PDVSA
INTEVEP

VISIÓN TECNOLÓGICA

VISIÓN TECNOLÓGICA

VOLUMEN 22 EDICIÓN ESPECIAL
Número 1/2019 (Suplemento)
45 Aniversario de PDVSA INTEVEP

CUERPO EDITORIAL DE
VISIÓN TECNOLÓGICA

EDITOR / José Vicente García

MIEMBROS DEL CUERPO EDITORIAL /

Luis Felipe D' Elia
Jowar Peña
Gustavo Gragirena
Juan Negrín
Rosa Elena La Cruz
Adriana Brito
Omayra Delgado
José Flores
Julio González
Jhonny Calderón
Arnoldo Bruss
Ricardo Harner
Norelkis Peña
Susana Martínez
María V. Tortolero
Connie Zurita

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, subscripción y canje de esta revista, favor dirigirse al Centro de Información Técnica, apartado postal 76343, Caracas 1070-A, Venezuela.

DISEÑO Y EDICIÓN / Carol García Meza- PDVSA Intevep
DISEÑO DE PORTADA / Karla López- PDVSA Intevep
FOTOGRAFÍAS / Fotos de autores
IMPRESIÓN / Artes gráficas PDVSA Intevep
© 2019, 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 /Publicaciones

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 primario 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 tecnológicos 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 tecnológicos 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 a: 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:
htpp://pubs.acs.org/dol/pdf/10,1020/bk-2006-STYG.cho14

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 número especial y extraordinario de Visión Tecnológica está dedicado a la celebración de los 45 años de PDVSA INTEVEP como centro líder de investigación y desarrollo, filial de PDVSA.

La revista Visión Tecnológica se llena de júbilo para que los investigadores puedan compartir sus trabajos como parte de desarrollos de tecnologías, productos tecnológicos y asistencias técnicas especializadas que actualmente PDVSA INTEVEP presta a PDVSA, sus filiales y empresas mixtas, en toda la cadena de valor industrial.

Celebramos poniendo a la disposición de todos los profesionales relacionados con la industria petrolera, así como también, para las universidades e institutos tecnológicos del país, un conjunto de 16 artículos cortos que describen los aportes actuales de PDVSA INTEVEP para mejorar, apalancar e innovar procesos de la industria petrolera y gasífera, considerando la armonía que debe existir con el ambiente y la sociedad que rodea a las operaciones.

Se presentan cuatro artículos relacionados con en el tema ambiental, cuatro en el área de producción, tres en el área de refinación, dos en el área de gas, dos en el área de yacimientos y uno en el área de la confiabilidad operacional.

Esperamos que este número de Visión Tecnológica contribuya a mostrar en la sociedad venezolana el esfuerzo de todos los investigadores que hacemos vida en nuestra institución para proporcionar a la industria petrolera y gasífera nuevos conocimientos, estrategias y soluciones que permitan mejorar el desempeño y así generar valor a la Nación.

José Vicente García
Editor

TABLA DE CONTENIDO

7 EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS DE LOCALIZACIÓN DE PROYECTOS EN LA INDUSTRIA DE LOS HIDROCARBUROS

11 ESTUDIO DEL EFECTO DE LA VELOCIDAD ESPACIAL EN EL PROCESO DE CRAQUEO CATALÍTICO DE NAFTAS LIVIANAS "INTCRAQ"

15 INHIBIDOR DE INCRUSTACIONES INTAV®

19 SORCIÓN DE SULFURO DE HIDRÓGENO (H_2S) POR UN SÓLIDO RICO EN HIERRO COMBINADO CON UN BIOMINERAL DE ORIGEN MARINO

25 INTEGRIDAD DE TUBERÍAS Y OPCIONES TECNOLÓGICAS

29 ESTUDIO DE LA ESTABILIDAD DE LOS TRAZADORES SINTÉTICOS (NSA) EN PRUEBAS ESTÁTICAS

33 TECNOLOGÍAS DE RECUPERACIÓN DE CRUDOS PARA LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO HUGO CHÁVEZ

37 PRODUCCIÓN A ESCALA BANCO DE BREA DE PETRÓLEO GRADO AGLOMERANTE A PARTIR DE CORRIENTES RESIDUALES CON UN CONTENIDO DE AROMÁTICO APROXIMADO DE 45%. CASO FUEL OIL

41 LA GEOMÁTICA COMO HERRAMIENTA EN LA GESTIÓN AMBIENTAL

45 MODELADO GEOQUÍMICO 3D DE LA CUENCA DEL GOLFO DE VENEZUELA, COSTA AFUERA

49 SISTEMA DE JERARQUIZACIÓN Y EVALUACIÓN DE MÉTODOS DE RECOBRO MEJORADO SIJERM™

53 TECNOLOGÍAS DE EMULSIONES ASFÁLTICAS INTEMUL-L™ E INTEMUL-R™

59 TAMICES MOLECULARES PARA LA DESHIDRATACIÓN DE GAS NATURAL BASADOS EN MATERIA PRIMA NACIONAL

63 APLICACIÓN DE LA RESINA DE PINO EN LA INDUSTRIA PETROLERA

67 DETERMINACIÓN DE PARAMETROS MOLECULARES DE SURFACTANTES NO IÓNICOS PARA EL CONTROL DE CALIDAD DE DESEMULSIONANTES DE CRUDOS

71 DESARROLLOS BIOTECNOLÓGICOS DE PRODUCTOS DE INTERÉS PARA LA INDUSTRIA DE LOS HIDROCARBUROS

ARTÍCULO
7-10

Carmen Solano[1]
Carolina Peña[1]
Alexander Tejada[1]
Arcangelo Sena[1]
Francisco Díaz[1]
Ricardo Harner[1]
Xacvier Galindo[1]
Milangela Berbesí[1]
Julio Cesar Salas[2]
Braulio Mata[2]
Zuleymis Yuguri[2]

PDVSA Intevep
Gerencias
[1]Gerencia de Ambiente
[2]Gerencia de Refinación

EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS DE LOCALIZACIÓN DE PROYECTOS EN LA INDUSTRIA DE LOS HIDROCARBUROS

Alternatives for locating proyects in the Oil Industry

RESUMEN

Se evaluaron opciones de localización de proyectos en la industria de los hidrocarburos, a través de la superposición de variables y análisis matricial de la información físico-natural, socio-económica, de conectividad, calidad, ingeniería y costos relativos a la implantación del proyecto, basándose en una metodología acordada entre Petróleos de Venezuela (PDVSA) y el Ministerio del Poder Popular para Ecosocialismo (MINEC). Para ilustrar el proceso se tomó como ejemplo el proyecto del módulo de mejoramiento Aquaconversion®, donde se consideraron las áreas de influencia directa e indirecta y se simuló la dispersión atmosférica de los contaminantes en seis poblaciones aledañas al proyecto. La aplicación de la metodología permitió seleccionar área potencial 277 como la opción más favorable para la implantación del proyecto.

Palabras Claves: localización, superposición de capas, análisis matricial, Aquaconversion®

ASTRACT

Alternatives for locating projects in the oil industry were evaluated, through the superposition of variables and matrix analysis of the physical-natural, socio-economic, connectivity, quality, engineering and costs, based on a methodology agreed between Petróleos de Venezuela (PDVSA) and the Ministry of Popular Power for Ecosocialism (MINEC). To illustrate the process, an Aquaconversion® upgrading module project was taken as an example, where the areas of direct and indirect influence were considered and the atmospheric dispersion of the pollutants was simulated in six towns surrounding the project. Application of layer overlay, matrix analysis and field verification allowed to select potential area 277 as the most favorable option for the of the project.

Keywords: location, layers superimposition, matrix analysis, Aquaconversion®

PDVSA viene trabajando en la inclusión del componente ambiental en todos los proyectos y operaciones, desde la visualización e implantación, hasta el desmantelamiento de las instalaciones. En este sentido, a través de mesas de trabajo con el Ministerio del Poder Popular para el Ecosocialismo, se elaboraron los documentos sobre los términos de referencia para la elaboración de estudios de impacto ambiental socioeconómico y cultural para Centros de Procesamiento de Fluidos (MINEA-PDVSA 2013a), Complejos Industriales de Mejoramiento de Crudo (MINEA-PDVSA 2013b) y para Corredores de tuberías para oleoductos, diluenductos y gasoductos en el Proyecto de Desarrollo de la Faja Petrolífera del Orinoco (MINEA-PDVSA 2013c).

Estos documentos incluyen secciones sobre la evaluación de alternativas de localización y de ruta, a partir de las cuales la Gerencia de Ambiente de INTEVEP abordó la ubicación del módulo de mejoramiento con tecnología Aquaconversion® en la Faja Petrolífera del Orinoco Hugo Chávez. Cabe señalar, que para ilustrar el proceso de evaluación de alternativas de localización en este trabajo, se consideró como ejemplo el proyecto del módulo de mejoramiento Aquaconversion® (Solano y col., 2018).

El objetivo de este trabajo es presentar la evaluación de opciones ambientalmente factibles de localización de proyectos de PDVSA, a través de la superposición de variables y análisis matricial de la información físico-natural, socio-económica, de conectividad y calidad. Así como también, el análisis de ingeniería y costos relativos a la implantación de un proyecto, con base en una metodología acordada entre Petróleos de Venezuela (PDVSA) y el Ministerio del Poder Popular para Ecosocialismo (MINEC).

MÉTODOS Y PROCEDIMIENTOS

En el área de estudio se definieron las áreas de influencia directa e indirecta, ambas con un radio de acción diferente pero contigua. La primera, referida a la zona que podría experimentar impactos de su área político-administrativa, medio físico, biótico y social provocados durante la ejecución y operación del proyecto. La segunda, referida al área donde se experimentarán impactos positivos y negativos que confluyen o son provocados por la ejecución del proyecto, más allá del área de emplazamiento del mismo. En el caso específico del proyecto mejorador Aquaconversion®, el área de influencia indirecta se extenderá político administrativamente hasta dos (02) estados (Bolívar y Anzoátegui).

Se simuló la dispersión atmosférica de los contaminantes día a día, en seis poblaciones del área de influencia del proyecto (El Aceital, El Rincón del Yavito, Chaguaramas, San José de Yabo, Santa Rosa y El Pelón), para los meses de septiembre 2013 y febrero 2014. Esto se llevó a cabo utilizando el modelo ISC3 (Industrial Source Complex, Versión 3) (USEPA, 1995).

En la Figura 1 se muestran los pasos a seguir en el proceso de evaluación de alternativas de localización en proyectos de la industria de los hidrocarburos.

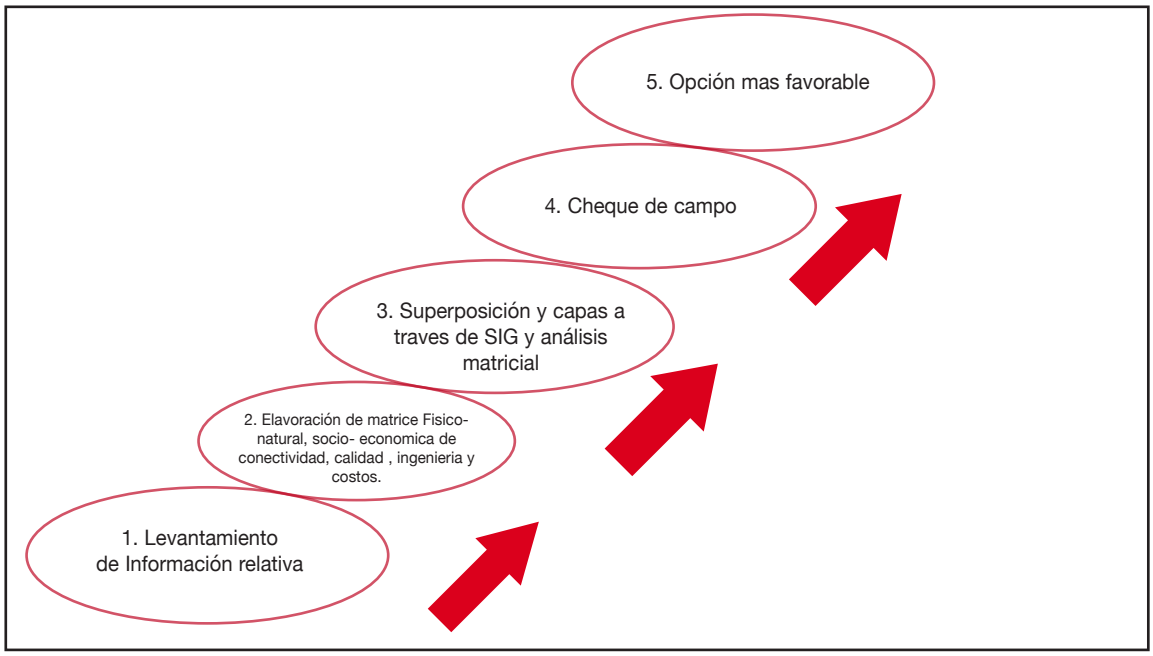


Figura 1. Evaluación de alternativas de localización

Para el procesamiento de los datos se utilizó un Sistema de Información Geográfica (SIG), con el cual se procedió a visualizar las diferentes bases de datos de información geoespacial del área de estudio, para lo cual se implementaron herramientas de superposición de capas, análisis espacial e interpretación de imágenes satelitales. El software SIG utilizado fue el ArcGis 10.1.

Se utilizaron bases de datos disponibles de diversas fuentes; así como información de los principales proyectos de portales SIG de entes gubernamentales (ministerios, institutos y municipalidades). Además, se contó con la opinión de expertos en Geomática. Entre las bases de datos consultadas tenemos: SIGOT, Portal IGVSB, MARNOT, IDEEX, RPC Registro de Patrimonio Cultural de Venezuela y el proyecto Orinoco Magna Reserva.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

En la Tabla 1 se presenta el análisis matricial de la evaluación de alternativas de localización del proyecto mejorador Aquaconversion®, resultando la opción más favorable el área 277, donde el área requerida del proyecto corresponde a 70 ha.

Tabla 1. Análisis matricial de la evaluación de alternativas de localización del proyecto mejorador Aquaconversion®

		PONDERACIÓN PARA LAS ÁREAS PRESELECCIONADAS		
PARÁMETRO	**INDICADOR**	**ÁREA 81**	**ÁREA 277**	**ÁREA 429**
ANÁLISIS AMBIENTAL	Físico - Natural	17	19	20
	Socioeconómico	25	22	25
	Conectividad	21	25	13
	Calidad	19	20	22
TOTAL AMBIENTAL		**82**	**86**	**79**
ANÁLISIS DE COSTOS E INGENIERÍA	Distancia a servicios Eléctricos (Estación Cerro Negro)	20	10	10
	Distancia a centros de producción (EF J-20)	20	40	20
	Distancia a Centro Operativo Morichal (COMOR)	10	10	0
	Disposición de desechos (Pozo ISD JOA-453)	10	0	0
TOTAL ECONÓMICA		**60**	**60**	**30**
TOTAL		**73**	**76**	**60**

REFERENCIAS

Ministerio de Ecosocialismo y Aguas - PDVSA. 2013. Términos de Referencia para la elaboración de Estudios de Impacto Ambiental Socioeconómico y Cultural para Centros de Procesamiento de Fluidos (CPF). Caracas.

Ministerio de Ecosocialismo y Aguas - PDVSA. 2013. Términos de Referencia para la elaboración de Estudios de Impacto Ambiental Socioeconómico y Cultural para Tuberías para Oleoductos, Diluenductos y Gasoductos en el Proyecto de Desarrollo de la Faja Petrolífera del Orinoco. Caracas.

Ministerio de Ecosocialismo y Aguas - PDVSA. 2013. Términos de Referencia para la elaboración de Estudios de Impacto Ambiental Socioeconómico y Cultural para Complejos Industriales de Mejoramiento de Crudo en la Faja Petrolífera del Orinoco. Caracas.

U.S. Environmental Protection Agency.1995. User's Guide for the Industrial Source Complex (ISC3) Dispersion Models Volume I - User Instructions. EPA-454/B-95-003a.

ARTÍCULO

11-14

Albania Villarroel
Dany Prado

PDVSA Intevep
Gerencia de Valorización de Corrientes y Carboquímica

ESTUDIO DEL EFECTO DE LA VELOCIDAD ESPACIAL EN EL PROCESO DE CRAQUEO CATALÍTICO DE NAFTAS LIVIANAS "INTCRAQ"

Study of the effect of space velocity on the catalytic cracking process of light naphtha "INTCRAQ"

RESUMEN

La integración entre el sector refinador y petroquímico representa una oportunidad para valorizar corrientes de refinería mediante la producción de petroquímicos básicos de alta demanda a nivel mundial, específicamente etileno, propileno, butenos y corrientes aromáticas. Para tal fin, PDVSA INTEVEP desarrolla una tecnología de craqueo catalítico de naftas, INTCRAQ, que emplea un reactor de lecho fijo (flujo pistón), opera a temperaturas de reacción variables (450-650°C) y usa un catalizador compuesto principalmente por material zeolítico ácido tipo MFI. Con el fin de optimizar INTCRAQ, se presenta un estudio del efecto de la velocidad espacial sobre la conversión y rendimientos, lo cual permitió esclarecer el mecanismo de reacción de los principales compuestos presentes en la nafta liviana evaluada; y así fortalecer las actividades asociadas al diseño del reactor. Se observó que la conversión disminuye con el aumento de la velocidad espacial, siendo favorecidas las reacciones de craqueo a bajas velocidades espaciales. Se comprobó la selectividad del catalizador hacia la formación de olefinas C_2=, C_3= y C_4=, y el papel fundamental de la presencia de olefinas C_5+ en la nafta.

Palabras Claves: Craqueo catalítico, zeolitas, olefinas, velocidad espacial

ASTRACT

Refining and petrochemical industries integration is an opportunity to valorize refinery streams for the production of basic petrochemicals with high worldwide demand (i.e. ethylene, propylene, butenes and aromatics). PDVSA INTEVEP performs Research and Development activities on the development of a naphtha catalytic cracking technology, INTCRAQ. This technology employs a fixed bed (piston flow) reactor, operates in temperatures ranging from 450 to 650 ° C and uses a catalyst based on an acid zeolitic material MFI type. In order to optimize INTCRAQ, the effect of space velocity on reaction conversion and yield is shown. This allows to define the reaction mechanism of the main compounds present in the evaluated light naphtha, reinforcing activities associated with the reactor design. Conversion decreases as the space velocity increases, and cracking reactions are favored at low space velocity. Was confirmed the selectivity of the catalyst towards olefins C_2=, C_3= y C_4=, and the key role of C_5+ olefins in the naphtha.
Keywords: Catalytic cracking, zeolites, olefins, space velocity

Las crecientes regulaciones en la calidad de las gasolinas (reducción del contenido de azufre y olefinas) han generado "excedentes" de corrientes ricas en compuestos C5-C7 en las diferentes refinerías del mundo. Venezuela no escapa de esta realidad, y actualmente cuenta con corrientes de bajo valor y de difícil disposición, como por ejemplo las naftas. Las naftas pueden ser transformadas para emplearse en el negocio de refinación y la industria petroquímica. Considerando las proyecciones del mercado de los básicos petroquímicos, principalmente por el auge en la industria de resinas y plásticos, PDVSA INTEVEP, concentra esfuerzos en el desarrollo de nuevas tecnologías de producción de olefinas ligeras a partir de corrientes líquidas disponibles en el Sistema de Refinación Nacional (SRN).

MÉTODOS O PROCEDIMIENTOS

Con el fin de conocer la variación en la conversión de la nafta para distintas masas de catalizador y el rendimiento hacia los productos de interés se llevaron a cabo una serie de pruebas experimentales. Se empleó un catalizador en forma de extrudado que tiene como base una zeolita protónica tipo MFI (INT-H-MFI). La caracterización general del catalizador se muestra en la Tabla 1.

Tabla 1. Características generales del catalizador utilizado en la tecnología INTCRAQ

Catalizador	Fórmula de celda unitaria	Relación Si/Al	Área superficial BET
INT-MFI	$H+_{7,48}[Al_{8,10}Si_{88,52O192}]\cdot 16H_2O$	11,83	407 m^2/gr

Las pruebas catalíticas se llevaron a cabo en una planta banco, empleando una nafta liviana craqueada como alimentación o carga. La caracterización por análisis PIONA de la carga, en términos de composición en peso, es: 14 % de parafinas, 9 % de isoparafinas, 63 % de olefinas, 9 % de naftenos y 5 % de aromáticos. Se empleó un reactor de acero al carbono de 15 cm de altura (L) y 0,7 cm de diámetro interno (D) (L/D ≈ 21). El calor de reacción fue proporcionado por un horno infrarrojo conectado a un controlador automático. La alimentación fue diluida con vapor de agua, a fin de mitigar las reacciones secundarias de aromatización y polimerización que generan desactivación del catalizador por deposición de coque. Las condiciones de reacción fueron: temperatura 500°C, presión atomosférica, relación hidrocarburo/agua 2 y tiempo de corrida 18 horas; la velocidad espacial se varió de 6h-1 a 7 h-1.

