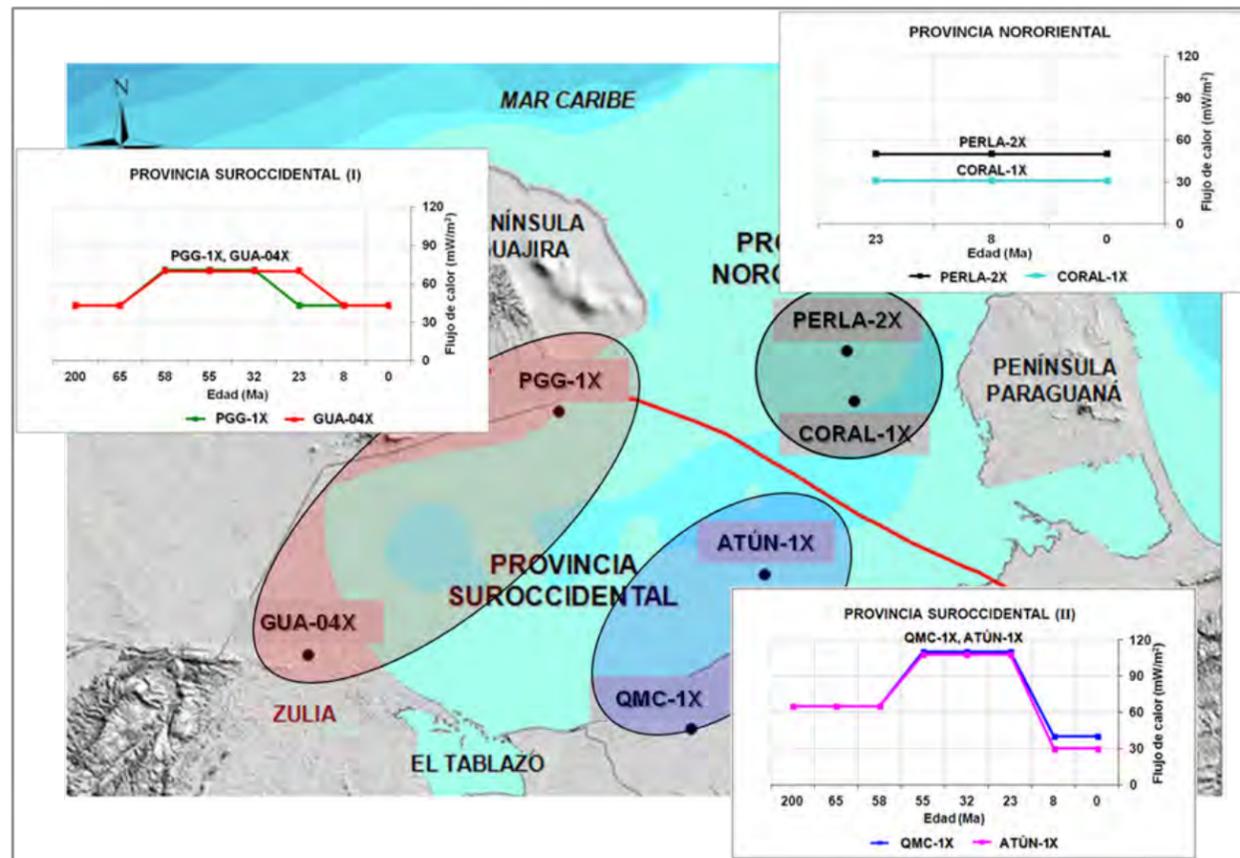


Figura 4. Historia del flujo de calor en el Golfo de Venezuela

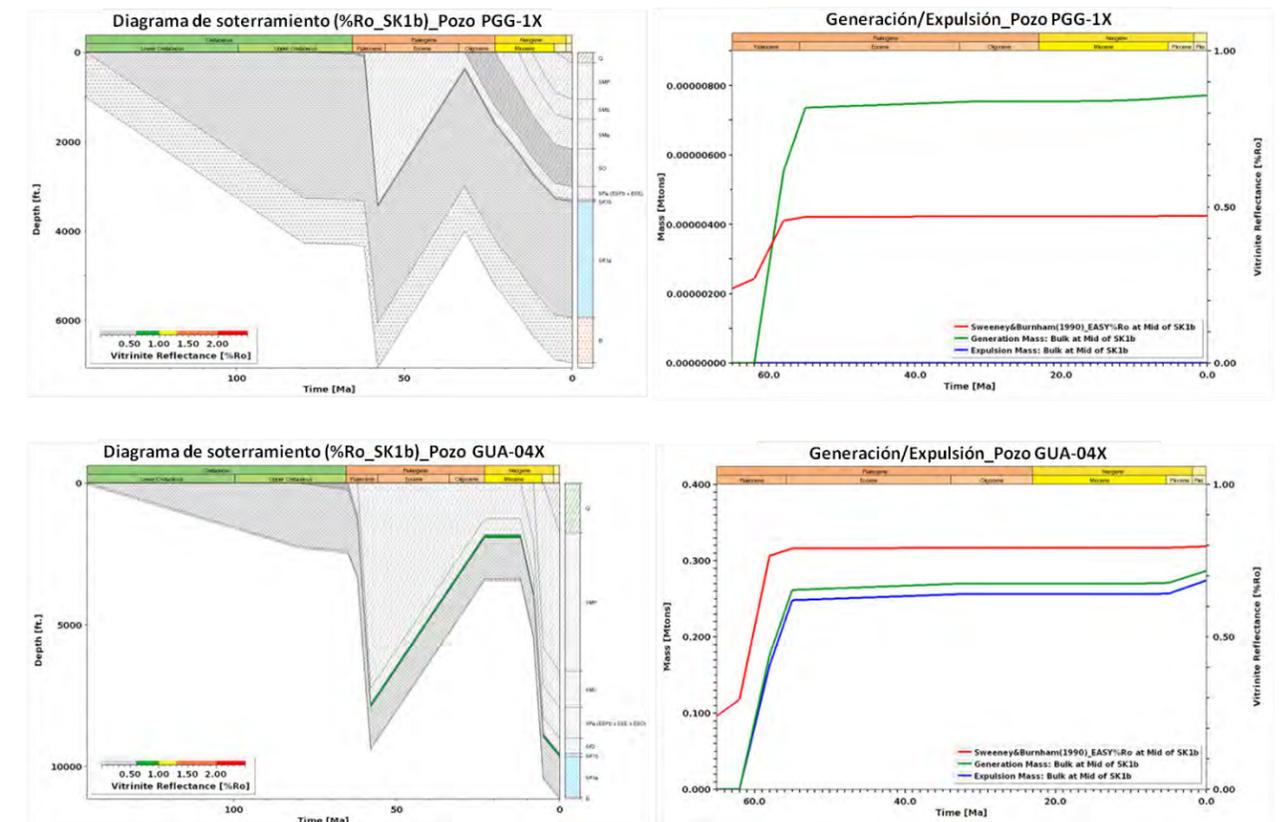
Historia de soterramiento - Diagramas de madurez, generación y expulsión

La historia de soterramiento de los pozos PGG-1X y GUA-04X comienza con la deposición del Cretácico en un ambiente de margen pasivo. Posteriormente en el Eoceno, ocurre un levantamiento regional en el área causando una erosión aproximada de 2600' y 5100' respectivamente. Finalmente, se genera una cuenca de tracción producto de la interacción entre las placas del Caribe y Suramérica, lo cual generó el espacio necesario para depositar la espesa secuencia del Oligo-Mioceno hasta el reciente. El intervalo de roca generadora Cretácica SK1b, en el pozo PGG-1X, alcanzó un valor de madurez de 0,48 % Ro; indicando que se encuentra en una etapa inmadura para la generación de hidrocarburos. La generación comienza a los 62 Ma, sin embargo, producto del levantamiento regional, ocurre una erosión que ocasiona que tanto el proceso de madurez como el de generación se detengan y la roca generadora no alcance la madurez necesaria para la expulsión de hidrocarburos. En el caso del pozo GUA-04X, se alcanza una madurez de 0,80 % Ro; indicando que se encuentra entre el inicio y el pico de la ventana de petróleo. La generación comienza de igual manera a los 62 Ma, sin embargo, producto del levantamiento regional se produce un efecto equivalente al del pozo PGG-1X. En este caso sí ocurre la expulsión de hidrocarburos al mismo tiempo de la generación ya que la roca generadora se encuentra en la etapa principal de generación (Figura 5).

La historia de soterramiento del pozo QMC-1X comienza de igual manera con la deposición del Cretácico en un ambiente de margen pasivo. Posteriormente en el Eoceno, ocurre un levantamiento regional en el área causando una serie sucesiva de erosiones de 1300', 2800' y 3500'. El intervalo de

roca generadora para el pozo QMC-1X corresponde a un intervalo de la secuencia Cretácica (SK1b) mientras para el pozo ATÚN-1X corresponde a un intervalo de la secuencia Oligocena (SO). Para el pozo QMC-1X la madurez de la roca generadora se incrementa, presentando valores de 2,9 % Ro y 3,7 % Ro, indicando que la misma se encuentra posterior a la ventana de gas seco. La generación y expulsión de hidrocarburos en el pozo QMC-1X, comienza a los 58 Ma, observándose una considerable expulsión de hidrocarburos. En el caso del pozo ATÚN-1X, la roca generadora de la secuencia Oligocena (SO) alcanzó una madurez de 0,48 % Ro; indicando que se encuentra en una etapa inmadura para la expulsión de hidrocarburos. La generación en este pozo comenzó a los 8 Ma y no se evidencia expulsión debido a la baja madurez alcanzada por la roca generadora (Figura 5).

La historia de soterramiento del pozo PERLA-2X comenzó con la deposición de la secuencia Oligocena (SO), donde ocurre una erosión de 100'. Posteriormente, se deposita toda la secuencia Miocena (SM) y Mio-Pliocena (SMP). Esta última secuencia presenta una erosión de 1000', la cual puede apreciarse gráficamente en el diagrama de soterramiento. El intervalo de roca generadora principal para los pozos de la provincia Nororiental corresponde a un intervalo de la secuencia Miocena (SMA), la cual alcanzó un máximo valor de madurez de 0,65 % Ro (al inicio de la ventana de petróleo) en el pozo PERLA-2X y en el pozo CORAL-1X valores inferiores a 0,6 % Ro, esto indica que la roca se encuentra en una etapa inmadura, por tal motivo no hay procesos de generación y expulsión de hidrocarburos "in situ", es decir, que los hidrocarburos presentes en este pozo, fueron generados en otra parte de la cuenca y posteriormente migraron hasta el pozo (Figura 5).



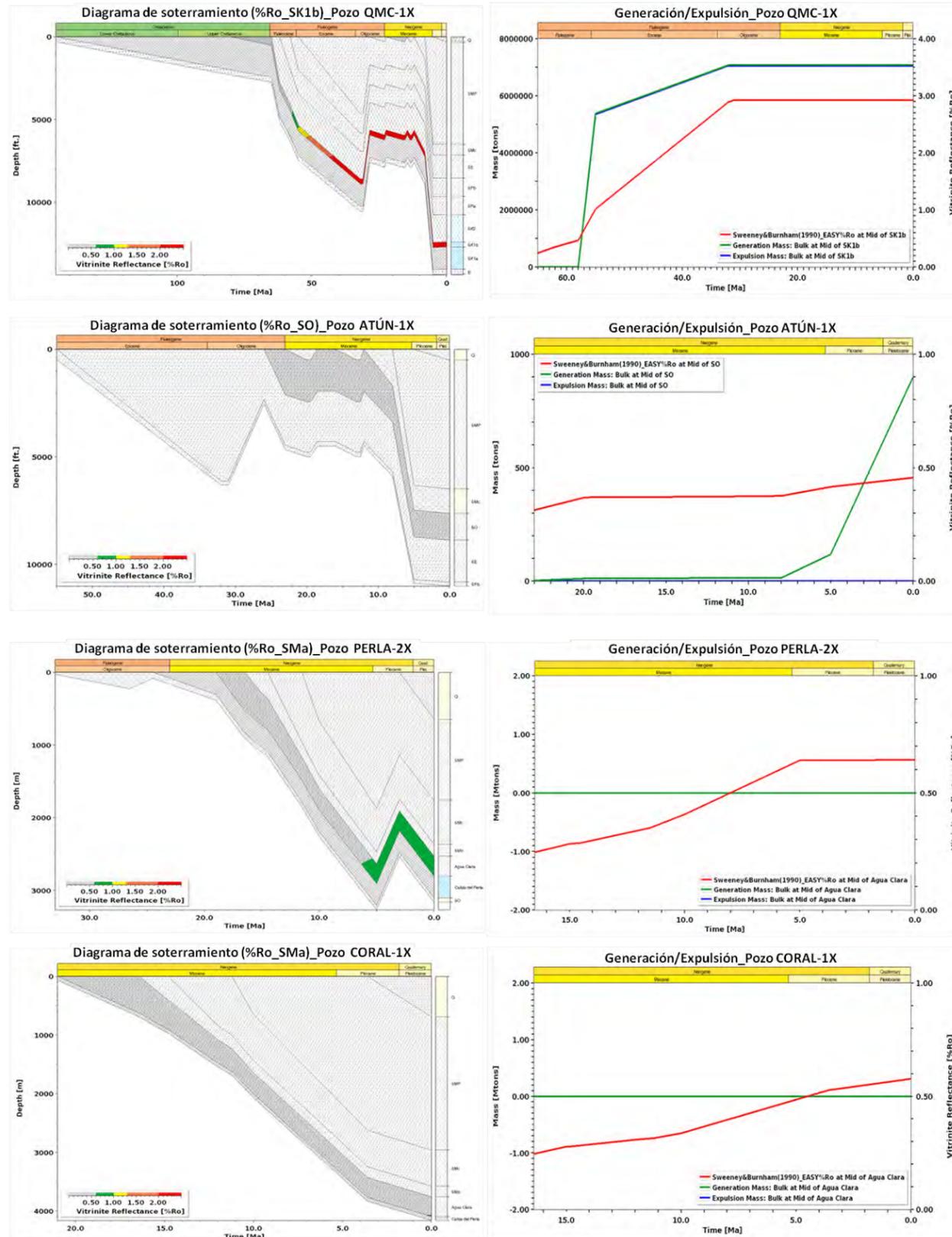


Figura 5. Historia de soterramiento y diagrama de madurez, generación y expulsión para los pozos estudiados

REFERENCIAS

Almarza, R., 1998. Golfo de Venezuela: Código Geológico de Venezuela, <http://www.intevep.pdv.com/~ibc03/camposp/cp060.htm>.

Arends, A. et al., 2014. Geología y potencial hidrocarburífero del Golfo de Venezuela, Costa Afuera. Proyecto de Generación de Oportunidades: PGO - Golfo de Venezuela. Gerencia de Exploración Costa Afuera. PDVSA Petróleo S.A. Número: 017647. 281p.

Galea, F., De Digiaco, E., Fuenmayor, A., 1980. Resultados estratigráficos de los pozos QMC-1X y QMD-1X, Quisiro - El Mayal, Falcón Occidental. Informe Maraven.

Magoon, L. y Dow, W., 1994. The petroleum system from source to trap. AAPG Memoir N°60. pp. 3 - 24.

Olivares, C. et. al., 2008. Petroleum systems and geochemistry of the Golfo de Venezuela. PDVSA - Exploración Oriente.

Plan de ordenación y gestión integrada de las zonas costeras de Venezuela (POGIZC), 2007. Instituto Geográfico Venezolano Simón Bolívar.

ARTÍCULO

19-32

¹Jhaisson Vásquez²Jorge Giménez²José Barrios¹Gerencia de Investigación
Estratégica en Exploración,²Gerencia de Estudios
de Yacimientos
PDVSA Intevep

CORRELACIÓN ENTRE LA VISCOSIDAD Y EL NIVEL DE BIODEGRADACIÓN EN CRUDOS DEL BLOQUE DE PETROJUNÍN, FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO “HUGO CHÁVEZ”

Caracterización geoquímica de crudos extra-pesados

RESUMEN

El nivel de biodegradación de 12 muestras de crudos del Bloque de Petrojunín provenientes de la Faja Petrolífera del Orinoco “Hugo Chávez” fue determinado empleando la escala de Manco (Modular Analysis and Numerical Classification of Oils) (Larter et al., 2012), con el propósito de establecer una correlación con los datos de viscosidad. Los biomarcadores fueron analizados por CG-EM, mientras que la viscosidad en un reómetro. Los resultados obtenidos muestran una correlación positiva entre el nivel de biodegradación de los crudos con los valores de viscosidad, sugiriendo la influencia de este mecanismo de alteración sobre el comportamiento reológico de los crudos.

Palabras clave: Geoquímica orgánica, crudos extra-pesados, propiedades reológicas

ABSTRACT

Biodegradation level of 12 crude oil samples from Petrojunín Block, Faja Petrolífera del Orinoco “Hugo Chávez” was carried out using the Manco (Modular Analysis and Numerical Classification of Oils) scale (Larter et al., 2012) to establish a correlation with the viscosity and °API gravity data respectively. The biomarkers were analyzed by GC-MS while the viscosity in a rheometer. The results show a positive correlation between the Manco scale of the crude oils with the viscosity values, suggesting the influence of biodegradation on the rheological behavior of crude oils.

Keywords: Organic geochemistry, extra-heavy oils, rheological properties.

INTRODUCCIÓN

Durante los dos últimos siglos los productos del petróleo han sido la base de la economía mundial, la mayoría de la energía que se consume en el mundo es generada por el petróleo y sus derivados, donde gran parte corresponde a hidrocarburos pesados y extra-pesados, los cuales son difíciles y costosos para producir y refinar. Por lo general, mientras más pesado es el petróleo, menor es su valor económico. Estos tipos de crudos se caracterizan por poseer altas concentraciones de vanadio (1200 - 1400 ppm) y níquel (150 - 160 ppm) (Tissot y Welte, 1984; López y Lo Mónaco, 2017), lo que exige más esfuerzos y erogaciones para la extracción de productos utilizables, así como también, la disposición final de los residuos. Debido a la alta demanda y a la declinación de la producción de los yacimientos de crudo convencional, la atención de la industria en muchos lugares del mundo se está desplazando hacia la explotación del crudo pesado y extra-pesado. Si bien la densidad del petróleo es importante para evaluar el valor del recurso y estimar el rendimiento y los costos de refinación, la propiedad del fluido que más afecta la productividad y la recuperación es la viscosidad, la cual es referida a la resistencia que presenta el petróleo al flujo, causada por la fricción interna generada cuando las moléculas del fluido tratan de desplazarse unas sobre otras. Cuanto más viscoso es el petróleo, más complicada resulta su explotación.

En Venezuela la mayor reserva de crudo pesado y extra-pesado se encuentra en la Faja Petrolífera del Orinoco "Hugo Chávez", cuyos crudos están caracterizados por presentar valores promedio de viscosidades mayores a 5000 cP como consecuencia de los procesos de biodegradación que se han dado en el tiempo geológico (Borges et al., 2021). Este mecanismo de alteración secundaria actúa una vez que las aguas, con presencia de oxígeno disuelto y microorganismos, entran en contacto con el petróleo presente en los yacimientos. Durante este proceso, las fracciones livianas son consumidas por parte de las bacterias (hidrocarburos saturados y aromáticos) incrementando relativamente las fracciones pesadas (resinas y asfaltenos), provocando a su vez un aumento en la viscosidad (Tissot y Welte, 1984; Peters y Moldowan, 1993; Hunt, 1996; Peters et al., 2005).

Para medir el nivel de biodegradación de los crudos se encuentran diversas escalas, las cuales se basan en la comparación de las cantidades relativas de diferentes compuestos debido a las diferencias en la susceptibilidad a ser alterado (Peters et al., 2005). Estas escalas están fundamentadas en observaciones empíricas relacionadas a la degradación de los compuestos en una secuencia desde el más susceptible al más resistente. Sin embargo, hoy en día se han desarrollado escalas con una mayor resolución y carácter semicuantitativo, entre las que destaca la escala de Larter et al. (2012), diferenciada por la inclusión e integración de clases de compuestos como los alquiltiofénicos y alquilaromáticos que no fueron considerados en las escalas previas como las de Peters y Moldowan (1993).

Peter y Moldowan (1993) desarrollaron un esquema de clasificación quasisistemático para determinar el nivel de biodegradación de un crudo en una escala del 1 (menos alterado) al 10 (más alterado) usando la ausencia o presencia de varios biomarcadores, basada en las diferencias en cuanto a la susceptibilidad a ser biodegradados.

En la biodegradación incipiente solo están alterados los n-alcenos de baja masa molecular (<n-C₂₅), mientras la moderada indica la pérdida completa de n-alcenos. A altos niveles de biodegradación, los isoprenoides acíclicos y naftenos (baja masa molecular) están alterados, al igual que los esteranos C₂₇ a C₂₉. La biodegradación severa implica la pérdida de las cadenas alifáticas de los esteranos aromáticos de C₂₆ a C₂₉ y la demetilación de naftenos de cinco anillos (C₂₇ a C₂₉ hopanos) (Peters y Moldowan, 1993; Peters et al., 2005; López, 2013 A).

En esta escala, los términos asignados a los rangos de la escala son: "ligero"= 1-3, "moderado"= 4-5, "fuerte"= 6-7, "muy fuerte"= 8-9 y "severo"=10 (Figura 19) (Peters y Moldowan, 1993).

Por otra parte, se encuentra la escala de Manco (Larter et al., 2012), la cual es de mayor resolución que la escala de Peters y Moldowan (1993), basada en la biodegradación de compuestos aromáticos (alquiltoluenos, naftalenos, metilnaftalenos, metildibenzotiofenos, fenantrenos y metilfenantrenos) y esteranos que no habían sido incluidas en escalas anteriores (López, 2013 B).

López (2014) comparó las escalas de biodegradación de Peters y Moldowan (1993) y Larter et al., 2012 en crudos del área de Junín. Ambas escalas coinciden en la presencia de diferentes niveles de biodegradación para los crudos analizados, aunque se basan en diferentes grupos de compuestos. La de Peters y Moldowan (1993) usa la fracción de hidrocarburos saturados (n-alcenos, isoprenoides acíclicos, terpanos y esteranos), así como también, esteroides aromáticos, mientras que la de Manco (Larter et al., 2012) emplea los compuestos alquiltiofénicos y alquilaromáticos. A su vez, establece que las diferencias en la biodegradación pueden atribuirse a variaciones en los parámetros que controlan las tasas de biodegradación lateralmente a lo largo del área de estudio o a la existencia de diversas comunidades de microorganismos, entre otros posibles factores.

Por otro lado, Borges et al. (2021) encontraron diferencias en las viscosidades de crudos del área de Junín (Empresa Mixta Petrourica), los cuales presentaban gravedades °API muy similares. Destacan que los contrastes en las viscosidades pueden deberse a que existen crudos con mayor fracción molar de compuestos C₃₀ en comparación a otros del mismo yacimiento, atribuyéndolos a procesos de segregación gravitacional.

En este sentido, la biodegradación juega un papel importante a la hora de comprender las diferencias en las viscosidades de los crudos, dado que las bacterias consumen las fracciones livianas enriqueciendo de forma relativa las fracciones pesadas. Sin embargo, el proceso de selección de los componentes del crudo depende de la comunidad de bacterias del área (López, 2014).

Fundamentado en lo anterior, la investigación tiene como objetivo correlacionar el nivel de biodegradación de 12 muestras de crudo del área de Petrojunín empleando la escala de Manco (Larter et al., 2012) con los datos de viscosidad y gravedad °API respectivamente, en el marco de un proyecto solicitado por la Empresa Mixta Petrojunín a PDVSA Intevep, con el propósito de establecer las diferencias de viscosidades vertical y arealmente que contribuya a tomar las mejores decisiones en cuanto a los esquemas de explotación de crudos pesados y extrapesados.

UBICACIÓN GEOGRÁFICA

El área operada por la Empresa Mixta Petrojunín está ubicada en el flanco Sur de la Cuenca Oriental de Venezuela, al Norte del río Orinoco, con 424,30 km² en los estados Guárico y Anzoátegui, pertenecientes a los Municipios Santa María de Ipire y Monagas respectivamente (Figura 1). Las reservas primarias corresponden a 1,8 MMMBN distribuidas en los yacimientos: TIGCAN SDZ0086, MER SDZ0002, OFIIB SDZ0002 y OFIIA SDZ0002, asociados a las Formaciones Tigre y Canoa sin diferenciar, de edad Cretácico; la Formación Merecure de edad Oligoceno, y el Miembro Inferior de la Formación Oficina de edad Mioceno Temprano respectivamente.

EN LA ESCALA APARECE 1, ES DECIR DEL LADO IZQUIERDO EL NÚMERO ES 100
El orden es: 100, 0, 100, 200, 300 Y 400 Km

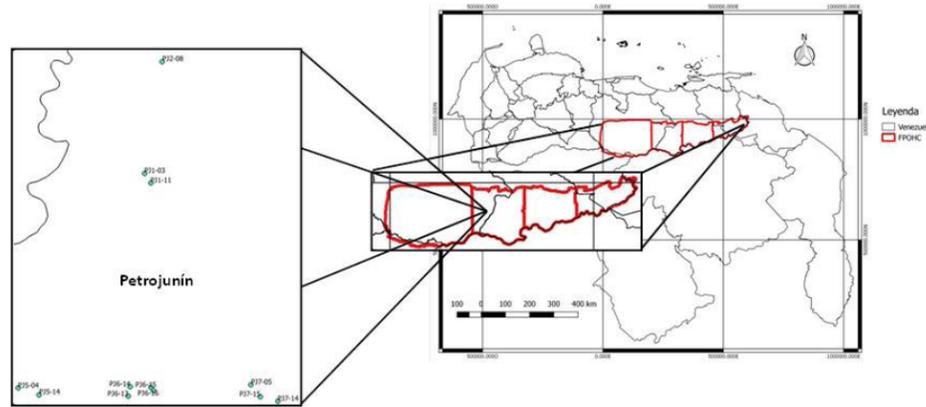


Figura 1. Mapa de ubicación de las muestras de crudo, Bloque Petrojunín, Faja Petrolífera del Orinoco "Hugo Chávez" (FPOHC)

PARTE EXPERIMENTAL

En la Figura 1 se muestra el mapa de ubicación de las 12 muestras de crudo del Bloque de Petrojunín. Las mismas fueron previamente procesadas para separar las fracciones de hidrocarburos saturados, hidrocarburos aromáticos, resinas y asfaltenos. Los asfaltenos se precipitaron mediante la adición de n-heptano (grado analítico) en una relación solvente/crudo igual a 40/1. Posteriormente se pesaron 100 mg de los maltenos, disolviéndose en n-hexano para luego separarlos en hidrocarburos saturados, hidrocarburos aromáticos y resinas en un equipo HPLC marca WATERS® provisto de un controlador 600, un detector rotatorio de absorbancia 486 y un refractómetro diferencial 410.

Una vez obtenidas las fracciones, se realizaron los análisis de los biomarcadores saturados y aromáticos empleando un cromatógrafo de gases acoplado a un espectrómetro de masas (CG-EM) marca Agilent Technologies®, Modelo: 6890N con un detector de masas (EM) de cuádruplo Agilent, Modelo: 5973 Inert. La DB-1 se utilizó como columna cromatográfica e hidrógeno como gas de arrastre de alta pureza (UAP) 99,999 %. Por otra parte, la viscosidad fue medida en crudo muerto en un reómetro Paar Physica® MCR301 a 115 °F. Las velocidades de corte utilizadas fueron desde 1 s⁻¹ hasta 20 s⁻¹, tomando como resultado definitivo para la viscosidad, la pendiente del ajuste de mínimos cuadrados entre la tensión de corte (τ) y la velocidad de corte ($\dot{\gamma}$). Por su parte, la gravedad °API se obtuvo en un densímetro digital marca Anton Paar® DMA 4500. Para ello se inyectó en el portamuestra de cuarzo alrededor de 2 mL de crudo extrapesado a una temperatura de 70°C. Posteriormente el equipo muestra el valor de gravedad °API a 15°C.

Escala de Manco (Modular Analysis and Numerical Classification of Oils) (Larter et al., 2012)

Es una escala de mayor resolución por ser de tipo semicuantitativa en comparación a la escala de Peters y Moldowan (1993), la cual es cualitativa. En este sentido, la escala de Manco es muy útil para describir la extensión de la biodegradación de crudos pesados o bitúmenes en areniscas a nivel global y se encuentra en el rango de 4-8 de la escala de Peters y Moldowan (1993). La misma consiste en establecer el nivel de alteración de ocho clases de compuestos (alquiltoluenos Al-Tol, naftalenos y metilnaftalenos N+MN, dimetilnaftalenos C₂N, trimetilnaftalenos C₃N, metilidibenzotiofenos, tetrametilnaftalenos C₄N, fenantrenos, metilfenantrenos, dimetilfenantrenos C₀-2 P y finalmente esteranos Est), otorgándoles puntuaciones de clase puntuaciones de clase (Ecuación 1) que van desde 0 hasta 4, siendo 0 no

biodegradado (crudo pristino), 1 ligero, 2 intermedio, 3 severo y 4 muy severo para determinar el número de Manco 1 (MN1, Ecuación 1). Estas puntuaciones de clases corresponden a valores cualitativos que se les da a los ocho compuestos de la escala de Manco. Posteriormente se aplica un algoritmo matemático para calcular el número de Manco 2 (MN2, Ecuación 2) y así obtener los niveles de biodegradación en el rango de 0 a 1000, donde 0 corresponde a crudos no biodegradados y 1000 (escala máxima) a crudos severamente biodegradados (Larter et al., 2012).

$$MN1 = \sum (Puntuación\ de\ la\ clase) \times 5^i \quad \text{Ecuación 1}$$

para clases de compuestos $i = 0 - 7$

$$MN2 = \frac{[(N^\circ\ de\ clase\ de\ compuestos) + (\log_5(MN1) \times (Escala\ máxima - 1))]}{N^\circ\ de\ clase\ de\ compuestos} \quad \text{Ecuación 2}$$

En la Ecuación 2 el valor del número de clase de compuestos (N° de clase de compuesto) es ocho, mientras que la escala máxima corresponde a 1000 (Larter et al., 2012).