La nafta empleada como alimentación y los productos líquidos se caracterizaron por cromatografía gaseosa en un equipo de análisis PIONA Agilent 6890 que cuenta con una columna capilar modelo Wasson KCO40 de 100m x 250 µm x 0,5 µm. Los productos gaseosos se analizaron en un cromatógrafo Agilent 6890 que emplea una columna modelo H-PLOT AL2O3 / KCl "S" de 50m x 530 µm x 15 µm, este equipo cuenta con un detector FID y uno TCD, usando un método para el análisis de gases de refinería (C5-).

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Se estudio la distribución global de productos para cinco valores de velocidad espacial. Los resultados por familia de productos a las 12 horas de reacción se muestran a continuación en la Tabla 2. Se observa que a velocidades espaciales menores que 25h-1, las reacciones de transformación de olefinas y de obtención de aromáticos son favorecidas. Por otra parte, los rendimientos globales de los grupos parafínicos aumentan con la velocidad espacial, mientras que las isoparafinas se mantienen prácticamente constantes.

En el caso de los naftenos no se observa una tendencia clara. A medida que aumenta la velocidad espacial, disminuye la masa de catalizador y por ende el tiempo de contacto de la mezcla reaccionante con el lecho catalítico; es de esperarse entonces que la conversión global también disminuya.

A continuación se estudiará a detalle la distribución de productos por familia, exceptuando los naftenos por su baja tasa de conversión. Los naftenos son un grupo poco representativo dentro de la nafta liviana alimentada, con menos del 10 % en peso; adicionalmente, son moléculas muy estables que presentan baja reactividad (Greensfelder *et al*. 1945) .

Tabla 2. Distribución global o rendimientos de productos en función de la velocidad espacial en los ensayos de craqueo catalítico de la nafta liviana

	LHSV (h-1)					
Familia	Carga	6	10	25	50	75
Parafinas (%p/p)	14,4	22,3	18,9	22,7	16,6	18,8
Isoparafinas (%p/p)	8,8	9,4	9,5	7,8	10,5	11,7
Olefinas (%p/p)	62,8	48,6	48,3	57,9	58,4	60,8
Naftenos (%p/p)	8,6	7,8	10,0	5,7	9,0	5,2
Aromáticos (%p/p)	5,4	11,9	13,2	6,0	5,5	3,5

Las olefinas representan el 63 % de la nafta liviana alimentada. Para todas las velocidades espaciales estudiadas, las olefinas C5=, C6= y C7= se comportan como reactivos, generando como principales productos alquenos C2=, C3= y C4=; esto demuestra la selectividad del catalizador a la formación de olefinas ligeras. El compuesto olefínico más favorecido es el propileno; la formación de etileno por craqueo catalítico está limitada debido a que requiere la formación de un carbocatión primario, mientras que el propileno puede obtenerse mediante una especie más estable como un carbocatión secundario o terciario.

Después de las olefinas, los compuestos que se encuentran en mayor cantidad en la nafta liviana alimentada son las parafinas, con un 25 % aproximadamente. El craqueo de parafinas, lineales o ramificadas, sólo esta favorecido cuando hay baja concentración de olefinas en la carga (Brenner *et al*. 1982 y Avendaño *et al*. 1988), debido al fenómeno de adsorción competitiva entre parafinas y olefinas. Sobre zeolitas tipo MFI, las reacciones de hidrogenación no están favorecidas, por lo que la formación de parafinas ocurre principalmente por el craqueo de olefinas pesadas.

Los compuestos aromáticos son el grupo menos representativo dentro de la nafta liviana alimentada con sólo un 5% en peso. Los resultados mostraron que la formación de tolueno, xilenos y aromáticos C9 está favorecida a bajas velocidades espaciales, mientras que el benceno permanece prácticamente constante con el cambio de la velocidad especial; este comportamiento indica que la formación de aromáticos C6+ no se le puede atribuir a reacciones de alquilación de benceno. En las velocidades espaciales de 6h-1 y 10 h-1, se evidencia claramente la existencia de reacciones de ciclización de olefinas. Mientras las olefinas totales caen en 14 % con respecto a la carga, los aromáticos se incrementan alrededor de 7 %, permaneciendo el resto de los grupos presentes (parafinas y naftenos) prácticamente constantes.

Otra reacción que podría ocurrir durante este proceso es la formación de alquil-aromáticos de cadena larga. Debido al tamaño de poro de las zeolitas empleadas en este proceso (poro medio), de formarse alquil-aromáticos de cadena larga inmediatamente se craquearan ya que no podrán difundir a través del sólido por efectos estéricos en el interior del mismo (Corma *et al.* 2000).

CONCLUSIONES

El proceso de craqueo catalítico de naftas livianas INTCRAQ, genera cantidades significativas de olefinas o monómeros (etileno, propileno y butenos), que pueden ser empleados como insumos de la industria petroquímica. Se comprobó la alta reactividad de las olefinas C5+ y su rol protagónico en la distribución de productos obtenidos.

El estudio del efecto de la velocidad espacial permitió esclarecer los mecanismos de reacción de los principales compuestos presentes en la nafta liviana evaluada, y así fortalecer las actividades asociadas al diseño del reactor de INTCRAQ.

REFERENCIAS

Brenner y P. Emmet en Journal of Catalysis 75:410-415-1982.

Corma y col. Microporous and Mesoporous Materials 35-36:21-30.2000.

Greensfelder y H. Vogue en Ind. Eng. Chem. Res 49 (18):8415-8423. 2010.

Mier y col. En Ind. Eng. Chem. Res 49 (18): 8415-8423.2010.

Avendaño y M. Guisnet en Revista de la Sociedad Venezolana de Catálisis 2:89-99.1988.

Zhoy y col. En Applied Catalysis A: General 38:135-141.2008.

ARTÍCULO

15-18

INHIBIDOR DE INCRUSTACIONES INTAV®
Scale Inhibitor INTAV®

Elluz Torín
Rosa Nadales
Edgard Rivas
Luis Castillo

PDVSA Intevep
Gerencia Departamental de Manejo Integrado de Gas

RESUMEN

El INTAV® es un inhibidor de incrustaciones de carbonato de calcio aplicable a instalaciones de superficie de producción de hidrocarburos tales como oleoductos, cabezales de pozos productores, estaciones de flujo y plantas de tratamiento de agua. Este producto ha sido formulado a partir de los enunciados de la química verde, tomando como principio activo polisacáridos naturales obtenidos de la planta de Aloe vera (sábila). Estos polisacáridos actúan manteniendo en solución los iones incrustantes de calcio presentes en las aguas de producción, evitando de esta forma la precipitación de incrustaciones. El origen natural del INTAV® le confiere muchas ventajas entre las que destacan su biodegradabilidad, baja ecotoxicidad y seguridad en la manipulación. El INTAV® ha sido validado a escala piloto en diferentes sistemas de la industria petrolera nacional pertenecientes a las Dirección Ejecutiva de Producción Oriente y Faja Petrolífera del Orinoco Hugo Chavez Fría, lo que permitió definir la ventana actual de aplicación del producto. Adicionalmente, se comprobó que el INTAV® es térmicamente estable hasta los 125°C y es compatible con otros productos químicos comúnmente aplicados en PDVSA. En las pruebas piloto se evidenció el desempeño satisfactorio del INTAV® observándose las instalaciones libres de incrustaciones, y logrando reducciones en la dosis de aplicación de hasta un 60 %, en comparación con las dosis aplicadas de los inhibidores de incrustaciones comerciales.

Palabras Claves: INTAV®, incrustaciones, Aloe vera, inhibidor

ASTRACT

INTAV® is a calcium carbonate scale inhibitor for oil and gas production facilities such as oil pipelines, producing well heads, flow stations and water treatment plants. This product has been formulated considering the statements of green chemistry. INTAV® is based on natural polysaccharides obtained from the Aloe vera plant. These polysaccharides act by keeping the calcium-scaling ions in the production waters, thus avoiding the precipitation of scales. The natural origin of INTAV® confers many advantages among which its biodegradability, low ecotoxicity and safe handling. INTAV® has been validated by pilot tests on different systems at the national oil industry. As results, the current application conditions have been defined. Additionally, INTAV® has proved to be a thermally stable inhibitor (up to 125 ° C) and a compatible inhibitor with other chemical treatments for oil and gas industry. INTAV® showed a satisfactory performance in the field tests. The studied production facilities were kept without scales and dose reductions were achieved (up to 60 %) relating to the applied doses of commercial scale inhibitors.

En las últimas décadas, tanto la industria del petróleo como del gas natural han estado incursionando en el uso de la biotecnología para la solución de problemas generados en sus diversas actividades. Considerando esta tendencia, en PDVSA INTEVEP se desarrolló un inhibidor de incrustaciones a base de Aloe vera cuya marca comercial es INTAV® (Viloria A. *et al.*, 2007). Basado en pruebas de laboratorio y campo, la ventana de aplicación establecida actualmente comprende instalaciones de producción de hidrocarburos a nivel de superficie donde se presente alto corte de agua y sedimentos (mayor a 55 %) y temperaturas inferiores a 125 °C.

MÉTODOS O PROCEDIMIENTOS

Aplicación del inhibidor de incrustaciones INTAV® en sistemas de la industria petrolera. La metodología empleada para llevar a cabo la evaluación en campo del inhibidor de incrustaciones INTAV®, se presenta en forma esquemática en la Figura 1.

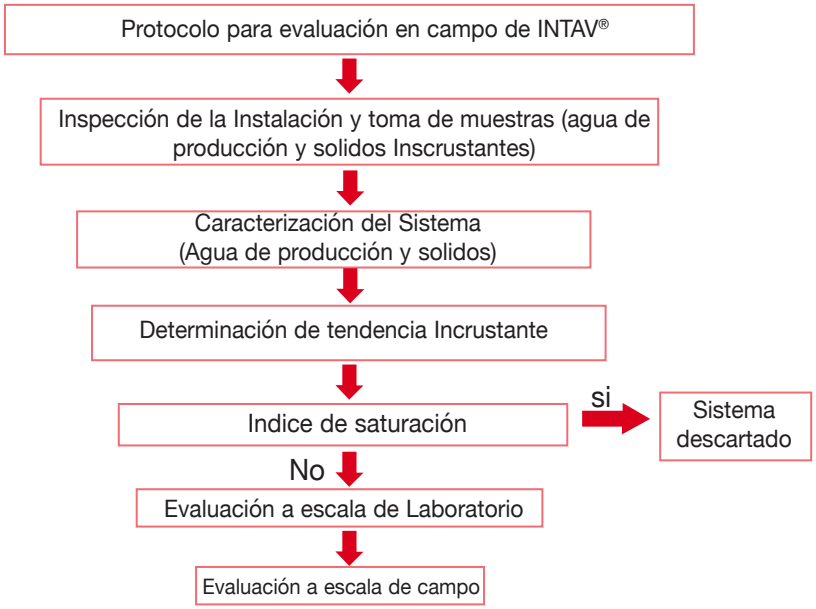


Figura 1. Actividades para la evaluación en campo del INTAV®

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

El INTAV® ha sido evaluado en 3 sistemas de la industria petrolera, los cuales poseen alta criticidad por presencia de incrustaciones de carbonato de calcio ($CaCO_3$). Los sistemas seleccionados poseen diferentes condiciones operacionales que permitieron validar la eficiencia del producto y definir su ventana operacional actual.

Sistema 1: prueba en pozo productor Dirección Ejecutiva de Producción Oriente - División Furrial

El INTAV® presentó desempeño satisfactorio durante 30 días de aplicación en un pozo, superando el desempeño del producto comercial. En las inspecciones de seguimiento realizadas a los cupones no se observaron sólidos incrustantes (Figura 2). Durante la prueba se realizó un ajuste en la dosis del inhibidor INTAV® de 7 a 2,6 gal/día, representando una disminución del 63 % en comparación a la dosis empleada con el producto comercial.

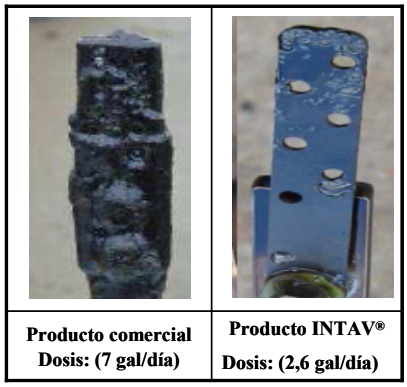


Figura 2.Evaluación del INTAV® Dirección Ejecutiva de Producción Oriente

Sistema 2: prueba en pozo productor Dirección Ejecutiva de Producción Faja Petrolífera del Orinoco Hugo Chavez Frías- División Boyacá

La prueba, tuvo una duración de 30 días continuos en los cuales se realizaron inspecciones de seguimiento tanto al cabezal del pozo como al cupón de incrustaciones. Durante la evaluación en campo se observó un desempeño eficiente del INTAV®, logrando una reducción del 40 % en la dosis de aplicación en comparación con el inhibidor comercial. En la Figura 3 se presentan los resultados obtenidos en este sistema.

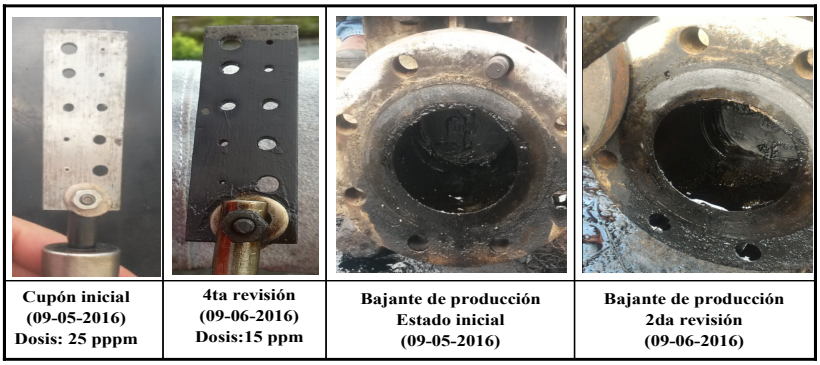


Figura 3.Evaluación del INTAV® Dirección Ejecutiva de Producción
Faja Petrolífera del Orinoco Hugo Chavez Frías- División Boyacá

Sistema 3: prueba en oleoducto de la región de la Faja Petrolífera del Orinoco División Ayacucho

En la evaluación realizada en el oleoducto, el producto INTAV® demostró ser eficiente debido a que no se observó presencia de sólidos incrustantes en los cupones durante las inspecciones. En el trascurso de la evaluación del INTAV® se logró una disminución de la dosis del producto de 8,6 a 2,7 gal/día, representando esto una disminución del 69 % respecto al inhibidor comercial. En la Figura 4 se presenta el registro fotográfico del cupón instalado en el oleoducto.

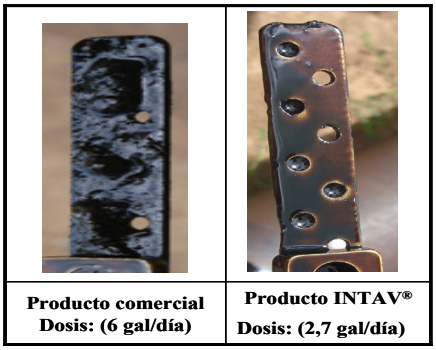


Figura 4.Evaluación del INTAV® Faja Petrolífera del Orinoco - División Ayacucho

REFERENCIAS

Viloria A. et al. Inventor. Intevep, S.A., Beneficiario. Aloe derived Scale Inhibitor. Estados Unidos, patente N° US 2007/0281866 A1. 2007.

ARTÍCULO

19-24

SORCIÓN DE SULFURO DE HIDRÓGENO (H_2S) POR UN SÓLIDO RICO EN HIERRO COMBINADO CON UN BIOMINERAL DE ORIGEN MARINO

Hydrogen sulfide sorption by an iron rich solid in combination with a marine biomineral

Ricardo Harner[1]
Xacvier Galindo[1]
Daymar Sotillo[2]

PDVSA Intevep
[1]Gerencia de Ambiente
[2]IUT Dr Federico Rivero Palacios RC

RESUMEN

Se realizó un estudio sobre la capacidad sorbente de sulfuro de hidrógeno (H_2S) a temperatura ambiente bajo régimen por carga, en reactores de acero inoxidable a una presión constante de 120 psi con un material rico en óxido de hierro (SH, 30 % hierro) y una combinación de éste con distintas proporciones de un biomineral de naturaleza carbonática (BC). Los resultados indican una elevada capacidad de sorción para el sólido SH a 120 psi alcanzando un valor de adsorción de 238,5 mg H_2S/g sorbente. En las mezclas de los sólidos SH y BC no se observó un efecto relevante del biomineral sobre la capacidad sorbente del gas ácido, siendo el SH el principal sorbente. Sin embargo, las combinaciones de los materiales: SH50BC50 y SHC50BCC50 presentaron capacidades de 150,2 y 151,1 mg H_2S/g respectivamente. El estudio se enfoca en la búsqueda de nuevos materiales autóctonos como posibles alternativas para la captura de emisiones de gases ácidos en la industria petrolera.

Palabras Claves: Sorción, adsorción, sulfuro de hidrógeno, óxido de hierro

ASTRACT

A study of sorbent capacity of hydrogen sulfide (H_2S) was done at room temperature and a pressure of 120 psi in iron steel batch reactors with an iron oxide rich material (30% iron) and mixtures of this material with different proportions of a marine carbonatic biomineral (BC). Results suggest a higher adsorption capacity at 120 psi for the solid SH material with a sorption value of H_2S of 238,5 mg H_2S/g sorbent. In variable solid mixtures of SH and BC, the biomineral had no apreciable effect over acid gas adsorption capacity, so SH was the material with apreciable sorption properties. However, solid mixtures SH50BC50 and SHC50BCC50 showed sorption capacities of 150,2 y 151,1 mg H_2S/g respectively. This study focuses in the searching of new autoctonous materials as potential alternatives for acid gas capture in oil industry.

Keywords: Sorption, adsorption, hydrogen sulfide, iron oxide, oil industry.

En los procesos de extracción de petróleo, gas natural, refinación de crudos (hidrotratamiento) y biogás, se generan concentraciones importantes de gases ácidos tales como el sulfuro de hidrógeno (H_2S). Este compuesto es muy corrosivo y posee una elevada toxicidad, lo que hace necesario que el mismo sea removido, evitando ser liberado a la atmósfera, donde puede actuar como precursor en la formación de lluvia ácida (Ter Maat 2005). Existe un gran interés en el desarrollo de nuevas tecnologías orientadas hacia la captura selectiva del H_2S utilizando materiales como óxidos metálicos, tamices moleculares, zeolitas, sólidos micro y mesoporosos, carbones y polímeros de coordinación. Algunos materiales de origen autóctono tales como los suelos ricos en óxidos metálicos, arcillas, silicatos porosos y biominerales podrían ser considerados como alternativas para la captura selectiva de gases agrios. Los procesos de eliminación de azufre demandan altas eficiencias, alta selectividad, características apropiadas para su regeneración y una adecuada resistencia mecánica.

La tendencia general en la industria petrolera es la de capturar el H_2S de las corrientes mediante procesos de absorción química empleando aminas como las monoetanolaminas (MEA) (capacidad de absorción: 0,3 a 0,4 moles de H_2S/mol de MEA) y dietanolamina (DEA) (0,65 moles de H_2S/mol de DEA). Estos procesos exigen una gran cantidad de energía en la etapa de regeneración de la amina. La degradación térmica y oxidativa genera una alta tasa de reposición del solvente, además de producir compuestos altamente tóxicos y corrosivos. En procesos como el "Claus", se puede transformar selectivamente el H2S en azufre elemental (S) con rendimientos de hasta un 97 % (Nhut 2009). Algunas investigaciones están enfocadas en la descomposición catalítica a partir de la molécula de H_2S para la obtención de azufre elemental e hidrógeno molecular (H_2) (Galindo, 2011).

Controlar las emisiones de gases tóxicos como el H2S y gases de efecto invernadero, a fin de estabilizar su concentración en la atmósfera y minimizar daños al ambiente es un objetivo clave para garantizar un futuro próspero en materia de calidad de aire.

Óxidos metálicos

Las tecnologías actuales basadas en los procesos de remoción de H_2S se dividen en dos categorías: adsorción en seco y procesos húmedos (Wang 2008). Uno de los procesos en seco de mayor interés en la actualidad para la remoción de H_2S en corrientes gaseosas se fundamenta en el uso de óxidos metálicos.

El óxido de hierro es a menudo utilizado en la remoción de H_2S mediante la formación de sulfuros de hierro:

$$Fe_2O_3 + 3H_2S \rightarrow Fe2S_3 + 3H_2O$$

$$Fe_2S_3 + 3/2O_2 \rightarrow Fe_2O_3 + 3S$$

$$Fe_2O_3 + 3H_2S \rightarrow 2FeS + S + 3H_2O$$

El óxido de hierro se utiliza en forma de esponja en los procesos de sorción, bajo la forma Fe_2O_3 y Fe_3O_4. La esponja puede regenerarse al saturarse, pero pierde un tercio de su capacidad en cada ciclo de regeneración. Adicionalmente, puede utilizarse en sistemas por carga o continuos. Las esponjas de hierro tienen tasas de remoción de H_2S de 2500 mg H_2S/g Fe_2O_3. Algunos productos comerciales basados en óxido de hierro poseen capacidades adsorbentes de 150 mg H_2S/g adsorbente (Abatzoglou 2009).