RESULTADOS Y DISCUSIONES

En la Tabla 1 se expresan los valores de Manco (MN1 y MN2) para las 12 muestras de crudo, los valores de viscosidad y gravedad °API respectivamente, evidenciando una mayor biodegradación para la muestra PJ8 (MN2 de 960), mientras que la muestra PJ1 presenta un menor grado de alteración (MN2 de 285).

Tabla 1. Datos de biodegradación, viscosidad y gravedad °API de los crudos de Petrojunín

Pozo	Unidad/ Profundidad	Compuesto								MN1	MN2	Visc. {cP} 115°F	°API	G
		Al-tol	N + MN	C ₂ N	C ₃ N	MDBT	C ₄ N	C ₀ -2 P	Est					
PJ1	AH SH3 (1113 pies)	4	2	1	0	0	0	0	0	39	295	25424.74	6.06	I
PJ2	AB-SB12 (1249 pies)	4	4	3	2	0	2	0	0	6508	623	15558.50	7.46	II
PJ3	AH SH12 (1069 pies)	4	1	2	1	0	1	1	0	10049	735	12019.10	7.76	II
PJ4	OLIG-SB6 (1100 pies)	4	4	2	1	0	0	0	0	190	412	3400.18	7.30	I
PJ5	OLIG-SB11 (1070 pies)	4	4	2	0	0	0	0	0	74	335	27987.87	6.04	I
PJ6	OLIG-SB8 (1008 pies)	4	4	3	2	0	1	0	0	3474	624	42129.02	7.95	I
PJ7	OLIG-SB6 (1004 pies)	4	5	2	0	0	0	0	0	60	330	24654.20	7.75	I
PJ8	OLIG-SB8 (1119 pies)	4	1	2	0	0	0	0	0	20119	960	22755.19	6.24	II
PJ9	OLIG-SB12 (914 pies)	4	4	2	1	0	0	0	0	174	421	28168.12	7.5	I
PJ10	OLIG-SB11 (1082 pies)	4	4	2	1	0	0	1	0	15624	751	13334.44	7.81	II
PJ11	OLIG-SB7 (1182 pies)	4	4	2	1	0	0	0	0	199	412	32020.23	6.38	I
PJ12	OLIG-SB11 (1074 pies)	4	4	2	0	0	0	0	0	74	335	25460.50	7.46	I

AB: Arenas Basales; OLIG: Oligoceno; Al-tol: Alquiltolueno; N: Naftalenos; MN: Metilnaftalenos; C₂N: Dimetilnaftalenos; C₃N: trimetilnaftalenos; C₄N: Tetrametilnaftalenos; C0-2 P: Fenantrenos, metilfenantrenos y dimetilfenantrenos; Est: Esteranos. MN1: Número de Manco 1; MN2: Número de Manco 2; Visc.: Viscosidad; G: Grupo.

A continuación se describen las puntuaciones establecidas para las 8 clases de compuestos en las 12 muestras de crudo de Petrojunín:

Alquiltoluenos (Al-tol):

Basado en lo anterior, las 12 muestras de crudo evidencian una biodegradación de los alquiltoluenos, otorgándole un valor empírico de 4 (máxima alteración) para estos compuestos aromáticos (Tabla 1). En la Figura 2 se observa un ejemplo de la muestra PJ1 con la ausencia de los alquiltoluenos.

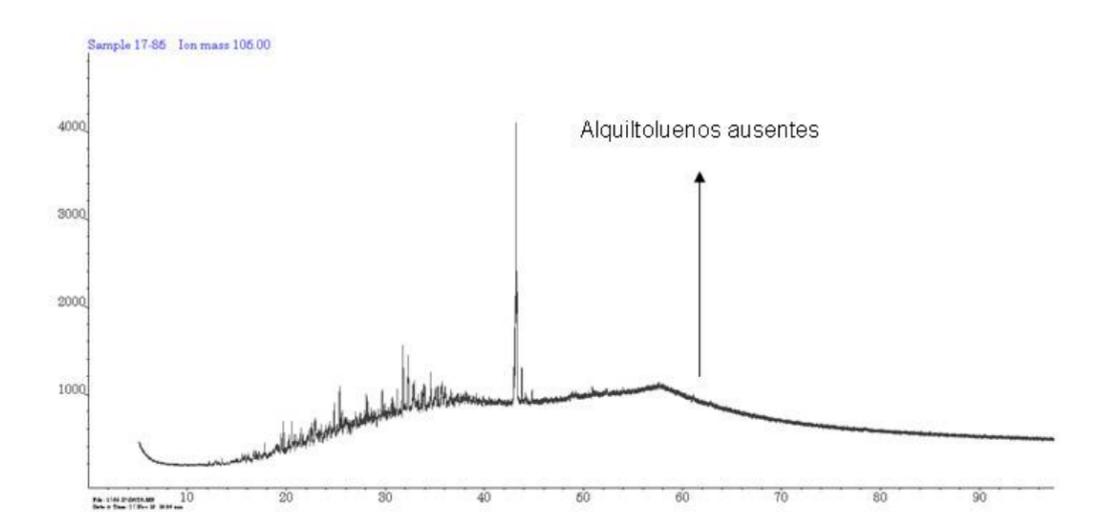


Figura 2. Distribución de alquiltoluenos en el fragmentograma m/z 105

Naftalenos+metilnaftalenos (N+MN), dimetilnaftalenos (C₂N), trimetilnaftalenos (C₃N) y tetrametilnaftalenos (C₄N):

En el caso de los naftalenos y sus homólogos metilados, el orden de biodegradación es el siguiente: naftalenos+metilnaftalenos (N+MN) > dimetilnaftalenos (C₂N) > trimetilnaftalenos (C₃N) > tetrametilnaftalenos (C₄N), dado que en la medida que incrementa el número de grupos metilos más difícil es para las bacterias degradar estos compuestos. (Volkman et al., 1984; Van Aarssen et al., 1999, Vásquez et al., 2017). En este sentido, las 12 muestras presentan alteración de los naftalenos y metilnaftalenos, donde las muestras PJ1 y PJ7 poseen puntuaciones empíricas de 2 y 3 respectivamente, mientras que el resto tienen un valor asignado de 4 (Tabla 1, Figuras 3 y 4). Si se comparan los dimetilnaftalenos, los valores se encuentran entre 1 y 3, lo que indica un grado de alteración de ligero a intermedio (Tabla 1, Figuras 3 y 4). En tanto, los trimetilnaftalenos poseen valores que oscilan de 0 a 2, sugiriendo poca alteración por biodegradación. Para el caso de los tetrametilnaftalenos, la mayoría de las muestras no manifestaron alteración a excepción de la PJ2 (valor de clase 2), la PJ3 y PJ6 (valor de clase 1) (Figura 5).

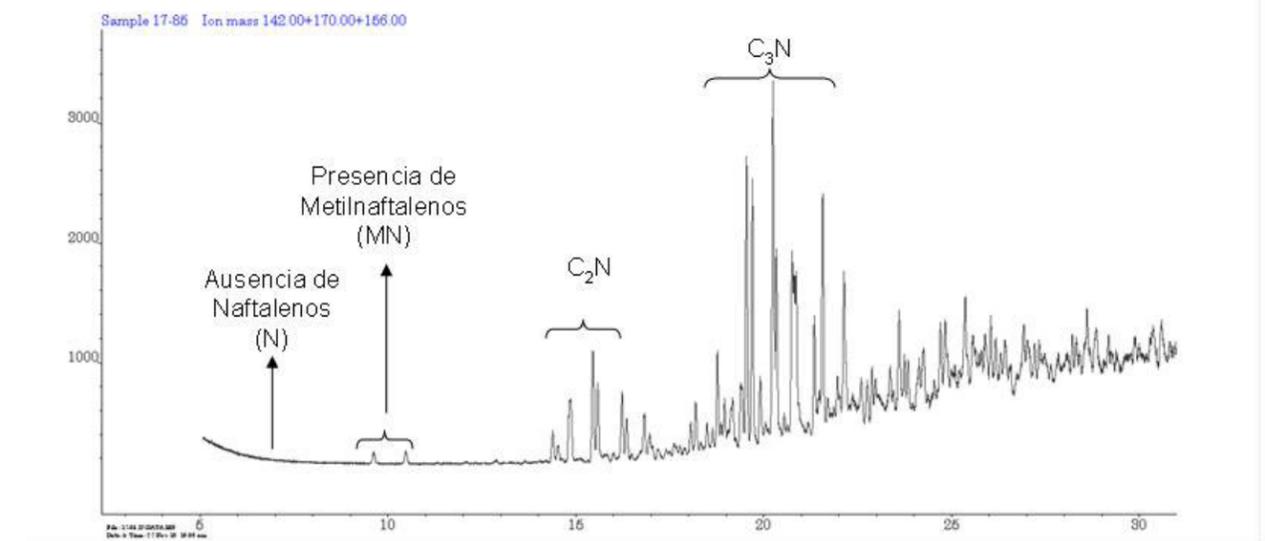


Figura 3. Distribución de los naftalenos y sus homólogos metilados en la muestra PJ1

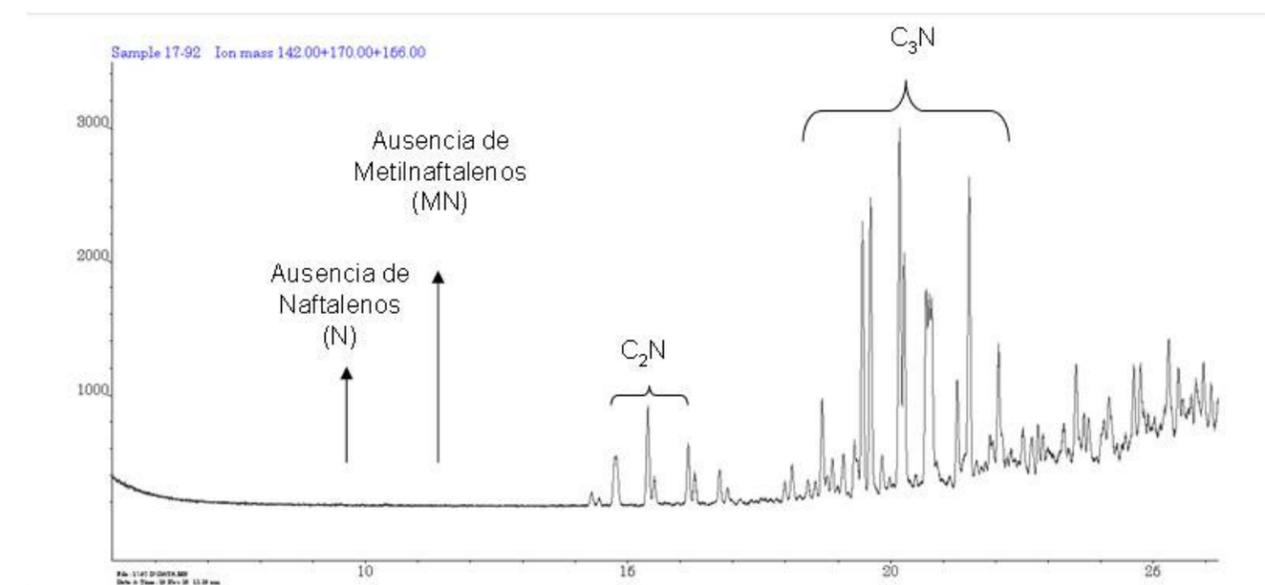


Figura 4. Distribución de los naftalenos y sus homólogos metilados en la muestra PJ8

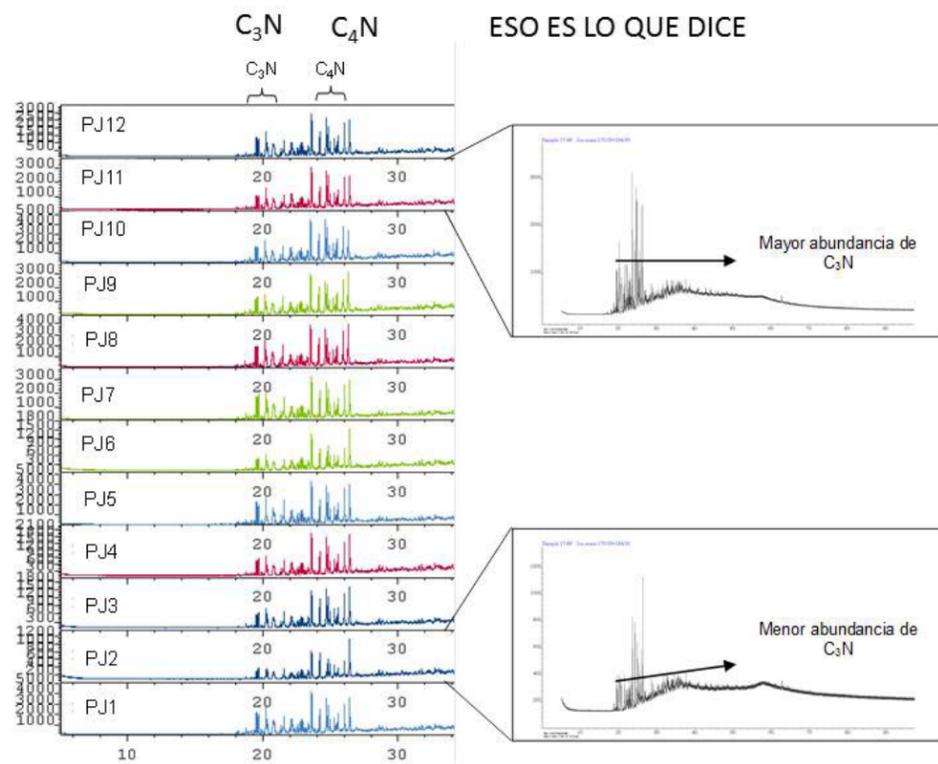


Figura 5. Distribución de los trimetilnaftalenos (C₃N) y tetrametilnaftalenos (C₄N), fragmentogramas m/z 170+184

Metildibenzotiofenos (MDBT):

En el caso de los MDBT no se observó influencia de la biodegradación, a pesar que la muestra PJ11 presentó una mayor abundancia del 1 MDBT en comparación al resto; sin embargo, no se descarta que pueda ser asociado al tipo de roca fuente de la cual se derivan los crudos, en cuyo caso es de tipo carbonática, donde en estos casos el 1 MDBT es mayor que el 2 y 3 MDBT (Peters et al., 2005; López, 2013 A). (Figura 6).

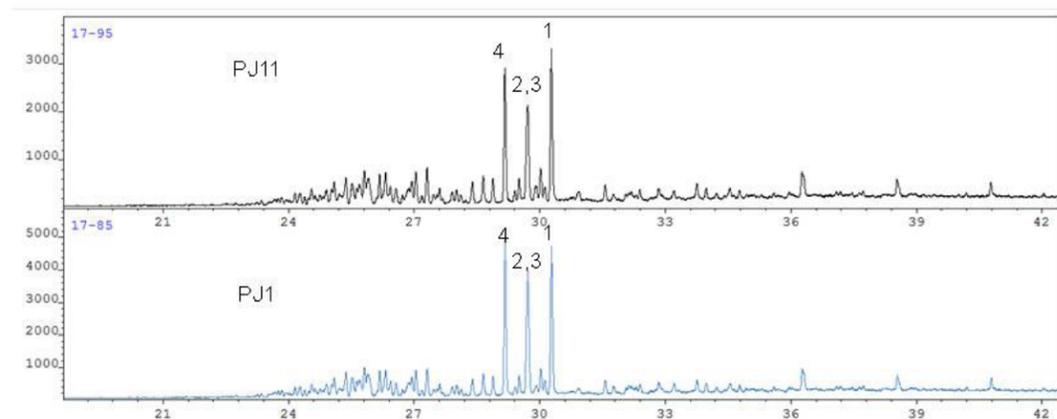


Figura 6. Comparación de la distribución de los MDBT en las muestras PJ1 y PJ11 respectivamente

Fenantrenos (F), metilfenantrenos (MF) y dimetilfenantrenos (DMF) (CO-2 P):

De la misma forma que los MDBT, los fenantrenos y sus homólogos metilados no presentaron una alteración significativa; sin embargo, las muestras PJ3 y PJ10 evidenciaron posiblemente una ligera biodegradación (Figura 7), debido al aumento relativo del 9 MF con respecto a los 3 y 2 MF, dado que el 9 MF es térmicamente inestable pero resistente a los procesos de biodegradación, puesto que las bacterias tienden a biodegradar los metilfenantrenos en posiciones 2 y 3 más que en las posiciones 1 y 9 (Bayona et al., 1986, Larter et al., 2012). En este sentido, le fue asignado un valor de Manco de 1 a las muestras.

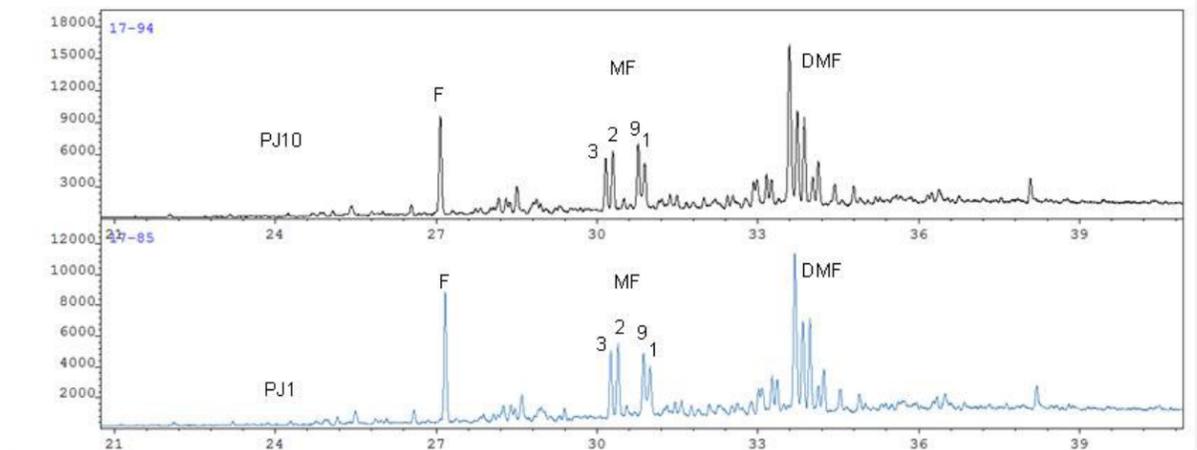


Figura 7. Comparación de la distribución de los fenantrenos y metilfenantrenos en las muestras PJ1 y PJ10 respectivamente

En la Figura 8 se observa la distribución de los fenantrenos, metilfenantrenos y dimetilfenantrenos de todas las muestras de crudo analizadas.

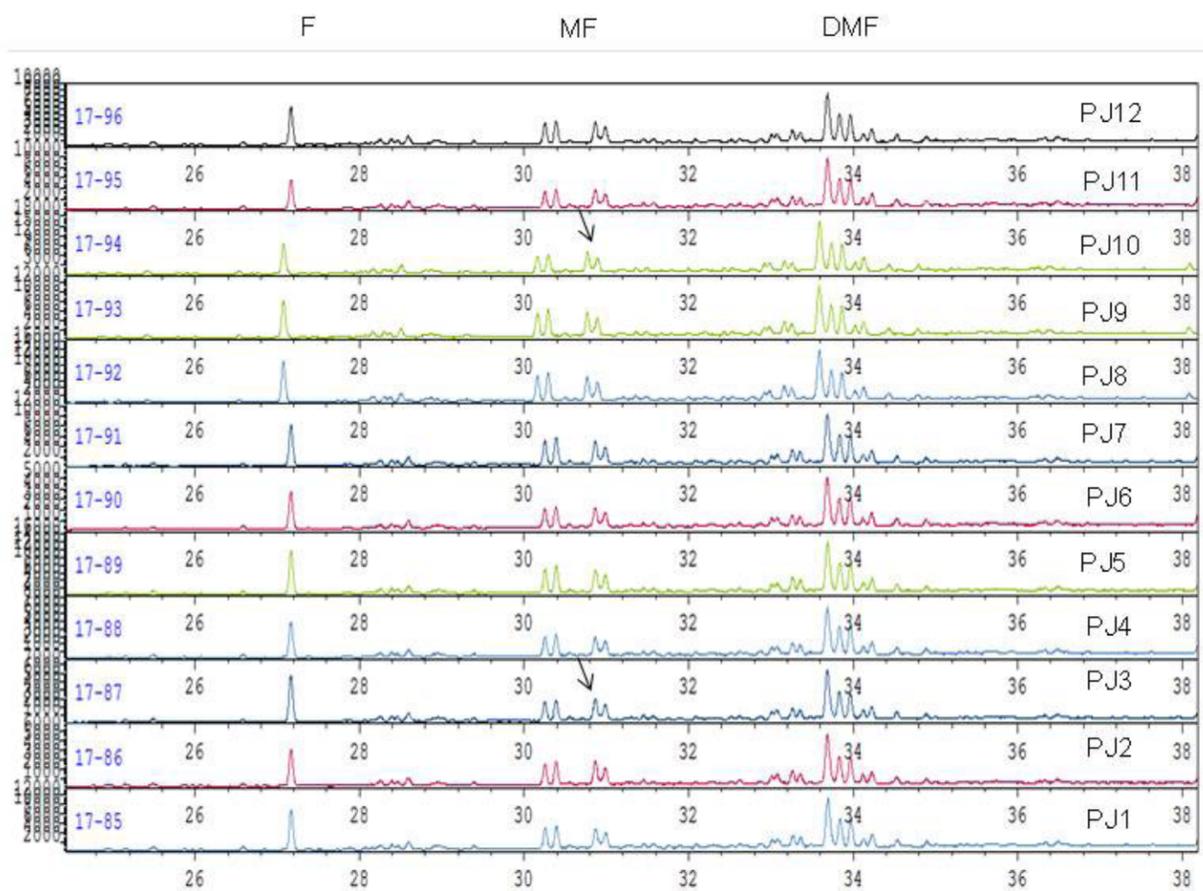


Figura 8. Distribución de los CO-2P para la determinación de la escala de Manco

Por otra parte, los esteranos solo presentaron biodegradación en la muestra PJ8 con alteración de los esteranos regulares (C_{27} , C_{28} y C_{29}) (Figura 9). De hecho, en la Figura 9 puede notarse en la muestra PJ8 el incremento relativo del pregnano (C_{21}) y homopregnano (C_{22}), debido a su resistencia a la biodegradación con respecto a los esteranos regulares (Peters y Moldowan, 1993; Peters et al., 2005). Basado en lo anterior, le fue otorgado un valor empírico de 3 en la escala de Manco a la muestra PJ8.

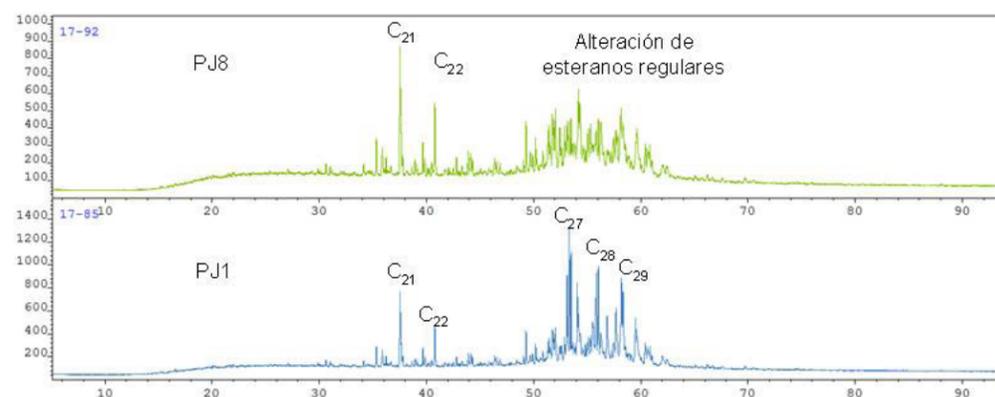


Figura 9. Comparación de la distribución de los esteranos en las muestras PJ1 y PJ8 respectivamente.

Correlación de los datos de viscosidad con la escala de Manco en los crudos de Petrojunín

En la Tabla 1 se observan los datos de viscosidad medidas a 115°F y el nivel de biodegradación respectivamente. La Figura 10 muestra una correlación entre los datos de viscosidad y el nivel de biodegradación obtenido empleando la escala de Manco (Larter et al., 2012), evidenciando una correlación positiva y sugiriendo que en la medida que incrementa los niveles de biodegradación (MN2) aumentan las viscosidades de los crudos. Esto es debido a que las bacterias remueven las fracciones más livianas (saturados y aromáticos) enriqueciéndose relativamente las más pesadas (resinas y asfaltenos). Asimismo, se observa la formación de dos grupos de crudos que podrían estar diferenciados en función de la diversidad de comunidad bacteriana en la zona. Este argumento está fundamentado en que los crudos del grupo I presentan viscosidades desde 24000 cP hasta 40000 cP con bajo número de Manco (MN2 < 600) en comparación a los crudos del grupo II con intervalos de viscosidades desde 15000 cP hasta 22000 cP y altos valores de MN2 (> 600). Por lo tanto, es posible considerar la variación de comunidad bacteriana como uno de los factores que explique los distintos valores de viscosidades en el área.

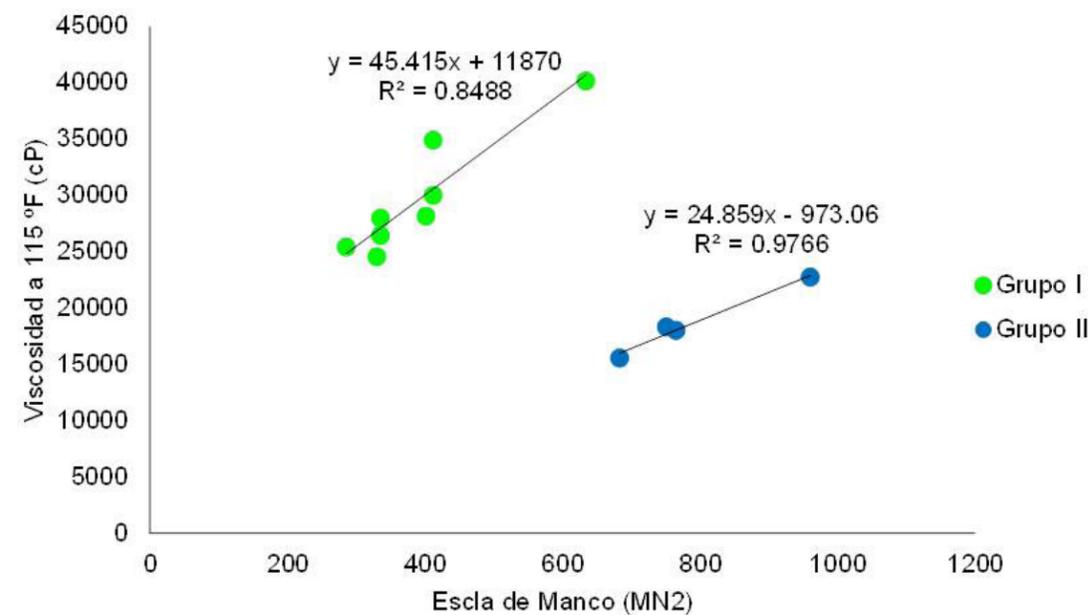


Figura 10. Correlación entre la escala de Manco (Larter et al., 2012) y la viscosidad medida a 115°F

Igualmente, al correlacionar la gravedad °API con la escala de Manco (Larter et al., 2012) se forman nuevamente los dos grupos de crudos (Figura 11), mostrando una correlación negativa, dado que la bacterias al degradar las fracciones más livianas generan un aumento relativo en las fracciones más pesadas; por lo tanto, su gravedad °API disminuye.

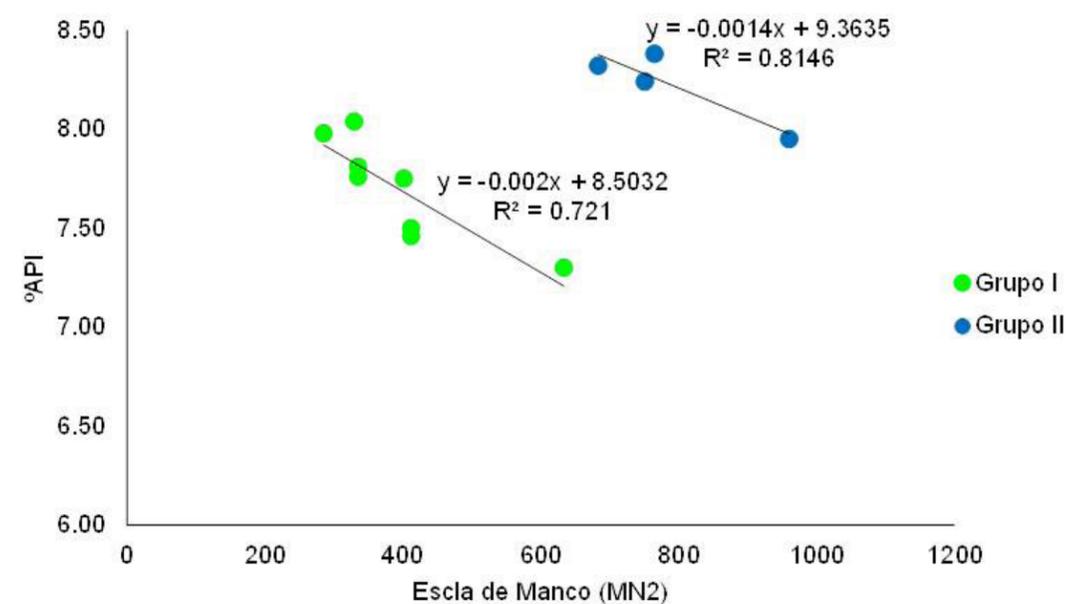


Figura 11. Correlación entre las escala de Manco (Larter et al., 2012) y la gravedad °API

CONCLUSIONES

Los alquil-toluenos, los naftalenos, metilnaftalenos, dimetilnaftalenos, trimetilnaftalenos han mostrado influencia de la biodegradación, disminuyendo en la medida que incrementa el grupo metilo. Por otra parte, las muestras de crudo no evidenciaron biodegradación en los metildibenzotiofenos, debido a su gran resistencia frente a estos procesos postgenerativos. De igual manera ocurre con los fenantrenos y metilfenantrenos, a excepción de las muestras PJ3 y PJ10, las cuales presentaron cierta alteración. Asimismo, la muestra PJ8 mostró biodegradación de los esteranos regulares, incrementado relativamente el pregnano (C_{21}) y el homopregnano (C_{22}).

Lo anteriormente expuesto influye en la viscosidad de los crudos, por lo que se observó una correlación positiva entre ésta propiedad reológica y el número de Manco (MN2), sugiriendo que en la medida que incrementa el nivel de biodegradación también lo hace su viscosidad, debido a la alteración de los compuestos livianos del crudo, enriqueciéndose relativamente las fracciones más pesadas (resinas y asfaltenos). Por otra parte, existe una correlación negativa entre la gravedad °API y el número de Manco (MN2) evidenciando una disminución de la gravedad °API como consecuencia de la alteración de las fracciones más livianas. En ambas correlaciones se nota la formación de dos grupos (I y II) cuyas diferencias podrían asociarse a la diversidad de comunidad bacteriana presente en los yacimientos del área de Petrojuín, lo que daría respuesta a la alta variabilidad de viscosidades en la zona.

REFERENCIAS

BAO, J.; ZHU, C. The effects of biodegradation on the compositions of aromatic hydrocarbons and maturity indicators in biodegraded oils from Liaohe Basin. Springer. Vol 52. 59-68. 2009.

BAYONA, J.; ALBAIGÉS, J.; SOLANA, A.; PARÉS, R.; GARRIGUES, P.; EWALD, M. Selective aerobic degradation of methylsubstituted PAHs in petroleum by pure microbial cultures. Int. J. Environ. Anal. Chem., In press. 1986.

BORGES, A.; LA CRUZ, R.; SIACHOQUE, G. Estudios de inyección de gas EEMM Petrourica. Documento Técnico: En proceso. 2021.

HUNT, J. Petroleum Geochemistry and Geology. Second Edition: San Francisco, Freeman and Company. 1996.

LARTER, S.; HUANG, H.; ADAMS, J.; BENNETT, B.; SNOWDON, L. A practical biodegradation scale for use in reservoir geochemical studies of biodegraded oils. Organic Geochemistry. Elsevier. Vol. 45. 66-76. 2012.

LÓPEZ, L.; LO MÓNACO, S. VANADIUM, nickel and sulfur in crude oils and source rocks and their relationship with biomarkers: Implications for the origin of crude oils in Venezuelan basins. Organic Geochemistry Vol. 104. 53-68. 2017.

LÓPEZ, L. Study of the biodegradation levels of oils from the Orinoco Oil Belt (Junin area) using different biodegradation scales. Organic Geochemistry, Vol 66, 60-69. 2014.

LÓPEZ, L. Biomarcadores. Aplicaciones en la geoquímica del petróleo. Caracas: EBUC. 2013 A.

LÓPEZ, L. Comparación de dos escalas de biodegradación aplicadas a crudos de la Faja Petrolífera del Orinoco (Área de Junín), Venezuela. Sociedad Venezolana de Química, del 17 al 20 de Junio. 2013 B.

PETERS, K.; MOLDOWAN, J. The biomarker guide: Interpreting molecular fossil in petroleum and ancient sediments. Prentice Hall, London 363 p. 1993.

PETERS, K.; Walters, C.; Moldowan M. The Biomarker Guide. Volume 2. Biomarkers and Isotopes in the Environment and Human History. [Digitally printed version] Cambridge University Press. Cambridge, UK. 2005.

TISSOT B., WELTE D. Petroleum Formation and Occurrence. Springer-Verlag, New York. Second Edition. 1984.

VAN AARSSSEN, B.; BASTOW, T.; ALEXANDER, R.; KAGI, R. Distributions of methylated naphthalenes in crude oils: indicators of maturity, biodegradation and mixing. Organic Geochemistry. Vol. 30. Pergamon. 1213-1227. 1999.

VOLKMAN, J.; ALEXANDER, R.; KAGI, R.; ROWLAND, S.; SHEPPARD, P. Biodegradation of aromatic hydrocarbons in crude oils from the Barrow Sub-basin of Western Australia. Organic Geochemistry. Pergamon. Vol 6. 619-632. 1984.

ARTÍCULO

33-42

Iván Baritto

Gerencia de Exploración,
PDVSA Intevep

ANOMALÍAS RADIOACTIVAS EN YACIMIENTOS DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO, VENEZUELA

Radioactive anomalies in reservoirs of the Orinoco Oil Belt, Venezuela

RESUMEN

El estudio consistió en el análisis e interpretación de información geoquímica sedimentaria inorgánica derivada de registros espectrales y geoquímicos de un conjunto de pozos ubicados en los bloques Boyacá, Junín y Ayacucho de la Faja Petrolífera del Orinoco, al igual que análisis por DRX y MEB-EDX a muestras de pozo, para determinar el origen de ciertas "anomalías radioactivas" inicialmente detectadas en yacimientos de crudos pesados del Campo Dobukubi del Bloque Ayacucho, con el objeto de caracterizar la extensión areal y temporal de este fenómeno. Se demostró que desde el Bloque Boyacá hasta el Bloque Ayacucho existe una anomalía radioactiva relevante generada por el torio (Th), el cual impacta los registros de rayos gamma totales y que está asociada a la vez con un incremento en el contenido del gadolinio (Gd), elemento químico de la serie de las tierras raras, ambos generados por el mineral pesado monacita, contenido en las arenas y en las arcillas del intervalo estratigráfico analizado. Este mineral es un fosfato de tierras raras que proviene del Complejo de Imataca en el Escudo de Guayana, el cual se ubica al sur de la zona de estudio, provincia geológica que también sirve de basamento a las secuencias sedimentarias analizadas en gran parte del subsuelo del área. La anomalía de torio/gadolinio (Th/Gd) es diacrónica en tiempo a todo lo largo de la Faja Petrolífera del Orinoco, ya que aparece desde el Cretácico hasta el Mioceno Temprano, por lo cual no puede ser establecida como un marcador entre el Cretácico y el Paleógeno (K/Pg) en el área.

Palabras clave: torio, monacita, radioactividad, Faja Petrolífera del Orinoco

ABSTRACT

The study consisted of the analysis and interpretation of inorganic sedimentary geochemical information derived from spectral and geochemical loggings of a set of wells located in the Boyacá, Junín and Ayacucho blocks of the Orinoco Oil Belt, and XRD and SEM-EDS analysis of samples to determine the origin of certain "radioactive anomalies" initially detected in heavy crude reservoirs of the Dobukubi Field in the Ayacucho Block, in order to characterize the areal and temporal extension of this phenomenon. It was demonstrated that from Boyacá Block to Ayacucho Block there is a relevant radioactive anomaly generated by thorium (Th), which impacts the total gamma ray logs and is associated at the same time with an increase in the content of gadolinium (Gd), a chemical element of the rare earth series, both generated by the heavy mineral monazite, contained in the sands and clays of the stratigraphic interval analyzed.

This mineral is a rare earth phosphate that comes from the Imataca Complex in the Guiana Shield, which is located to the south of the study area, a geological province that also serves as a basement for the sedimentary sequences analyzed in much of the subsurface of the area. The thorium/gadolinium (Th/Gd) anomaly is diachronic in time throughout the Orinoco Oil Belt, since it appears from the Cretaceous to the Early Miocene, for which it cannot be established as a marker between the Cretaceous and Paleogene (K/Pg) in the area.

Keywords: catalytic cracking, naphtha, petrochemical, commodities, technology.

INTRODUCCIÓN

La Faja Petrolífera del Orinoco (FPO) representa la acumulación de crudos pesados y extrapesados más grande del mundo con un área aproximada de 55.314 Km² y el área que activó esta investigación partió originalmente del Campo Dobokubi (372 Km²) localizado en la parte nororiental del Bloque Ayacucho, haciéndose luego extensible al resto de la FPO (Figura 1); en este campo se reportan valores irregularmente altos en los registros de rayos gamma totales (GR>150 API) y espectrales (Th>20 ppm) en secuencias de edad Cretácico correspondientes al Grupo Temblador (Aptiense-Maastrichtiense) (Rendón et al. 2015), en yacimientos que contienen hidrocarburos pesados (11° – 15,8° API) y que no habían sido considerados preliminarmente dada la alta radioactividad natural presente en estos intervalos arenosos que enmascara las respuestas de estas arenas con petróleo, la señal detectada por este tipo de registros puede ser confundida con la respuesta radioactiva emanada de intervalos arcillosos, dificultando así la precisa evaluación y cuantificación de estos yacimientos. La afectación de estos registros es probablemente causado por la acumulación de ciertos tipos de minerales pesados que es necesario identificar en detalle con el objeto de no descartar otras áreas de interés prospectivo en la FPO bajo estos nuevos paradigmas, en orden de no repercutir en el cálculo de reservas y en las futuras estrategias de explotación en áreas que presenten estas mismas características geológicas.

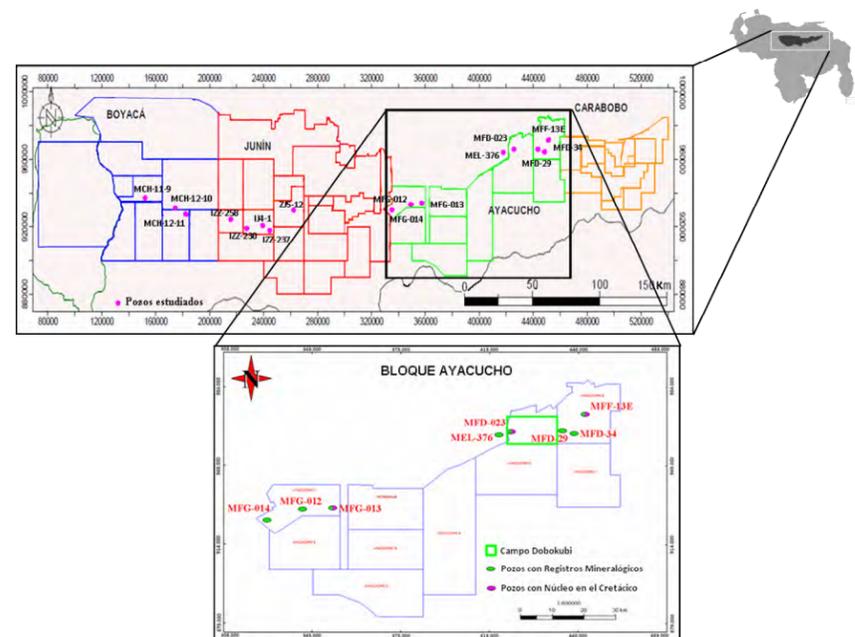


Figura 1. Ubicación de los pozos estudiados con registros geoquímicos dentro de la Faja Petrolífera del Orinoco y mapa detallado del Bloque Ayacucho con el Campo Dobokubi. Uno de los pozos claves donde se identificó la anomalía radioactiva fue el pozo MFD-023, el cual cuenta con núcleo en el intervalo Cretácico.

En zonas adyacentes a la Faja Petrolífera del Orinoco, particularmente al sur del río Orinoco en el pasado se han emprendido diversos estudios de geoquímica sedimentaria con particular interés en la prospección de minerales radioactivos y/o en procesos geológicos vinculados a anomalías radioactivas (Audemard 1977, Wynn et al. 1995, Hernández 2013, Freslon et al. 2014, Gamero et al. 2014, Osborne et al. 2015) al igual que en la zona correspondiente al Campo Dobokubi (Duhamel 2016). En el área de Petrocedeño (Bloque Junín) se han detectado igualmente anomalías radioactivas a nivel del Cretácico (Aranguren et al. 2015). La concentración promedio del torio (Th) en líneas generales para rocas sedimentarias arenosas es de 3 ppm y en rocas sedimentarias arcillosas es de 16 ppm aproximadamente, mientras que en rocas ígneas ácidas el promedio es de 18 ppm (Liendo 2003). La idea de realizar este estudio partiendo inicialmente desde el Campo Dobokubi en el Bloque Ayacucho hacia el resto de los bloques de la Faja Petrolífera del Orinoco, donde fue reportado por primera vez este anomalía radioactiva (Rendón et al. 2015), se debe en primera instancia a la existencia de secuencias de la misma edad Cretácica que pueden reflejar este “fenómeno geológico” observado en el campo original, además de que se cuenta con toda la información petrofísica y geoquímica requerida para caracterizar en detalle exactamente cuál es el origen mineralógico que afecta a estos registros convencionales y especiales en este intervalo estratigráfico de interés y así establecer su extensión geográfica y temporal hacia otras áreas de importancia comercial en la FPO.

MÉTODOS Y PROCEDIMIENTOS

La metodología utilizada en el estudio comprendió un análisis geoquímico sedimentario inorgánico derivado de la información combinada de herramientas especiales de perfilaje geoquímico tales como el ECS (Elemental Capture Spectroscopy) y FLeX (Formation Lithology Explorer) donde se analizaron los elementos químicos mayoritarios: Si, Ca, Fe, S, Ti, Mn, los cuales son indicativos en conjunto del tipo de roca presente en el subsuelo (Baritto 2013), el Gd que es un elemento tierras raras contenido en ciertos minerales pesados y también se interpretaron registros de rayos gamma espectrales donde se estudió el U, Th y K, elementos radioactivos que indican algunos tipos de mineralogías presentes en las rocas (Liendo 2003), y datos sedimentológicos detallados tales como: litologías, fósiles, estructuras sedimentarias, facies; información obtenida de ciertos núcleos claves Cretácicos correspondientes a los pozos: MFG-013, MFD-023 y MFF-13E, y el análisis por Difracción de Rayos X (DRX) en roca total y Microscopía Electrónica de Barrido con microsonda de análisis elemental acoplada (MEB-EDX) a muestras del pozo MEL-376, todos ubicados en el Bloque Ayacucho. Se hizo especial hincapié en el elemento torio (Th) obtenido del registro de rayos gamma espectral y en el elemento traza gadolinio (Gd), determinado por las herramientas especiales ECS y FLeX, los cuales están asociados a ciertos minerales pesados característicos lo que permitió su posterior interpretación geológica. Es importante señalar que las anomalías geoquímicas definidas para este par de elementos (Th, Gd) obedecen a las diferencias significativas apreciadas en las tendencias de las curvas que exceden los valores normales de fondo de estos registros, en el caso del Th lecturas que superan los 25 ppm y en el caso del Gd lecturas que exceden los 2 ppm.

El otro conjunto de pozos analizados de interés y que cuentan con toda la información de registros convencionales y especiales para el estudio fueron: MCH-11-9, MCH-12-10, MCH-12-11, IZZ-230, IZZ-237, IZZ-258, IJ4-1, ZJ5-12, MFG-012, MFG-014, MFD-29 y MFD-34, ubicados en los bloques Boyacá, Junín y Ayacucho respectivamente (Figura 1). Se realizó igualmente una correlación geoquímica y cronoestratigráfica de estos pozos con la anomalía encontrada para establecer su extensión en la FPO.

RESULTADOS Y DISCUSIONES

En base a la evaluación de los registros espectrales y geoquímicos de ciertos pozos claves como el MFD-023 del Campo Dobokubi (Figura 2) y otros localizados dentro del Bloque Ayacucho tales como el MFG-013 y MFF-13E (pozos con núcleo y registros geoquímicos), además de los pozos MFG-012, MFG-014, MFD-29 y MFD-34 (pozos con registros geoquímicos), se constató la existencia de una anomalía geoquímica preponderante del elemento químico torio (Th) asociada a una anomalía del elemento gadolinio (Gd).

Esta anomalía radioactiva del Th que afecta el registro de rayos gamma total y espectral de acuerdo a los análisis efectuados en los laboratorios de PDVSA Intevp por las técnicas de DRX y MEB-EDX en muestras del pozo MEL-376, es generada fundamentalmente por el mineral pesado monacita (rico en Th), fosfato altamente radioactivo y también constituido por otros elementos tierras raras (REE) tales como el Ce, La y Nd (Figura 3). Este resultado es consistente de igual forma en el Campo Dobokubi, donde el pozo MFD-023 presenta concentraciones totales de monacita de 0,06% (p/p) en referencia al resto de los constituyentes mineralógicos determinados en muestras de núcleo por Duhamel (2016), lo que corrobora igualmente la presencia de este mineral. Con ínfimas cantidades en el contenido de monacita dentro del volumen total de sedimento, en órdenes que van desde 0,06% hasta 0,1% (p/p) (Philander & Rozendaal 2011), se pueden tener anomalías radiométricas de la magnitud observadas en los registros de rayos gamma totales o espectrales analizados en los pozos pilotos, ya que el contenido de torio siendo un elemento químico muy radioactivo, es proporcionalmente muy elevado dentro de este mineral pesado (>9,36% p/p de Th) (Figura 3), registrando las herramientas concentraciones totales de este elemento en algunos casos incluso superiores a 40 ppm. El elemento gadolinio (Gd) el cual es reportado por primera vez en este estudio (Figura 4), fue detectado muy claramente por las herramientas de perfilaje geoquímico con valores superiores a 2 ppm haciendo además un perfecto ajuste en cuanto a las tendencias de sus concentraciones con el torio (Th), debido a que estos dos elementos químicos coexisten dentro de la estructura de las monacitas.

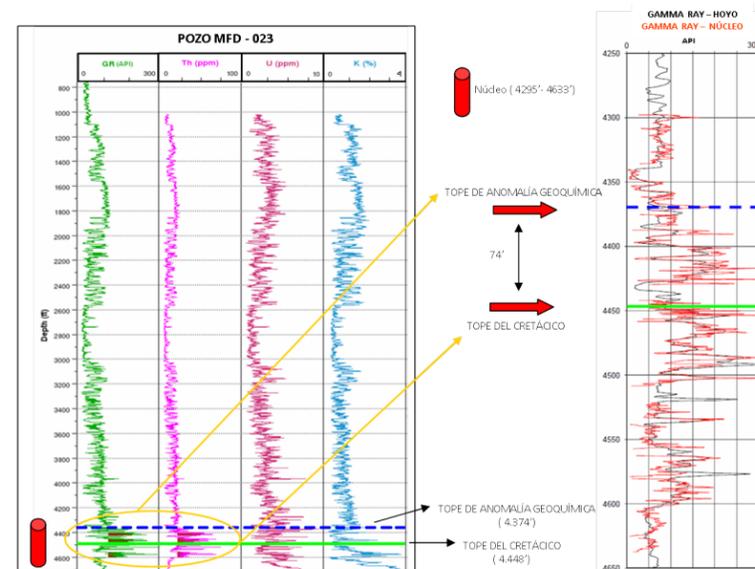


Figura 2. Pozo MFD-023 del Campo Dobokubi mostrando la anomalía geoquímica del Th versus el tope del Cretácico identificado en el núcleo. El registro ampliado a la derecha de la imagen refleja el gamma ray del hoyo versus el gamma ray del núcleo con el detalle de ambos topes (aproximadamente 74' de diferencia).

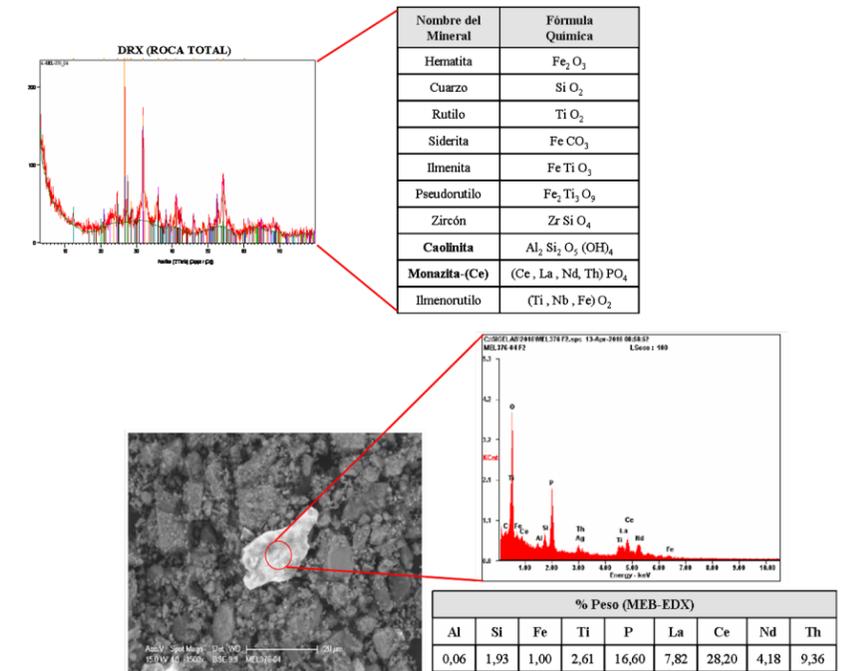


Figura 3. Análisis por DRX en roca total a una muestra del pozo MEL-376 que determina la presencia de la monacita en coexistencia con otros minerales como por ejemplo la caolinita (mineral de arcilla), al igual que un análisis químico detallado por MEB-EDX en la misma muestra a un grano de monacita donde se observa el porcentaje en peso de sus principales elementos químicos entre los cuales destaca el torio (Th).

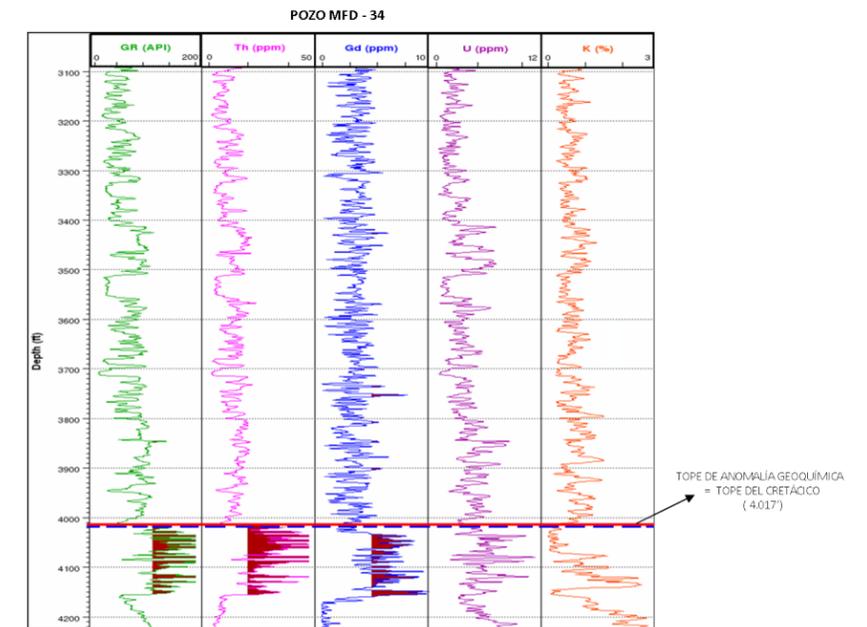
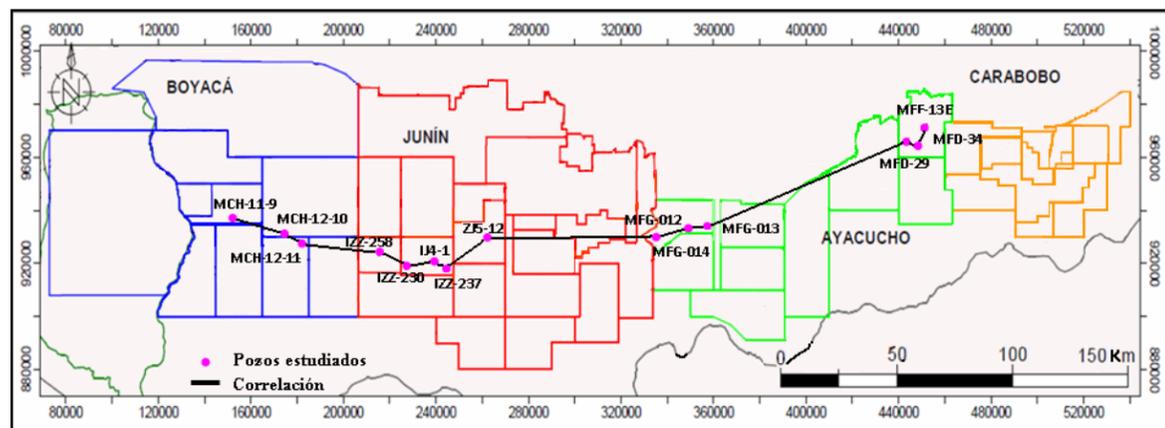
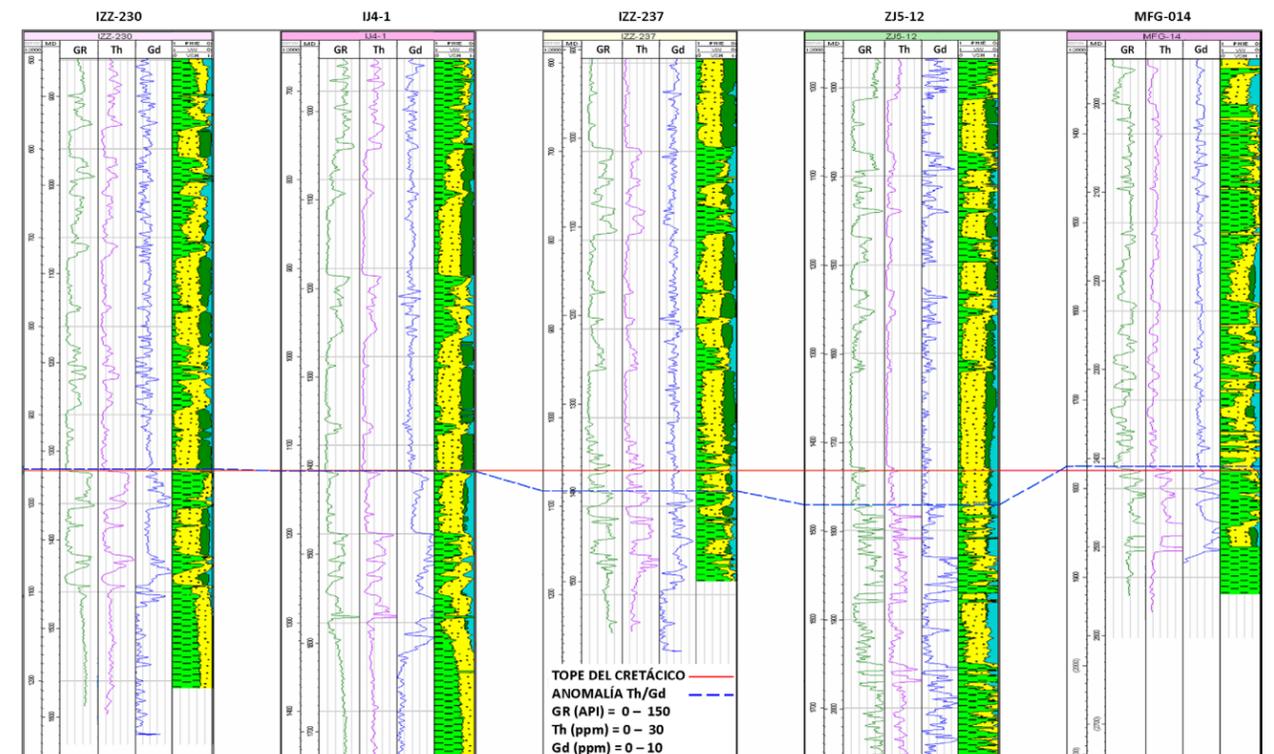
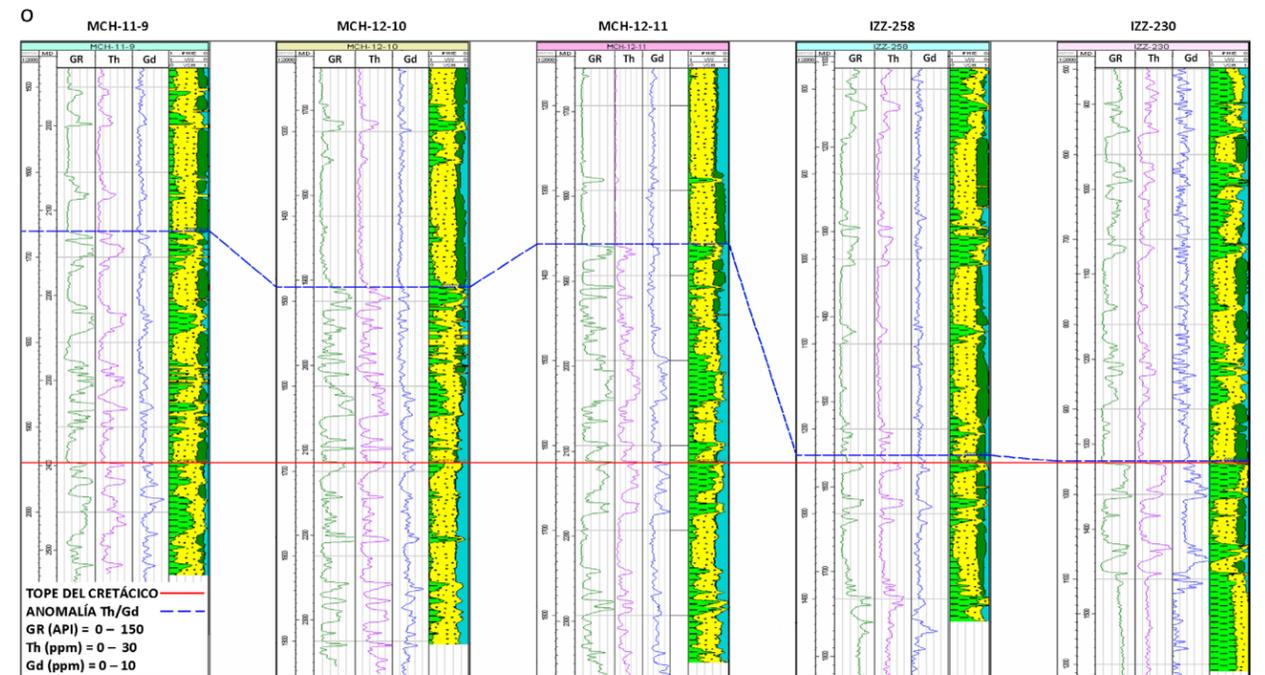


Figura 4. Pozo MFD-34 con registros convencionales (GR), espectrales (Th, U, K) y geoquímicos (Gd) mostrando la anomalía del Th y el Gd en similar tendencia a nivel del Cretácico.