Existen otros óxidos metálicos que pueden ser empleados para remoción de H_2S. Se ha encontrado que las reactividades de los óxidos metálicos dependen del área específica, el tamaño de los cristales y la reactividad intrínseca de los microcristales (Carnes 2002).Las estructuras nanocristalinas poseen mayor reactividad frente al H_2S que las estructuras microcristalinas. Mayores áreas promueven una mayor adsorción y las temperaturas elevadas son ideales (pero no mayores que la temperatura de sinterización) para el proceso. La presencia de Fe_2O_3 en la superficie de otros óxidos también favorece la captura del H_2S.

MÉTODOS O PROCEDIMIENTOS

Se realizó una serie de experimentos de sorción bajo régimen estático con reactores de acero inoxidable de 100 ml de capacidad, a 120 psi de presión de H_2S gaseoso (99 % pureza) y a temperatura ambiente (27°C), durante 24 horas, según lo indicado en el esquema de la Figura 1. Para cada prueba se utilizaron 2 g de sólido sorbente o mezclas de los mismos según las proporciones indicadas en la Tabla 1.

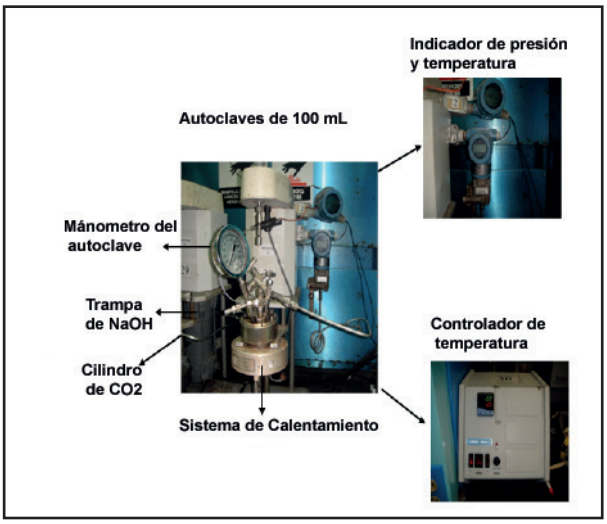


Figura 1. Montaje experimental para determinar la capacidad de sorción de H_2S

Tabla 1. Proporción de suelo SH y BC en las muestras sin y con tratamiento térmico (305°C, BCC y SHC)

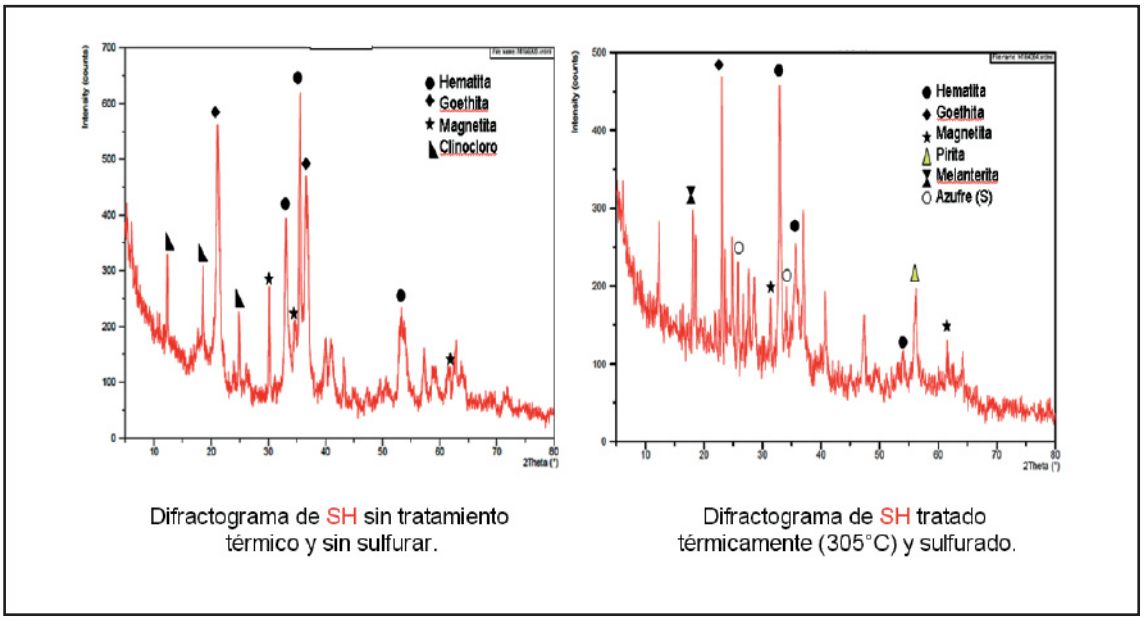
Muestras	BC (%)	SH (%)	BCC(%)	SHC (%)
1	----------	100	----------	100
2	19,77	80,23	19,99	80
3	49,98	50,02	50,04	49,96
4	80,06	19,94	80,06	19,94
5	100	----------	100	----------

Se efectuaron análisis de difracción de rayos X (DRX) de los materiales SH y BC, antes y luego de la sulfuración con H_2S teniendo en cuenta que los patrones de difracción se obtuvieron en un difractómetro marca PANalytical, modelo X Pert PRO, utilizando la radiación de un ánodo de Cu k-Alphal [Å]= 1.54060 a 20 mA, 45 Kv; posición de inicio [°2TH]: 5.0251; posición final [°2TH]: 79.9751número de pie: 0,0500; paso de escaneo: 60.3900; tipo de escaneado: continuo; tipo de rendija de divergencia: fijo; tamaño de rendija de divergencia: 1.0000; temperatura de medición: 25.00; radio goniómetro [mm]: 240 y Dist. Focus-Diverg. Slit [mm], bajo la utilización del software HighScore Plus de PANalytical y la base de datos crsitalográficos ICDD PDF + 2014.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Los análisis de difracción de rayos X para el sólido SH se muestran en la Figura 2, donde aparece la composición de este material en el que predominan las señales correspondientes a los planos cristalinos de los minerales: Hematita (Fe_2O_3), Goethita FeO(OH), Magnetita Fe_3O_4 y un filosilicato (clonicloro). Para el caso del material SH sometido a tratamiento térmico (305°C, para la eliminación de humedad) y posterior tratamiento con H_2S se observan señales correspondientes a la Pirita (FeS_2), Melanterita ($FeSO_4 .7H_2O$), como producto de la reacción del H_2S con los óxidos de hierro.

En cuanto al biomineral BC de origen marino, los difractogramas mostrados en la Figura 3 indican que está compuesto por una fase cristalina de Aragonita ($CaCO_3$). Para el sólido BCC tratado térmicamente aparecen las señales de los planos de la Aragonita, Calcita y azufre elemental. La Figura 2 muestra los resultados obtenidos durante la pruebas de sorción de H_2S para los distintos materiales estudiados.



Difractograma de SH sin tratamiento térmico y sin sulfurar.

Difractograma de SH tratado térmicamente (305°C) y sulfurado.

Figura 2. Composición mineralógica determinada mediante difracción de rayos X de material autóctono enriquecido en óxido de hierro

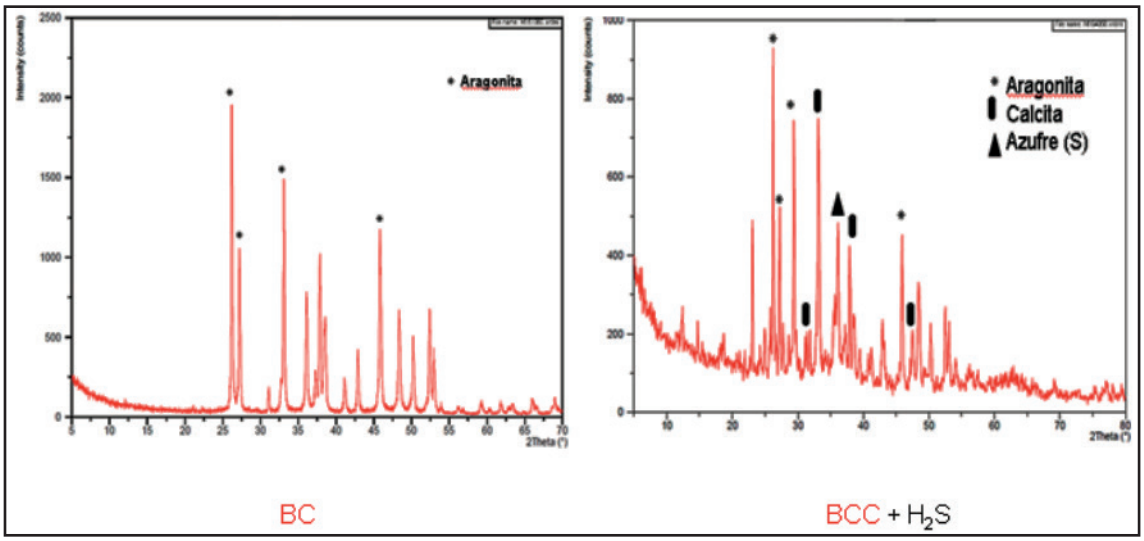


Figura 3. Composición mineralógica mediante difracción de rayos X del biomineral (BC) sometidos a tratamiento térmico (305°C) con posterior sulfuración con H_2S (99 %)

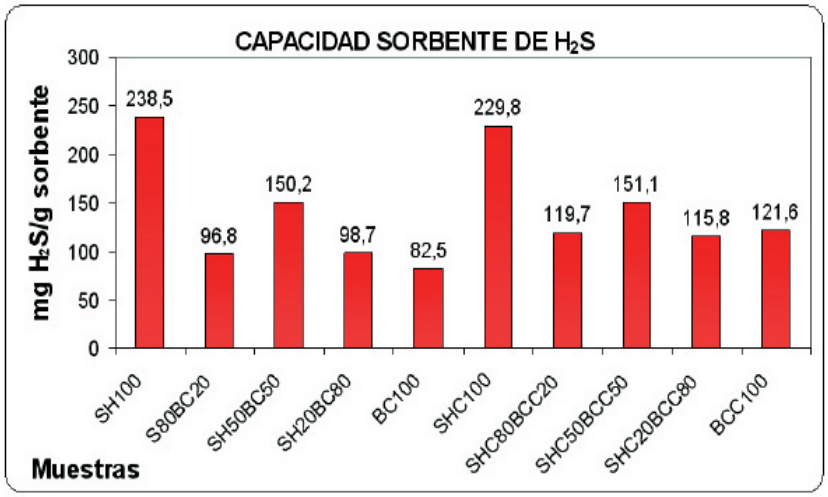


Figura 2. Pruebas de sorción de H2S (99 %) efectuadas a presión constante (120 psi)

Los resultados indican una mayor capacidad de sorción de 238,5 mg H_2S/g sorbente para el sólido SH a 120 psi y temperatura ambiente. En las mezclas de los sólidos SH y BC se aprecia q el biomineral no tuvo un efecto relevante sobre la capacidad sorbente de H_2S. De estas mezclas, la SH50BC50 y SHC50BCC50 presentaron la mejor capacidad sorbente: 150,2 y 151,1 mg H_2S/g respectivamente.

La muestra SH20BC80 presentó una capacidad sorbente de 98,7 mg H_2S/g y la misma, tratada térmicamente (305°C) incrementó a 115,8 mg H_2S/g posiblemente por la presencia de Calcita. La muestra BC100 tuvo una capacidad sorbente de 82,5 mg H_2S/g y al ser tratada térmicamente (305°C) incrementó a 121,6 mg H_2S/g.

Estos estudios confirman las potencialidades de ciertos materiales autóctonos basados en óxidos de hierro y biominerales como tecnologías alternas para la captura de sulfuro de hidrógeno.

REFERENCIAS

Ter Maat H., Hogendoorn J.A., Versteeg."The removal of hydrogen sulfide from gas streams using an aqueous metal sulfate sorbent". Separation and purification technology 43: 183-197, 2005.

Galindo, X. Procesos . Escuela de Petróleo y Gas. Químicos aplicados en el endulzamiento del gas natural. Puerto La Cruz.Septiembre, 2014.

Nhut J.M., Nguyen P., Edouard D., Pham C., Ledoux M.J., Pham-Huu C. "Fe2O3/β-SiC: a new high efficient catalyst for the selective oxidation of H2S into elemental sulfur". Catalysis today, 141 397-4, 2009.

Wang Xiaohui Jinping Jia, Ling Zhao, Tonghua Sun. Mesoporous SBA-15 Supported Iron Oxide: A Potent Catalyst for Hydrogen Sulfide Removal. Water Air Soil Pollut, 193:247-257, 2008.

Abatzoglou, N; Boivin, S. Review of biogas purification processes. Biofuels, Bioproducts and Biorefining. 3, 42-71, 2009.

Carnes, C. L; Klablunde, K. J.. Unique chemical reactivities of nanocrystalline metal oxides toward hydrogen sulfide. Chemistry of Materials, 14, 806-1811, 2002.

ARTÍCULO

25-28

Carlos Sánchez
Rosa Rodrigues
Yobiris Rigual

PDVSA Intevep
Gerencia de Materiales
Confiabilidad Operacional

INTEGRIDAD DE TUBERÍAS Y OPCIONES TECNOLÓGICAS

RESUMEN

Se desarrolló una metodología para la evaluación de integridad de sistema de tuberías basada en la aplicación de la teoría de confiabilidad estructural y diseño, a través de estados límite con un enfoque probabilístico que permite apoyar la toma de decisiones de proyectos de ingeniería y de adecuación al servicio. Esto contribuye con la disminución de costos de operación y mantenimiento y en consecuencia aumentar la rentabilidad de producción. Se aplicó la metodología a un gasoducto de acero al carbono API 5L grado X52 de 45 km de longitud de 12 pulgadas de diámetro, se consideró el proceso de corrosión interna como fenómeno principal de degradación. La metodología permitió establecer que para los 10 primeros años de servicio, el activo puede operar con un riesgo moderado a bajo recomendando realizar una inspección por herramienta instrumentada para recalificar la condición estructural. La condición de riesgo aumenta de moderado a alta para los años de servicio desde el 10 hasta el 14, posteriormente, la condición de riesgo es alta para los años de servicio del 14 a 18. En caso de riesgo moderado a alto y condiciones críticas de mantenimiento se pueden visualizar opciones tecnológicas en inspección o de sustitución de tuberías. Esta metodología puede ser utilizada en diferentes etapas de ingeniería, diseño, plan de mantenimiento, reparación y adecuación al servicio.

Palabras claves: integridad de tuberías, gestión, aseguramiento de flujo, corrosión, confiabilidad

ASTRACT

A methodology was developed for the evaluation of pipeline system integrity based on the application of the structural reliability theory and design through limit states with a probabilistic approach that allows supporting the decision in engineering projects and fitness for service. This offers reduction of capex and opex costs and consequently increases the production profitability. The methodology was applied to a gas pipeline of carbon steel API 5L grade X52 of 45 km length and 12 inches in diameter, the internal corrosion process was considered as the main degradation phenomenon. The methodology allowed to establish that for the first 10 years of service the asset can operate with a moderate to low risk, recommending an inspection by instrumented tool to maintain structural condition. Risk condition increases from moderate to high from 10 to 14 years of service, while the risk condition is high after 14 years of service. In case of moderate to high risk and critical conditions of maintenance, technological options in inspection or pipeline replacement can be visualized. This methodology could be used in different stages of engineering, design, maintenance plan management, repair and fitness for service, among others.
Keywords: pipe integrity, management, flow assurance, corrosion, reliability.

El uso de tuberías permite el trasporte de crudo y gas a largas distancias, en muchos casos cercanos a espacios urbanos, zonas industriales, agropecuarias o ecosistemas sensibles, donde es imperativo prevenir fallas en estos componentes. La implantación de un programa de integridad de activos permite el control de riesgo requerido para la preservación de las instalaciones asociadas evitando producción diferida, impacto ambiental y a personas. Debido a lo antes expuesto surge la necesidad de desarrollar y aplicar una metodología propia para el manejo de integridad de este activo basado en la teoría de confiabilidad estructural y diseño a través de estados límite para concebir un enfoque probabilístico con la finalidad de establecer los límites de operatividad de la tubería y determinar los beneficios de las mitigaciones en la probabilidad de falla.

MÉTODOS Y PROCEDIMIENTOS

La metodología diseñada constó de cuatro etapas: 1) filosofía de aseguramiento de flujo, 2) evaluación de fenómenos de corrosión, 3) análisis de confiabilidad y riesgo y 4) opciones tecnológicas: inspección y tuberías (Figura 1). Como caso estudio, se realizó la aplicación de esta metodología a un gasoducto de PDVSA que maneja 34,8 MMPCD de gas con dos años de servicio que posee un sistema de protección catódica y revestimiento externo lo cual asegura su integridad externa. Los cálculos y pruebas realizadas no contemplan la dosificación de inhibidores de corrosión, lo cual permite evaluar la condición más desfavorable, considerando corrosión interna como proceso principal de degradación. El gasoducto consiste en una línea de 45 km de longitud y 12 pulgadas de diámetro fabricada en acero al carbono API 5L Grado X52 (UTS 66,7 ksi y YTS 52,2 ksi Sch STD.

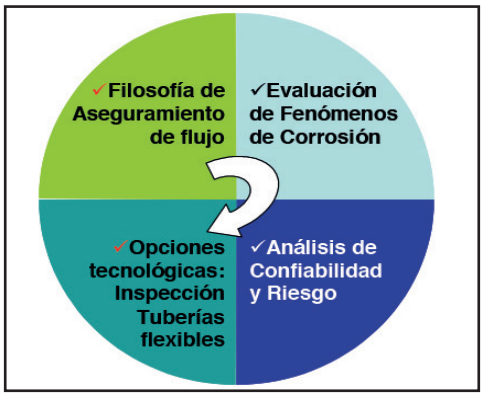


Figura 1. Secuencia de análisis general aplicado en la metodología de integridad

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

La evaluación por la filosofía de aseguramiento de flujo con el software OLGA 7 Flow Assurance permitió conocer la variación de los patrones de flujo (estratificado y tipo Batch o Slug), las zonas con acumulación de líquidos (hasta 24 % de "holdup") a lo largo del gasoducto y determinar que aproximadamente 2,8 km (6,22% de la longitud total) son zonas susceptibles a daños por corrosión a lo largo de los 45 km de longitud del gasoducto evaluado (Figura 2). A partir de las características del fluido y cálculos basado en el método Norsok M-506, se estimó que la máxima velocidad de corrosión en el gasoducto evaluado es de 0,384 mm/a (15,3 mpy), la cual fue validada en orden de magnitud a partir de los datos obtenidos del ensayo de campo de corrosión por pérdida des peso realizada en un carreto que permite definirla por posición dentro de la línea (Figura 3). El análisis de riesgo permitió establecer que para los 10 primeros años de servicio el activo puede operar con un riesgo de moderado a bajo. La condición de riesgo aumenta de moderado a alta para los años 10 al 14 de servicio y finalmente la condición de riesgo es alta para 14 a 18 años de servicio (Figura 4). La estimación de vida remanente es función de las premisas seleccionadas (criterios contenidos en normas) (Tabla 1).

Finalmente, la estimación del desempeño de una tubería en condiciones específicas, permitirá establecer planes de inspección, mantenimiento o reemplazo por tuberías con nuevos materiales.