De acuerdo al estudio realizado, la monacita no sólo está contenida en las arenas sino también en las arcillas en el intervalo estratigráfico analizado junto a la caolinita (Figura 3) que es un mineral del grupo de las arcillas y que es muy preponderante también en los sedimentos del Campo Dobokubi (Rendón et al. 2015) y en general en la FPO. La coexistencia de estas dos fases minerales (caolinita – monacita) es posible y ha sido sustentada en estudios como los de Hurst & Milodowski (1996) y Höhn et al. (2014). El enriquecimiento en torio de las caolinitas es muy característico en virtud de que es un elemento inmóvil muy estable que no sufre ninguna alteración desde su roca parental (rocas ígneas félsicas) hasta su permanencia en un caolín puro, que es el estado final de una roca arcillosa constituida casi exclusivamente por mineral de tipo caolinita (Höhn et al. 2014).

Diversos afluentes fluviales en sentido casi norte-sur han aportado sedimentos a la Cuenca Oriental desde el Cratón de Guayana (Funes 1985), el cual está constituido por diversas provincias geológicas precámbricas, específicamente el Complejo de Imataca que abarca la mayor extensión de terreno aflorante hacia el sur del río Orinoco y forma parte incluso del basamento de la FPO; este complejo está constituido por rocas félsicas tales como gneises y granitos que son fuentes primordiales del mineral pesado monacita, el cual presenta muy altas concentraciones de torio (Th), corroborado por Hernández (2013) en sedimentos del río Arizo afluente del río Aro, los cuales drenan a esta unidad geológica. Este mineral pesado se concentra preferentemente en depósitos tipo placeres desarrollados por sistemas de canales fluviales que se encuentran actualmente apilados en el subsuelo de la FPO, siendo acumulado y preservado principalmente en los meandros (point bar) de los canales. Este tipo de sedimentación continental es característica de las secuencias sedimentarias Cretácicas descritas en los núcleos del área (IRES 2007, Palma 2012, Rangel et al. 2013).

Al colocar en contexto cronoestratigráfico regional esta anomalía geoquímica del Th/Gd en una correlación en sentido Este-Oeste en la FPO, se constató que la misma trasciende el Cretácico (Grupo Temblador), llegando incluso a nivel de reservorios de edad Terciaria, específicamente hasta yacimientos de edad Mioceno Temprano correspondientes con la Formación Oficina, este resultado es igualmente consistente con un estudio sobre minerales pesados realizado por Feo (1949) en toda la columna estratigráfica del Campo Temblador, ubicado al noreste de la FPO, donde se aprecia la presencia exclusiva de monacita solamente en estas dos unidades sedimentarias. De acuerdo a estos hallazgos la “anomalía radioactiva” es diacrónica en tiempo geológico y la misma no sólo se circunscribe como en algunos casos analizados sólo al Cretácico (Figura 4), sino que abarca un período de tiempo de más de 100 Ma, siendo variable en su extensión temporal entre los diversos bloques de la FPO (Figura 5). Es importante enfatizar en función a estos resultados que la alta radioactividad debido al aumento demostrado del Th junto al Gd no está asociada a un marcador cronoestratigráfico que define un cambio entre el Cretácico y el Paleógeno (límite K/Pg) en el área.



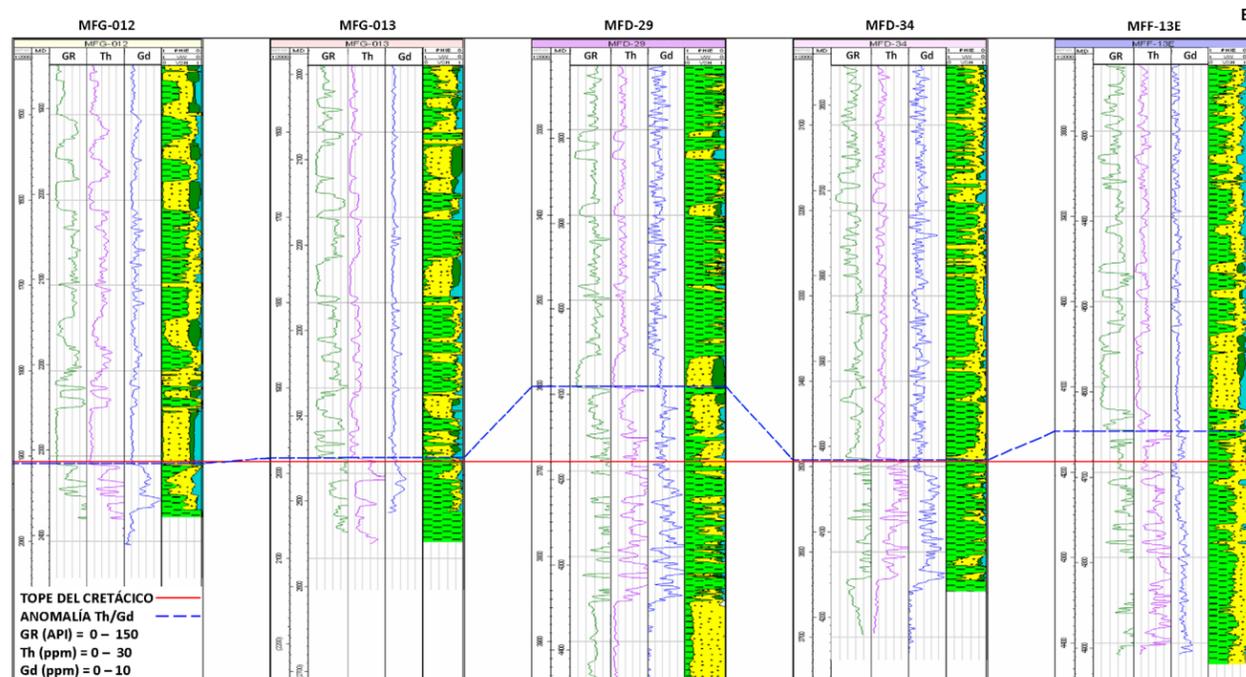


Figura 5. Sección estratigráfica E-O con los pozos analizados de los bloques Boyacá, Junín y Ayacucho mostrando la anomalía geoquímica del Th y Gd en relación al tope del Cretácico (datum de la correlación).

CONCLUSIONES

La alta radioactividad presente en yacimientos de crudos pesados del Campo Dobukubi y en otras áreas del Bloque Ayacucho, al igual que en pozos localizados en los Bloques Boyacá y Junín de la Faja Petrolífera del Orinoco en secuencias sedimentarias con edades que van desde el Cretácico llegando incluso hasta el Mioceno Temprano, se debe fundamentalmente al mineral pesado monacita, contenido tanto en las arenas como en las arcillas de los intervalos estratigráficos analizados. Este mineral impacta considerablemente las lecturas de los registros de rayos gamma totales, rayos gamma espectrales y registros geoquímicos debido al incremento del torio (Th) y del gadolinio (Gd), ambos elementos están contenidos dentro de la estructura de este fosfato de tierras raras que proviene principalmente del Complejo de Imataca en el Cratón de Guayana (Hernández 2013), provincia geológica ubicada al sur de la zona de estudio y que fungió como área fuente a través del aporte de diversos afluentes fluviales que drenaron esta provincia geológica en sentido casi norte-sur, además de conformar de igual forma el basamento de estas secuencias de sedimentos en gran parte del subsuelo de la FPO. La anomalía torio/gadolinio (Th/Gd) como se demuestra en esta investigación, es diacrónica en tiempo a todo lo largo de los tres bloques analizados de la Faja Petrolífera del Orinoco, abarcando un período de tiempo de más de 100 Ma. Esta anomalía radioactiva por tanto no define un límite cronoestratigráfico entre el Cretácico y Paleógeno (K/Pg) en el área.

REFERENCIAS

Aranguren, A., Dos Santos, F., Goyo, G., Villar, I. Empleo de registros rayos gamma multiespectrales y sísmica 3D para la caracterización del Cretácico en el Bloque Petrocedefño, Faja Petrolífera del Orinoco. SPE-WVS-477, 1 – 19. 2015.

Baritto, I. Aplicación de discriminación estadística multivariable en la correlación química de secuencias Cretácicas, Campo El Furrial, Cuenca Oriental de Venezuela. SPE-WVS-204, 1 – 10. 2013.

Audemard, F. Perspectivas geológicas favorables para mineralizaciones de uranio en la región norte de la Guayana Venezolana. V Congreso Geológico Venezolano, Caracas, Tomo 3: 1013 – 1022. 1977.

Duhamel, M. Reconocimiento de minerales pesados y análisis de sus efectos sobre los registros petrofísicos del Grupo Temblador, Campo Dobokubi, Edo. Anzoátegui. Trabajo especial de grado para optar al título de Ingeniero Geólogo, Escuela de Geología, Minas y Geofísica, Facultad de Ingeniería, UCV. 2016.

Feo, G. Stratigraphy of The Temblador Field: mineralogical and petrographical summary. Mene Grande Oil Company, C.A. Chrono 836: 5.15 / 0 – 42.1949.

Freslon, N., Bayon, G., Toucanne, S., Bermell, S., Bollinger, C., Chéron S., Etoubleau, J., Germain, Y., Khripounoff, A., Ponverezza, E., Rouget, M. L. Rare earth element and neodymium isotopes in sedimentary organic matter. Geochim. Cosmochim. Acta 140, 177 – 198. 2014.

Funes, D. Tipos de acumulación de petróleo en el área de Hamaca. VI Congreso Geológico Venezolano, Caracas, Tomo 5: 3015 – 3036. 1985.

Gamero, A., Reveti, M. A., Jiménez, Y., Rodríguez, R., Angulo, F., Hurtado, R., De Abrisqueta, A. Caracterización geoquímica de minerales pesados recolectados en la zona Nor-Occidental del Estado Bolívar. Revista de la Facultad de Ingeniería UCV, 29 (4): 25 – 40. 2014.

Hernández, A. Determinación de las concentraciones de los elementos U, Th y Tierras Raras (REE) en los minerales pesados de los sedimentos del río Arizo (afluente del río Aro), Municipio Heres, Estado Bolívar, Venezuela. Trabajo especial de grado para optar al título de Licenciado en Geoquímica, Escuela de Química, Facultad de Ciencias, UCV. 2013.

Höhn, S., Frimmel, E., Pašava, J. The rare earth element potential of kaolin deposits in the Bohemian Massif (Czech Republic, Austria). Miner Deposita 49, 967 – 986. 2014.

Hurst, A., Milodowski, A. Thorium distribution in some North Sea sandstones: implications for petrophysical evaluation. Petroleum Geoscience (2): 59 – 68. 1996.

IRES. Estudio sedimentológico del Pozo MFD-023, Campo Dobokubi, área Anzoátegui, Venezuela. Reporte N° 2005/12/4600011373. 2007.

Liendo, A. M. Prospección geofísica de los radioelementos uranio, torio, potasio y minerales paragenéticos asociados. Trabajo especial de grado para optar al título de Ingeniero Geofísico, Escuela de Geología, Minas y Geofísica, Facultad de Ingeniería, UCV. 2003.

REFERENCIAS

Osborne, A., Haley, B., Hathorne, E., Plancherel, Y., Frank, M. Rare earth element distribution in Caribbean seawater: Continental inputs versus lateral transport of distinct REE compositions in subsurface water masses. *Marine Chemistry* 177, 172 – 183. 2015.

Palma, Z. Análisis sedimentológico y bioestratigráfico del núcleo MFF-13E, Faja Petrolífera del Orinoco, área de Ayacucho. Proyecto Orinoco Magna Reserva. 2012.

Philander, C., Rozendaal, A. Rare earth element and thorium potential of heavy mineral deposits along the west coast of South Africa with special reference to The Namakwa sands deposit. *Proceedings of the 10th International Congress for Applied Mineralogy (ICAM)*, 531 – 539. 2011.

Rangel, M. D., Solórzano, E., Suárez, L. Definición e interpretación de facies sedimentarias en los núcleos de los pozos: MFG-011, MFG-013, MFL-010, MFR-009 de la Faja Petrolífera del Orinoco, Bloque Ayacucho y el pozo MFB-818 del Campo Bare. Informe Técnico PDVSA Intevap INT-14327. 2013.

Rendón, L., Matute, L., Fuenmayor, G., Marcano, R., Jaimes, G. Discovery of unconventional heavy oil deposit of high electrical conductivity and radioactivity in the Temblador Group age Maastrichtian to Aptian, Dobokubi Field, Ayacucho Block of the Orinoco Oil Belt, Venezuela. *SPE-WVS-608*, 1 – 11. 2015.

Wynn, J., Sidder, G., Gray, F., Page, N., Mendoza, V. Mineral deposits of the Venezuelan Guayana Shield. In: *Geology and Mineral Deposits of the Venezuelan Guayana Shield*. U.S Geological Survey Bulletin 2124. 1995.

ARTÍCULO

43-52

¹Peggy Rosales²Oswaldo Zamora¹Gerencia de Estudios de Yacimientos²Gerencia General de Exploración y Estudios de Yacimientos

SISTEMA DE JERARQUIZACIÓN Y EVALUACIÓN DE MÉTODOS DE RECUBRO MEJORADO SIJERM*.

RESUMEN

SIJERM es una herramienta desarrollada en PDVSA Intevap que funciona como una implementación computacional de jerarquización y pronóstico utilizando modelos analíticos para procesos de recuperación mejorada. La herramienta está disponible en la siguiente dirección <http://sijerm.pdvsa.com/index.php/security>. En la actualidad SIJERM* cuenta más de 200 usuarios en PDVSA. La implementación del sistema ha permitido ahorros en costos de adquisición, mantenimiento de licencias de software comercial así como el apalancamiento de la Soberanía Tecnológica. SIJERM* en su versión II contiene dos módulos principales: Jerarquización y Modelos analíticos. El módulo de jerarquización incluye dos (02) técnicas de evaluación: Inteligencia Artificial y Reglas Heurísticas para las cuales se requieren los valores promedio de las propiedades roca-fluido del yacimiento a evaluar.

Palabras clave: SIJERM, RMH, Jerarquización

ABSTRACT

SIJERM is a tool developed in PDVSA Intevap who works like a computational implementation for screening and forecast system using analytical modelling of improved recovery processes. The tool is available in the following address <http://sijerm.pdvsa.com/index.php/security>. Currently, SIJERM* has more than 200 users in PDVSA. The implementation of the system has allowed savings in acquisition costs, maintenance of commercial software licenses as well as the leverage of Technological Sovereignty. SIJERM Version II contains two main modules: Screening and Analytical Models. The screening module includes two (02) evaluation techniques: Artificial Intelligence and Heuristic Rules for which the average values of the rock-fluid properties of the reservoir to be evaluated are required.

Keywords: SIJERM, EOR, Screening

El Sistema de Jerarquización y Evaluación de Métodos de Recobro Mejorado (SIJERM) es un sistema de información desarrollado por PDVSA INTEVEP con “tecnologías web” disponible desde la Intranet de PDVSA para jerarquizar procesos de recuperación mejorada de petróleo a través de dos técnicas: Inteligencia Artificial y Reglas Heurísticas, así mismo, permite realizar pronósticos y sensibilidades por medio de modelos analíticos referentes a los procesos térmicos Drenaje Gravitacional Asistido por Vapor (SAGD), Inyección Continua de Vapor (ICV), y el proceso de inyección de agua mediante el modelado de Buckley-Leverett. El sistema fue conceptualizado con el propósito de apoyar los desarrollos propios de sistemas para el negocio petrolero, siguiendo los principios de independencia y soberanía tecnológica.

FUNCIONAMIENTO DE LA HERRAMIENTA

Módulo de Jerarquización y Evaluación de Métodos de Recobro Mejorado

En esta sección se definen los tipos de tecnologías de recuperación mejorada que pueden ser aplicadas en un yacimiento en particular dependiendo de las propiedades roca-fluido del reservorio mediante dos (02) técnicas de evaluación: Inteligencia Artificial y Reglas Heurísticas.

Inteligencia Artificial: permite ordenar por probabilidad de aplicación los procesos de recuperación mejorada dentro de los tres procesos principales: inyección de fluidos gaseosos, químicos y térmicos, aplicando la técnica matemática red bayesiana. El módulo se basa en la aplicación de redes bayesianas a través del procesamiento de datos de 979 proyectos exitosos de recobro mejorado a nivel mundial (polímero, polímero micelar, álcali (A), surfactante (S), AS, CO₂, AGA, Hidrocarburo, N₂, inyección de vapor, SAGD, CES, Agua caliente). La jerarquización se fundamenta en la aplicación de conjuntos de clasificadores binarios configurados en cascada. Los clasificadores han sido sintetizados a partir de información extraída de una base de datos con 979 yacimientos ubicados alrededor del mundo a los cuales les fueron aplicados exitosamente los MRM. La base de datos, compuesta por un conjunto de parámetros para cada yacimiento (características roca-fluido), agrupa los procesos en tres grandes clases: métodos de gas, químicos y térmicos y cada uno de estos en diferentes subclases (Gas: inyección de polímero, de polímero micelar o de álcali, surfactante, álcali/surfactante - Químico: inyección de CO₂, de agua alternada con gas AGA, de hidrocarburo o de N₂ - Térmico: inyección de vapor, drenaje gravitacional asistido por vapor SAGD, combustión in situ o inyección de agua caliente). Los clasificadores construidos reproducen de la mejor manera posible los diferentes grupos presentes en la base de datos original. Más aún, la metodología Bayesiana utilizada para la clasificación genera resultados continuos que permiten una cuantificación precisa sobre la correspondencia con los diferentes grupos. De esta forma, es posible, a partir de un conjunto pequeño de valores de parámetros (roca-fluido) correspondientes a un nuevo yacimiento, determinar su probabilidad de pertenencia a uno de los tres grupos de MRM (Gas, químicos y térmicos) y luego establecer la probabilidad de aplicación de algún proceso individual de recuperación catalogado dentro de una de las tres clases principales.

Los valores característicos y unidades de medida de los rangos que conforman la base de datos de los 979 proyectos utilizados se muestran en la Tabla 1.

Parámetro	Unidades	Máximo	Mínimo	Media	Des. Estándar
Tipo de Roca	Código	15	1	----	---
Porosidad	%	47,3	1,06	21,06	8,81
Permeabilidad	mDarcy	11500	0,1	871,24	1574,54
Profundidad	Pies	19507	200	4240,32	2974,71
Gravedad	API	57	6,3	28,86	11,12
Viscosidad	cPoise	5e+6	0,07	28045,4	256693
Temperatura	F	325	10	124,62	46,88
Sat. Inicial Crudo	%	99	0,3	58,57	17,83

Tabla 1. Valores característicos y unidades de medida de los rangos de los proyectos de recobro mejorado considerados en el módulo de inteligencia artificial

De igual manera, se puede realizar la jerarquización dentro de cada uno de estos grupos de forma más específica, clasificándose las tecnologías en sub-grupos. (Figura 1).

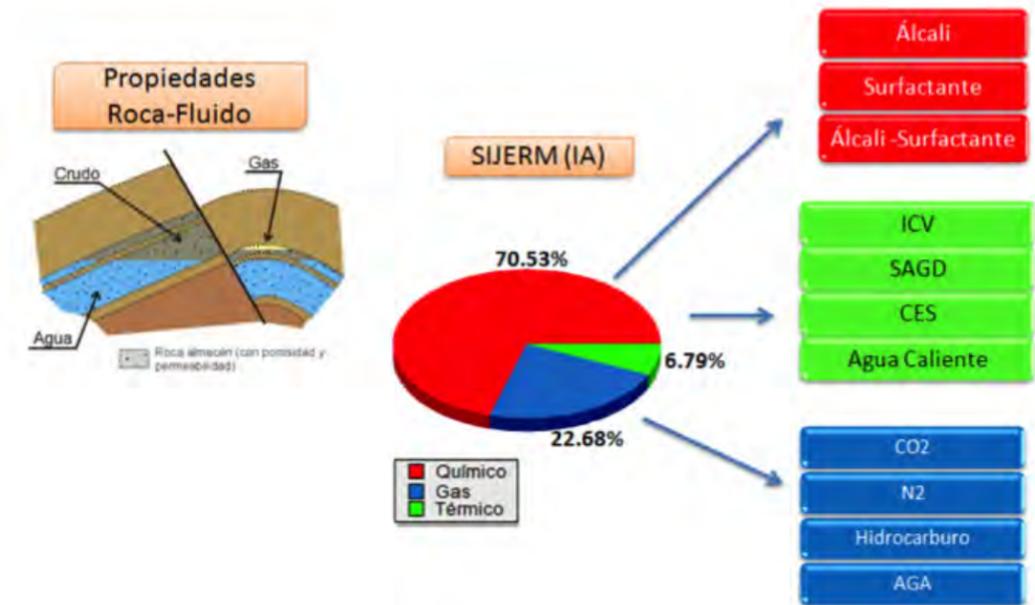


Figura 1. Módulo de Jerarquización – Sub Modulo Inteligencia Artificial (IA)

La única limitación del módulo es la necesidad de conocer las ocho (08) propiedades promedio del yacimiento a evaluar a fin de poder realizar la jerarquización de manera exitosa.

Reglas Heurísticas: módulo basado en ventanas de aplicación para quince (15) procesos de recobro mejorado, desarrolladas a partir de estudios de criterios de expertos y de proyectos de recuperación mejorada a nivel mundial. De acuerdo a la evaluación de las propiedades del yacimiento el sistema indica si se cumplen las condiciones suficientes para aplicar o descartar el proceso de recuperación mejorada que se encuentra en evaluación. (Figura 2).



Figura 2. Módulo de Jerarquización – Sub Modulo Reglas Heurísticas (RH)

Módulo de Modelos Analíticos:

Constituido por tres sub módulos capaces de representar las características y relaciones fundamentales del proceso en evaluación, Figura 3.

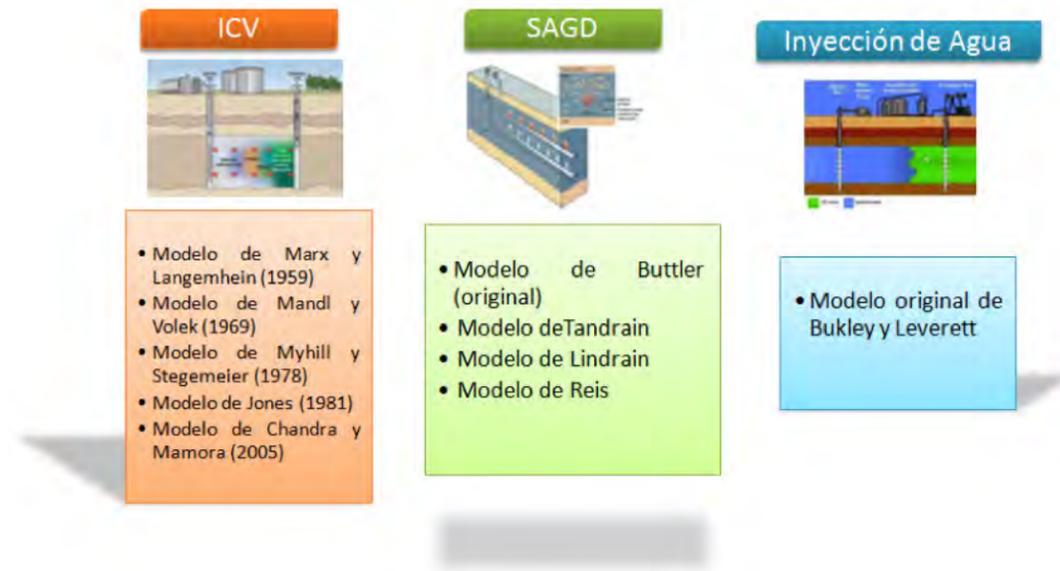


Figura 3. Módulo de Modelos Analíticos

El modelo de inyección continua de vapor (ICV) contempla la incorporación en la sección de Modelos Analíticos de cinco (05) modelos que describen el comportamiento de la tasa de producción de petróleo con el tiempo de un yacimiento sometido a procesos de inyección continua de vapor (ICV). Los modelos incorporados son los siguientes: Modelo de Marx y Langemhein (1959), modelo de Mandl y Volek (1969), modelo de Myhill y Stegemeier (1978), modelo de Jones (1981), modelo de Chandra y Mamora (2005). El modelo analítico de SAGD permite el pronóstico de la producción de crudo y la producción acumulada, incluyendo la determinación de los tiempos de duración de las diferentes etapas y la posición de la interfaz vapor-crudo. También permite, a partir de la implementación de las ecuaciones correspondientes al balance térmico, calcular la tasa de inyección de vapor, la tasa de recuperación vapor-crudo y el calor acumulado. Algunos parámetros requeridos por el modulo pueden ser estimados por medio de expresiones analíticas que también se implementan. El modelo de Buckley – Leverett, para inyección de agua, considera dos fluidos inmiscibles: desplazante y desplazado, y su desarrollo se basa en el concepto de permeabilidades relativas y en la idea de un desplazamiento tipo pistón lo cual implica la consideración de un yacimiento sujeto a un barrido lineal. La formulación matemática de la teoría fue desarrollada por Leverett y permite determinar la saturación de la fase desplazante en el frente de invasión en el sistema lineal.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

El Sistema de Jerarquización y Evaluación de Métodos de Recobro Mejorado (SIJERM*) es un desarrollo computacional que ha evitado la adquisición de licencias de software comerciales asociadas a la jerarquización de tecnologías de recuperación mejorada de hidrocarburos, permitiendo el apalancamiento de la Soberanía Tecnológica. Desde el momento en que la herramienta SIJERM™ inició su funcionamiento en el año 2011 a través del sistema, se han logrado realizar veintidós (24) Jerarquizaciones de procesos de Recuperación Mejorada de petróleo, distribuidas en las cuatro (4) divisiones (Junín, Ayacucho, Boyacá y Carabobo) de la Faja Petrolífera del Orinoco Hugo Chávez Frías, y en las aéreas tradicionales de Oriente y Occidente, de las cuales veintidós (22) representan screening tecnológicos y dos (2) validaciones de Jerarquización de tecnologías. En todos los casos, se realiza el análisis convencional de yacimiento requisito imprescindible para que los resultados sean considerados los más óptimos en cada reservorio en particular.

Para efectos de este trabajo, se presenta el resultado de la evaluación de un yacimiento típico perteneciente al área Occidental de Venezuela, cuyas características roca-fluido provienen del análisis convencional de yacimiento (ver Tabla 2):

Yacimiento A	
Propiedad	Valor Promedio
Porosidad (%)	27
Permeabilidad (mD)	611
Profundidad (pie)	3116
Temperatura (°F)	113
Viscosidad (condiciones de yacimiento** (cP))	9,3
Gravedad API (°)	32
Saturación de Petróleo (%)	61

** Condiciones de yacimiento actuales: 113°F y 600 psi

Tabla 2. Propiedades del yacimiento A

Los resultados utilizando el módulo de Inteligencia Artificial del SIJERM*, puede observarse en la Figura 4, los cuales indican que el yacimiento puede ser explotado empleando métodos de recobro mejorado de tipo químicos (90,41%), siendo el más recomendado la inyección de polímeros (94,69%). Otra alternativa mostrada por la aplicación es que existe un 9,19% de aplicabilidad de procesos de inyección de gases, con un 92,31% orientado a la inyección de gases.

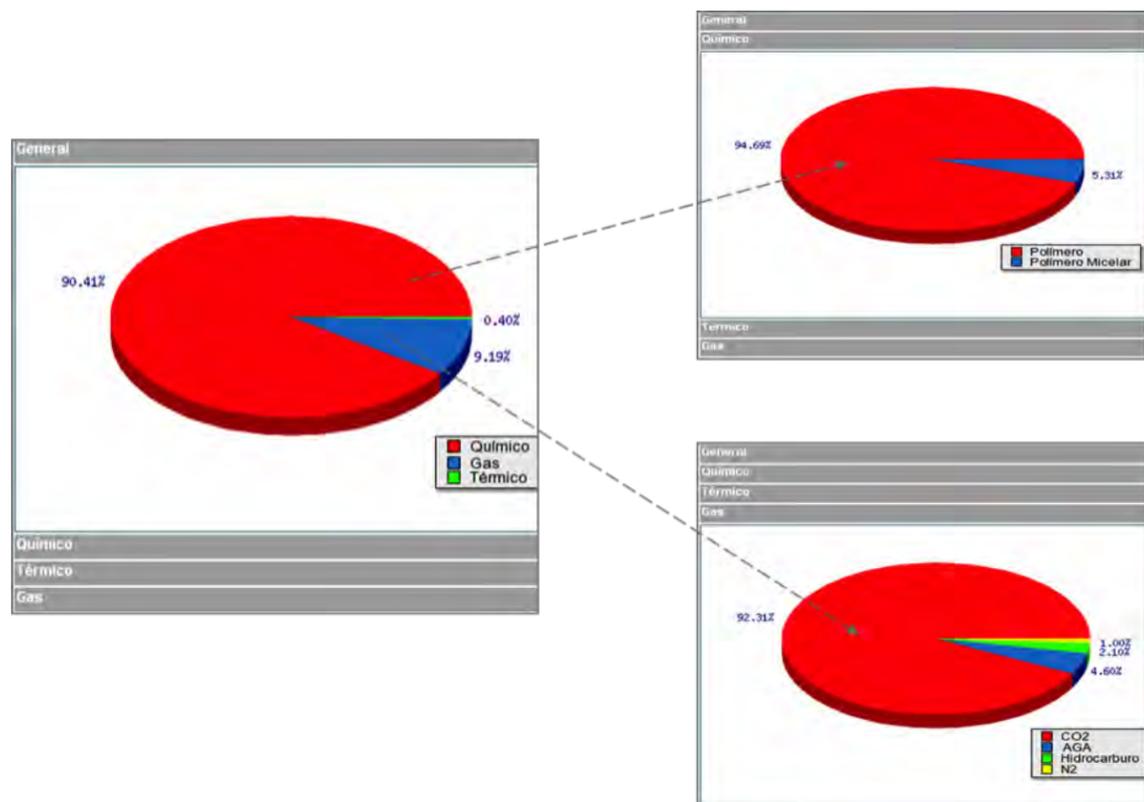


Figura 4. Resultados de jerarquización usando Inteligencia Artificial en SIJERM*

De esta manera puede evidenciarse que la herramienta SIJERM*, tiene la versatilidad de realizar jerarquizaciones de proyectos de recuperación mejorada de hidrocarburos técnicamente factibles para su explotación, a partir de pocos datos del yacimiento.

Un segundo ejemplo de evaluación utilizando el módulo de Reglas Heurísticas, es mostrado a partir de los datos de un yacimiento de la zona Oriental de Venezuela, con las características mostradas en la Tabla 3:

Yacimiento B	
Propiedad	Valor Promedio
Porosidad (%)	26
Permeabilidad (mD)	750
Saturación de Petróleo (%)	62
Espesor del yacimiento (pie)	15
Viscosidad (condiciones de yacimiento** (cP))	600
Presión del yacimiento actual (psi)	1600
Espesor de lutitas (pie)	5
Espesor de acuífero (pie)	2
Gravedad API (°)	15
Tipo de Formación	Arenisca

** Condiciones de yacimiento: 125°F y 1600 psi

Tabla 3. Propiedades del yacimiento ejemplo B

Tal como puede observarse en la Figura 5, los resultados utilizando el módulo de Reglas Heurísticas del SIJERM, muestran que el yacimiento, puede ser explotado utilizando como método de recuperación mejorada la inyección continua de vapor (ICV), permitiendo así identificar este método como proyecto clave para el incremento del factor de recobro de dicho yacimiento.

Análisis (Inyeccion Continua De Vapor)		
* Transmisibilidad.....	16.12 [mD pie/cP]	
* Condiciones que se cumplen en total.....	12/13	
* Condiciones críticas que se cumplen.....	6/6	
Los parámetros del yacimiento cumplen la mayoría de las condiciones. Si las condiciones que fallan no son CRITICAS la aplicacion de este MRM podria considerarse		
Variable	Estado	Observaciones
1.- Porosidad	✓	
2.- Permeabilidad	✓	
3.- Viscosidad	✓	
4.- Saturacion del Yacimiento	✓	
5.- Espesor del Yacimiento	✓	
6.- Profundidad del Yacimiento	✓	
7.- Presion	✓	
8.- Transmisibilidad	✗	
9.- Gravedad API	✓	
10.- Arcillas	✓	
11.- Aculfero	✓	
12.- Capa de gas	✓	
13.- Carbonatos	✓	
✗ No Aplica ✓ Aplica		

Figura 5. Resultados de jerarquización usando Reglas Heurísticas en SIJERM

Este trabajo evidencia las fortalezas del Sistema de Jerarquización de Métodos de Recobro Mejorado (SIJERM*), como una plataforma tecnológica propia de Petróleos de Venezuela (PDVSA) para la selección de proyectos claves de recuperación mejorada de hidrocarburos que contribuye al diseño de correctos esquemas de explotación que permitan un incremento del recobro de los yacimientos evaluados. Por otra parte el sistema presenta limitaciones en cuanto a la incorporación del módulo de análisis de riesgo, así como también de los sub- módulos analíticos de los siguientes procesos: químicos (polímero, polímero micelar, álcali (A), surfactante (S), AS.), gaseosos (inyección miscible/inmiscible de dióxido de carbono (CO2), nitrógeno (N2), AGA, Hidrocarburo) térmicos (combustión in situ (CES)

CONCLUSIONES

La implantación del sistema SIJERM* ha permitido el ahorro en costos de adquisición y mantenimiento de licencias de software comerciales, así como el apoyo a la Soberanía Tecnológica.

A través de la aplicación se puede realizar la jerarquización de tecnologías por medio de dos módulos distintos: el módulo de Inteligencia artificial, el cual se basa en más de 1000 proyectos de Recuperación Mejorada de Petróleo y el módulo de Reglas Heurísticas el cual consiste en ventanas de aplicación a partir de estudios de criterios de expertos.

A partir de la puesta en marcha del SIJERM*, los requerimientos de Jerarquización de Tecnologías de Recuperación Mejorada se ejecutan en cualquiera de sus dos módulos (inteligencia artificial y/o reglas heurísticas), teniendo una respuesta rápida a partir de datos básicos de los yacimientos.

REFERENCIAS

- CHANDRA S. Y D.D. Mamora. "Improved Steamflood Analytical Model". SPE. 2005. N° 97870.
- JONES. Jeff. "Steam Drive Model for Hand-Held Programmable Calculators". Society of Petroleum Engineers AISME. Septiembre, 1981.
- MANDL, G. y C. Volek. "Heat and Mass Transport in Steam Drive Process". SPE. Marzo, 1969. N° 2049.
- Manual de Usuario del Sistema de Jerarquización y Evaluación de Métodos de Recobro Mejorado (SIJERMTM).
Disponible en: <http://sijerm.pdvsa.com/index.php/security> [Visitado: Enero, 2019].
- MARX, J.W. y R. Langenheim. "Reservoir Heating by Hot Fluid Injection". SPE. 1969. N° 1266.
- MYHILL N.A. y G.L. Stegemeier. "Steam Drive Correlation and Prediction". JPT. Febrero, 1978.

ARTÍCULO

53-70

Maybelis Estilita Pérez

Estefanía Vasquez

Eduardo Gonzalez

José Romero

Gerencia de Estudios
integrados de Yacimientos,
PDVSA Intevep

MAPA TECNOLÓGICO DE UN MÉTODO QUÍMICO DERECUPERACIÓN MEJORADA EN EL ÁREA DE LA EMPRESAMIXTA PETROCEDEÑO

Technological map of a chemical method for enhanced oil recovery on Petrocedeño Joint Venture area.

RESUMEN

El presente artículo contempla la elaboración de un mapa tecnológico que permitió definir la zona más adecuada para la evaluación de la inyección de químicos en las arenas fluviales del área de la empresa mixta Petrocedeño ubicada en la Faja Petrolífera del Orinoco. Partiendo del análisis de este mapa se obtuvo que, la Arena D3 en la macolla T1, corresponde al sector más adecuado para la evaluación del método de recuperación mejorada y se propone un pozo inyector T1-40 y dos pozos productores T1-33 y T1-36 como base para una futura simulación numérica a escala de campo.

Palabras clave: Recuperación Mejorada de Hidrocarburo, simulación numérica.

ABSTRACT

This article comprises the elaboration of a screening technological map that allowed defining the most suitable area for the evaluation of the chemical injection in the fluvial sands on Petrocedeño Joint Venture area, located in the Orinoco Oil Belt. According with the results of the analysis of this map it was obtained that, D3 sand in T1 cluster correspond to the most suitable sector for the evaluation of the enhanced oil recovery method and an injector well T1-40 and two producers wells T1-33 and T1-36 are proposed as the basis for a future full field numerical simulation.

Keywords: Enhanced oil recovery, numerical simulation.

La mayor parte de las reservas petroleras a nivel mundial se encuentran en yacimientos de crudo pesado y extra pesado, los cuales representan aproximadamente un 40% del total de los recursos de combustible fósil disponibles en el planeta (Alboudwarej, y colaboradores, 2006); Venezuela posee la mayor acumulación de crudos pesados y extra-pesados a nivel mundial en la Faja Petrolífera del Orinoco, con una certificación internacional de petróleo original en sitio de 1359 MMM barriles (PDVSA-CVP, 2009) sin embargo, el manejo de este tipo de crudos, debido a sus características particulares, requiere de la aplicación de tecnologías adecuadas al yacimiento que permitan alcanzar el factor de recobro estimado en los planes de negocio de cada empresa.

En el año 2020 la empresa mixta Petrocedefío inicia sus operaciones de producción en un área correspondiente a la Faja Petrolífera del Orinoco, con el objetivo de desarrollar y producir un yacimiento de crudo extra pesado (8°-10°API) con una meta de producción de 200Mbpd por un periodo de 35 años (Mus, y otros, 2011). En el 2005 se empiezan a realizar los primeros planes de explotación que toman en cuenta métodos de recuperación mejorada, enfocándose para el momento como primera alternativa en los métodos térmicos.

De acuerdo con los antecedentes respecto a la inyección de polímeros en yacimientos con características similares a las del área de Petrocedefío se tiene como ejemplo el caso del campo Pelican Lake en Canadá, para el cual se reportaron resultados positivos. En abril del año 2006, los operadores estimaron que la inyección de polímeros incrementaría el factor de recobro en un 20% a 30% del POES (Delamaide, y colaboradores 2014). Los resultados obtenidos en Pelican Lake abren una ventana a la posibilidad de aplicar este tipo de tecnologías en yacimientos como el de Petrocedefío.

Debido a lo costoso de la aplicación de un método de recuperación mejorada es necesario realizar un Screening (revisión preliminar de las tecnologías de recuperación mejorada disponibles y su aplicabilidad en el yacimiento objetivo), que ayude en la toma de decisión, antes de iniciar las pruebas de laboratorio, o planificaciones de pruebas piloto que impliquen costos elevados.

Alvarado, y otros, 2010, clasifican los tipos de screening en tres grandes grupos y los describen de la siguiente manera:

Screening convencional, es aquel con el que la mayoría de los ingenieros se encuentran familiarizados, y generalmente se lleva a cabo para comparar las propiedades promedio de un yacimiento con datos de una tabla de búsqueda que contiene límites de validación para cada parámetro considerado importante.

El screening geológico es una forma de representar el tipo de yacimiento en términos de heterogeneidad, conectividad, y otras características geológicas que se consideran importantes en gerencia de riesgos o que se relacionan con el desempeño del proceso.

El screening avanzado es de ayuda cuando se busca una posible combinación de variables y estas algunas veces están referidas a mapas multidimensionales. Estas proyecciones son útiles para encontrar el yacimiento análogo apropiado (Alvarado, y colaboradores, 2010).

En el caso del presente estudio se elaboró un mapa tecnológico que puede incluirse en el tercer grupo de los tipos de screening definidos por Alvarado, y colaboradores, 2010; screening avanzado, ya que se utilizaron programas de modelado de yacimientos integrando el modelo estático del área y datos de producción, para definir la zona más adecuada para la aplicación del método de recuperación mejorada propuesto, tomando en cuenta que la inyección de químicos en yacimientos de crudo extra pesado aún se encuentra en evaluación y por lo tanto las herramientas comunes para realizar un screening no la colocan como primera opción.



Figura 1. Esquema de la metodología para la elaboración del Mapa Tecnológico

DESCRIPCIÓN DEL YACIMIENTO

El área de la empresa mixta Petrocedefío se encuentra ubicado en la cuenca oriental de Venezuela, siendo la unidad productora, el miembro inferior de la Formación Oficina. Martinius y colaboradores. (2012), señalan que se caracteriza por un ambiente de canales entrelazados fluviales dominado principalmente por ríos sinuosos y entrelazados en su mayoría arenosos que cambia a una llanura deltaica dominada fluvialmente pero notablemente influenciada por mareas con cinturones de canales sinuosos y estrechos. Posteriormente se forma un ambiente de frente deltaico con energía mixta (fluvial y mareal) con la formación de numerosos distributarios. Este frente deltaico se sumerge en un sistema estuarino con barras de desembocaduras deltaicas de frente de playa.

Según Martinius y colaboradores, 2012, en Petrocedefío la zona productiva, se encuentra dividida informalmente por una parte inferior fluvial y otra superior deltaica (Figura 2). Aproximadamente el 65% del crudo en Petrocedefío se produce desde la parte fluvial de la secuencia y el restante 35% de la parte deltaica lo que refleja la calidad del yacimiento. Las partes fluvial y deltaica están a su vez divididas en tres zonas; D, E y F para el fluvial y C, B y A para el deltaico (Ver figura 2). El presente trabajo se enfoca en la zona denominada fluvial señalada por Martinius y colaboradores. (2012).

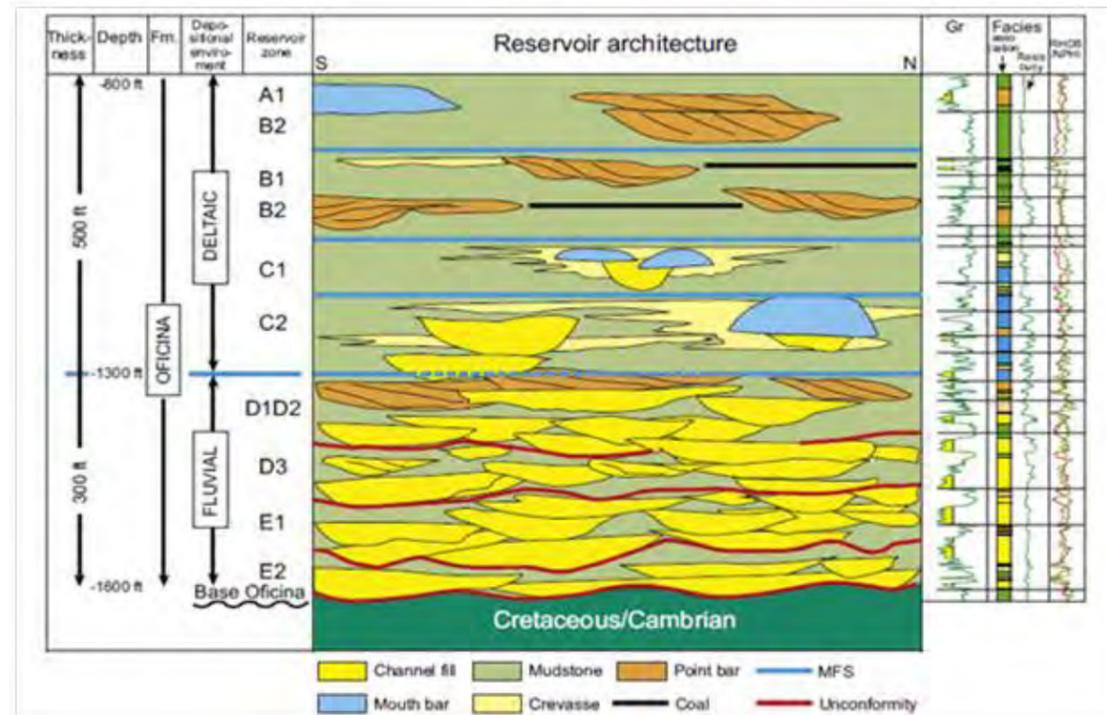


Figura 2. Sección Estratigráfica Esquemática N-S de la Formación Oficina en el área de la empresa mixta Petrocedeno con respuestas de registros típicas y la indicación de las zonas yacimiento. El espesor total es de 245 m (800 pies) (tomado de Martinius y colaboradores., 2012).

JERARQUIZACIÓN UTILIZANDO ©SIJERM

El sistema de jerarquización y evaluación de métodos de recobro mejorado ©SIJERM, es una aplicación desarrollada en PDVSA Intevep que consiste en la implementación computacional de un sistema de jerarquización y pronóstico por modelado analítico de métodos de recobro mejorado (Zamora, O. y Barrios, A, 2017) para efectos de la presente investigación se realizó la jerarquización a través de los dos módulos disponibles en la herramienta.

El módulo de inteligencia artificial, permite ordenar por probabilidad de aplicación los procesos de recobro mejorado dentro de tres grupos principales: inyección de gas, inyección de químicos y métodos térmicos utilizando valores promedio de las propiedades del yacimiento. Adicionalmente se pueden realizar jerarquizaciones dentro de cada uno de estos grupos de forma más específica (Zamora, O. y Barrios, A, 2017).

El módulo de reglas heurísticas, evalúa también las propiedades promedio del yacimiento y se basa en ventanas de aplicación para cada proceso de recobro mejorado producto de datos de criterio de expertos y proyectos de recuperación mejorada a nivel mundial (Zamora, O. y Barrios, A, 2017) en el caso del presente estudio se revisaron los procesos de Inyección de polímero e inyección de surfactante-polímero.

Una vez realizada la evaluación con los módulos de ©SIJERM y determinados los parámetros requeridos para la elaboración del mapa tecnológico se procedió a generar una ventana de aplicación final que abarcara los dos procesos de interés (Inyección de polímero, inyección de surfactante-polímero), con los rangos definidos para cada propiedad del yacimiento en los cuales el proceso aplica o no; y que pudiese ser evaluada en el modelo 3D existente (ver tabla 1).

Parámetro	Rango	Origen de los datos evaluados
Tipo de Formación (No Crítico)	Arenisca	Modelo Estático del área Petrocedeno
Porosidad (%) (No Crítico)	>16	Modelo Estático del área Petrocedeno
Permeabilidad (mD) (No crítico)	>20	Modelo Estático del área Petrocedeno
Profundidad pies (Crítico)	<6500	Modelo Estático del área Petrocedeno
Temperatura (°C) (Crítico)	<93,3	Análisis PVT tomados en la zona fluvial
Saturación de petróleo (%) (No crítico)	>30	Modelo Estático del área Petrocedeno
Viscosidad (cP) (Crítico)	<4000	Modelo dinámico Full Field del área Petrocedeno
Presencia de Arcilla (Crítico)	<10	Modelo Estático del área Petrocedeno
Presencia de Acuífero (Crítico)	<50% corte de agua	Datos de corte de agua

Tabla 1. Ventana de aplicación final para la elaboración del mapa tecnológico.

Una vez definida la ventana de aplicación a utilizar, se realizó una integración de los datos tomando como base el mallado del modelo estático para el área de la empresa mixta Petrocedeno existente en formato PETREL e integrándolo con los datos del modelo dinámico full field del área que se encuentra en formato del programa Eclipse.

En el caso del parámetro "presencia de acuífero" se tomaron en cuenta los cortes de agua calculados a partir de las pruebas validadas para todos los pozos durante el año 2016. Posteriormente se generó una superficie con la aplicación Petrel para incorporar los datos al modelo, y se utilizó el criterio el proceso aplica si el corte de agua es <50%.

En el caso del parámetro temperatura, los análisis PVT realizados en la zona del fluvial indican que la temperatura varía entre los 40°C y 55°C encontrándose todo el yacimiento dentro de un rango adecuado para la aplicación de la tecnología de inyección de químicos.

Una vez integrados los datos en la malla del modelo estático se aplicaron filtros en la configuración de propiedades de PETREL tomando como base los rangos definidos en la ventana de aplicación previa y delimitando cada una de las arenas pertenecientes al sector fluvial (ver figura 3).

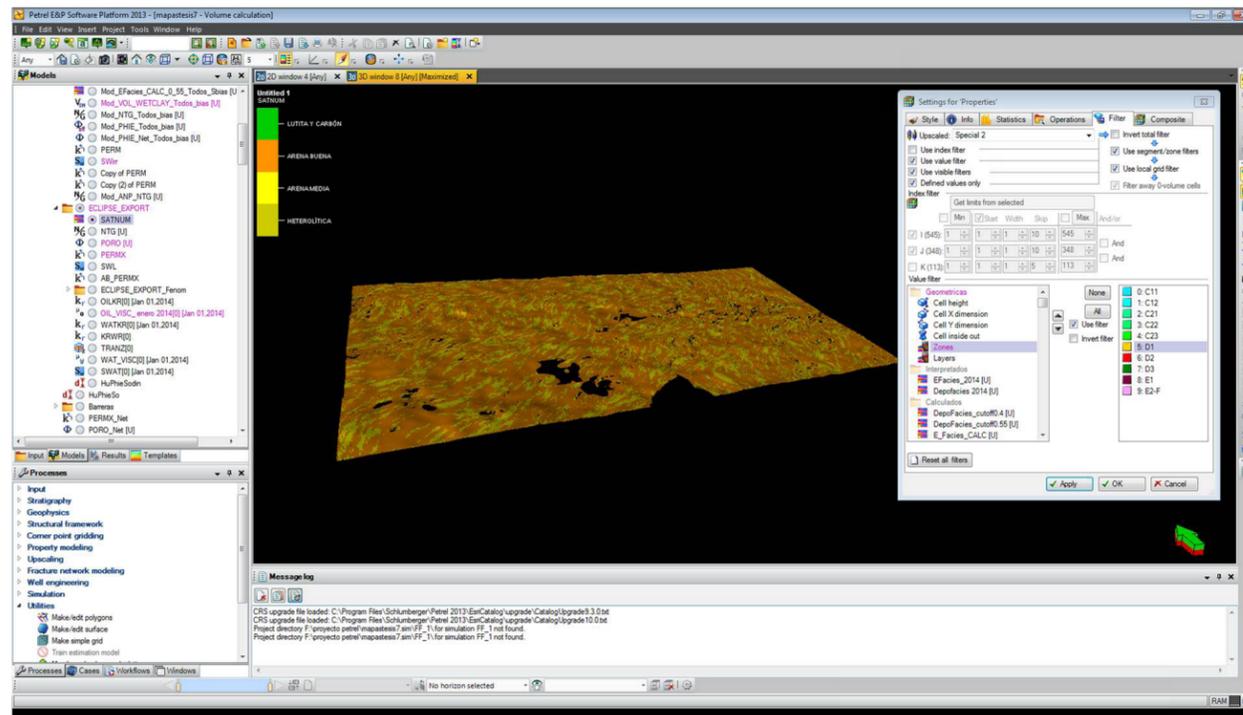


Figura 3. Aplicación de filtros a malla 3D en PETREL

Seguido a esto se generó un modelo 3D con celdas activas, aquellas cuyas propiedades se encuentren dentro de los rangos establecidos por los filtros, e inactivas aquellas celdas que se encuentren fuera del rango establecido (ver figura 4).

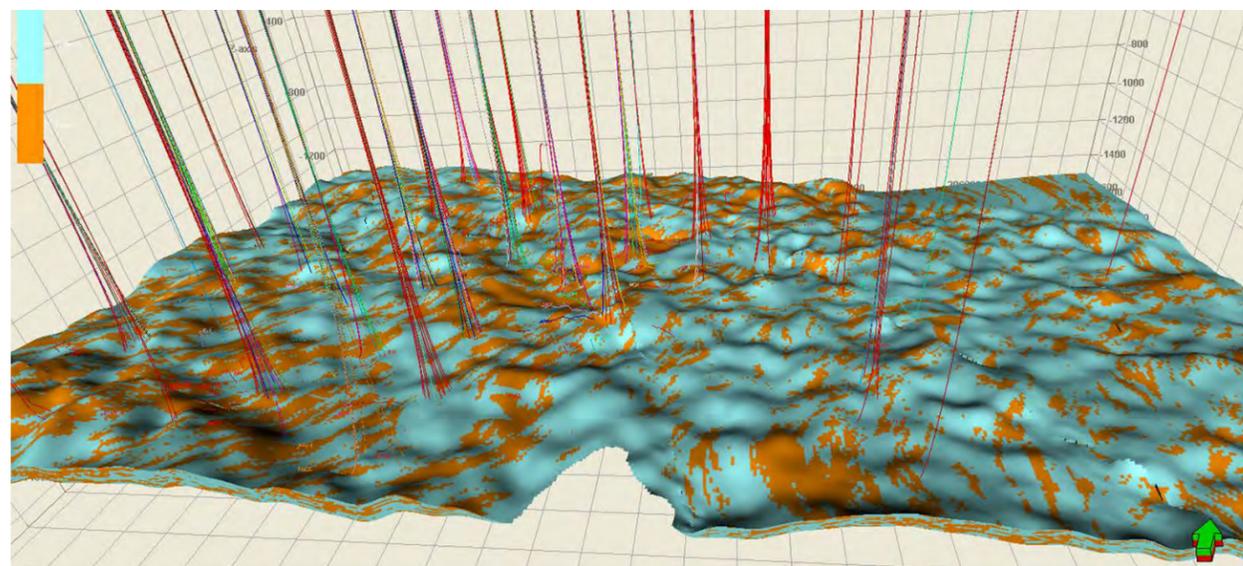


Figura 4. Modelo generado para la arena D1 con celdas activas e inactivas indicando las zonas que cumplen o no con los rangos de parámetros solicitados

Al modelo generado y utilizando el proceso de modelado de propiedades de PETREL se le generó un mapa de propiedades promedio que a través de una escala de colores indicara que zonas se ajustan mejor a los rangos de los parámetros solicitados.

Este procedimiento se aplicó a cada una de las arenas del sector fluvial D1, D2 y D3, Obteniendo 3 mapas entre los cuales se seleccionó la zona objetivo, tomando en cuenta, además del ajuste a los rangos requeridos, otros criterios favorables para la ejecución de una prueba piloto de inyección de polímero o surfactante-polímero tales como:

- Cercanía a la planta de polímero existente (facilitando la extensión de las facilidades de superficie).
- Disponibilidad de un alto número de pozos con registros en la arena seleccionada, lo que permite obtener un mayor control en la delineación del yacimiento.
- Historial de producción corto que facilite el ajuste histórico al momento de realizar el seguimiento al modelo dinámico.

Por último se elaboró una propuesta de pozo inyector en la zona seleccionada que pudiese ser utilizada como base para el escalamiento de la simulación en continuidad del presente estudio.

ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

Jerarquización con la Herramienta ©SIJERM

Módulo de inteligencia Artificial

En la tabla 2, a continuación, se presentan los datos de entrada para la evaluación del yacimiento en estudio en el área de la empresa mixta Petrocedeño.

Parámetros	Valor	Unidad
Tipo de Formación	Arenisca	
Porosidad	30	%
Permeabilidad	2000	mD
Profundidad	1250	pies
Viscosidad	6000	cP
Temperatura	117	F
Saturación Inicial del Crudo	75	%
Gravedad API	8	API

Tabla 2. Datos de entrada para la evaluación del área de Petrocedeño

En una primera evaluación la herramienta indica que el proceso de recuperación más adecuado para las características promedio de la unidad fluvial es un proceso térmico (Ver figura 5). Esto con base en las experiencias de proyectos de recuperación mejorada exitosos cargados en la herramienta.

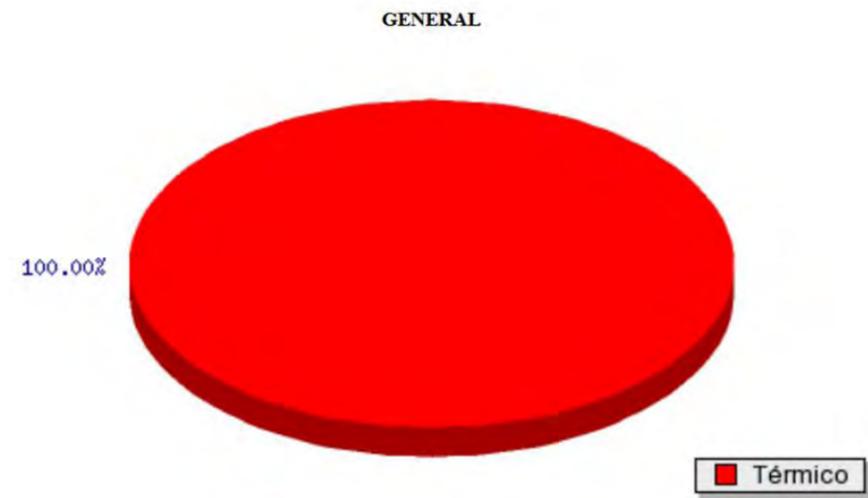


Figura 5. Resultados de la evaluación en el área de Petrocedeño, módulo de inteligencia Artificial ©SIJERM

Este es un resultado esperado ya que como se mencionó anteriormente la aplicación de inyección de polímero y surfactante-polímero en yacimientos de crudo extra pesado es una idea novedosa y por lo tanto, es poca la experiencia que se tiene al respecto; siendo este trabajo parte de las investigaciones que se desarrollan en el área.