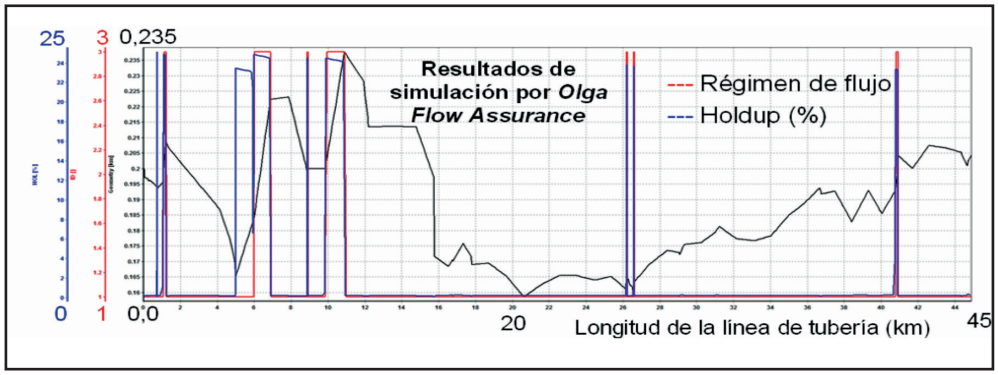
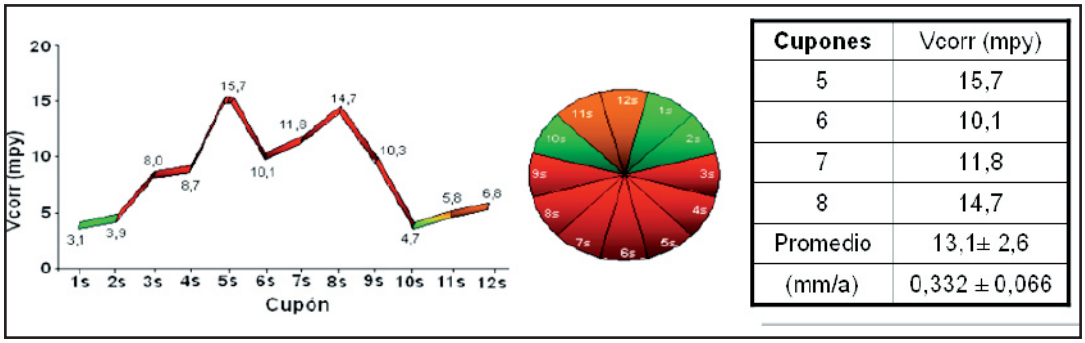


Figura 2. Resultados de la variación de P, T y patrones de flujo a lo largo de perfil de tubería



Cupones	Vcorr (mpy)
5	15,7
6	10,1
7	11,8
8	14,7
Promedio	13,1± 2,6
(mm/a)	0,332 ± 0,066

Figura 3. Velocidad de corrosión obtenida por pruebas de campo de corrosión por perdida de peso

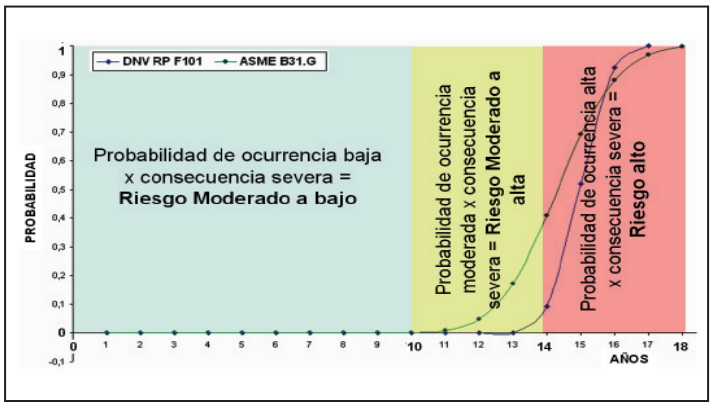


Figura 4. Probabilidad de falla y análisis de riesgo del caso estudio (gasoducto 12 pulgadas)

Tabla 1. Utilidad de aplicación de la metodología

Métodos de diseños	Normas Y Códigos	Premisas	Año posible de falla
Convencional Determinístico	ASME B31.8	Fs = 2 PD = 1100 psi Vcorr = 5 mpy 20 años de utilidad	7 años pérdida de espesor de corrosión
Determinístico	ASME B31G DNV RP F101	PO= 720 psi Pf , t Vcorr = 15,3 mpy	15
Probabilístico	API 5L ASME B31G DNV RP F101 Monte Carlo	t = tn ± 4% PO= 720 psi Pf , t Vcorr =15,3mpy	11 ASME B31G
			14 DNV RP F101

CONCLUSIONES

La metodología de integridad de tuberías permitió realizar el análisis de riesgo y establecer que para los 10 primeros años de servicio el activo puede operar con un riesgo moderado a bajo recomendando realizar una inspección por herramienta instrumentada para recalificar la condición estructural. La condición de riesgo aumenta de moderado a alta para los años 10 al 14 de servicio y finalmente la condición de riesgo es alta para 14 a 18 años de servicio.

Cuando la aplicación de esta metodología establece riesgo moderado a alto y las condiciones de mantenimiento son criticas, se pueden visualizar opciones tecnológicas en inspección o de sustitución de tuberías.

La metodología puede ser utilizada en las diferentes etapas de ingeniería, gestión del plan de mantenimiento, reparación, adecuación al servicio, entro otras.

REFERENCIAS

ASME B31.8 INTERPRETATIONS VOLUME 16. Replies to Technical Inquiries. American Society of Mechanical Engineers, USA, 2012.

ASME B31.8S. Managing System Integrity of Gas Pipelines. American Society of Mechanical Engineers, USA, 2010.

API 570. Piping Inspector Program. American Petroleum Institute, USA, 2011.

API 579-1/ASME FFS-1. Fitness - For - Service. American Petroleum Institute, USA, 2007.

Cosham, Andrew, The assessment of corrosion in pipelines – guidance in the pipeline defect assessment manual (PDAM), Praga, República Checa. Coloquio Internacional de confiabilidad para tuberías de acero de alta presión 2003.

Crolet, J. Predicting Corrosion in the Oil and Gas Industry, McGraw- Hill Book Company, London. 1996, pp 128-134.

Daalsgard John, Notes in Structural reliability theory and risk analysis. Aalborg Dinamarca. Institute of building technology and structural engineering, Universidad de Alborg 2004.

Hopkins, Phil y Cosham, Andrew, IPC02-27067 The pipeline defect assessment manual. Penspen Group, International Pipeline Conference, Calgary, Alberta, Canada, 2002.

Kermani, B. Martin, J, and Esaklul, K. “Materials Design Strategy: Effects of H2S/CO2 Corrosion on Materials Selection”, Corrosion NACExpo 2006 of Corrosion Publication, N° 06121. pp. 4-5.

Offshore Standard DNV-OS-101, Submarine Pipeline Systems, Det Norske Veritas, Noruega, 2000.

ARTÍCULO

29-32

Delfín Rivas[1]
Daniela Rodríguez [2]
Manuel Olivo[3]
Yolarbis Esaparragoza [4]
Freddy Negrón [1]
Miriam Díaz [1]
Yohana Agüero [1]

PDVSA Intevep
Gerencias

[1] Gerencia de Investigación Estrategica en Exploración y Estudios de Yacimientos

[2] Gerencia de Invesgación Estrategica de Producción

[3] Gerencia de Química Analitica

[4] Gerencia de Exploración

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

Study of the stability of synthetic tracers (NSA) in static tests

RESUMEN

Se evaluaron sulfanatos en naftaleno en pruebas estáticas para determinar su estabilidad térmica, la partición entre crudo/agua y la adsorción en el medio poroso con el objetivo de determinar su potencial como trazador conservativo para el proyecto de recuperación secundaria.

Los resultados obtenidos 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 bajaron ligeramente en un rango entre un 10 y 15 % y mostraron una adsorción considerable en promedio de 50 % 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 positivamente, produciendo una fuerza de atracción con el trazador aniónico. Por tal motivo, se considera que a pH=6,5 los sulfonatos de naftaleno presentan limitaciones para su uso como trazador conservativo.

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

ASTRACT

Naphthalene sulfonates (NSA) were evaluated to determine their thermal stabilities, crude/water partition and their adsorption in porous medium, in order to determine their potential as a conservative tracers secondary recovery project.
The results indicate that the NSA showed good thermal stability by reducing their initial concentrations slightly below 10%. In the partition studies tracers concentrations decreased slightly in a range between 10 and 15% and showed a considerable adsorption on the average of 50% the original concentration. These reduction in tracer concentrations are attributed to an effect of acid pH on the crude surface and on silica, both positively loading and on producing an attractive force with the anionic tracer. For this reason, is considered that at pH=6.5 the NSA will have limitations as a conservative tracer.

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

Los trazadores son todas aquellas sustancias solubles en agua o gas, empleadas para describir el movimiento de los fluidos en el medio poroso, y pueden ser utilizados en los métodos de recuperación secundaria o mejorada.

La información que puede obtenerse de los trazadores es muy valiosa durante la caracterización del yacimiento, permitiendo establecer: canalización, comunicación entre pozos, determinación de las barreras de difusión, compartamentalización, dirección preferencial y saturaciones de crudo residual, además permite validar los modelos estáticos y dinámicos.

Los sulfonatos de naftaleno sódicos (NSA), son sales orgánicas muy solubles en agua y pueden ser medidos a bajo límite de detección y han sido propuestos como trazadores alternativos debido a su bajo costo y estabilidad para sustituir los ácidos fluorbenzoicos (FBA) que son trazadores conservativos ampliamente utilizados en los proyectos de recuperación secundaria en la industria petrolera. Los NSA han sido evaluados en pruebas estáticas y dinámicas con diferentes mineralogías mostrando una buena estabilidad térmica, ausencia de partición entre el crudo /agua y una recuperación aproximadamente del 100 % después de realizada las pruebas de adsorción. En las pruebas dinámicas, los NSA se compararon con alcohol isopropílico (IPA) como trazador patrón, mostrando similar comportamiento (Spilker et al. 2016).

PROCEDIMIENTO

Pruebas estáticas

Los (NSA) se evaluaron a partir de las pruebas estáticas para determinar su estabilidad térmica, la partición entre crudo/agua y la adsorción en el medio poroso y arena, la cual se lavó con una mezcla metanol/acetona para su posterior análisis de DRX mientras que las 5 sales orgánicas NSA se enviaron directamente al laboratorio de evaluación de trazadores de Chevron en Houston, EEUU.

Se evaluaron las sales de NSA (2,6 NSA, 1,5 NSA, 2,7 NSA, 1, 6 NSA y 1, 3,5 NSA). Para los ensayos 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 a pH 6,5 , posteriormente. Se purgo con N_2 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 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 ampollas.

Todos los experimentos se realizaron por duplicado y después de culminar las 4 semanas se procedió a la apertura de las ampollas y se extrajo cuidadosamente la fase acuosa para el análisis de la concentración del trazador mediante espectrometría de fluorescencia. En la Tabla 1, se presenta el resumen de las condiciones experimentales utilizadas.

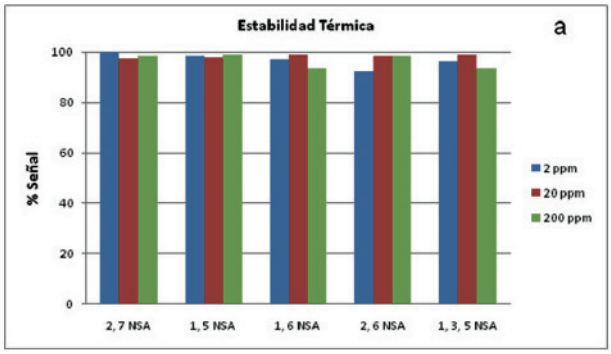
Tabla 1. Resumen de las condiciones experimentales utilizadas para la evaluación de los trazadores NSA a pH 6,5

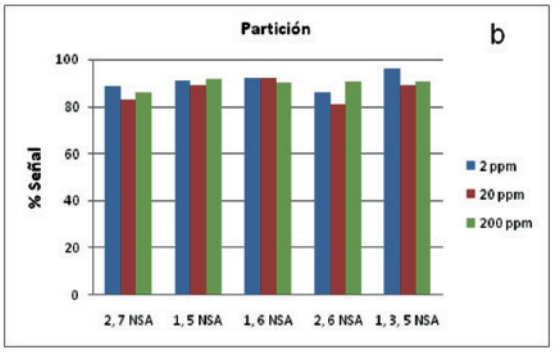
	Concentraciones de los trazadores (NSA)		
Parámetros evaluados	2 ppm	20 ppm	200 ppm
Estabilidad térmica			
Partición en crudo			
Adsorción en Medio poroso			
Total de ampollas por trazador	18 ampollas		
Total de ampollas de los 5 trazador	90 ampollas		

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Las 5 sales de NSA se evaluaron, con el objetivo de determinar su potencial como trazador conservativo para el proyecto de recuperación secundaria de Petroboscán, las mismas mostraron una buena estabilidad térmica a las tres concentraciones trabajadas ya que las pérdidas fueron menores al 10 % de su concentración original, como se observa en la Figura 1a.

En la Figura 1b, se muestran los resultados de la evaluación realizada para determinar la partición de estas sales en un sistema binario agua-crudo, observándose una perdida con respecto a la concentración original para las tres concentraciones evaluadas entre 10 % y 15 % en promedio, atribuyéndose a la interacción entre las sales y los grupos aminos protonados del crudo generados por el pH ácido (6,5). Con respecto, al estudio de la adsorción en arenas propias de la zona en presencia de agua de formación y crudo, se obtuvo una pérdida en la concentración inicial en el sistema acuoso de un 50 % en promedio como se observa en la Figura 1c, para las tres concentraciones evaluadas, esto es debido a que la superficie de la sílice se carga positivamente por el pH ácido del sistema, provocando la adsorción de los trazadores que son de tipo aniónico.





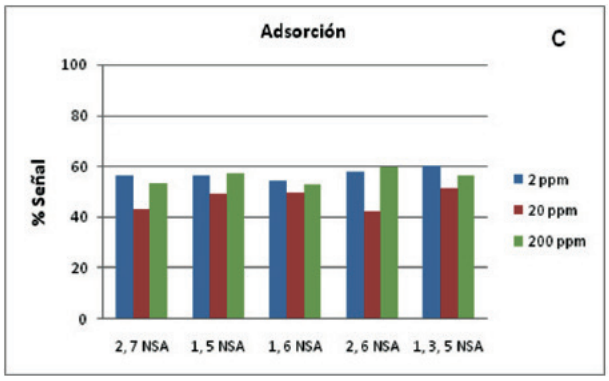


Figura 1. a) Variación de la concentración de los trazadores NSA después de 4 semanas a 85°C, b) Variación de la concentración de los trazadores NSA después de 4 semanas a 85°C en contacto con el crudo y c) Variación de la concentración de los trazadores NSA después de 4 semanas a 85°C en contacto con el crudo y medio poroso

REFERENCIAS

Spilker, K. Characterizing tracer applicability in different mineralogy, SPE-199656-MS improved oil recovery, pp 1-22, 2016.

ARTÍCULO

33-36

Numan Tell Izarra García
Geidy Ely Navarro Pérez
Deivys José Vázquez M
Yolarbis Esaparragoza
Jose Ramón Barrios

PDVSA Intevep
Gerencia de Estudios de Yacimientos

TECNOLOGÍAS DE RECUPERACIÓN DE CRUDOS PARA LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO HUGO CHÁVEZ

Oil recovery technologies for Faja Petrolífera del Orinoco Hugo Chávez

RESUMEN

La Faja Petrolífera del Orinoco "Hugo Chávez" es el yacimiento de crudos pesados y extrapesados más grande del planeta, con una reserva estimada de 265 millardos de barriles, calculados con factor de recobro promedio del 20 % según estimaciones del proyecto Magna Reserva. El objetivo de este trabajo consistió en la revisión de los proyectos de recuperación que han sido aplicados y los que están actualmente en desarrollo, así como también las etapas necesarias para implementar un proyecto de recuperación de crudo. En el pasado, los proyectos de recuperación estuvieron enfocados en las tecnologías térmicas, especialmente la inyección de vapor. En los últimos años, adicional a los proyectos térmicos de recuperación, se están realizando esfuerzos para el impulso de tecnologías no térmicas a fin de incrementar las opciones tecnológicas para la explotación de la Faja Petrolífera del Orinoco Hugo Chávez (FPOHCh). Venezuela cuenta con un robusto historial de pruebas pilotos y proyectos de Recuperación Mejorada de Hidrocarburos (RMH) que le permite inferir sobre la factibilidad técnica de la aplicación de procesos térmicos y no térmicos en sus yacimientos. No obstante, para la aplicación de una tecnología en campo, es necesario que la misma cuente con la etapa de desarrollo que va desde la visualización hasta su masificación.

Palabras Claves: Recuperación de crudo, tecnología, Faja petrolífera del Orinoco

ASTRACT

The Faja Petrolífera del Orinoco "Hugo Chávez" is the biggest reservoir of heavy and extra heavy oil in the World with an estimated reserve of 265 billions of barrels calculated with a average recovery factor of 20%, according to Magna Reserva project. A review of enhanced oil recovery projects in the last 60 years is revised in this paper. Additionally, the critical issues related to implementation of enhanced oil recovery project were discussed. In the past, oil recovery projects were focused on thermal methods, especially in steam injection. Nowadays, important efforts are been doing to develop non-thermal technologies in order to increase the technological options for oil exploitation of Faja Petrolífera del Orinoco Hugo Chávez (FPOHCh). Venezuela has a good background of implementation of Enhanced Oil Recovery (EOR) pilot projects which confirms the technical feasibility of application of thermal and non-thermal process in its reservoirs. However, the design of an Enhanced Oil Recovery (EOR) project requires to accomplish the essential steps from visualization to implantation.

Keywords: Enhanced oil recovery, technology, Faja Petrolífera del Orinoco

La Faja Petrolífera del Orinoco Hugo Chávez es la acumulación de crudo pesado más grande del planeta y allí está contenida la mayor cantidad de reservas de petróleo de Venezuela. Ante esta realidad surge la necesidad de su explotación mediante el desarrollo de tecnologías de punta, como los procesos de recuperación mejorada, que se aplican para incrementar el recobro en etapas posteriores a la recuperación primaria, de manera que abarcan tanto las técnicas de recuperación secundaria como terciaria (Álvarez 2006). En este sentido, el objetivo principal de este trabajo es presentar las tecnologías de recuperación de crudos pesados y extrapesados aplicables a la Faja Petrolífera del Orinoco Hugo Chávez (FPOHCh).

ANTECEDENTES

A continuación, se presenta una cronología de los proyectos de recuperación mejorada aplicados en la FPOHCh, recopilada por el equipo de Magna Reserva (PDVSA CVP 2012).

- Proyecto de Combustión en sitio – Miga (1964): se demostró la factibilidad técnica de aplicar el proceso de CES, la recuperación podría superar el 50 % del POES.
- Proyecto de ICV – Cerro Negro (1977): se utilizó un arreglo triangular. La inyección continua de vapor incrementó la recuperación de petróleo en 27 %.
- Proyecto de IAV – Jobo (1981): en algunos pozos se observaron incremento entre 200 y 900 % de producción, uno de ellos pasó de 150 BPPD en frío a 1.279 BPPD. Se incrementó el recobro de petróleo en 6 %.
- Proyecto Piloto IAV – San Diego Norte (1983): se evaluó la técnica IAV selectiva en pozos inclinados, con diferentes métodos de bombeos. Se inyectaron 4 ciclos de vapor. La relación vapor/crudo y la producción obtenida resultó más favorable que en los casos de la Costa Bolívar. La producción obtenida mediante la estimulación con vapor fue de 4.070.253 barriles para un promedio aproximado por ciclo de 177.000 barriles.
- Proyecto de IAV – Campo Bare (1985): estaba conformado por: 68 pozos inclinados, 26 pozos verticales y 24 pozos horizontales. El factor de recobro alcanzado fue de 19 %.
- Proyecto de ICV – Jobo (1990): demostró la factibilidad técnico-económica del desplazamiento con vapor a presión; 1300 lpca, como consecuencia de la presencia de un acuífero. Con la recuperación primaria + IAV se alcanzó un FR de 15,8 %, con ICV se adicionan 27,6 %, obteniéndose un 43,4 % de recuperación.
- Proyecto SW - SAGD – Campo Bare (2007): la producción tuvo incremento de 3,5 veces con la inyección de vapor con respecto a la producción en frío.

Etapas del Desarrollo Tecnológico

En la Figura 1 se muestra la metodología para ejecutar un proyecto de investigación y desarrollo. De acuerdo con lo expresado en dicha norma, se requiere la implementación de un proceso estructurado en etapas con actividades bien definidas, que permita respaldar el desarrollo de la nueva tecnología o la adaptación de una tecnología existente.

En todos los casos, la aplicación de una tecnología es acompañada por PDVSA Intevep durante cada fase para garantizar el cumplimiento de cada elemento técnico.

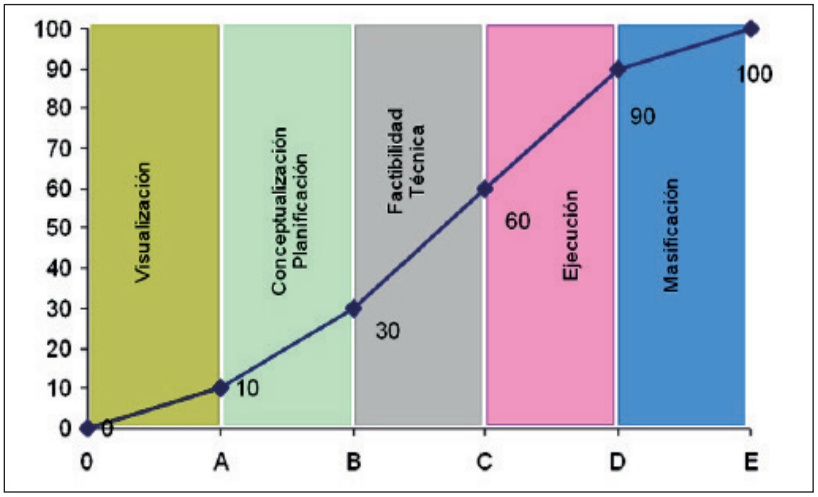


Figura 1. Etapas del desarrollo tecnológico en PDVSA Intevep

En la etapa de visualización se generan las ideas o conceptos para la elaboración de la propuesta de un proyecto tecnológico, validando el impacto potencial de la idea a los objetivos estratégicos vigentes del plan de negocios o estrategias. Sigue la etapa de conceptualización y planificación, en esta segunda etapa se profundiza en el concepto inicial, desarrollando sistemáticamente la validación de la hipótesis inicial. Continúa la etapa de facilidad técnica donde se valida dicho concepto a escala más cercana a las condiciones reales, controladas a escala banco. Luego se inicia la fase de ejecución, en la que se realiza una prueba a condiciones más cercanas a las condiciones reales que validen el sistema. Una vez demostrado el concepto a nivel de laboratorio y campo, se realiza la masificación.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

En las Figura 2 se muestran las tecnologías de recuperación de crudo que se tienen planificadas en la FPOHCh. Todas ellas se derivaron de ejercicios de jerarquización que se han llevado a cabo en las diferentes áreas de producción en conjunto con PDVSA Intevep, donde se visualiza la participación del brazo tecnológico de PDVSA en las diferentes etapas del desarrollo de una tecnología.

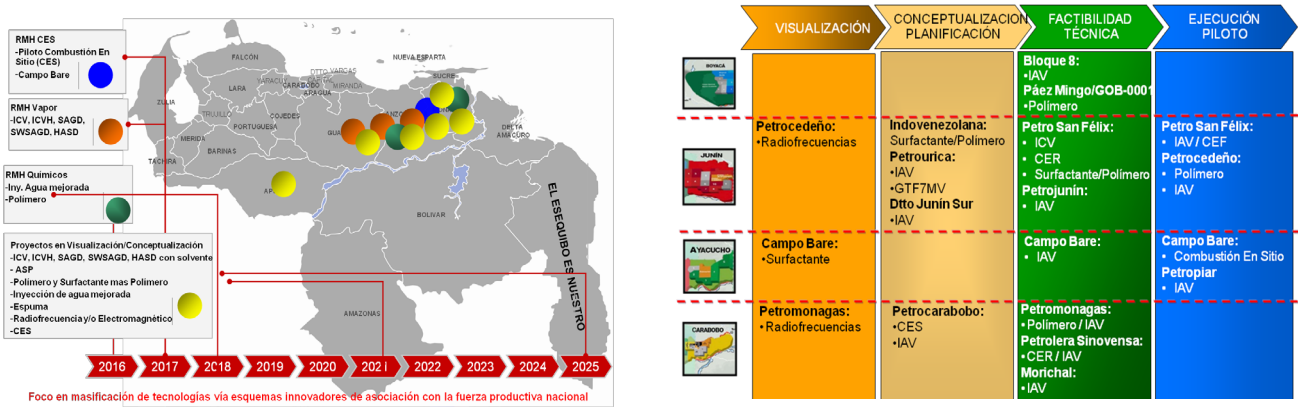


Figura 2. Proyectos de recuperación de crudo para la FPOHCh: jerarquización, pilotos y comerciales

Oportunidades para la inyección de vapor en la recuperación de crudo de la FPOHCh

- Proyecto Piloto IAV – EM Petropiar: PDVSA Intevep avaló técnicamente el incremento del volumen de inyección de vapor de 5.000 a 10.000 Ton en un pozo, luego de la estimulación pasó de 80 hasta 804 BNPD. Con este resultado se avaló incrementar el volumen de inyección de vapor en 2 pozos adicionales.
- Proyecto Piloto IAV – EM Petro San Félix: El proyecto costa de 13 pozos estimulados con vapor, de los cuales en 2 pozos se han aplicado hasta 2 ciclos de inyección. De acuerdo con los datos de producción se han observado incrementos de la producción promedio de 90 %. Incluso, en un pozo se incrementó la producción de 106 a 407 BNPD (España y col. 2018).
- Proyecto Piloto IAV – EM Petrolera Sinovensa: PDVSA Intevep en conjunto con el personal de la Empresa Mixta realizaron las simulaciones numéricas de la inyección de vapor considerando volúmenes de inyección entre 5.000 y 25.000 Ton, considerando el uso de dos generadores de vapor. Los resultados mostraron que se pueden alcanzar gananciales significativos de petróleo a partir de 2 ciclos de inyección y para mayores volúmenes totales.

REFERENCIAS

Álvarez, C. “Introducción a los mecanismos implícitos en procesos de recuperación mejorada”. Manual de Curso. PDVSA Intevep. p. 1-5. Enero 2006.

Stosur, G. “EOR: Past Present and What the Next 25 Years May Bring”. SPE 84864, 2003.

España C. Naudy A.; Romero, Tahina E.; Narváez N., Yeixon G. “Factibilidad técnica-económica del proceso de inyección alterna de vapor con solventes para aumentar la producción del Campo Zuata Principal de la Faja Petrolífera del Orinoco Hugo Chávez”. UVH – Trabajo de Grado de Maestría. Junio 2018.

PDVSA CVP. “Proyectos de Recuperación Mejorada en FPO - Proyecto Magna Reserva”. Presentación Técnica. Junio 2012.

ARTÍCULO

37-40

PRODUCCIÓN A ESCALA BANCO DE BREA DE PETRÓLEO GRADO AGLOMERANTE A PARTIR DE CORRIENTES RESIDUALES CASO FUEL OIL

Binder petroleum pitch production at bench scale from residuals. Fuel oil case.

Cyntia Urdaneta [1]
Yrem Muller [1]
Omar Castillo[1]
Julio Alvarado [2]

PDVSA Intevep
[1]Gerencia de Valoración
[2]Gerencia de Plantas Piloto

RESUMEN

En el presente trabajo se evaluó la factibilidad de producción de brea de petróleo grado aglomerante, en una planta a escala banco, a partir de una muestra de fuel oil (contenido aproximado de aromáticos 45 %). Para obtener la brea, la muestra de fuel oil se sometió a un proceso de craqueo térmico en un reactor Parr, bajo determinadas condiciones de operación. Seguidamente, el producto del reactor se separó en sus diferentes cortes en una fraccionadora atmosférica y finalmente el fondo o reciclo (producto pesado), mezclado con una fracción de carga fresca, se sometió al craqueo térmico bajo la mismas condiciones de operación. El producto generado se sometió a un proceso de separación física en una destiladora al vacío para obtener brea de petróleo (producto de fondo) con las propiedades fisicoquímicas requeridas. Los resultados de la caracterización fisicoquímica de la brea obtenida demuestran la factibilidad del uso del fuel oil (una alimentación con contenido de aromático "intermedio") para producir brea de petróleo con la calidad aglomerante requerida en la elaboración de ánodos de carbón en la industria del aluminio.

Palabras Claves: Fuel oil, brea de petróleo, craqueo térmico

ASTRACT

The feasibility of producing on a bench scale plant, binder-grade petroleum pitch from fuel oil 45 % wt aromatic content is shown. To obtain the petroleum pitch, fuel oil was thermally cracked in a Parr reactor, under typical operating conditions. Then, the reactor product was treated by atmospheric distillation and the bottom product (recycle), mixed with a fraction of feedstock, was thermally cracked under the same operating conditions. This reactor product was treated by vacuum distillation to obtain the petroleum pitch (bottom product) with the required physicochemical properties. The physicochemical features of the obtained petroleum pitch demonstrate the feasibility of using fuel oil (a feedstock with a "medium" aromatic content) to produce binder-grade petroleum pitch useful for carbon anodes manufacturing of the steel industry.

Keywords: Fuel oil, petroleum pitch, thermal cracking

PDVSA Intevep ha desarrollado una tecnología para la producción de brea de petróleo con calidad aglomerante, como material sustituto de la brea de alquitrán de hulla, agente aglomerante empleado en la manufactura de ánodos de carbón para la producción de aluminio primario. Dicha tecnología, se basa en el tratamiento térmico de corrientes residuales de refinería bajo condiciones de proceso previamente establecidas, generándose adicionalmente, productos de gran valor comercial para el negocio de refinación de petróleo, tales como: gases, naftas, gasóleos livianos y gasóleos de vacío.

Generalmente, las alimentaciones empleadas en el proceso de producción de brea de petróleo consisten en residuales de refinería con alto contenido de aromáticos (> 65 %p), por ejemplo: corrientes de fondos de la destiladora de la unidad de craqueo catalítico, extractos aromáticos lubricantes (EAL), entre otros.

Se estima, que el poder aglomerante está directamente relacionado con el contenido y tipo de los hidrocarburos aromáticos policondensados en el producto final. Sin embargo, considerando la disponibilidad de fuel oil a nivel nacional, y con el fin de ampliar el rango de aplicación de la tecnología, se planteó la posibilidad de evaluar dicho material como alimentación alternativa para la producción de brea de petróleo, considerando que la muestra contiene un porcentaje de aromáticos menor al normalmente empleado.

MÉTODOS Y PROCEDIMIENTOS

Caracterización de la alimentación

La alimentación empleada fue una muestra de fuel oil. En la Tabla 1 se reflejan los resultados de la caracterización de la muestra de fuel oil.

Tabla 1. [1]Residuo microcarbón, [2]Saturados, [3]Aromaticos, [4]Resinas, [5]Asfaltenos, [6]Initial boiling point, [7]Final boiling point

Densidad (g/ml)	API	RMC[1](%p)	S[2](%p)	A[3] (%p)	R[4] (%p)	A[5] (%p)	IBP[6] (°C)	FBP[7] (°C)
0,9803	12,7	12,1	24	45	23	8	261	724

Obtención de brea de petróleo

En la Figura 1 se refleja un diagrama de bloques de la metodología empleada para obtener la brea de petróleo a escala banco.

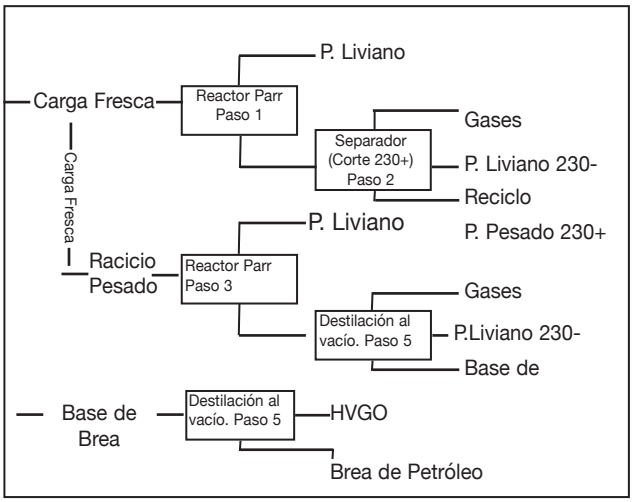


Figura 1. Diagrama de bloques procedimiento general a nivel de laboratorio

A continuación se describe paso a paso el procedimiento:
Paso 1: se cargó el reactor Parr con la carga fresca (fuel oil) y se procesó la muestra a las condiciones de operación estudiadas. Una vez alcanzadas las condiciones de reacción requeridas, se mantuvo durante el tiempo de reacción. Esto representó el proceso sin reciclo.
Paso 2: se realizó una primera destilación para obtener un corte 230 ºC+ de la mezcla. El producto de fondo (corte 230 ºC+) se considera como la corriente de reciclo.
Paso 3: el producto obtenido en el paso anterior se mezcló con carga fresca (fuel oil) en una proporción determinada. Se cargó la mezcla reciclo:carga fresca en el reactor Parr y una vez alcanzadas las condiciones de reacción, se mantuvo durante el tiempo de reacción a estudiar.
Paso 4: se realizó una segunda destilación para obtener un corte 230°C+ de esta mezcla. El producto de fondo (corte 230 ºC+) representa la corriente de producto pesado o base de brea.
Paso 5: se destiló la base de brea a condiciones de vacío, para obtener un corte a una temperatura determinada, basados en el RMC de la base de brea y las especificaciones que se esperan obtener en la brea de petróleo.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

En la experiencia, las condiciones de temperatura de reacción, tiempo de residencia y presión, permanecieron sin alteraciones significativas que pudieran impactar los resultados experimentales. Por otra parte, luego de la experiencia con reciclo, se observa formación de coque, sin embargo, la cantidad es equivalente a las experiencias a escala banco empleando la carga y condiciones típicas de reacción, es decir, fuel oil como alimentación y temperaturas entre 420 y 440 °C, presiones entre 200 y 260 psig y tiempos de residencia entre 10 y 60 min. Los resultados de los rendimientos se muestran en la Tabla 2.

Tabla 2. Rendimientos generales en la producción de brea de petróleo a escala banco a partir de una muestra de fuel oil

Rend. Gases (%p)	Rend. Productos Liviano (%p)	Rend. HVGO (% p)	Rend. Brea de Petróleo (%p)
16.84	24.83	17,31	29,94

En la Tabla 2, el resultado del rendimiento de brea de petróleo representa una opción muy atractiva al alcanzar un 29,94 %p frente a un 22,58 %p obtenido con experiencias a la misma escala, a mayores condiciones de temperatura de reacción. Este resultado se espera debido alto contenido de RMC de la muestra de fuel oil (Ver Tabla 1), en comparación con el contenido de RMC de esta carga típica, el cual varía entre 2 y 4 %p. Adicionalmente, en la tabla 2 anterior puede observarse que se obtiene mayor cantidad de productos livianos a expensas de la producción de HVGO, siendo los primeros de mayor interés comercial.

La brea de petróleo obtenida a partir de carga 100 % fuel oil, cumple la mayoría de las especificaciones de calidad de una brea empleada como aglomerante en la fabricación de ánodos precocidos, tal como una brea de petróleo obtenida a partir de una carga típica (Ver Tabla 3). Sin embargo, se puede apreciar que la mojabilidad de la brea en estudio es inferior a la que presentan las breas de petróleo obtenidas a partir de la carga típica. Este parámetro mide la capacidad de la brea de extenderse sobre la superficie del agregado seco en la manufactura de ánodos de carbono y se presume que la diferencia entre los valores puede estar asociada al menor contenido de aromáticos que presenta la alimentación estudiada.

Tabla 3. Propiedades de la brea obtenida a partir de una muestra fuel oil y de carga típica

Propiedades de la Brea del Petróleo				
Brea a partir de:	S(%p)	RCM[1] (%p)	P.A[2] (^{O}C)	Mojabilidad
Carga típica [3]	1,45 - 1,90	46,5 - 53,4	106,6 -114,9	2,3 - 2,5
100 % *Fuel Oil*	ND[4]	47,2	111,3	1,5

[1] Residuo Microcarbón. [2]Punto de ablandamiento. [3]Datos experimentales históricos de la tecnología de producción de brea de petróleo. [4]ND. Técnica o análisis no disponible para la fecha de la experiencia.

Por otro lado, debido al mayor contenido de azufre referencial que contienen muestras como el fuel oil (Aprox. 3 %p), respecto al contenido de azufre en la carga típica (1,5 – 2,5 %p), se estima que la brea de petróleo obtenida en el estudio presentará un mayor contenido de azufre, lo que representaría un incremento de las emisiones de SOx durante la manufactura de los ánodos de carbono.

CONCLUSIONES

Se demostró la factibilidad técnica de obtener a escala banco, bajo condiciones típicas de operación de la tecnología, brea de petróleo con calidad de aglomerante a partir de una muestra residual con un contenido de aromáticos menor al normalmente empleado. Sin embargo, deben ser estudiadas las propiedades de mojabilidad y el contenido de azufre en el producto final a partir de este tipo de cargas.

ARTÍCULO
41-44

Milangela Berbesí[1]
Reny Colmenares[1]
Alexander Tejada[1]
Lenin Ortega[2]

PDVSA Intevep
[1]Gerencia de Ambiente
[2]Gerencia Técnica de Exploración

LA GEOMÁTICA COMO HERRAMIENTA EN LA GESTIÓN AMBIENTAL

RESUMEN

La Geomática es el término que hace referencia a un conjunto de ciencias en las cuales se integran los medios para la captura, tratamiento, análisis, interpretación, difusión y almacenamiento de información geográfica y la gestión ambiental es la estrategia mediante la cual se organizan las actividades antrópicas que afectan al medio ambiente, con el fin de lograr una adecuada calidad de vida, previniendo o mitigando los problemas que pudieran afectar sus propiedades. Dentro de la sala SIGEA de la Gerencia Funcional de Ambiente de PDVSA INTEVEP se dispone de recursos para trabajar con los Sistemas de Información Geográfica (SIG), Percepción remota, Cartografía digital y Geoposicionamiento satelital (GNSS). Dado las bondades de la Geomática y sus aplicaciones en la gestión ambiental, se presentan dos casos de estudio, el uso de la geomática en la Hacienda El Carmen de PDVSA Intevep bajo el Convenio MINPPAU y El proyecto del Café y en el segundo caso se explica un estudio comparativo de cambios en la temperatura del agua debido a la descarga térmica en el Centro de Refinación Oriente.

Palabras Claves: Geomática, gestión ambiental, geoposicionamiento, descarga térmica, suelos agrícolas.

ABSTRACT

Geomatics is the term referring to a group of sciences in which are integrated the capture, treatment, analysis, interpretation, diffusion and storage of geographic information and on the other hand, environmental management is the strategy by which are organized human activities that could affect the environment, in order to achieve an adequate quality of life, preventing or mitigating problems that could affect its properties. The SIGEA room in the Environmental Management of PDVSA INTEVEP, have available several resources such as Geographic Information Systems (GIS), Remote Perception, Digital Cartography and Satellite Geopositioning (GNSS). Given the benefits of Geomatics and its applications in environmental management, two case studies are presented. First, the use of geomatics tools for the Hacienda El Carmen project under an agreement with MINPPAU, and the project for coffee production. In the second case, a comparative study of changes in water temperature due to a thermal discharge in the Oriente Refination Center.

Keywords: Geomatics, environmental management, geopositioning, thermal discharge, agricultural soils.

La Sala de Información Geoespacial de Ambiente (SIGEA) pertenece a la Gerencia Funcional de Ambiente de PDVSA INTEVEP y dispone de recursos que potencian los proyectos y productos que en ella se elaboran, trabajando con las disciplinas que integran la Geomática, tales como: los Sistemas de Información Geográfica (SIG), percepción remota, cartografía digital y geoposicionamiento satelital (GNSS, por sus siglas en inglés). SIGEA genera productos, soluciones tecnológicas y actividades de formación en el área de Geomática tanto para PDVSA, como para organizaciones productivas socialistas y comunidades organizadas. Los proyectos más destacados son: proyecto Hacienda El Carmen (Convenio MINPPAU, Proyecto del Café), proyecto Zonas de Seguridad PDVSA INTEVEP, ATE Mejoradores, ATE Faja Superficie, Aplicación INTMAP, proyecto Fundo San Antonio, ATE Costa Afuera, ATE Occidente, Gestión Ambiental Intevep, ATE AQUACONVERSION, entre otros.

La Geomática y la gestión ambiental

La Geomática es el término moderno que hace referencia a un conjunto de ciencias que integra la captura, tratamiento, análisis, interpretación, difusión y almacenamiento de información geográfica. También llamada información espacial o geoespacial y este término «Geomática» está compuesto por dos ramas "GEO" Tierra, y “MATICA” por informática; es decir, el estudio de la superficie terrestre a través de la informática Becerra, (2012). La gestión ambiental es la estrategia mediante la cual se organizan las actividades antrópicas que afectan al ambiente, con el fin de lograr una adecuada calidad de vida, previniendo o mitigando los problemas que pudieran afectar sus propiedades Massolo, (2015). La integración de la geomática y sus aplicaciones en la gestión ambiental brinda un abanico de posibilidades en cuanto a importantes herramientas que pueden ser utilizadas tanto para resolver situaciones desde el punto de vista ambiental, así como la toma de decisiones al momento de emprender proyectos.

PROCEDIMIENTOS

La Geomática se basa en diversas disciplinas que permiten la recolección de datos reales y a partir del estudio y procesamiento de la información, se generan análisis e interpretaciones, cuya salida permite una visión clara o información detallada de la situación para la toma de decisiones. La metodología para la elaboración de los mapas que se pueden obtener para la gestión ambiental se observa en la Figura 1.