Así mismo, al revisar el resultado específico en el grupo de métodos químicos se obtiene un 96,5% más favorable la inyección de polímeros frente a las otras opciones disponibles (ver figura 6).

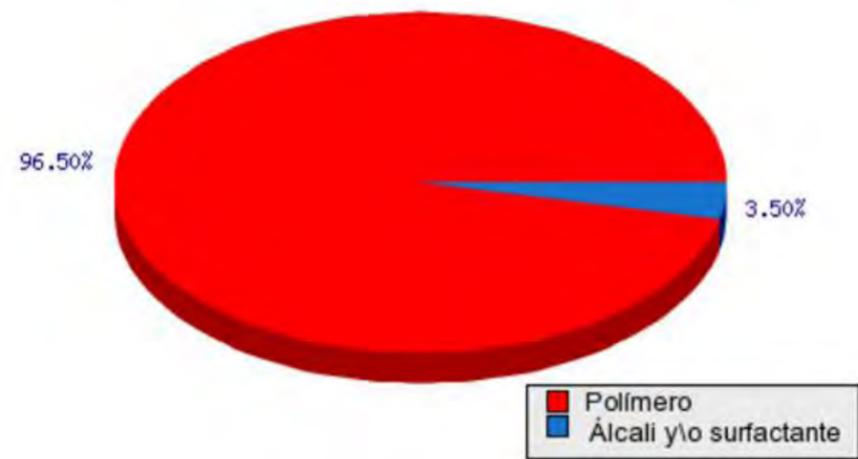


Figura 6. Resultados de la evaluación en el área de Petrocedeño, módulo de inteligencia Artificial ©SIJERM

Nuevamente se señala que la inyección de polímeros es la única de estas tecnologías que es considerada madura y de la cual se conocen casos exitosos en crudo extra pesado, como los casos canadienses que fueron incluidos en la base de datos para el desarrollo de la herramienta ©SIJERM.

Módulo de reglas Heurísticas

El módulo de reglas heurísticas arroja un resultado que consiste en una tabla de datos que muestra una serie de variables y observaciones sobre el proceso, los cuales en conjunto indican la aplicabilidad o no del método de recobro mejorado (MRM) analizado (Zamora, O. y Barrios, A, 2017). Al revisar las ventanas de aplicación se observa que los parámetros evaluados para cada proceso se clasifican en críticos y no críticos; cuando un parámetro crítico no se cumple, la herramienta arroja como resultado que el proceso no es aplicable.

Como se mencionó anteriormente en el módulo de reglas heurísticas se evaluaron dos procesos inyección de polímeros e inyección de surfactante polímero. En la figura 7 se muestran los datos de entrada utilizados para inyección de polímeros en el módulo de reglas heurísticas.

Proceso: Inyección de Polímero

La evaluación con el módulo de reglas heurísticas del proceso de inyección de polímeros indica que utilizando la viscosidad del crudo vivo el proceso aplica, solo en el caso de la variable Gravedad API la herramienta indica que no se tienen datos de campo reportados y en cuanto a la relación de movilidad con la inyección de polímero se busca disminuir esta relación (Ver figuras 7 y 8).



Figura 7. Datos de entrada para la evaluación del sector fluvial del yacimiento del área de Petrocedeño con el proceso inyección de polímero, módulo de reglas heurísticas ©SIJERM. Utilizando viscosidad de crudo vivo.

Variable	Estado	Observaciones
1.- Temperatura	✓	Adecuada recomendada por los expertos
2.- Permeabilidad	✓	Se le en caso de este reportado (1000 mD, arena en el campo Maritá, Ochoa)
3.- Viscosidad	✓	Se han realizado experimentos en campo exitosos, chequear otros parámetros como movilidad, temperatura, permeabilidad. Tres casos reportados otro de estos presentar viscosidad que se aproxime a 400 cP en el caso Petrolera Llanos, Cereales
4.- Saturación Petróleo	✓	Entre 40 y 80% aplica y se encuentra el mayor número de aplicaciones en campo
5.- Profundidad	✓	Recomendado por expertos
6.- Porosidad	✓	
7.- Gravedad API	✗	No se tienen datos de campo para recomendar este rango
8.- Retención de Movilidad	✗	
9.- Salinidad de la Formación	✓	
10.- Arenisca o Carbonatosa?	✓	
11.- Cliza de Gas	✓	
12.- Arcillas	✓	
13.- Acidos	✓	

Figura 8. Resultados de la evaluación del sector fluvial del yacimiento del área de Petrocedeño con el proceso inyección de polímero, módulo de reglas heurísticas ©SIJERM Utilizando viscosidad de crudo vivo.

Proceso: Inyección de Surfactante-Polímero

En el caso del proceso de inyección de surfactante-polímero la herramienta da como resultado que el proceso no aplica (ver figuras 9, 10) con 3 parámetros que no cumplen con las condiciones establecidas. De estos parámetros solo la viscosidad es una variable crítica y no cumple para ninguno de los casos viscosidad de crudo vivo o viscosidad de crudo muerto, debido a que el límite establecido en la ventana de aplicación es <40cP restringiendo el proceso prácticamente solo a crudos livianos. Sin embargo como se mencionó anteriormente esta tecnología aún se encuentra en investigación y se han reportado casos exitosos a nivel de laboratorio para crudos extra pesados, siendo el costo de los químicos el mayor riesgo presentado.

Estudios		
Jerarquización Con Reglas Heurísticas		
Tipo de Proceso:	Inyección de Surfactante y P.	
Parámetros de Entrada		
Porosidad:	30	%
Permeabilidad:	20000	mD
Profundidad (Crítico):	1250	pies
Temperatura (Crítico):	122	°F
Saturación del Petróleo:	75	%
Gravedad API:	8	°API
Viscosidad (Crítico):	1840	cP
Arcillas (Crítico):	<input type="radio"/> sí <input checked="" type="radio"/> no	
Arenisca:	<input type="radio"/> sí <input checked="" type="radio"/> no	
<input type="button" value="Analizar"/>		

Figura 9. Datos de entrada para la evaluación del sector fluvial del yacimiento del área Petrocedeño con el proceso inyección de surfactante-polímero, módulo de reglas heurísticas ©SIJERM. Utilizando viscosidad de crudo vivo.

Variable	Estado	Observaciones
1.- Temperatura	✓	
2.- Permeabilidad	✓	No se tienen datos de campo
3.- Viscosidad	✗	No hay casos reportados en campo
4.- Saturación Petróleo	✓	Recomendado por los expertos
5.- Profundidad	✓	
6.- Porosidad	✓	
7.- Gravedad API	✗	
8.- Arenisca	✗	
9.- Arcillas	✓	

Figura 10. Resultados de la evaluación del sector fluvial del yacimiento del área Petrocedeño con el proceso inyección de surfactante-polímero, módulo de reglas heurísticas ©SIJERM. Utilizando viscosidad de crudo vivo.

Con el desarrollo de nuevas formulaciones que se ajusten a las condiciones de yacimientos de crudo pesado podría ampliarse el rango de aplicabilidad para este tipo de tecnología.

Generación de Mapas

Se elaboró un mapa por cada arena perteneciente al sector fluvial del yacimiento del área de Petrocedeño para determinar la zona más adecuada para la evaluación de la inyección de químicos (figuras 11, 12 y 13).

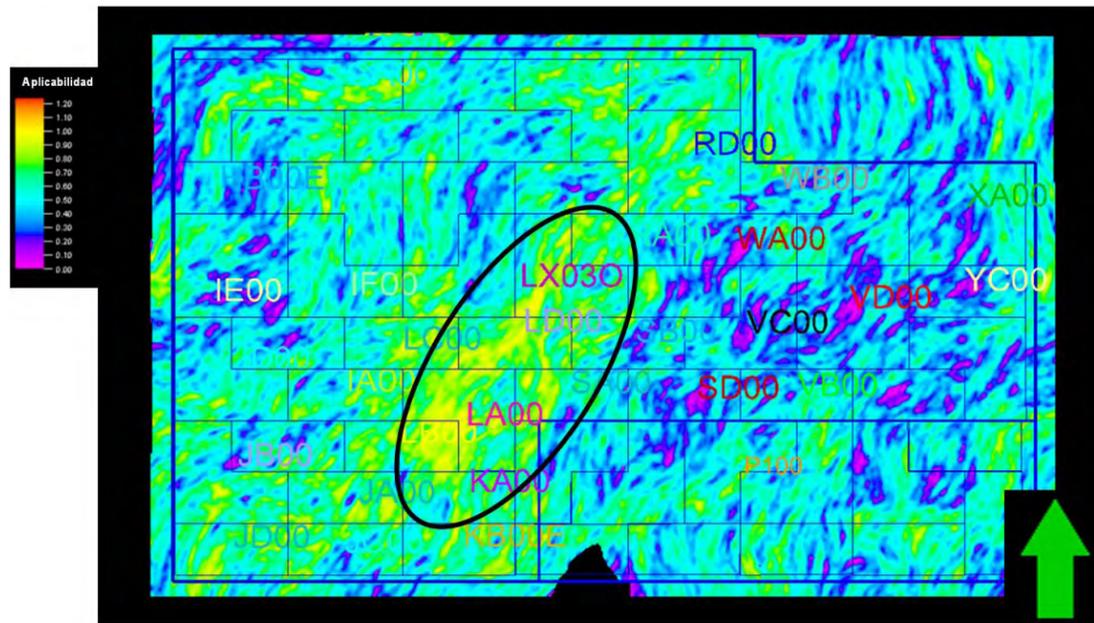


Figura 11. Mapa tecnológico Arena D1

Para la arena D1 las zonas que se ajustan mejor a los parámetros definidos se ubican en la parte central, en macollas cuya producción corresponde a los inicios del desarrollo del área, en algunos pozos ubicados en esta zona se manejan cortes de agua muy altos (>50%) que pueden ser inconvenientes para la implementación de un proyecto de recuperación mejorada con inyección de químicos. Adicionalmente la máxima coloración alcanzada es amarilla, lo que indica que no todos los parámetros solicitados se cumplen.

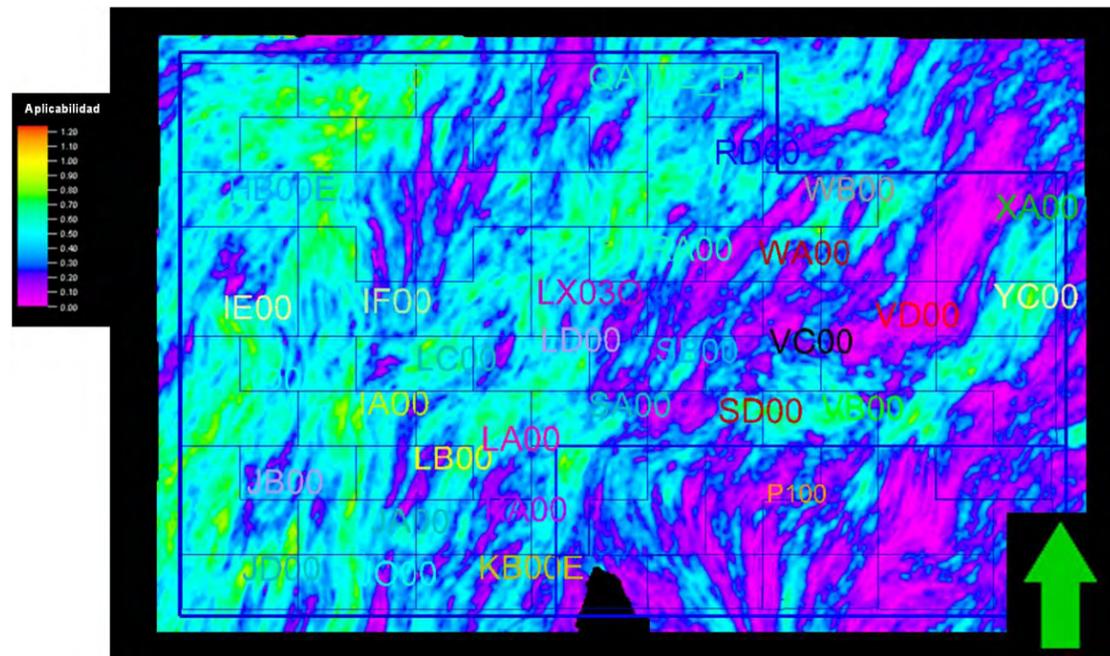


Figura 12. Mapa tecnológico Arena D2

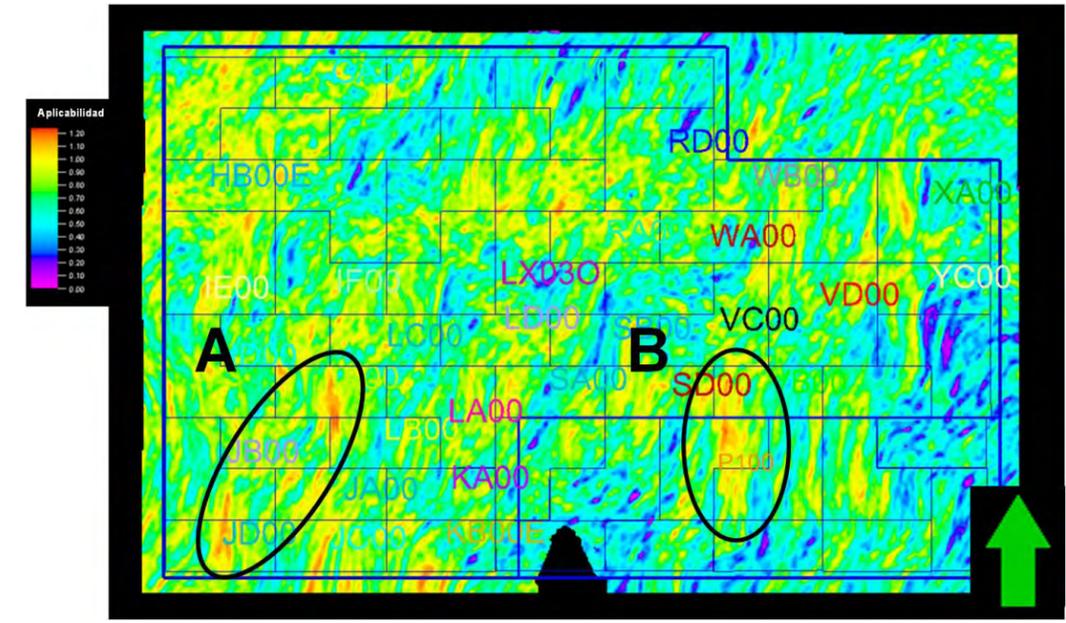


Figura 13. Mapa tecnológico Arena D3

En el mapa correspondiente a la arena D2 se observa un escenario mucho más desfavorable que en el anterior ya que en ningún sector se alcanza a cumplir con todos los parámetros requeridos, se resaltan algunas áreas en la parte suroeste del mapa y un pequeño sector en la parte centro este donde se alcanzan algunas coloraciones amarillas sin embargo, esta arena se descarta como objetivo ya que se obtuvieron resultados considerablemente mejores en otras zonas del fluvial.

El mapa de la arena D3 presenta el mejor ajuste a los parámetros solicitados para el Screening. Con algunas zonas que muestran coloraciones rojizas donde se cumple con todos los filtros aplicados y evidenciando las buenas calidades del yacimiento en este sector. Destacan dos sectores, la primera zona A, corresponde a macollas cuya producción data de los inicios del desarrollo del área y donde se han realizado distintas campañas de extensión por lo que la historia de producción es larga (>10 años), adicionalmente se han reportado pozos con alto corte de agua que indican la canalización del yacimiento hacia esta zona, sin embargo es un buen candidato para evaluar un proceso de inyección de químicos tomando en cuenta los riesgos asociados.

La zona B se ubica en la parte centro-sur y las macollas de este sector fueron perforadas durante las últimas campañas de desarrollo realizadas en el área por lo que tienen un historial de producción corto (4 años) adicionalmente, hasta la fecha los pozos poseen un corte de agua bajo <10% y aún se mantienen condiciones de presión inicial (≈500 psi). Por otro lado la zona B es la más cercana a la macolla donde se llevó a cabo la prueba piloto de inyección de polímeros para el sector deltaico del área Petrocedaño por lo que se debe considerar que los costos asociados a la extensión de facilidades de superficie podrían disminuir.

Partiendo de lo anterior se seleccionó la zona B de las arenas D3, como zona objetivo para la evaluación de la inyección de químicos como método de recuperación mejorada y se procedió a evaluar las propuestas de pozos inyectoras (ver figura 14).

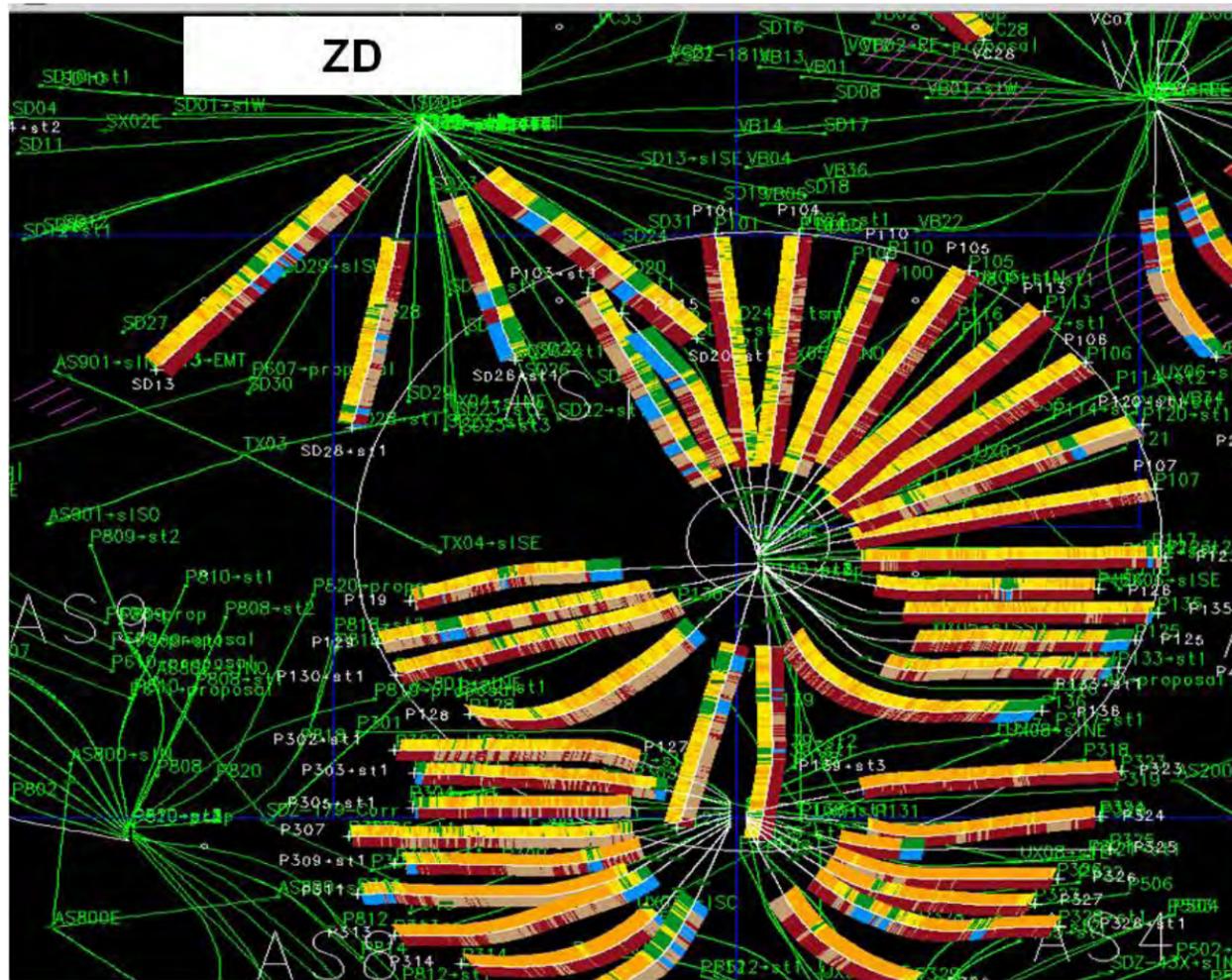


Figura 14. Mapa tecnológico Arena D3

La macolla seleccionada posee 39 pozos perforados de los cuales 28 se ubican en el fluvial y 22 en la arena D3 con un patrón de perforación mixto algunos pozos radiales y algunos pozos paralelos por lo que para una propuesta preliminar, en primera instancia se evaluó colocar un pozo in fill (interesparado) que se ubicara en la arena D3 y cumpliera con los requerimientos de espaciamento mínimo utilizando los programas computacionales disponibles en Petrocedeno para evaluar riesgos de colisión y la planificación de la perforación. Considerando las recomendaciones señaladas en la perforación de pozos inyectores para la prueba piloto en el deltaico, el menor espaciamento reportado a nivel de la zapata respecto a los pozos productores, es de 360 pies.

Como resultado se obtuvo la propuesta del pozo T1-40 inyector, el cual posee un azimut de 144,93° y se ubica entre los pozos T1-36 y T1-33 propuestos como pozos productores ver figuras 15, 16 y 17.

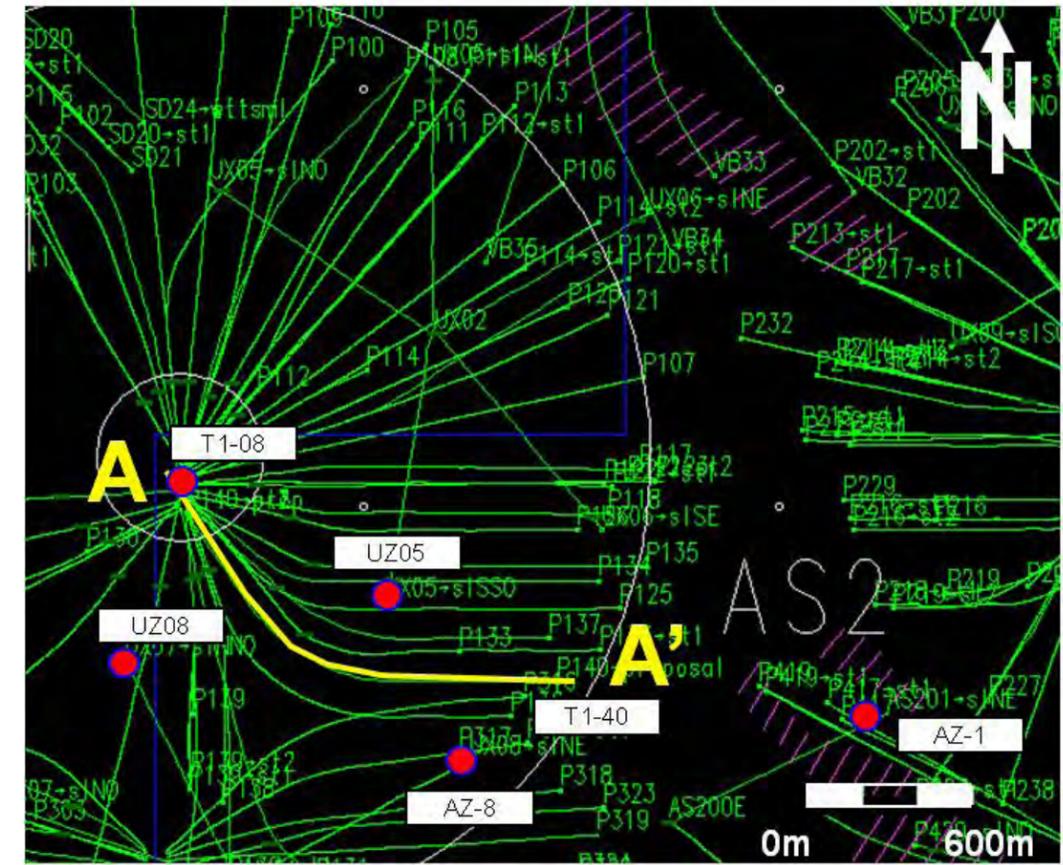


Figura 15. Vista en planta del pozo T1-40

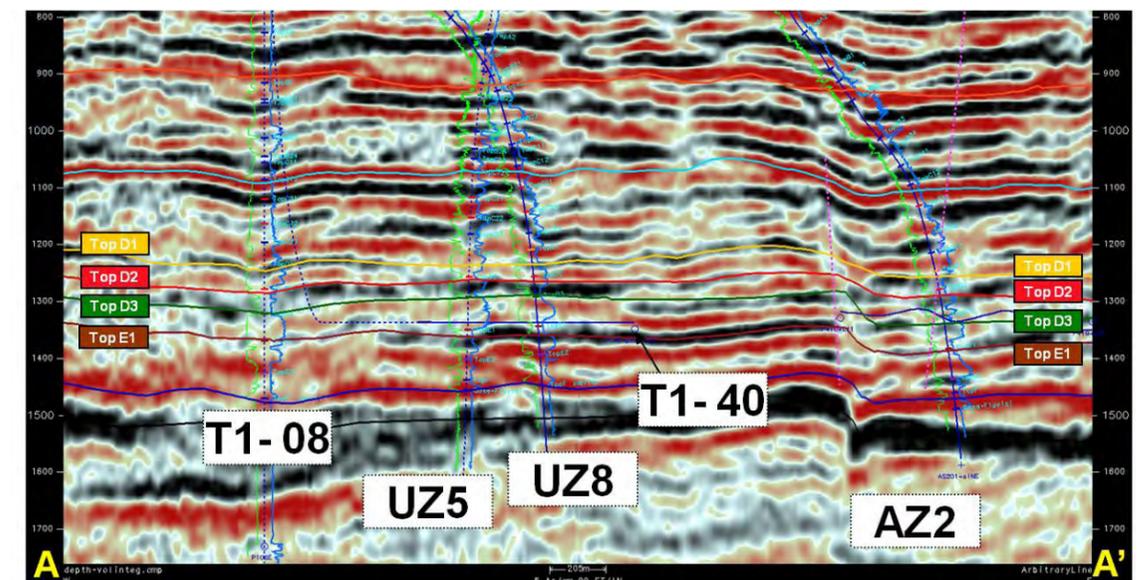


Figura 16. Línea sísmica con la ubicación del pozo T1-40

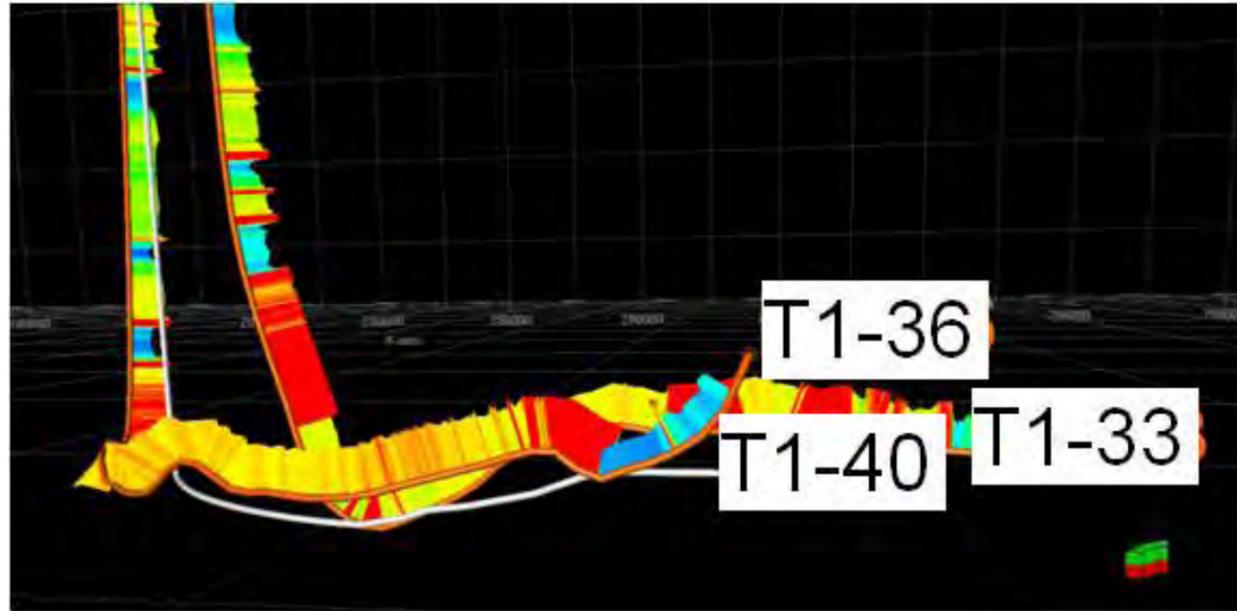


Figura 17. Vista 3D del pozo T1-40 inyector donde se observan los dos pozos productores T1-36 y T1-33

CONCLUSIONES

La arena D3 de la zona fluvial del yacimiento del área de la empresa mixta Petrocedeño es la más adecuada para la implementación de un proceso de recuperación mejorada con Inyección de Surfactante-Polímero según lo observado en los mapas tecnológicos obtenidos.

Para la zona fluvial del área de Petrocedeño se propone, la macolla T1 para evaluar la inyección de químico utilizando como pozo inyector el Pozo T1-40 y como pozos productores los pozos T1-36 y T1-33.

La propuesta del pozo T1-40 servirá como referencia para el escalamiento de la simulación en trabajos posteriores a este, pero también puede evaluarse la transformación de pozos productores actuales a pozos inyectores, siempre y cuando la relación costo-beneficio sea favorable.

RECOMENDACIONES

Se recomienda evaluar la relación costo beneficio entre perforar un nuevo pozo inyector o transformar pozos de productores a inyectores para la aplicación de la tecnología en la macolla seleccionada.