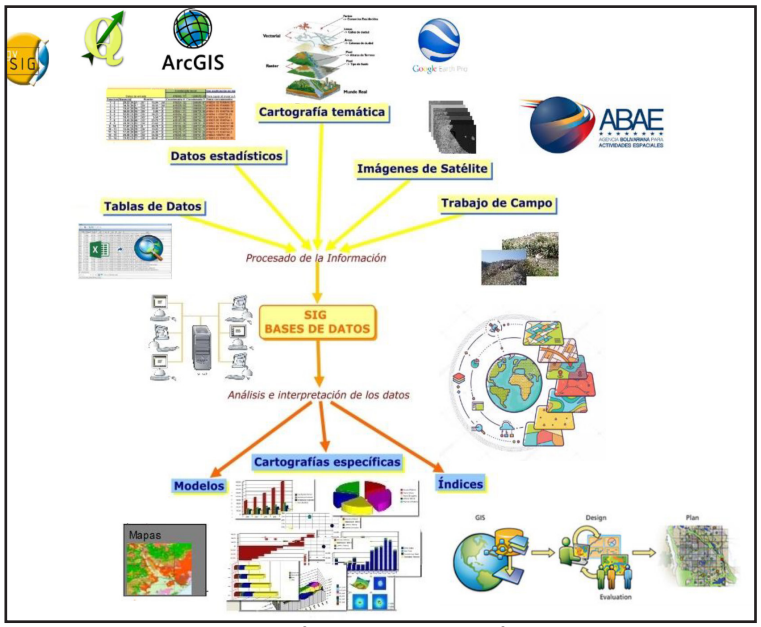


Figura 1. Metodología para la elaboración de mapas

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Entre los resultados más destacados de la Hacienda El Carmen están: distribución espacial de las tierras, análisis de pH para conocer disponibilidad de nutrientes en los suelos, índice de vegetación de diferencia normalizada (NVDI, por sus siglas en inglés), estimación y uso racional de recursos, estimación de erosión de suelos agrícolas, análisis físico-químico de los suelos, sistema de riego y drenajes, manejo de recursos hídricos, estudio de biodiversidad y mapas de usos de suelo (Figura 2).

Figura 2. Mapa satelital de la ubicación de las áreas agrícolas de la Hacienda el Carmen

Con relación al estudio de la descarga térmica en el Centro de Refinación Oriente, podemos obtener: método de interpolación "Kriging" para modelar la temperatura, cambios en la temperatura del agua, comportamiento entre barreras, análisis comparativos entre periodos, análisis de distribución espacial (Figura 3).

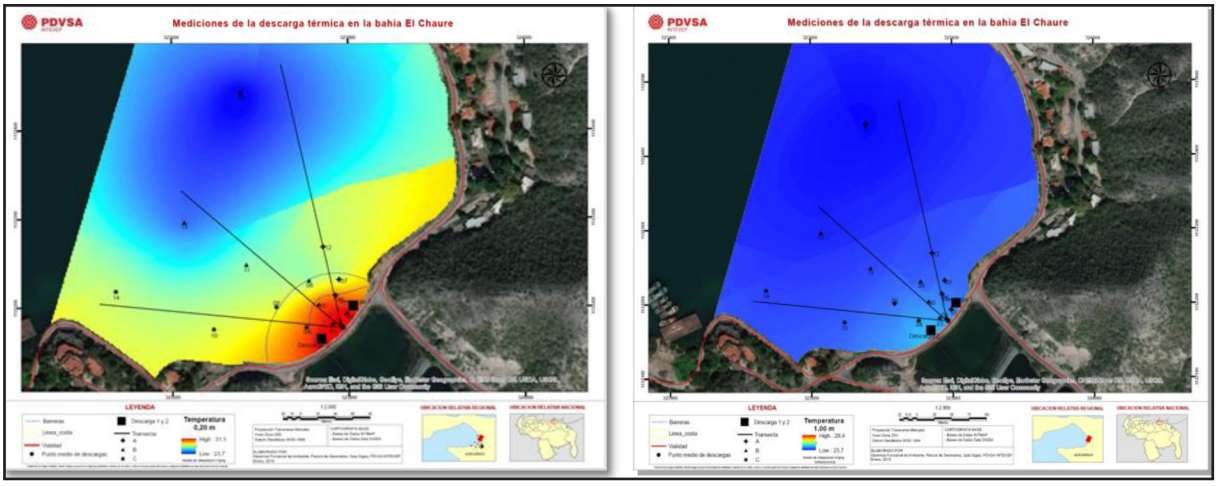


Figura 3. Mapas de mediciones de la descarga térmica de la bahía El Chaure a 0,20 m y 1,00 m de profundidad

La Geomática comprende un amplio rango de disciplinas que se integran para crear una visión de datos espaciales, desde estudios ambientales, planificación, ingeniería, navegación, geología, geofísica, geodesia, oceanografía, propiedad y registro del suelo, entre muchas otras; donde estas disciplinas constituyen un Sistema Geográfico para el apoyo en la gestión y toma de decisiones para la planeación territorial para el uso, manejo o administración de recursos naturales, sociales y económicos, así como para su control o supervisión e incluso para la conservación del ambiente. Actualmente, debido a los avances agigantados de la tecnología, el campo de la Geomática está siendo utilizado en muchas áreas del saber, razón por la cual muchas instituciones están haciendo uso de estas herramientas.

REFERENCIAS

Massolo, L. Introducción a las herramientas de gestión ambiental. Universidad Nacional de la Plata. Facultad de Ciencias. Editorial de la Universidad de la Plata. Buenos Aires. Argentina 2015.

Becerra, D. Infraestructura de datos espaciales – Levantamiento geoespacial de la ciudad de Tulcan. I Congreso científico internacional de la Universidad Regional Autónoma de los Andes (UNIANDES). Ambato. Ecuador 2012.

ARTÍCULO
45-48

Acosta Natasha
Martínez Alejandro
Grobas Jacqueline

PDVSA Intevep
Gerencia de Exploración

MODELADO GEOQUÍMICO 3D DE LA CUENCA DEL GOLFO DE VENEZUELA, COSTA AFUERA

3D geochemical modeling of Gulf of Venezuela basin, off-shore

RESUMEN

Para evaluar la historia térmica, la generación y expulsión de hidrocarburos en las rocas generadoras postuladas en el área, se efectuó un modelado geoquímico 3D en la cuenca del Golfo de Venezuela. Adicionalmente, se evaluó el intervalo Cretácico, secuencia SK1b (equivalente a la Fm. La Luna) como roca generadora en la provincia suroccidental. Los resultados, indican que para la provincia suroccidental, existen tres zonas de generación para la roca generadora, SK1b. En la zona 1, la generación comenzó entre los 58 y 55 Ma, alcanzando una madurez mayor a la ventana de gas seco. En la zona 2, comenzó a generar entre 58 y 55 Ma, principalmente de gas. Finalmente la zona 3, comenzó la generación entre los 45 - 40 Ma y se mantiene hasta la actualidad. La zona 3 presenta menor riesgo exploratorio, debido a que la generación de hidrocarburos comenzó luego de haberse formado la trampa. Por su parte, la provincia nororiental, los intervalos correspondientes a las secuencias SO (Oligoceno) y SMa (Mioceno Temprano) se encuentran inmaduros en los pozos perforados. Sin embargo, en el Surco de Urumaco alcanzan la madurez térmica para haber llenado del yacimiento MioPerla-1. La secuencia SO, comenzó a generar entre 17 y 15 Ma y actualmente se encuentra en ventana de gas seco; mientras que la secuencia SMa comenzó la generación entre los 15 y 12 Ma, y actualmente se encuentra en la ventana de gas húmedo y condensados. En ambos casos, la generación fue posterior a la formación de las trampas, lo cual multiplica las oportunidades exploratorias en la provincia nororiental.

Palabras Claves: Golfo de Venezuela, Surco de Urumaco, sistema petrolífero, generación.

ABSTRACT

Thermal history, hydrocarbon generation and expulsion processes were evaluated in those intervals postulated as source rocks in the Gulf of Venezuela basin, through 3D geochemical modeling. The Cretaceous interval, SK1b sequence (equivalent to La Luna Formation) was evaluated as a source rocks in the Southwestern province. results for the Southwestern province indicate that there are 3 maturity generation zones for SK1b sequence. In zone 1, generation started between 58 and 55 Ma, reaching a dry gas window. In zone 2, generation started between 58 and 55 Ma, this area mainly gas. Finally zone 3, the generation started between 45 - 40 Ma and continues until present time.

Zone 3 presents a lower exploratory risk, because hydrocarbon generation began after the trap formation. On the other hand, the results in Northeast province, indicated that intervals corresponding to the SO (Oligocene) and SMa (Early Miocene) sequences are immature in wildcats drilled so far. However, in the Urumaco´s Trough they reach the necessary thermal maturity, to have filled the MioPerla-1 reservoir. The SO sequence began to generate between 17 and 15 Ma and is currently in dry gas window; while the SMa sequence started generation between 15 and 12 Ma and is currently in wet gas window and condensed. In both cases, the generation was subsequent to the formation, which multiplies the exploratory opportunities in this province.

Keywords: Gulf of Venezuela, Urumaco Trough, petroleum system, hydrocarbons, generation, traps.

El 02 de Agosto de 2015, comenzó la producción temprana de 150 MPCD, en el campo Cardón IV, ubicado en aguas someras frente a la península de Paraguaná, a 50 kilómetros de la costa. El campo Cardón IV es el mayor descubrimiento de gas en el Caribe en la última década. Esto renueva el interés exploratorio en el mar territorial de Venezuela, donde se han descubierto otros campos gigantes de gas. Para entender el detalle la génesis de la acumulación de este recurso y la visualización de otros en la cuenca del Golfo, se ejecutó el modelo geoquímico 3D, en el área, lo cual permitió la integración de la información generada por un conjunto de disciplinas en PDVSA Intevep.

Trabajos previos han contribuido a la caracterización y entendimiento de la cuenca, (Acosta et al., 2016; Escalona y Yang, 2013; Escalona y Mann, 2011; Baquero et al., 2010). Estos modelos han permitido comprender, la evolución de los procesos que condujeron a la acumulación de los hidrocarburos en el campo Cardón IV y visualizar posibles áreas de interés exploratorias. Para complementar estos estudios, ha sido necesario, definir un flujo de trabajo para efectuar la simulación en 3D de los sistemas petrolíferos del Golfo de Venezuela, haciendo especial énfasis en los procesos de migración, entrampamiento y en la visualización de las áreas de cocina propuestas.

MÉTODOS Y PROCEDIMIENTOS

La metodología llevada a cabo para la construcción del modelado geoquímico 3D, en el Golfo de Venezuela se resume en el esquema de la Figura 1.

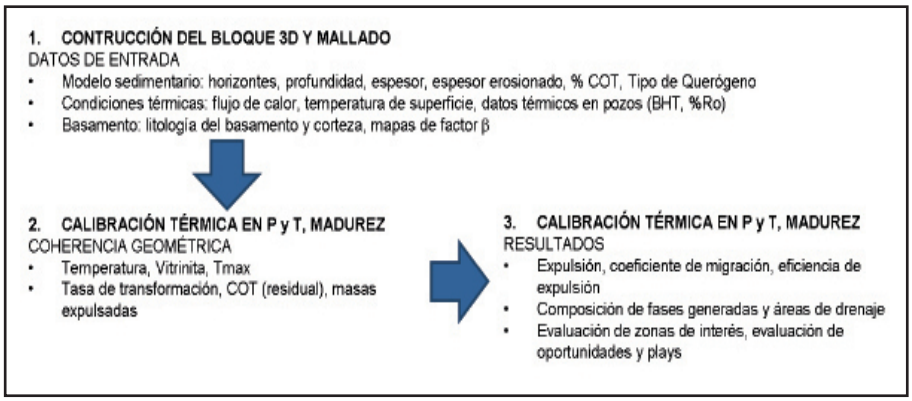


Figura 1. Esquema simplificado de la metodología para el modelado geoquímico 3D

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

La Figura 2, muestra una representación del bloque 3D en tiempo presente, construido a partir de doce horizontes definidos usando el marco cronoestratigráfico del área, correspondientes a los límites de secuencia, que abarcan desde la base del Cretácico (SK1) hasta el Plio - Pleistoceno (SMP) en la provincia suroccidental y desde el Oligoceno Temprano (SO) hasta el Plio - Pleistoceno (SMP) en la provincia nororiental. Adicionalmente, se incorporaron tres conjuntos de mapas de iso-propiedades como datos de entrada: el modelo sedimentario, condiciones térmicas y basamento. Se incorporó también la información disponible de datos geoquímicos y térmicos de 14 pozos del área para la calibración de la historia térmica.

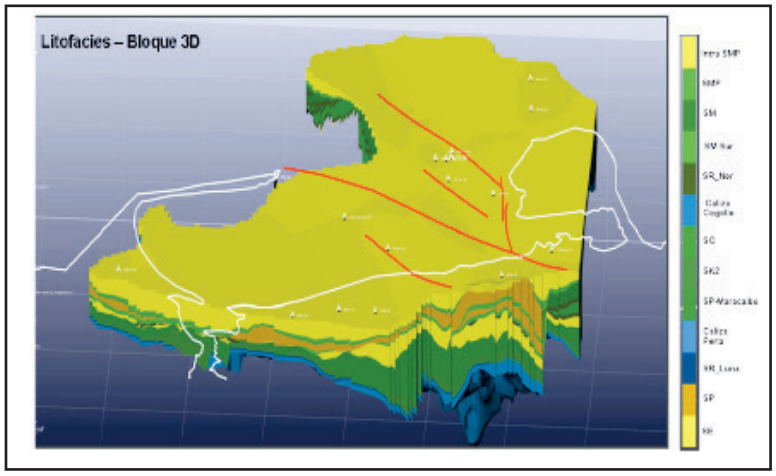


Figura 2. Bloque 3D inicial construido a partir de los mapas de litologías de las secuencias definidas en la cuenca del Golfo de Venezuela

La provincia suroccidental presenta principalmente trampas estructurales producto de la interacción entre las placas "Caribe" y Suramericana, que se formaron a finales del Paleoceno y durante parte del Eoceno, por lo que a partir de 40 Ma las principales estructuras ya estaban disponibles para la acumulación de los hidrocarburos generados. En la provincia nororiental las trampas son principalmente estratigráficas y para el campo Cardón IV, puede estimarse que una vez que ocurre el "drowning" de la plataforma, asociada a la caliza del Perla, esto ocurrió culminando el Mioceno Temprano a los 20 Ma aproximadamente.

La variación de la madurez, generación y expulsión en la provincia suroccidental, indica que existen tres zonas para la secuencia propuesta como roca generadora SK1b (Fm. La Luna). En la zona 1, esta secuencia comienza la generación entre los 58 y 55 Ma debido al alto flujo calor alcanzado en el Eoceno. En la zona 2, la secuencia SK1b entra en ventana de generación entre los 58 y 55 Ma, esta zona representa una madurez entre 1,3 - 3 %Ro. Finalmente en la zona 3, la secuencia SK1b presenta un rango en la madurez entre inmaduro a ventana de petróleo (< 0,6 - 1,3 %Ro). En esta zona, las áreas de mayor madurez, la generación comenzó entre los 45 - 40 Ma y se mantiene hasta la actualidad. La zona 3, es la zona de menor riesgo por la sincronización existente entre la formación de la trampa y el inicio de la generación.

En la provincia nororiental, los intervalos SO y SMa se encuentran inmaduros en los pozos, sin embargo, alcanzan la madurez térmica necesaria en el Surco de Urumaco, para haber llenado la Caliza de Perla. La generación para la secuencia SO fue entre 17 y 15 Ma y actualmente se encuentra en la ventana de gas seco; mientras que la secuencia SMa comenzó la generación entre los 15 y 12 Ma y actualmente se encuentra en la ventana de gas húmedo y condensados. En ambos casos, los procesos de generación y expulsión fueron posteriores a la formación de las trampas principales, por lo tanto puede inferirse un proceso de sincronización óptimo que generó de manera efectiva la carga de las estructuras del Mioceno Medio.

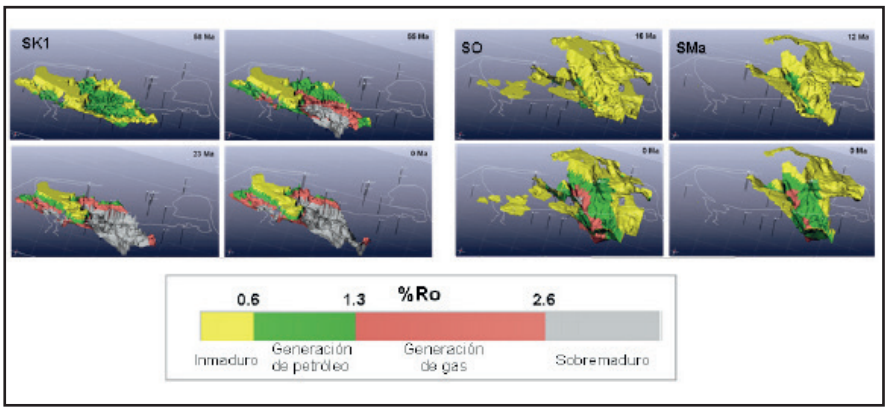


Figura 3. Evolución de la madurez para las secuencias SK1b, SO y SMa

REFERENCIAS

Acosta, N., Martínez, A., Grobas, J. Geochemical Characterization and 1D Modeling in the Gulf of Venezuela. AAPG Annual Convention and Exhibition, June 2016. Calgary, Alberta, Canada (Poster). 2016.

Baquero, M., Cordani, U., Sato, K., Urbani, F., Grande, S., Mendi D. Geocronología del basamento en el noroccidente de Venezuela: basados en nuevas edades U-Pb zircón. III Simposio Venezolano de Geociencias de Rocas Ígneas y Metamórficas, EGMG, UCV, Caracas.2010.

Escalona, A., Mann, P., Tectonics, basin subsidence mechanisms, and paleogeography of the Caribbean-South American plate boundary zone. Marine and Petroleum Geology, 28, 8–39. 2011.

Escalona, A., Yang, W., Impact of low-angle subduction in petroleum Systems along the Leeward Antilles island arc emergent gas trend, northern South America. Technical article. First break, 31, pp. 55-63. 2013.

ARTÍCULO
49-52

Peggy Rosales
Oswaldo Zamora

PDVSA Intevep
Gerencia de Estudios de Yacimientos

SISTEMA DE JERARQUIZACIÓN Y EVALUACIÓN DE MÉTODOS DE RECOBRO MEJORADO SIJERM™

SIJERM™ a system for screening, ranking and forecast of improved oil recovery processes

RESUMEN

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 procesos de recobro mejorado de petróleo. Actualmente el sistema cuenta con más de 200 usuarios a nivel nacional, desde su salida a producción en el año 2011, siendo utilizada con fuerza en las áreas operacionales de la Faja, Occidente y en PVDSA Intevep. La implantación del sistema ha permitido el ahorro en costos de adquisición, mantenimientos de licencias de software comerciales; así como también el apalancamiento de la Soberanía Tecnológica. La aplicación en su versión 2 contiene dos módulos principales: Jerarquización y Modelos Analíticos. El sub-módulo de jerarquización contempla dos (02) técnicas de evaluación: Inteligencia Artificial y Reglas Heurísticas, para lo cual se requiere de los valores de las propiedades roca-fluido del yacimiento a evaluar.

ABSTRACT

SIJERM™ is an application developed in PDVSA Intevep that consists in the computational implementation of a screening and forecast system by analytical, modeling of improved oil recovery processes.

Currently, more than 200 customers are using this system, since its releasing in 2011, being used with force in the operational areas of the Faja, East and Western and PVDSA Intevep. The implementation of this system allowed savings in acquisition costs, maintenance of commercial software licenses as well as Technological Sovereignty. The Version 2.0 of this application contains two main modules: ranking and Analytical Models. The ranking sub-module includes two (02) evaluation techniques: Artificial Intelligence and Heuristic Rules for which the values of the rock-fluid properties of the reservoir are required.

Keywords: SIJERM™, EOR, Scrrening, ranking and forecast.

El Sistema de Jerarquización y Evaluación de Métodos de Recobro Mejorado (SIJERM™) es un sistema de información desarrollado por PDVSA Intevep con tecnologías web, para jerarquizar los procesos de recuperación mejorada de petróleo dentro tres(3) categorías (térmicos, químicos y gaseosos) 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) e Inyección Continua de Vapor (ICV), así como también, para el proceso de inyección de agua mediante el modelado de Buckley-Leverett. El sistema fue conceptualizado con el propósito de apalancar 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 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. La base de datos de la cual se alimenta el sistema corresponde a más de 1000 proyectos exitosos a nivel mundial. 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).

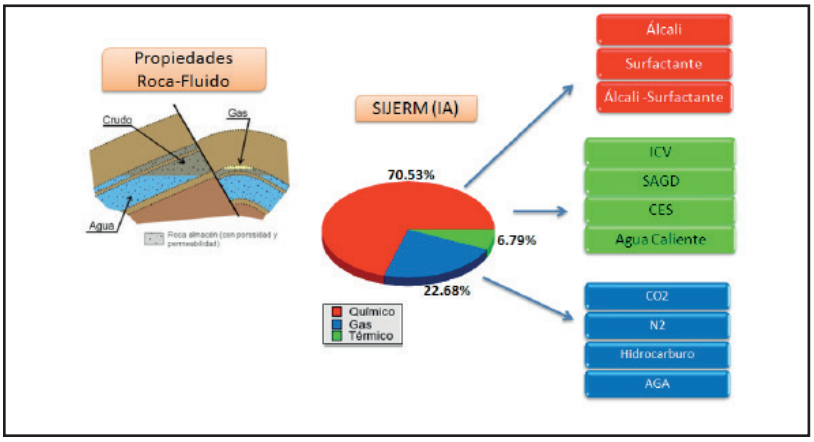


Figura 1. Módulo de Jerarquización – Sub Módulo Inteligencia Artificial (IA)

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 exitosos 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).

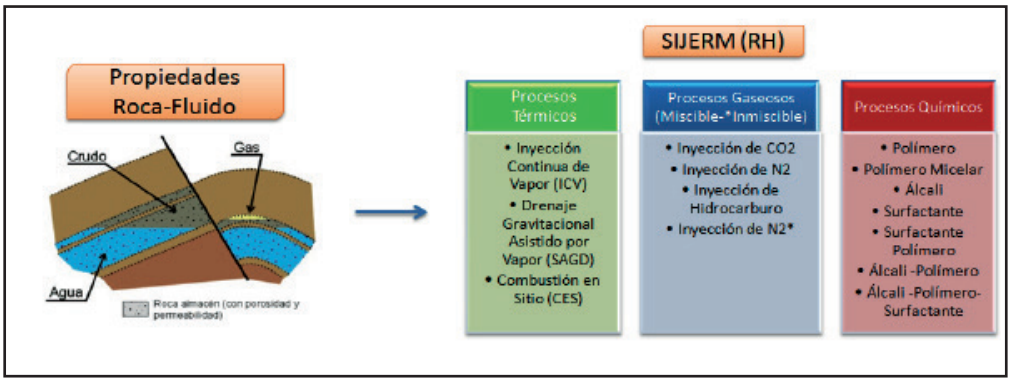


Figura 2. Módulo de Jerarquización – Sub Módulo Reglas Heurísticas (RH)

Módulo de Modelos Analíticos:

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

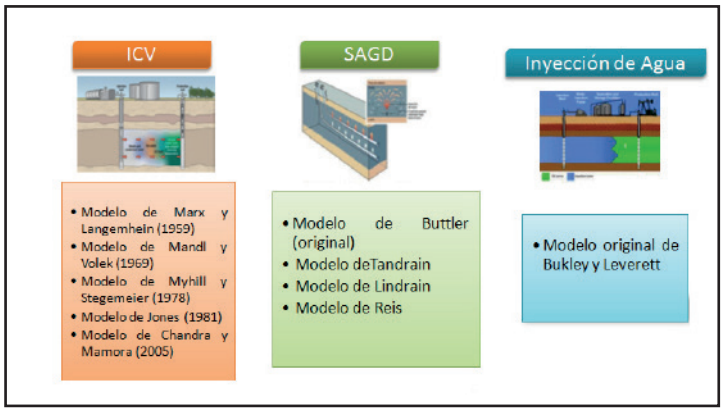


Figura 3. Módulo de Modelos Analíticos

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

La herramienta SIJERM™ es una aplicación propia y destinada al acceso de todos los trabajadores de PDVSA que ha permitido el ahorro en costos de adquisición y mantenimientos de licencias de software comerciales y el apalancamiento de la Soberanía Tecnológica. Desde el momento en que la herramienta SIJERM™ inició su funcionamiento, se ha logrado realizar un total de veinte (20) jerarquizaciones de procesos de recuperación mejorada de petróleo en las cuatro (4) divisiones Junín, Ayacucho, Boyacá y Carabobo de la Faja Petrolífera del Orinoco Hugo Chávez, adicionalmente se han realizado siete (7) validaciones de "screening" de tecnologías para las empresas mixtas PetroCarabobo y Petromonagas respectivamente.

En todos los casos, adicionalmente a los resultados obtenidos del proceso de jerarquización, se realiza el análisis convencional de yacimientos como un requisito imprescindible para que los resultados sean considerados óptimos. En cuanto al área operacional perteneciente al Oriente y Occidente del país, se han realizado por lo menos cinco (5) jerarquizaciones de recobro mejorado. Finalmente, es necesario mencionar que se ha logrado establecer dentro de la Gerencia de Estudios de Yacimientos de PDVSA Intevep la metodología para llevar a cabo cualquier requerimiento del área operacional en cuanto a la Jerarquización de Tecnologías de Recuperación Mejorada de Petróleo.

ARTÍCULO

53-57

Mercedes De Montijo

PDVSA Intevep
Gerencia de Calidad de Productos

TECNOLOGÍAS DE EMULSIONES ASFÁLTICAS INTEMUL-L™ E INTEMUL-R™

RESUMEN

Las emulsiones asfálticas son productos utilizados mundialmente, puesto que representan una alternativa en pavimentación por presentar ventajas ambientales ya que trabajan con agua y a temperatura ambiente. Estas se constituyen como una opción en los riegos de adherencia e imprimación. Mientras que el asfalto diluido RC-250 actualmente utilizado en nuestro país para los tratamientos superficiales antes mencionados, contiene como diluente 25 % de nafta, lo que lo convierte en un producto poco amigable al ambiente y con un alto costo asociado. El trabajo contiene los resultados del desarrollo de las emulsiones asfálticas INTEMUL-L™ desarrollada para riego de imprimación e INTEMUL-R™ desarrollada para riego de adherencia, utilizando asfalto venezolano CA-30 del Complejo Refinador Paraguaná, y emulsificantes comerciales de rotura rápida y lenta. También contiene las evaluaciones de desempeño de ambos riegos a escala laboratorio y en un tramo experimental ubicado en el estado Barinas. El desempeño de las emulsiones asfálticas se comparó con asfalto diluido RC-250.

A escala laboratorio, el riego de imprimación se evaluó midiendo la penetración del mismo en tres suelos venezolanos (Veguita, Urachiche y Bombalara). Se observó que la penetración del riego depende de la afinidad del emulsificante con el suelo. Por otra parte, en el tramo experimental se utilizó un suelo compuesto Bombalara/Punta Gorda y su evaluación se realizó cualitativamente, observando la capacidad que tiene la emulsión de consolidar e impermeabilizar el suelo, generando a su vez resistencia al daño ante el paso vehicular. Se obtuvo como resultado que las emulsiones asfálticas presentan mejor desempeño que el RC-250 en este tipo de riego. El riego de adherencia se evaluó aplicando el método de corte LCB modificado, obteniéndose que el mejor desempeño lo presentan las emulsiones asfálticas con un promedio de tensión de corte de 1,43 MPa, mientras que el RC-250 presentó una tensión de corte de 0,70 MPa.

Palabras claves: Emulsiones asfálticas, riego de imprimación, riego de adherencia.

Keywords: Asphalt emulsions, priming and adhesion irrigation

MÉTODOS Y PROCEDIMIENTOS

Penetración de las emulsiones asfálticas en el riego de imprimación

Permite evaluar el desempeño del riego de imprimación según el suelo a utilizar y su compatibilidad con la emulsión asfáltica. El criterio de aceptación es una penetración a partir de 0,6 cm.

Método de corte LCB (Laboratorio de Caminos de Barcelona) modificado

Con este método se determina la tensión de corte aplicada en la interfaz entre dos briquetas o coredrill unidos mediante un riego de adherencia. Los criterios de aceptación recomendados son: tensión de corte entre 0,70 y 0,85 MPa o rompimiento de la briqueta y/o coredrill en una sección distinta de la interfaz.

Materiales utilizados

Para el desarrollo de las formulaciones de las emulsiones asfálticas probadas en campo, se utilizaron (4) cuatro emulsificantes comerciales, uno (1) de rotura lenta para el riego de imprimación y tres (3) de rotura rápida para el riego de adherencia; y asfalto nacional CA-30 proveniente del Complejo Refinador Paraguaná (CRP). La caracterización según normas ASTM de las mencionadas emulsiones asfálticas se puede observar en la Tabla 1.

El riego de imprimación fue evaluado con la emulsión asfáltica Nº 1 en los suelos Veguita y Bombalara procedentes de la región Sur Occidental del país y Urachiche proveniente de la región Centro Occidental

Tabla 1. Caracterización de las emulsiones asfalticas INTEMUL-L™ utilizada para riego de imprimación INTEMUL-R™ utilizada para riego de adherencia

Emulsión Asfaltica	N° 1	N° 2	N° 3	N° 4
Relación Asfalto/Agua	60/40	60/38	60/40	60/40
Residuo por evaporación (%) ASMT D6934	60,02	62,38	59,93	59,83
Estabilidad al almacenamiento(%) ASMT D6930	0,16	0,04	0,02	0,06
Tamiz 20(%) ASTM D6933	0,02	0,006	0,012	0,004
Carga particula ASTM D7402	+	+	+	+

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Evaluación de desempeño de las emulsiones asfálticas en riego de imprimación y adherencia a escala laboratorio

Riego de imprimación

Para evaluar la penetración de la emulsión asfáltica Nº 1 en cada uno de los suelos se utilizó un factor de dilución 50:50 agua/emulsión asfáltica, un rendimiento de 2,3 L/m^2 y 95 % de compactación del suelo.

Los resultados se muestran en la Tabla 2.

Tabla 2. Resultados de la penetración de la emulsión N° 1 en los tres suelos ensayados

Suelo	Penetración 3 caras (cm)			Promedio (cm)
Veguita	0,5	0,5	0,5	0,5
Urachiche	1,1	1,2	1,2	1,2
Bombalara	0,9	0,7	0,7	0,7

Con el suelo Veguita se obtuvo una penetración promedio de 0,5 cm; menor al valor mínimo establecido, indicando que existe afinidad con este tipo de suelo. Las penetraciones promedio en los suelos Urachiche y Bombalara fueron mayores al mínimo establecido, mostrando compatibilidad de la emulsión asfáltica Nº 1 con estos suelos. En los tres ensayos se observó que el riego presentaba buena adhesividad, formando una superficie típica de un riego de imprimación (ver Figura 2).

Riego de adherencia

Para la evaluación de este riego se utilizaron tres (3) emulsiones asfálticas de rotura rápida (Nº 2, Nº 3 y Nº 4); y se aplicó un rendimiento de 0,45 L/m^2 a temperatura ambiente. También se realizó la evaluación utilizando asfalto diluido RC-250, con un rendimiento de 0,7 L/m^2. En la Tabla 3 se puede apreciar que la tensión de corte promedio en cada uno de los riegos realizados con emulsión asfáltica no cumple con la mínima establecida de 0,70 MPa; sin embargo, se observó que al aplicar esta tensión, ocurría rompimiento en la base lo cual cumple con el otro criterio de aceptación establecido. En el caso del riego aplicado utilizando RC-250 se obtuvo una tensión de corte de 0,43 MPa y desplazamiento en la interfase, no cumpliendo de esta forma con ninguno de los criterios de aceptación.

Tabla 3. Resultados del ensayo LCB modificado de los riegos de adherencia realizados a escala laboratorio

Producto	Tensión de Corte (Mpa)	Observación
Emulsión Asfáltica Nro. 2	0,49	Rompío en la base
Emulsión Asfáltica Nro. 3	0,47	Rompío en la base
Emulsión Asfáltica Nro. 4	0,53	Rompío en la base
RC-250	0,43	Nó alcanzó tensión de corte

Evaluación del desempeño de las emulsiones asfálticas en riego de imprimación y adherencia en un tramo experimental

La ubicación del tramo experimental se ubicó en el estado Barinas. El tramo completo comprendió 800 m de largo y 10 m de ancho. El riego de imprimación se realizó con INTEMUL-L™ y el de adherencia con INTEMUL-R™; adicionalmente se utilizó asfalto diluido RC-250 con el objeto de comparar el desempeño de ambos tipos de productos.

Riego de imprimación

El riego de imprimación se realizó con la emulsión asfáltica N° 1 con un factor de dilución emulsión/agua 50:50 y con RC-250 con factor de dilución RC-250/Gasoil 80/20. El riego con emulsión asfáltica se realizó operando el camión irrigador de manera automática y un rendimiento de 2,3 L/m^2, mientras que para el riego de imprimación realizado con RC-250 el mismo se operó de manera manual.

El suelo para este tramo experimental fue un suelo integral Bombalara-Punta Gorda, ambos originarios del estado Barinas, el cual fue compactado al 95 %.

Emulsión asfáltica N° 1

Pasadas 24 horas de haber sido aplicado el riego, se evaluó observándose que presentaba dureza al caminar sobre la superficie, buena impermeabilidad, lo que evidenció la compatibilidad de esta emulsión asfáltica con el tipo de suelo integral Bombalara-Punta Gorda. Se probó la resistencia a la tracción haciendo pasar un vehículo sobre la superficie imprimada y no hubo levantamiento de la capa de asfalto.

Asfalto diluido RC-250

Una vez aplicado el riego, se notó exceso de solvente sobre la superficie. Pasadas 24 horas el riego no había curado completamente; la superficie no presentaba firmeza, por el contrario el riego se desprendió al caminar sobre él, adicionalmente, el paso vehicular dejó huellas sobre la superficie, desprotegiendo así el suelo. Lo que no asegura protección de la superficie.

Riego de adherencia

El riego de adherencia fue realizado con las emulsiones asfálticas N° 2, N° 3 y N° 4 de rotura rápida y con RC-250 sin dilución. El camión irrigador fue operado manualmente.

Para evaluar el desempeño de INTEMUL-R™ se realizó tres (3) evaluaciones, la primera se realizó de forma cualitativa e inmediata observando curado y pegajosidad, las dos últimas fueron evaluaciones cuantitativas por el método LCB y sometido a tráfico de alta carga con reductores de velocidad para evaluar condiciones extremas, una a los 6 meses y otra a los 4 años y medio de colocados los riegos.

La Tabla 4 resume los resultados del ensayo LCB modificado aplicado a las muestras tomadas en el tramo de prueba. Se observa que los riegos realizados con las emulsiones asfálticas alcanzaron y superaron el esfuerzo de corte esperado de 0,70 MPa como mínimo, demostrando así una buena capacidad adherente. La tensión de corte de la muestra que identifica al riego de adherencia realizado con RC-250 fue de 0,70 MPa ubicándose en el límite de lo establecido.

Tabla 4. Resultados de evaluación de desempeño de INTEMUL-R™ vs RC-250

Producto	Tensión de Corte (Mpa)	Observación
INTEMUL-R ™ (2012)	1,43	0,70
INTEMUL-R ™ (2016)	1,00	
INTEMUL-R ™ (2012)	0,70	

CONCLUSIONES

El riego de imprimación realizado con la emulsión asfáltica N° 1 cumplió con el desempeño esperado para este tipo de riego de: cubrir y ligar partículas minerales sueltas para proteger la superficie, evitar daño en la base-suelo ante el paso vehicular, consolidar e impermeabilizar la superficie y proveer adhesión en la interfase suelo/carpeta asfáltica. El riego de imprimación realizado con RC-250 no cumplió en su totalidad con la función de proteger e impermeabilizar la base-suelo. El mejor desempeño relacionado al riego de adherencia lo presentan las emulsiones asfálticas con un promedio de tensión de corte de 1,43 MPa, mientras que el RC-250 presentó un esfuerzo de corte de 0,70 MPa. INTEMUL-RTM e INTEMUL-LTM representan ahorro de 31,84 barriles de nafta / Km de vía en aplicaciones de riego de adherencia y riego de imprimación.

REFERENCIAS

SAPEI J. y Colaboradores. Emulsiones de imprimación su aporte en la adherencia. Revista Infraestructura Vial / LanammeUCR / ISSN: 2215-3705, Vol. 16:28,2014.

STEPHEN, A. Guidelines for using prime and tack coats. Publicación Nº FHWA-CFL/TD-05-002. 2005.

ASPHALT INSTITUTE. Manual básico de emulsiones asfálticas, manual series N° 19. USA 2014.

Revista Infraestructura vial / LanammeUCR / ISSN: 2215-3705 / Volumen 16 / Número 28 / Octbre 2014.

ARTÍCULO

59-62

TAMICES MOLECULARES PARA LA DESHIDRATACIÓN DE GAS NATURAL BASADOS EN MATERIA PRIMA NACIONAL

MOLECULAR SIEVES FOR NATURAL GAS DEHYDRATION BASED ON NATIONAL RAW MATERIALS

Edgard Rivas[1]
Albania Villarroel[2]

PDVSA Intevep

[1]Gerencia de Manejo Integrado de Gas

[2] Gerencia de Valorización de Corrientes y Carboquímica

RESUMEN

Los tamices moleculares permiten alcanzar altos niveles de deshidratación de gas natural, por lo que son de especial interés para su empleo en operaciones de procesamiento. Se ha reportado que el tamiz molecular Zeolita A, sintetizado a partir de materia prima nacional, se comporta como un agente desecante. En esta investigación se presenta un estudio de adaptación morfológica de Zeolita A en forma de extrudados, con la finalidad de producir sólidos de alta resistencia mecánica y con gran capacidad de adsorción de agua. Como agentes aglutinantes, se emplearon 3 arcillas, dos de ellas de tipo caolín y una de tipo esmectita. El proceso de aglomeración de la zeolita inicia con la preparación de una mezcla plástica, para luego llevar a cabo la extrusión y finalmente el tratamiento térmico de los sólidos. Para sólidos manufacturados con porcentajes mayores al 50 % de zeolita A, aglutinados con arcilla tipo esmectita y calcinados a temperaturas por encima de 500°C se obtienen valores de resistencia mecánica alrededor de 6 kgf y una capacidad de adsorción de agua aproximadamente de 18 %. Además, se realizaron variaciones en el mecanismo de aglomeración, con el objetivo de obtener sólidos desecantes con altas proporciones de Zeolita A. Estos últimos sólidos presentaron capacidad de adsorción de aproximadamente 20 % y resistencia mecánica alrededor de 14 kgf, siendo comparables con los valores de referencia de productos comerciales.

Palabras Claves: Tamices moleculares, deshidratación de gas natural, Zeolita A, agentes aglutinantes.

ABSTRACT

Molecular sieves provide high levels of natural gas dehydration, making them suitable for natural gas processing operations. It has been reported that an A-type zeolite, synthesized from national raw materials, behaves as a drying agent. The purpose of this study is a morphological adjustment of Zeolite A into molecular sieves extrudates, producing solids with improved mechanical properties and high water adsorption capacity. Three clays were used as binding agents, two of them were kaolin-type and the third one was smectite-type. The agglomeration process of Zeolite A starts with a plastic mix preparation that goes through an extrusion process, and finally the solids go through a heat treatment process. Manufactured solids with high Zeolite A content (>50%), smectite-type clay binding and heated above 500ºC, have mechanical strength values close to 6 kgf and adsorption capacity of approximately 18%.

Furthermore, variations of the agglomeration process were made in order to obtain solids with higher Zeolite A proportions. The new obtained solids exhibited adsorption capacities of approximately 20% and mechanical strengths around to 14 kgf, being on the order of commercially products references.

Keywords: Molecular sieves, natural gas dehydration, Zeolite A, binding agents.

Venezuela es uno de los países con mayores reservas probadas de gas natural a nivel mundial. En la naturaleza, el gas natural también se encuentra acompañado de impurezas, las más comunes son sulfuro de hidrógeno (H_2S), dióxido de carbono (CO^2) y agua (H_2O), siendo éste último uno de los agentes que genera más problemas de aseguramiento de flujo, tales como: acumulación de líquido en las tuberías, formación de hidratos, corrosión, entre otros (Martínez, M. 1994) por esta razón, se han desarrollado numerosas tecnologías que se emplean actualmente en la deshidratación del gas natural. Los tamices moleculares permiten alcanzar altos niveles de deshidratación del gas natural a partir de ciertos contenidos de agua en la corriente gaseosa, lo que los hace una tecnología que permite evitar problemas operacionales en procesos de baja temperatura (Kidnay y Parrish, 2006).

En la actualidad, los tamices moleculares empleados en el país para la deshidratación de gas natural importan. En el marco de la sustitución de importaciones, el desarrollo de tamices moleculares para deshidratación de gas natural utilizando materia prima nacional es de gran importancia.

MÉTODOS Y PROCEDIMIENTOS

Adaptación morfológica de la Zeolita A en extrudados mediante aglomeración

Se emplearon dos metodologías a escala laboratorio para la adaptación morfológica de la Zeolita A. En la Figura 1 se muestra el proceso de aglomeración de la zeolita por medio de la preparación de una mezcla extrudable entre la zeolita y el agente aglutinante. Posteriormente, se realiza una variación en el proceso de aglomeración con el fin de obtener mayor contenido de Zeolita A en el sólido preparado. En la Figura 2, se muestra el proceso de aglomeración en la que la mezcla extrudable contiene, adicionalmente, alúmina trihidratada y NaOH, este procedimiento se denominó “tipo binderless”.