REFERENCIAS

- ALBOUDWAREJ, H., Felix, j., Taylor, S., Badry, R., Bremner, C., & Brough, B. Highlighting Heavy Oil. Oilfield Review, 2006.
- ALVARADO, V., & Marinque, E. Enhanced Oil Recovery, field Planing and Development Estrategies. Burlington: Elsevier, 2010.
- CASTILLA, L. y Gammiero, A. "Ventana de aplicación para los métodos químicos de recuperación mejorada". Informe Técnico Nro. INT-13834,2011 . PDVSA Intevep. Diciembre 2011.
- DELAMAIDE, E. Polymer Flooding of Heavy Oil-from Screening to Full field Extension. SPE 171105-Ms , 2014, pp 24-26.
- DELAMAIDE, E. Exploring the upper limit of oil viscosity for polymer flood in heavy oil. SPE-190180-MS. 2018.
- MARTINIUS, A., Hegner, J., Kaas, I., Bejarano, C., Mathieu, X., & Mjos, R. (2012). Sedimentology and depositional model for the Early Miocene Oficina Formation in the Petrocedeño Field (Orinoco heavy - oil belt, venezuela). Marine and Petroleum Geology 35 , 354-380.
- MUS, E., Lefebvre, A., Gleizes, J., Anfray, J., Mosto, S., & Foucault, H. Petrocedeño polimer injection field test. Reporte de Pre proyecto Total Oil & Gas Venezuela y Petrocedeño, 2011.
- PDVSA - CVP. Integración regional de la Faja Petrolífera del Orinoco. Proyecto Magna Reserva, 2009.
- ZAMORA, O., Barrios, A., (Abril, 2017), Sistema de Jerarquización y Evaluación de Métodos de Recobro Mejorado. PDVSA-INTEVEP.

ARTÍCULO

71-89

ESTUDIO DE LA ESTABILIDAD DE LOS TRAZADORES SINTÉTICOS (NSA) EN PRUEBAS ESTÁTICAS A pH ÁCIDOS

RESUMEN

Los sulfonatos de naftaleno (NSA) fueron evaluados a partir de las pruebas estáticas para determinar su estabilidad térmica, la partición entre crudo/ agua y la adsorción en el medio poroso a pH ácidos 5,5 y 6,5, con el objetivo de determinar su potencial como trazador conservativo para el proyecto de recuperación secundaria de la Empresa Mixta (EM) Petroboscán. Los resultados obtenidos después de realizar las pruebas estáticas indican que los sulfonatos de naftaleno presentaron una buena estabilidad térmica reduciendo su concentración inicial levemente por debajo del 10%. En los estudios de partición la concentración de los trazadores disminuyó ligeramente en un rango entre el 10 y 15% y mostraron una adsorción considerable en el medio poroso, en promedio 50% a pH 6,5 y 70% a pH 5,5 con respecto a la concentración original. Esta reducción de las concentraciones de los trazadores se le adjudica al efecto que tiene el pH ácido tanto sobre la superficie del crudo como en la sílice, cargando ambas superficies positivamente produciendo una fuerza de atracción con el trazador aniónico. Por tal motivo, se considera que los sulfonatos de naftaleno presentan limitaciones para su uso como trazador conservativo a pH ácidos.

Palabras clave: Trazadores, sulfonatos de naftaleno (NSA), recuperación secundaria.

ABSTRACT

Naphthalene sulfonates were evaluated from static tests to determine their thermal stability, partitioning between crude oil/water and adsorption in the porous medium at acidic pH 5.5 and 6.5, with the objective of determining their potential as a conservative tracer for the Petroboscan joint venture in it secondary recovery project. The results obtained after static tests indicate that the naphthalene sulfonates presented good thermal stability reducing their initial concentration slightly below 10%. In partitioning studies, the concentration of the tracers decreased slightly in a range between 10 and 15% and showed a considerable adsorption in the porous medium, on average 50% at pH 6.5 and 70% at pH 5.5 with respect to the original concentration. This reduction in tracer concentrations is due to the effect that the acid pH has on the surface of the crude oil as well as on the silica, charging both surfaces positively, producing an attractive force with the anionic tracer. For this reason, it is considered that naphthalene sulfonates presents limitations for their use as a conservative tracer at acidic pH.

Keywords: Tracers, naphthalene sulfonate (NSA), secondary recovery

¹Delfin Rivas²Daniela Rodríguez³Manuel Olivo⁴Yolarbis Esparragoza¹Freddy Negrón¹Miriam Díaz¹Yohana Agüero¹Gerencia de Investigación Estratégica en Exploración²Gerencia de Investigación Estratégica en Producción³Gerencia de Química Analítica⁴Gerencia de Exploración

PDVSA Intevep

INTRODUCCIÓN

La industria petrolera emplea los trazadores desde la década de los años 60, especialmente, en agua por ser el principal fluido de inyección utilizado durante los procesos de recuperación secundaria y mejorada de hidrocarburos, de manera de garantizar una caracterización más profunda del yacimiento que permita reducir la incertidumbre para facilitar la toma de decisiones en las estrategias de producción.

La información que se puede obtener de las curvas de producción de los trazadores ofrece datos únicos sobre el yacimiento. Los resultados se utilizan para determinar la comunicación entre pozos, caudales, eficiencia de barrido, estratificación, canalización y saturación residual de crudo, entre otras características del yacimiento. La selección y campaña de seguimiento del trazador depende de la aplicación y objetivos del proyecto (Meza 2014).

Comúnmente, los ácidos clorobenzóico y fluorbenzóico (FBA) son algunos de los más utilizados en la industria, especialmente como trazadores conservativos en fase acuosa (Bowman 1984), no obstante, algunos de estos trazadores han mostrado rápida degradación por encima de los 125°C especialmente en presencia de oxígeno (Adams, et al., 1986). Sin embargo, existen otras moléculas que han mostrado mayor estabilidad térmica que son los sulfonatos de naftalenos (NSA) que han sido utilizados como trazadores en yacimientos geotermales, mostrando una estabilidad térmica en condiciones simuladas en laboratorio en un rango de temperatura entre 310°C y 350°C, que se le atribuye a la presencia de los dos anillos aromáticos de naftaleno y la resonancia con el grupo sulfonato, además se han logrado detectar en el orden de parte por trillón (ppt) alcanzado por cromatografía líquida de alta resolución (HPLC) (Rose, et al., 2001). Al mismo tiempo, los NSA tienden a ser más económicos, con un costo en promedio de 80\$ por kg mientras que los FBA están en el rango de los 80 y 480\$ por kg (Spilker, et al., 2016).

El objetivo de este trabajo consistió en realizar las pruebas estáticas de las 5 sales de sulfonatos de naftaleno sódico (2,6 NSA; 1,5 NSA; 2,7 NSA; 1,6 NSA y 1,3,5 NSA) a pH ácidos 5,5 y 6,5, para su posible consideración como potenciales trazadores conservativos en el proyecto de recuperación secundaria de la EM Petroboscán.

ÁREA DE ESTUDIO

Este estudio fue realizado como aporte al esquema de recuperación mejorada de hidrocarburos, definido por la EM Petroboscán que opera en el Campo Boscán (POES 36.836.678 MBN, 10,1°API, segregación BOSCAN), situado 40 km al suroeste de la ciudad de Maracaibo, Estado Zulia, como se muestra en la Figura 1. El trabajo consistió en la evaluación de posibles candidatos a trazadores sintéticos a emplear en el área, como herramienta de monitoreo y supervisión del yacimiento.

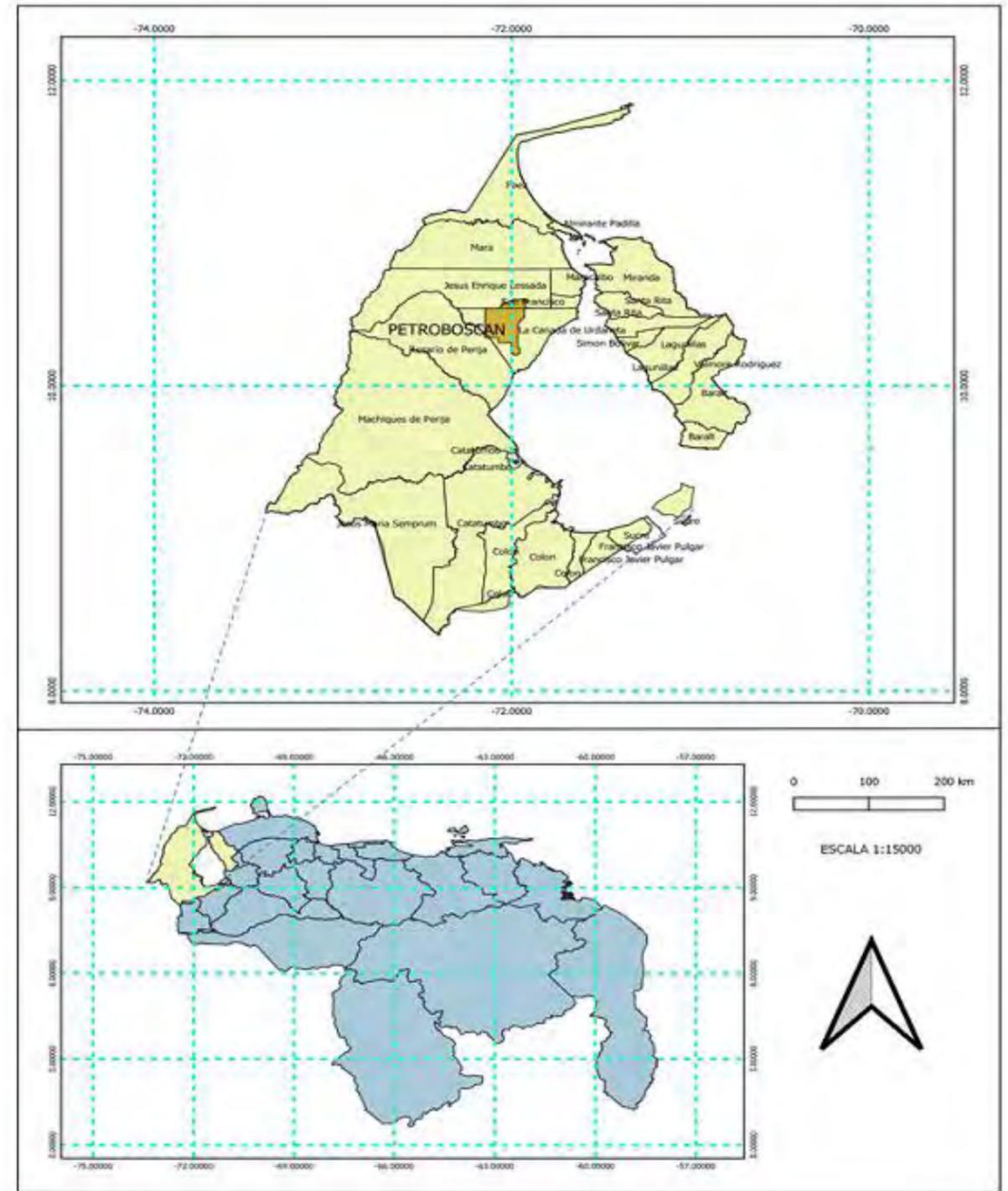


Figura 1. Ubicación del Campo Boscán EM Petroboscán

INTRODUCCIÓN PARTE EXPERIMENTAL

Pruebas estáticas

Las pruebas estáticas fueron diseñadas para evaluar las sales de Sulfonatos de Naftaleno (NSA) Sódicos (2,6 NSA; 1,5 NSA; 2,7 NSA; 1,6 NSA y 1,3,5 NSA) como trazadores conservativos, y fundamentalmente se plantearon ensayos para determinar su estabilidad térmica, partición entre crudo/agua y adsorción en el medio poroso. En la Figura 2, se observan las estructuras de las sales de sulfonatos de Naftaleno (NSA) utilizadas en las pruebas estáticas.

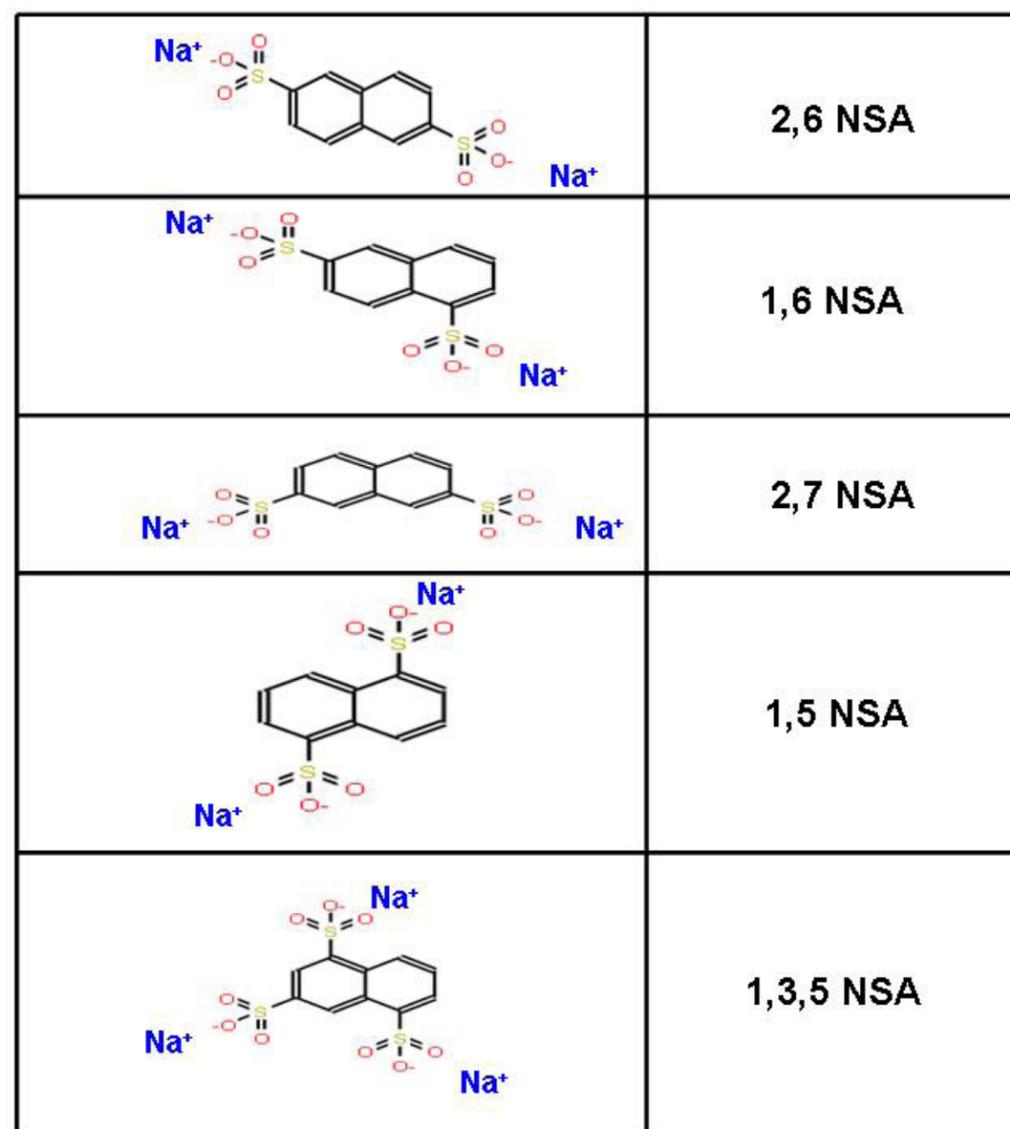


Figura 2. Estructuras de las moléculas de sulfonatos de naftalenos evaluadas

Las sales de Sulfonatos de Naftalenos (NSA) fueron enviadas directamente por el laboratorio de Energy Technology Center (ETC) de Chevron en Houston, Texas (Socio B de la EM Petroboscán) a PDVSA Intevep Sede Los Teques, Estado Miranda. Las muestras de arena, agua de formación y crudo se obtuvieron de la EM Petroboscán rotuladas como PLD-3. En la Figura 3, se observa el flujo de trabajo al llegar las muestras al laboratorio, que consistió en lavar la arena con una mezcla metanol/acetona, para su posterior secado y tamizado a 40 mesh, además, se caracterizó por difracción de rayos X (DRX) y se determinó su potencial zeta a diferentes pH. El crudo se deshidrató y el agua sintética se preparó a partir de la caracterización del agua de formación.

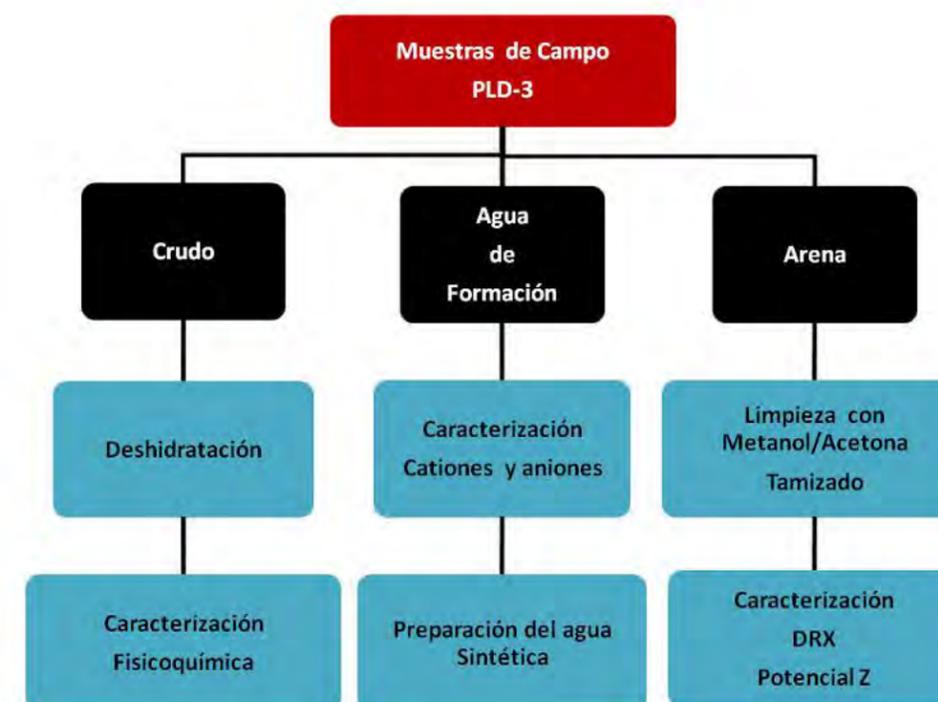


Figura 3. Flujo de trabajo inicial para el pretratamiento de las muestras.

Básicamente, las pruebas estáticas se dividieron en 2 (dos) conjuntos de experimentos en función de los pH 5,5 y 6,5. Las concentraciones iniciales y finales de las sales de NSA evaluadas fueron medidas por espectrometría de fluorescencia en el equipo Jasco FP-600 Spectrofluorometer.

Las cinco (5) sales de NSA (2,6 NSA; 1,5 NSA; 2,7 NSA; 1,6 NSA y 1,3,5 NSA) fueron evaluadas mediante los ensayos de: a) estabilidad térmica, b) partición entre crudo/agua y c) adsorción en el medio poroso, a dos (2) pH diferentes (5,5 y 6,5). Para los experimentos de estabilidad térmica se colocaron 8 mL de cada uno de los NSA en una ampolla de vidrio a tres concentraciones diferentes 2, 20 y 200 ppm, posteriormente se purgó con N₂ con el fin de crear una atmosfera inerte para sellarla y seguidamente se colocaron las ampollas en una estufa a 85°C por 4 semanas. En los ensayos de partición el procedimiento fue similar, con la diferencia que en las ampollas se colocaron una relación 1:1 de solución acuosa del trazador y crudo, específicamente 8 mL de cada uno e igualmente con los experimentos de adsorción; se mantuvo la misma relación adicionando 6 gramos de arena en cada una de las. Todos los experimentos se realizaron por duplicado y después de culminar las 4 semanas, se procedió a la apertura de las ampollas donde se extrajo cuidadosamente la fase acuosa para el análisis de la concentración del trazador mediante la

espectrometría de fluorescencia. En la Figura 4, se observa el esquema experimental que se utilizó para la evaluación de los diferentes trazadores de NSA.

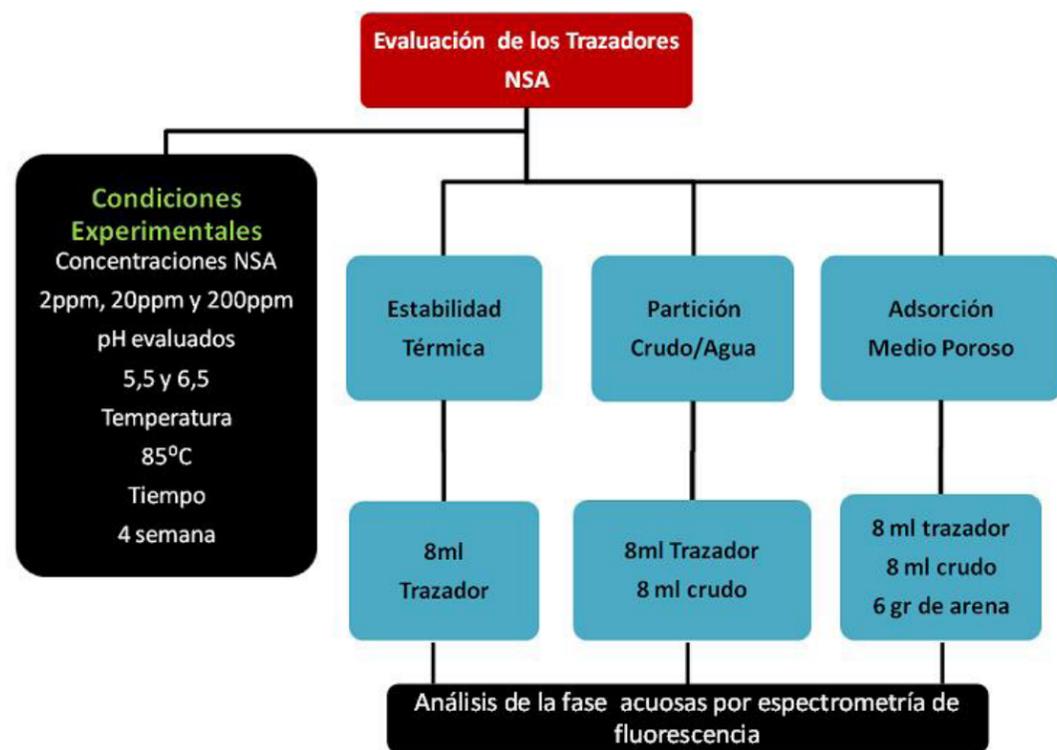


Figura 4. Esquema experimental para la evaluación de los diferentes trazadores de NSA

En la Figura 5 se representa el procedimiento experimental que se utilizó para la evaluación de los NSA, donde se observan los diferentes dispositivos, montajes y materiales que se utilizaron.

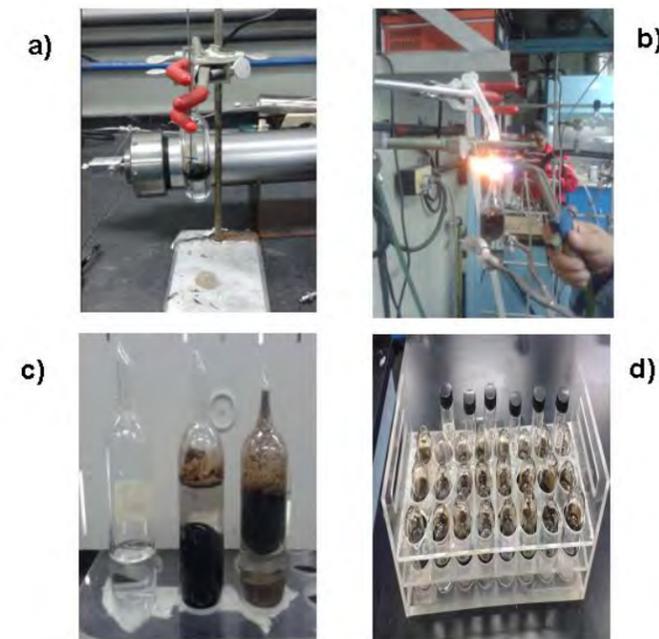


Figura 5. Representación del Procedimiento experimental a) introducción de la muestras, b) purga con nitrógeno y sellado de la ampolla, c) ampollas selladas en atmosfera inerte, para ser colocas en la estufa a 85°C por 4 semanas (estabilidad térmica, partición y adsorción) y d) apertura de las ampollas (extracción de la fase acuosa para ser medida la concentración final de los NSA por medio de la espectrometría de fluorescencia)

En la Tabla 1 se muestra el resumen de las condiciones experimentales a las que fueron sometidas las sales de Sulfonatos de Naftaleno (NSA) en las pruebas estáticas a tres pH diferentes.

Parámetros evaluados	Concentraciones de las diferentes sales (NSA)			pH	Temperatura	Tiempo
	2 ppm	20 ppm	200 ppm			
Estabilidad térmica				5,5 6,5	85°C	4 Semanas
Partición en crudo						
Adsorción Medio poroso						
Ensayos por trazador	18 Ensayos			Total de Ensayos por pH	180 ensayos	
Ensayos por los 5 trazadores	90 Ensayos					

Tabla 1. Ventana de aplicación final para la elaboración del mapa tecnológico.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

CARACTERIZACIÓN DEL CRUDO, AGUA DE FORMACIÓN Y MEDIO POROSO

Crudo

En la Tabla 2 se muestran las propiedades fisicoquímicas del crudo Boscán, proveniente del pozo PLD-3, obtenidos mediante los análisis realizados por laboratorios de la Gerencia de Química Analítica (STQA) de PDVSA Intevep, observándose que corresponde a un crudo pesado debido a su gravedad API y los bajos porcentajes de las fracciones de saturados y aromáticos. También, posee alto contenido de azufre. La movilidad del crudo a condiciones de yacimiento es moderada debido a la viscosidad que presenta. El valor del número ácido es alto y en un futuro es un buen candidato para recuperación mejorada por medio de la adición de un álcali debido a la potencialidad que existe de activar sus surfactantes naturales.

Crudo	Boscán
Pozo	PLD-3
Gravedad API	10,5°
Densidad	0,9984 g/ml
Contenido de Azufre	5,52 % p/p
Contenido de Nitrógeno	6013-6395 ppm
Contenido de Níquel	150,00 ppm
Contenido de Vanadio	1200,01 ppm
Contenido de Agua	0,45 % p/p
N° ácido	1,10 mg KOH/g crudo
Viscosidad (yacimiento)	150-350 cps
Saturados	10 % p/p
Aromáticos	23 % p/p
Resinas	48 % p/p

Tabla 2. Propiedades fisicoquímicas del crudo Boscán

Agua de formación

La composición química del agua sintética identificada como PLD-3 se observa en la Tabla 3, la cual se preparó a partir de la caracterización del agua de formación realizada por EM Petroboscán, su composición química es característica de las aguas de formación bicarbonatada sódica según la clasificación de Sulin y están ampliamente asociadas a las acumulaciones de hidrocarburos (Sulin, 1946, Palmer, 1911).

Especies	Concentración (ppm)
NaHCO ₃	3018,5
Na ₂ SO ₄	59,3
CaCl ₂ .2H ₂ O	51,75
MgCl ₂ .6H ₂ O	64,85
NaCl	747,1

Tabla 3. Concentración de las especies del agua sintética

Medio Poroso

El análisis de difracción de rayos X de la muestra de roca PLD-3 es característico de una arena, mostrando diferentes señales correspondientes a las fases minerales decuarzo (92%), feldespato (4%), minerales de arcilla (3%) y calcita (1%), como se observa en la Figura 6.

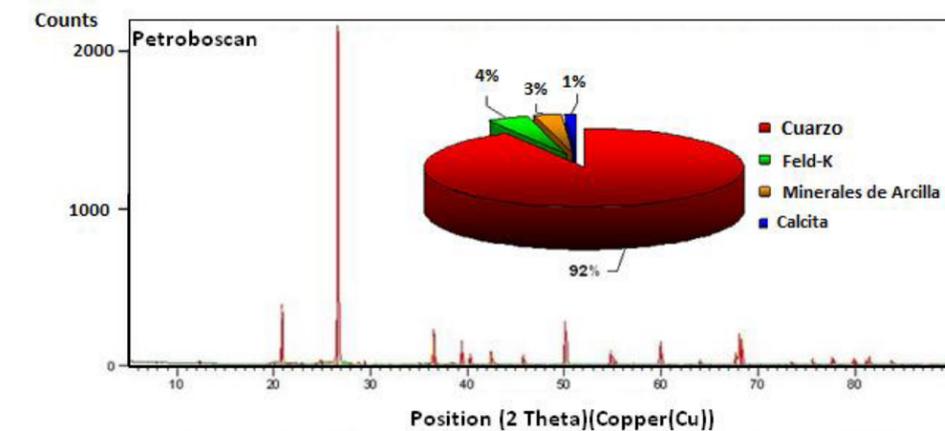


Figura 6. Difractograma de la arena PLD-3, Boscán

Además, por difracción de rayos X se identificaron y cuantificaron los minerales de arcilla en muestra orientada y luego sometida a atmósfera de etilenglicol. Estos representan un 3% del total de la muestra PLD-3, distribuido de la siguiente manera: 93% de Caolinita, 6% de Esmectita y 1% de Illita como se observa en la Figura 7.

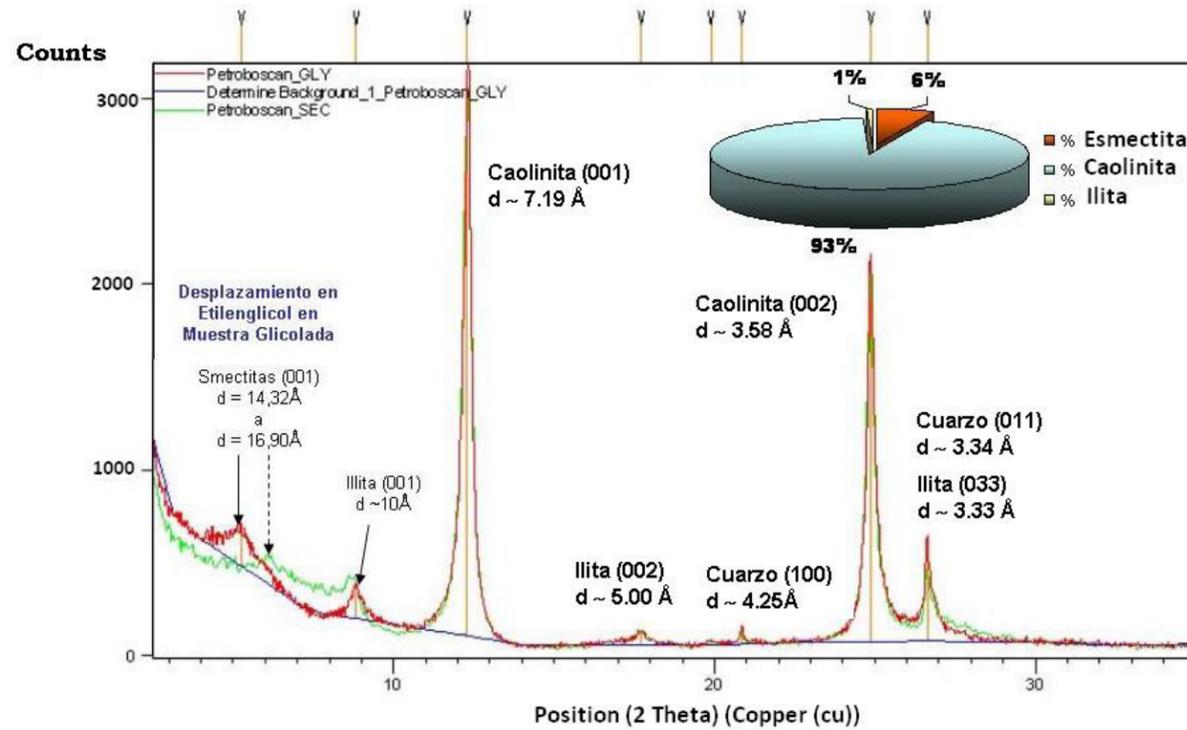


Figura 7. Difractograma de los minerales de arcillas presentes en la muestra PLD-3, Boscán

PRUEBAS ESTÁTICAS

Estabilidad térmica

Las cinco (5) sales de sulfonatos de naftalenos (2,6 NSA; 1,5 NSA; 2,7 NSA; 1,6 NSA y 1,3,5 NSA) mostraron buena estabilidad térmica a la temperatura de 85°C a las diferentes concentraciones evaluadas de 2, 20 y 200 ppm a pH de 6,5 por cuatro semanas de duración. La leve disminución de las concentraciones que se observan en la Figura 8 de algunos de los NSA evaluados, no supera el 10% de la concentración inicial y pudiera asociarse al error de la técnica analítica.

La apreciable estabilidad térmica de las sales de NSA, se debe a la presencia de los anillos aromáticos que proporcionan diferentes estructuras de resonancia que se conjuga con el sulfonato aportándole aún más estabilidad, confiriéndole una naturaleza refractaria a este tipo de moléculas. Debido a esto, en las dos últimas décadas, se han realizado diferentes investigaciones sobre la estabilidad térmica de los NSA para ser utilizados como trazadores geotermales, estos incluyen los trabajos con el ácido sulfónico de benceno (Adams et al., 1992); ácido disulfónico de naftaleno (NDS); y ácido trisulfónico de naftaleno (NTS) (Rose, et al., 1999, Rose, et al., 2001, Mountain y Winick 2012).

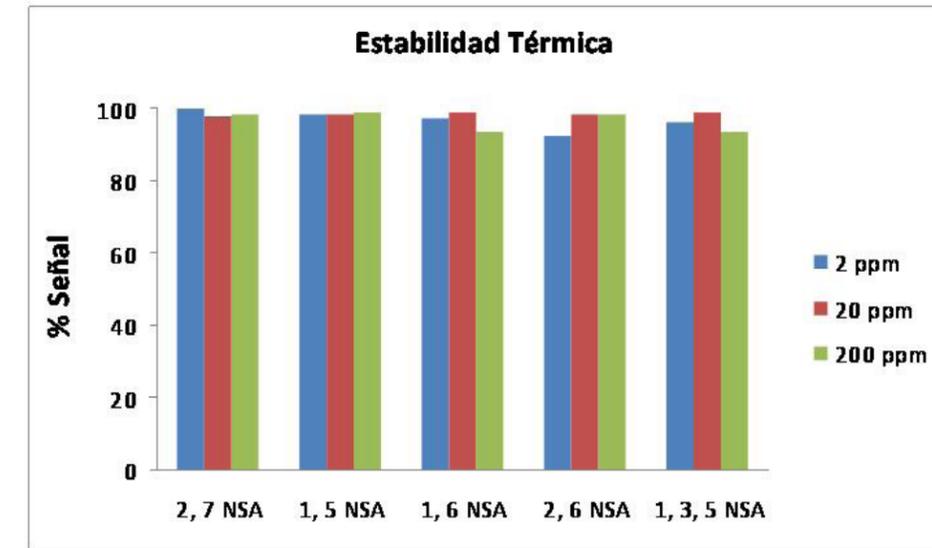


Figura 8. Variación de la concentración de los trazadores NSA después de 4 semanas a 85°C y pH 6,5

Partición crudo/agua

En las pruebas realizadas para estimar la partición de las sales de sulfonatos de naftalenos (2,6 NSA, 1,5 NSA, 2,7 NSA, 1,6 NSA y 1,3,5 NSA) entre el crudo/agua, se observó de manera general una disminución leve para todas las concentraciones evaluadas 2, 20 y 200 ppm de los NSA a la temperatura de 85°C por 4 semanas de duración, a los dos pH trabajados de 6,5 y 5,5 como se muestran en las Figuras 9 y 10 respectivamente. En promedio la concentración de los NSA disminuyó un 10 y 15 % con respecto a la concentración inicial. Además, no se observó la formación de emulsiones a ninguna de las concentraciones y pH trabajados.

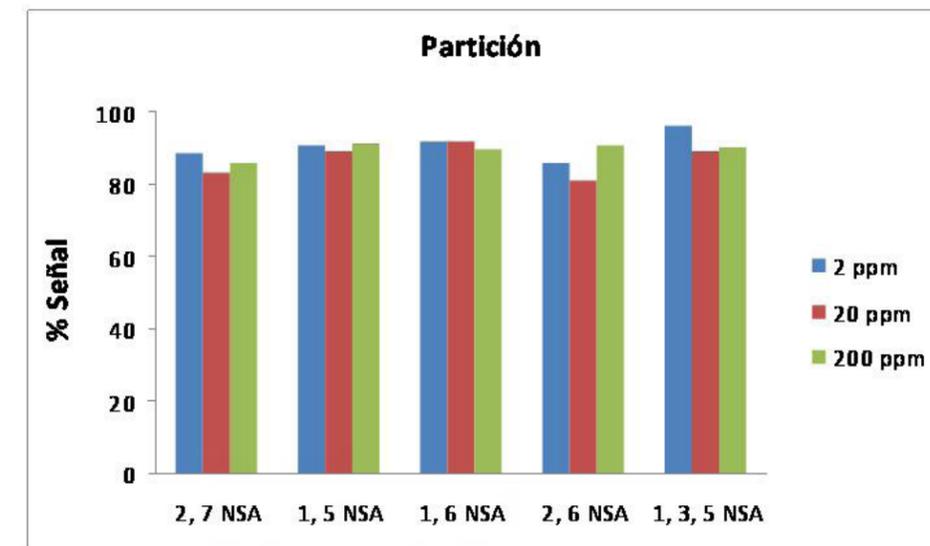


Figura 9. Variación de la concentración de los trazadores NSA después de 4 semanas a 85°C y pH=6,5; en contacto con el crudo

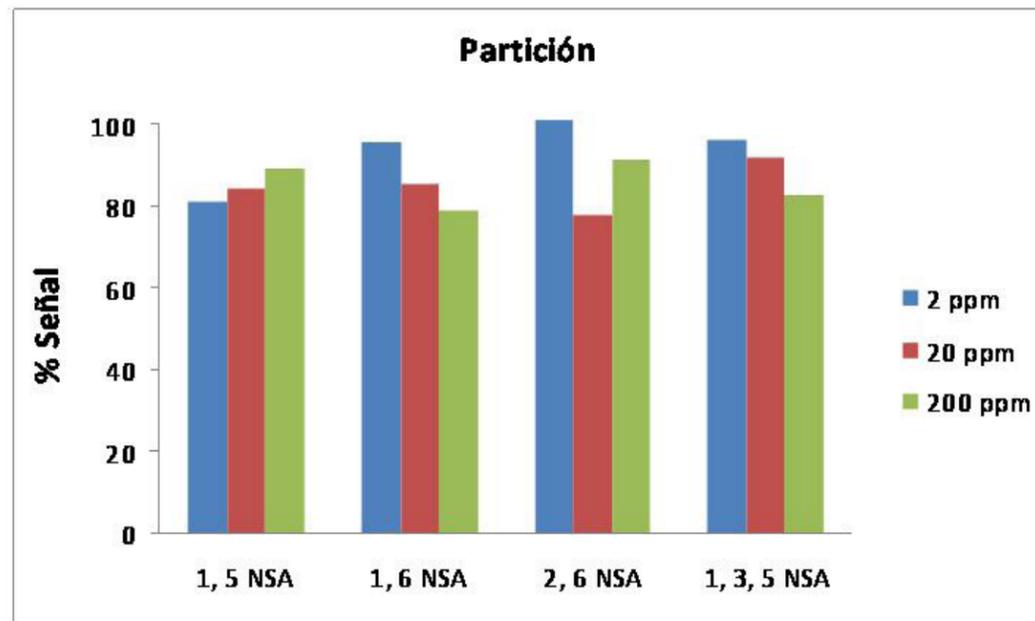


Figura 10. Variación de la concentración de los trazadores NSA después de 4 semanas a 85°C y pH=5,5; en contacto con el crudo

La disminución de la concentración de los NSA entre un 10 y 15% con respecto a la inicial, se debe principalmente a la atracción entre la carga negativa del anión sulfonato con la carga positiva que se forma en la superficie del crudo que está en contacto con la fase acuosa, debido a que en el crudo se encuentran especies polares en altas concentraciones especialmente en la fracción de las resinas y asfaltenos, por ejemplo, los grupos amino (R-NH₂) y carboxilo (R-COOH) se ionizan debido al pH y tienden a adquirir diferentes cargas dependiendo si es ácido o básico el pH de la fase acuosa (Velázquez y Pereira 2018), como se observa en la Figura 11.

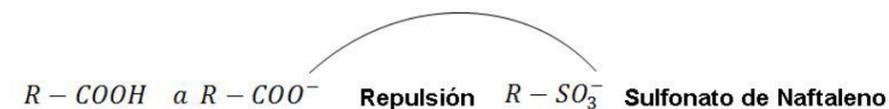
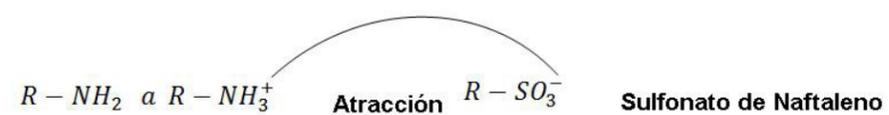


Figura 11. Representación esquemática del mecanismo de a) atracción y b) repulsión entre las especies ionizables del crudo y los NSA en función del pH de la fase acuosa

Otra explicación posible para la disminución de la concentración de los NSA en los ensayos de partición en crudo/agua, es debido a la misma naturaleza de las moléculas de NSA las cuales se pueden clasificar como surfactante por su estructura, presentando un grupo polar o hidrofílico (sulfonato-R-SO₃⁻) y el grupo apolar, naftaleno (hidrofóbico). En este caso el grupo apolar se puede estar solubilizando parcialmente en la fase del crudo provocando una disminución en la concentración de los NSA.

Adsorción en medio poroso

En los ensayos de adsorción en medio poroso o arena PLD-3, se observó una considerable disminución de la concentración de las sales de sulfonatos de naftalenos (2,6 NSA; 1,5 NSA; 2,7 NSA; 1,6 NSA y 1,3,5 NSA) como se muestran en las Figuras 12 y 13, para el pH 6,5 aproximadamente un 50% y 70% para el pH 5,5 con respecto a sus concentraciones iniciales de 2, 20 y 200 ppm, bajo las condiciones experimentales de 85°C y 4 semanas de duración. Además, la fase acuosa contentiva de los diferentes NSA se mantuvo en contacto entre el crudo y medio poroso, sin formación aparente de emulsiones.

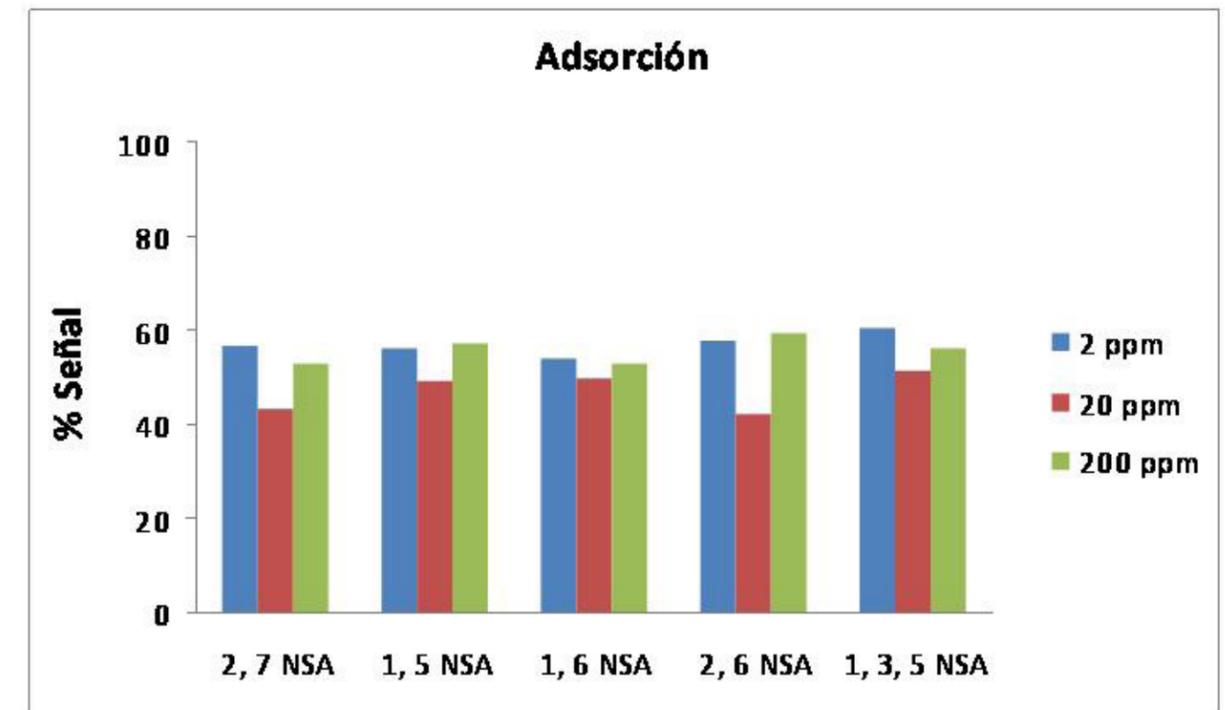


Figura 12. Variación de la concentración de los trazadores NSA después de 4 semanas a 85°C en contacto con el crudo y medio poroso a pH 6,5

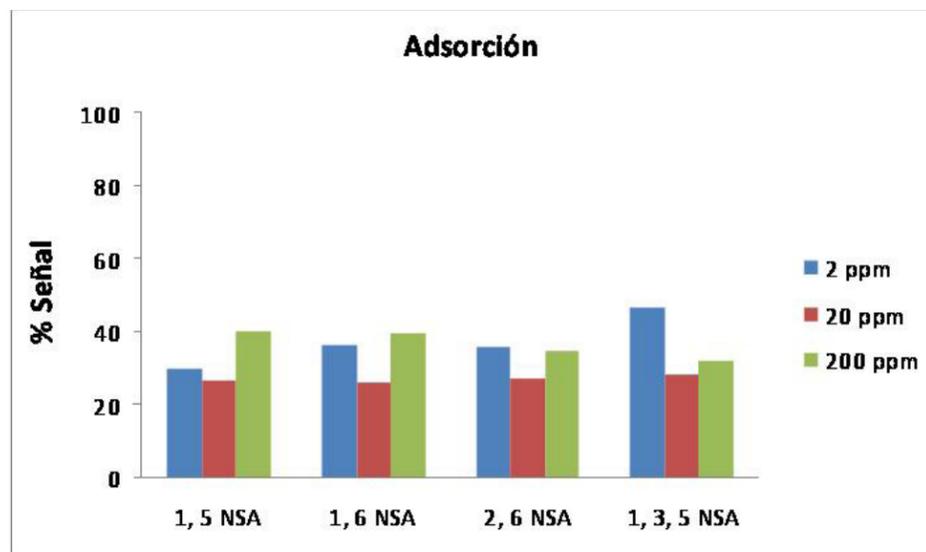
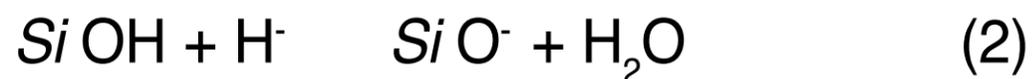


Figura 13. Variación de la concentración de los trazadores NSA después de 4 semanas a 85°C en contacto con el crudo y medio poroso a pH 5,5

Esta disminución de la concentración de las moléculas de NSA es evidencia de la adsorción en el medio poroso, el cual está formado por los minerales de cuarzo, sílice (92%), feldespato (4%), minerales de arcilla (3%) y calcita (1%), como se observa en la Figura 3. Fundamentalmente, el cuarzo o sílice es el mayor componente del medio poroso con el 92%, este óxido posee la propiedad de adsorber el agua en sus sitios ácidos (átomos de Si) produciendo de este modo grupo hidroxilo, lo cual le confiere a la superficie un carácter anfótero, y dependiendo del pH de la fase acuosa que está en contacto con la sílice, la superficie de la misma se carga, positiva a pH ácido y negativa a pH básico, como se muestra en las reacciones 1 y 2 (Santanu y Kartic 2004, Aramberri y Bismarck 2007, Alves y Baldo 2014).



Por tal motivo, la adsorción que se registró de los NSA en el medio poroso está relacionada con el efecto del pH sobre la superficie de la sílice (Pengxiang y Munehide 2016). En el caso de estudio, se trabajaron a pH ácidos 5,5 y 6,5 provocando que la superficie de sílice se cargara positivamente debido a la presencia de H⁺, provenientes del medio ácido, el cual induce la protonación del grupo hidroxilo formando una carga positiva, como se observa en la reacción 1, generando una atracción con la carga negativa del anión sulfonato (presente en los trazadores) produciéndose la adsorción en el medio poroso de los NSA evaluados. Este efecto del pH en la adsorción de los NSA sobre el medio poroso, se evidencia a un más a pH más ácido 5,5 donde la adsorción en el medio poroso fue mayor, representando un 70%, como se observan en las Figuras 12 y 13. Además, hay que tomar en cuenta que los valores de las concentraciones finales están afectada por el efecto de partición que está en el rango entre el 10 y 15%.

Otros componentes del medio poroso que pueden estar incidiendo en la adsorción de los NSA son los minerales de arcillas los cuales están presente en un 3% de la composición total como se observa en la Figura 6 y distribuido de la siguiente manera 93% de Caolinita, 6% de Esmectita y 1% de Illita como se muestra en la figura 7. Los minerales de arcillas tienen diferentes propiedades, entre ellas se encuentra su capacidad de adsorción en su estructura externa e interna esta última es debido a que existen arcillas capaces de exponer su estructura interna debido a su ordenamiento mineralógico compuestas por láminas de tetraedros de silicio y octaedros de aluminios dispuestas en una relación 2:1 es decir una capa octaédrica unida a dos capas tetraédricas (TOT) con cationes intercambiables por ejemplo la Esmectita, esta configuración laminar y su naturaleza química de sólidos no estequiométricos induce a la presencia de una carga neta negativa la cual buscara ser compensada por cationes en los espacios interlaminares, estos forman enlaces débiles facilitando el intercambio con moléculas polares, provocando una apertura o una expansión entre las láminas mejorando su capacidad de adsorción (Moore y Reynolds 1997).

En el medio poroso estudiado existen tres minerales de arcilla que presentan diferente capacidad de adsorción debido a su estructura mineralógica, composición química e iones intercambiables. El orden de adsorción de los minerales de arcillas de mayor a menor es Esmectita > Illita > Caolinita (MacBride 1994) indicando que las que presentan mejores propiedades para la adsorción están en menores proporciones en el medio poroso como la Esmectita e Illita que tiene una distribución global de 0,18% y 0,03% respectivamente, esto limita la adsorción de los NSA especialmente la cantidad, además, se ha demostrado que la Esmectita en condiciones naturales su carga neta es negativa provocando repulsión con aniones tipo sulfonato dificultando su adsorción (Amirianshoja, et al., 2013). Por tal motivo, la presencia de estos minerales de arcillas tienen una incidencia secundaria o de menor importancia en la adsorción de los NSA en el medio poroso (Sajkowski, et al., 2018).

Todo este comportamiento es corroborado por el estudio de potencial Z que se le realizó al medio poroso, donde se determinó que la carga de la superficie de la sílice es neutra a pH 8,2; es decir a pH más alto o básico la carga de la superficie de la sílice es negativa y a pH más bajo o ácido la carga de la superficie es positiva, como se observa en la Figura 14, totalmente en concordancia con el comportamiento de los NSA en los ensayos de adsorción, donde se respalda que la adsorción mostrada por los NSA es debida a que la superficie de la sílice es positiva en función del pH y mientras más ácido más positiva es la superficie, y mayor es la adsorción. Además, como se explicó anteriormente no se descarta una adsorción de los NSA en menor grado en los minerales de arcillas especialmente en la Esmectita por la generación de cargas parciales positivas por los pH ácidos entre 5,5 y 6,5, sin embargo ha sido ampliamente estudiado que este tipo de arcilla aumenta su capacidad de adsorción a condiciones extremas de pH entre 2 y 3, y temperatura de 90°C donde generan centros ácidos (H⁺), estas condiciones son conocidas como termoactivación ácida donde el objetivo es la modificación fisicoquímica de las arcillas (Komadel 2003).

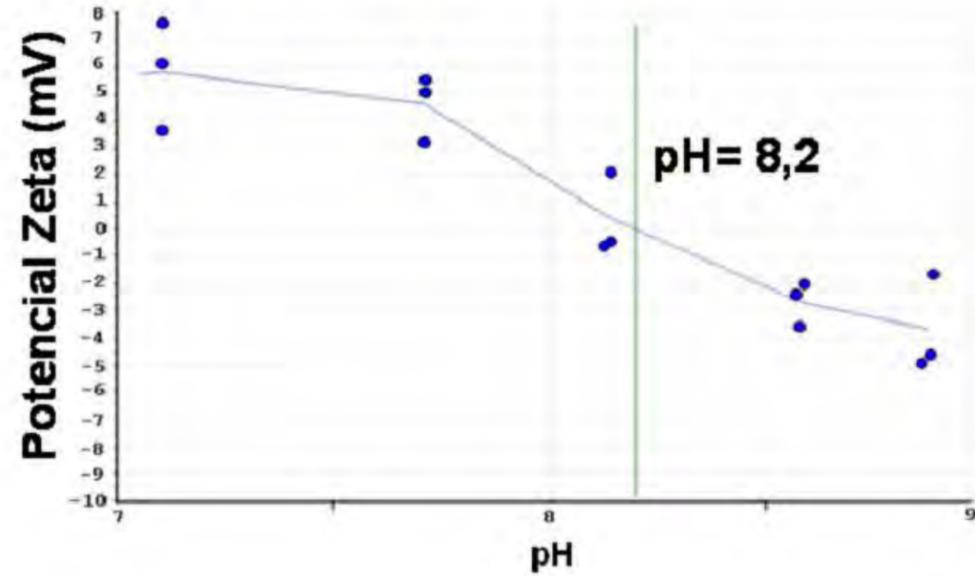


Figura 14. Potencial Zeta de la sílice utilizada en los ensayos de adsorción

CONCLUSIONES

Los trazadores NSA presentaron:

- Buena estabilidad térmica < 10%
- Ligera partición (Rango entre 10 y 15%)
- Considerable adsorción (50% a pH=6,5 y 70% a pH=5,5)

La considerable adsorción en el medio poroso de los NSA entre un 50 y 70%, tiene una fuerte relación con el pH de la fase acuosa, que carga la superficie de la sílice positiva o negativamente dependiendo del mismo.

– Aunque existen minerales de arcilla en el medio poroso, se considera que tienen poca influencia en la adsorción de los NSA debido a su pequeño porcentaje en el medio poroso representado menos del 0,3% especialmente la Esmectita e Illita.

– Los NSA por su naturaleza aniónica son atraídos por la carga positiva de la sílice a pH ácidos provocando una adsorción considerable, lo cual limita su uso como trazadores en los proyectos de inyección de agua, por lo menos a estas condiciones de pH (6,5 y 5,5).

– Después de realizar las evaluaciones estáticas de los NSA para ser utilizados como trazadores conservativos en Petroboscán, se recomienda una nueva evaluación de otros trazadores de naturaleza catiónica o no iónicos.

REFERENCIAS

ADAMS M. S., et al. Stability of aromatic acid tracers at high temperature. *Ground Water*, Vol 27, 1989, p. 722-723.

ADAMS, M. C., Moore, J. N., Fabry, L. G., and Ahn, J.-H. Thermal stabilities of aromatic acids as geothermal tracers. *Geothermics*, Vol 21(3), 1992, p.323-339.

ALVES, J., Baldo, J. The Behavior of Zeta Potential of Silica Suspensions. *New Journal of Glass and Ceramics*, 2014, Vol 4, p. 29-37.

AMIRIANSHOJA, T., et al. A comparative study of surfactant adsorption by clay minerals. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, Vol 101, 2013, p. 21–27.

ARAMBERRI, Ibon., Bismarck, Alexander. Caracterización superficial de minerales arcillosos presentes en depósitos de crudo. *An. Quim*, 2007, Vol 103(2),p. 23-27.

BOWMA R. S. Evaluation of some new tracers for soil water studies. *Soil Science Society of America Journal*, Vol 48, 1984, p. 987-993.

KOMADEL, P. Chemically modified smectites. *Clay Minerals*, 2003. Vol 38, p. 127-138.

MCBRIDE, Murray B. *Environmental chemistry of solid*. 1st edition. New York: Oxford University Press, 1994, p 31-62.

MEZA, E. Modelado de pruebas de trazadores en yacimientos petroleros aplicaciones de campo. Trabajo de Grado de Maestría. Facultad de Ingeniería. Universidad Nacional Autónoma de México. 2014, p. 273.

MOORE, D., Reynolds, R. *X-Ray Diffraction and the Identification and Analysis of Clay Materials*, 2nd ed. New York: Oxford University Press, 1997, p. 378.

MOUNTAIN, B. W., Winick, J. A. The thermal stability of the naphthalene sulfonic and naphthalene disulfonic acids under geothermal conditions: Experimental results and a field-based example. *Proc. New Zealand Geothermal Workshop*, Auckland, New Zealand, November 2012, p.19-21.

PALMER, C. The geochemical interpretation of water analyses. *U.S. Geol. Sum*, 1911 Bull 749, p. 5-31.

PENGXIANG, Li., Munehide, Ishiguro. Adsorption of anionic surfactant (sodium dodecyl sulfate) on silica, *Soil Science and Plant Nutrition*, 2016, p 1-23.

ROSE, P. E., Benoit, D., Kilbourn, P. The application of the polyaromatic sulfonates as tracers in geothermal reservoirs. *Geothermics*, Vol 30, 2001, p. 617-640.

ROSE, P. E., Goranson, C., Salls, D., Kilbourn, P.: Tracer testing at Steamboat Hills, Nevada, using fluorescein and 1,5-naphthalene disulfonate. *Proc. 24th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*, Stanford University, Stanford, CA. 1999.

REFERENCIAS

SAJKOWSKI, Lucjan., Mountain, Bruce W., and Seward, Terry M. Experimental examination of adsorption of the naphthalene sulfonates under geothermal condition. *Proceedings 40th New Zealand Geothermal Workshop*, 2018.

SANTANU, P., Kartic, C. A review on experimental studies of surfactant adsorption at the hydrophilic solid–water interface. *Advances in Colloid and Interface Science*, Vol 110(3), 2004,p. 75-95.

SPIPKER, K. K., et al. Characterizing tracer applicability in different mineralogy. *SPE- 179656-MS*, 2016, p. 1-23.

SULIN, V.A. *Waters of Petroleum Formations in the System of Nature Waters*. Gostoptekhizdat, 1946, p 96.

VELÁZQUEZ, Ingrid., Pereira, Juan C. Emulsiones de agua en crudo. Aspectos Generales. *Revista Ingeniería UC*, 2014, Vol. 21(3), p. 45-54.