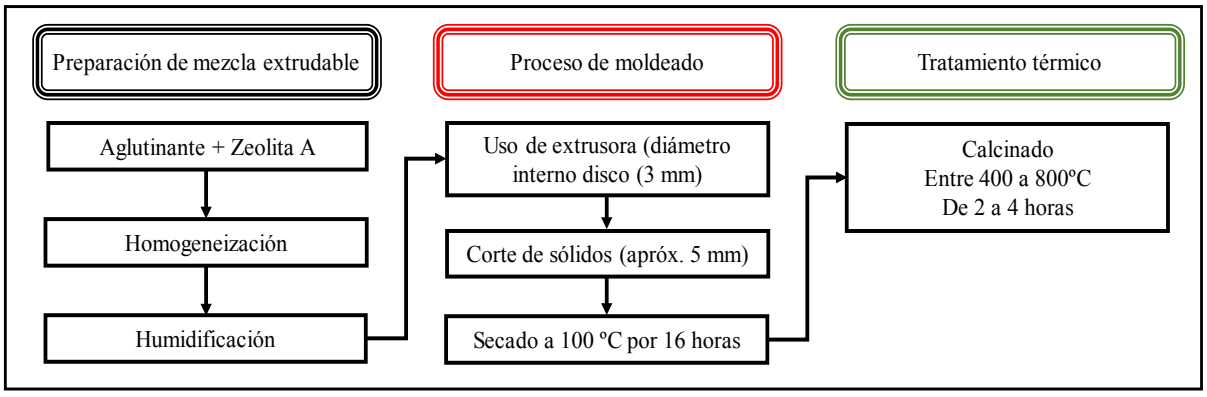


Figura 1. Metodología de aglomeración de Zeolita A en extrudados

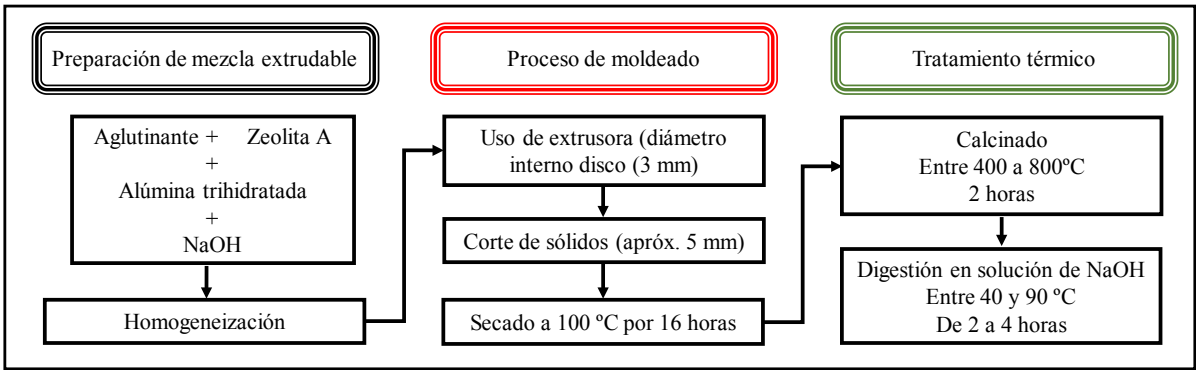


Figura 2. Metodología de aglomeración bajo el procedimiento “tipo binderless”

Evaluación y caracterización de los extrudados preparados

Los extrudados preparados se evaluaron por su capacidad de adsorción en condiciones estáticas, mediante una modificación de un método descrito en la literatura por (San Cristóbal et al. 2010), y la resistencia mecánica de pastilla empleando para ello un equipo Chatillon TCD200-MH. Adicionalmente, se realizó una caracterización de los sólidos por medio de la técnica de difracción de rayos-X (DRX).

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Se prepararon 6 extrudados a diferentes condiciones y cuyas propiedades de resistenca mecánica y capacidad de adsorción muestran en la Figura 3. El extrudado ZC se preparó empleando la metodología descrita en la Figura 1 y empleando como aglutinante la arcilla tipo esmectita, presentando una capacidad de adsorción de aproximadamente 18 % y una resistencia mecánica cercana a 6 kgf. Los extrudados preparados empleando como aglutinante las arcillas tipo caolín, mostraron poca resistencia mecánica, por lo que no se muestran entre los resultados.

Los extrudados BA, BB y BC, se prepararon bajo el procedimiento tipo "binderless". Los sólidos BA y BB se prepararon empleando como aglutinantes las arcillas tipo caolín y BC empleando la arcilla tipo esmectita. Todos los sólidos mostrados en la Figura 3 se preparon con porcentajes mayores al 50 % de Zeolita A y poseen propiedades comparables con los valores de referencia de los productos comerciales.

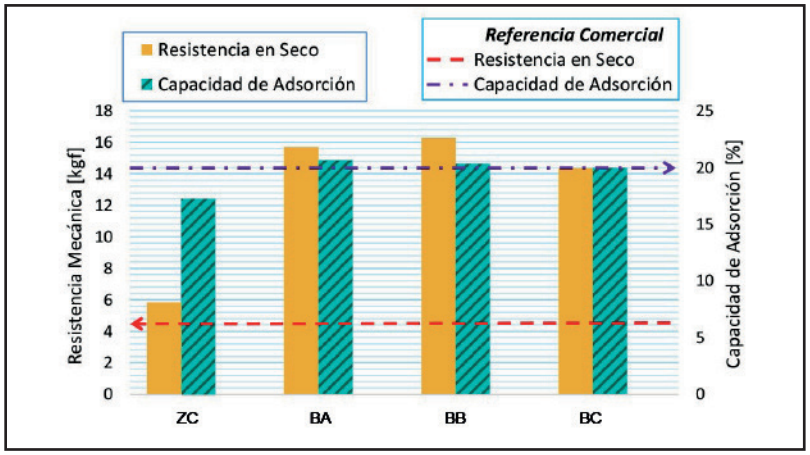


Figura 3. Propiedades de los extrudados preparados

De los resultados obtenidos a través de la técnica de DRX se pudo apreciar que el patrón de DRX del sólido ZC permite observar las fases correspondientes a la Zeolita A junto con la fase de la arcilla tipo esmectita. El patrón de DRX de BC presenta como producto la Zeolita A acompañada de cuarzo, mientras que, en el caso de BA y BB, la Zeolita A se presenta en conjunto con hidroxisodalita y nefelina, lo que indica que en el tratamiento tipo binderless ocurren reacciones durante el proceso de aglomeración.

Los extrudados preparados muestran, a escala laboratorio, su potencial uso como desecantes. Se recomienda continuar los estudios en la optimización de las variables en los procesos de extrusión y tratamiento térmico.

REFERENCIAS

Martínez J.M. Deshidratación de gas natural. En: Ingeniería de Gas, Principios y Aplicaciones. 5ta edición. ICONSA. Maracaibo, 2005.

Kidnay, A., Parrish, W. Fundamentals of Natural Gas Processing Mechanical Engineering. Editorial CRC Press. 2006.

San Cristóbal, A.G., Castelló, R., Martín, M. Vizcayno, C. Zeolites prepared from calcined and mechanically modified kaolins: a comparative study. En: *Applied Clay Science Vol.* 49 (2010), 239 – 246.

ARTÍCULO

63-66

Daniela Rodríguez

PDVSA Intevep
Gerencia de
Producción

APLICACIÓN DE LA RESINA DE PINO EN LA INDUSTRIA PETROLERA

Pine resin applications for oil industry

RESUMEN

Se recopilaron distintas aplicaciones de las formulaciones surfactantes provenientes de la resina de pino extraída de la corteza de los pinos Caribe (Uverito - Venezuela), para ser utilizadas como aditivo antiacreción en fluidos de perforación, recuperación mejorada y como mejorador de movilidad en crudos pesados. El uso de estas formulaciones químicas con base a surfactantes provenientes de materia prima nacional busca combatir el alto costo y difícil adquisición de los aditivos tradicionales, muchos de los cuales no se producen en el país con dependencia de proveedores externos para su implantación. Cada formulación se evaluo mediante estudios interfaciales, medidas de tensión interfacial, pruebas de desplazamiento y pruebas funcionales con lodos.

Palabras Claves: Resina de pino, surfactante, tensión interfacial

ABSTRACT

Different applications for surfactant formulations from pine resin (Uverito - Venezuela) were compiled, to be used as antiacretion additive in drilling fluids, for improved recovery and as a mobility enhancer for heavy oil. The use of these chemical formulations based on surfactants from Venezuelan raw materials seeks to combat high costs and difficult acquisition of traditional additives, being majority of them not produced in the country and must rely on external suppliers for their implementation. Each formulation was evaluated by using interfacial studies, interfacial tension measurements, displacement assays and functional tests with drilling fluids.

Keywords: Pine resin, surfactant,interfacial tension

La existencia de 410.000 hectáreas de pino caribe en terrenos al sur de los estados Anzoátegui y Monagas, que en promedio son taladas 36.000 ha. al año (Coppola, A.2014), ofrece una alternativa para la obtención de resina que puede alcanzar el orden de las 1.500 toneladas anuales. Se ha estudiado resinar los pinos 21 días antes de ser talados y se ha encontrado que no afecta a la calidad de la madera. La resina obtenida de pinos vivos es el principal componente tensoactivo utilizado en varias aplicaciones adelantadas en PDVSA Intevep en el área petrolera. La resina contiene terpenos, ácidos resinosos, ácidos grasos y éteres junto a otros compuestos neutros y son los ácidos grasos de especial interés por ser utilizados como surfactantes, después de reaccionar con un compuesto básico (Noda, J.).

En PDVSA Intevep se han desarrollado formulaciones acuosas con resina cruda e incluso el residuo de resina cruda después de ser destilada, como fuente de surfactantes, activadas con una alquilamina de bajo peso molecular. La mezcla de los ácidos grasos de la resina de pino con un álcali es una reacción necesaria para la generación de surfactantes y debe realizarse en las proporciones adecuadas, en esto se basa la formulación.

MÉTODOS Y PROCEDIMIENTOS

Para la aplicación como aditivo en antiacreción y la obtención de las formulaciones de resina de pino, se tomó como caso problema un crudo extrapesado del Bloque Carabobo, Morichal de 8,56°API. Este crudo como muchos otros presenta problemas durante la perforación de alta fricción, torque y arrastre, presencia de pega de tuberías y taponamiento de las zarandas, entre otros. Esta pega de tuberías producida por la acreción de crudo y arena puede ocasionar atascamiento en fondo de pozo, lo cual detiene la producción, genera inestabilidad en el hoyo e incrementa los valores de torque y arrastre.

Las soluciones de surfactante que garanticen la disolución de crudo en la fase acuosa son hechas combinando la resina de pino con el álcali (Figura 1) siguiendo una relación de proporcionalidad que cubre varias etapas, luego se escogen aquellas con mejores comportamientos de fases por presentar emulsificación espontánea, y valores de tensión interfacial bastante bajos (alrededor de 10-3 mN/m). La cantidad de resina necesaria en las mejores formulaciones fue de 2,25 % -2,75 % y 1,125 -1,375 % de álcali.

Para la evaluación de las mejores formulaciones base surfactante se incorpora el aditivo al fluido de perforación y se estudia su efecto de adhesión en la barra de metal que simula la tubería y las mallas que simulan la etapa de filtrado y recuperación de los lodos de perforación (Figura 1). La mejor formulación será la que presente mejor detergencia.

Figura 1. Vista de los ensayos para estudiar el efecto anticreación y el comportamiento interfacial

Para la aplicación en recuperación mejorada y mejoramiento de la movilidad de crudos pesados, el estudio se realizó con un crudo 7,96°API del Bloque Junín en la Faja Petrolífera Hugo Chávez. De acuerdo a los estudios de comportamiento de fase, tensión interfacial, inversión de emulsiones y cambios de mojabilidad se demostró que la resina cruda (RC) de pino activada con un álcali en agua dulce en las relaciones: 2,0 – 3,0 % RC + 0,75 % - 1,00 % Álcali; presentan características de surfactante ya que se observa emulsificación espontánea y valores bajos de tensión interfacial.

La variación en el cambio de mojabilidad demostrado por las formulaciones óptimas, acompañado del efecto de detergencia después de estar en contacto con un slude o lodo, demuestra la interacción sobre la superficie de sílice y seguramente sobre las arenas para mejorar el movimiento del crudo sin interactuar con el medio (Figura 2). Por ello, se realizó una prueba de desplazamiento a condiciones de yacimiento (66°C y 366 psi), haciendo remojos en el medio poroso y evaluando la permeabilidad.

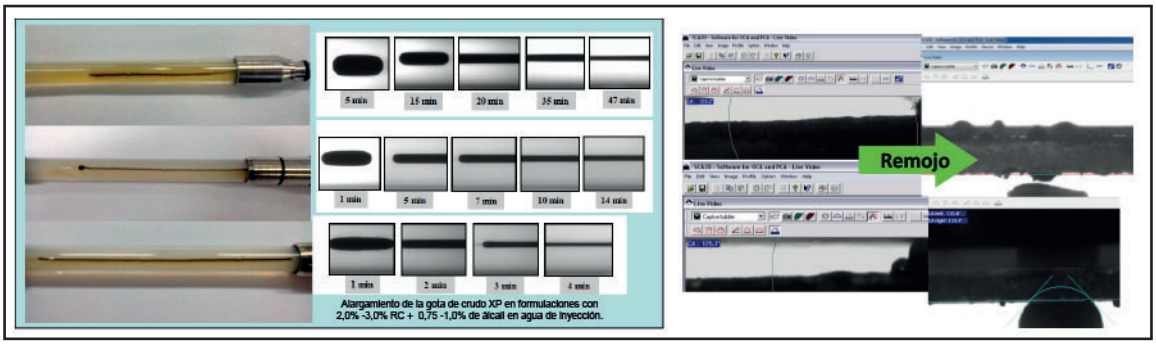


Figura 2. Baja tensión interfacial y cambio de mojabilidad al agua con formulaciones óptimas

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Se logró el desarrollo de seis formulaciones con actividad tensoactiva para antiacreción utilizando 2,25-2,75 % de resina y 1,125-1,375 % de álcali. Las formulaciones se obtuvieron a partir del estudio de comportamiento interfacial entre crudo del Bloque Carabobo, Morichal Inferior, con soluciones acuosas con base en surfactantes provenientes de la reacción de la resina de pino Caribe con una alquilamina de bajo peso molecular. Las medidas de tensión interfacial con estas formulaciones disminuyen la tensión entre estas dos fases inmiscibles hasta el orden de 10-3 mN/m, lo que hace que el crudo sea solubilizado fácilmente.

Dos formulaciones adaptadas a crudos del Bloque Junín, muestran buen comportamiento interfacial, cambio de mojabilidad y detergencia. Se hizo la evaluación de los cambios de movilidad de este crudo en pruebas de simulación física o de desplazamiento y al aplicar formulaciones base surfactante se observó un mejoramiento de la permeabilidad después de cada ciclo de remojo, disminuyendo el diferencial de presión y recuperando la producción de crudo. Es posible sustituir los ácidos grasos comerciales con propiedades surfactantes por unos de producción nacional.

REFERENCIAS

Coppola, A. Extracción de resinas de pino Caribe y diseño de planta de refinación para obtención de TOFA como aditivo químico usado en el sector petrolero, petroquímico, maderero y otros sectores industriales nacionales. CNTQ, Fundación Centro Nacional de Tecnología Química. 2014.

Noda, J.; Gutiérrez, D.; Castro, R. Asefor, C.A. Estudio Técnico-Económico del proceso de resinación en las plantaciones de pino Caribe, pertenecientes a CVG-proforca al sur del estado Monagas. Ciudad Guayana, Edo. Bolivar. Venezuela 1994.

ARTÍCULO

67-70

DETERMINACIÓN DE PARAMETROS MOLECULARES DE SURFACTANTES NO IÓNICOS PARA EL CONTROL DE CALIDAD DE DESEMULSIONANTES DE CRUDOS

Determination of Molecular Parametersof Non - Ionic Surfactancts in Crude Oil Demulsifiers Quality Control.

Cesar Barreto [1]
Blas Delgado[1]
Gustavo Gil[1]
Endrina Gomez[1]
Duala Puentes [2]
Emir Escalona[3]

PDVSA Intevep

[1]Gerencia Soporte Tecnológico Quimica Analitica

[2]Gerencia Manejo Integrado de Producción

[3]Gerencia de Ingraestructura y Mejoramiento

RESUMEN

El número de solubilidad relativa (RSN) es un parámetro que indica la hidrofílicidad o lipofilicidad de un surfactante. Desde un enfoque químico, la dualidad que caracteriza a un surfactante está relacionada con su composición química, por lo que se infiere que el RSN presenta una relación con los elementos químicos responsables de la solubilidad del surfactante. Para este trabajo se seleccionó un conjunto de resinas alcoxiladas comerciales como material secundario de referencia con un rango de RSN entre 6 y 21. A las resinas se les determinó el contenido en peso de oxígeno y carbono para determinar su relación O/C, los cuales se correlacionaron con los RSN. Dicha correlación se validó a través de un análisis de varianza (ANOVA) el cual arrojó la linealidad entre ambos parámetros, obteniéndose una función que permite establecer parámetros moleculares con el fin de utilizarlos como criterios de caracterización química para la selección y control de calidad de desemulsionantes comerciales. Dichos parámetros permitirán reducir costo de análisis, mejorar los tiempos de respuesta en la caracterización y evaluación de este producto químico que garantiza la operación de la producción en PDVSA.

Palabras Claves: Surfactante, desemulsionante de crudos, número de solubilidad relativa.

ABSTRACT

The relative solubility number (RSN) is a parameter that indicates the hydroflicity or lipophilicity of a surfactant. From a chemical approach, the duality that characterizes a surfactant is related to its chemical composition, so it is inferred that the RSN presents a relationship with chemical elements responsible for the solubility of the surfactant. In this work, a set of commercial alkoxylated resins was selected as secondary reference material with a range of RSN between 6 and 21. The oxygen and carbon weight of commercial resins content were determined, thus their O / C ratio was correlated with the RSN. Obtained correlation it was validated through an analysis of variance (ANOVA) which showed the linearity between both parameters, obtaining a function for molecular parameters in order to use them as chemical characterization criteria for selection and quality control of commercial crude demulsifiers.

These parameters will allow reducing the cost of analysis, improving response times in the characterization and evaluation of this kind of chemical products that guarantees operations for oil production in PDVSA.

Keywords: Surfactants, Demulsifiers, Relative Solubility Number.

Uno de los principales controles de calidad que tradicionalmente se le realizan a los surfactantes es mediante la estimación del RSN, el cual da un indicativo del grado de hidrofilicidad y lipofilidad y por ende demuestra su afinidad por una fase acuosa u oleosa, respectivamente. En los surfactantes no iónicos, los elementos químicos responsables de su solubilidad son el oxígeno y el carbono, por tanto, conocer su relación con el RSN permitirá establecer parámetros moleculares como criterios de control de calidad de estos. Por otro lado, los desemulsionantes de crudos comerciales corresponden una mezcla de surfactantes no iónicos, en este sentido, a partir de su caracterización y un análisis estadístico de los datos obtenidos a partir de los parámetros moleculares, se puede establecer una analogía para determinar sus propiedades. En este trabajo se muestran los resultados preliminares de parámetros moleculares obtenidos de un conjunto de surfactantes comerciales establecidos como materiales de referencias con propiedades desemulsionantes de crudos.

MÉTODOS Y PROCEDIMIENTOS

Se seleccionaron un conjunto de resinas alcoxiladas comerciales diseñadas para formular desemulsionantes de crudos para ser utilizadas como material de referencia, a los cuales se les determinó la relación O/C en peso y el RSN. Para la determinación de O/C se utilizó espectroscopia de rayos X por dispersión de energía (EDX), mediante un microscopio electrónico de barrido marca FEI, Quanta FEG 250 a bajo vacío. Los RSN se determinaron a través del método descrito por Greenwald *et al*. (1956). Posteriormente, se correlacionó el RSN como una función de O/C en peso al cual se le realizó un análisis de varianza. Por otro lado, se seleccionó una formulación desemulsionante de crudo comercial para su caracterización química, a través de la correlación O/C y RSN obtenida para las resinas de referencia. A la formulación se le determinó el contenido de materia activa a través del procedimiento normalizado D3171–11 Standard Test Methods for Constituent Content of Composite Materials, de la cual se tomaron tres alícuotas. La primera se utilizó para determinar el RSN, la segunda para determinar la masa molar promedio en número y en peso por cromatografía de exclusión por tamaño empleando un cromatógrafo líquido de alta resolución Agilent Thecnologies® 1200, con un detector de índice de refracción y un software ChemStation® y la tercera fue empleada para determinar el contenido de oxígeno y carbono del surfactante a través EDX. Vale la pena destacar que la técnica EDX es semi-cuantitativa; sin embargo, si consideramos que los elementos químicos detectados están presentes en la composición de la muestra de manera homogénea y equitativa, se puede evaluar de manera directa el porcentaje en masa de los elementos químicos entre los EDX obtenidos.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

En la Tabla 1 se muestra la función obtenida de la correlación lineal entre la relación O/C y el RSN para las resinas alcoxiladas de referencia (Figura 1), considerándose aquellas que presentaron homogeneidad durante el secado y durante los análisis realizados. Aunado a ello, se muestran los resultados del análisis de varianza.

Tabla 1. Análisis de varianza de un solo factor de la correlación entre O/C y RSN

Familias	Funciones	R^2	Valor P	$F_{Teórico}$	$F_{Crítico}$
Resinas alcoxiladas	RSN=60,06O/C-5,0501	0,9393	0,0000212	0,9393	4,49

Valor alfa (α):0,05. R2: Coeficiente de correlación. Valor P: Probabilidad. O/C: relación del contenido de oxígeno y carbono en peso. RSN: número de solubilidad relativa. FTeórico y FCrítico=Estadísticos F teórico y experimental

La Tabla 1 presenta la función para las resinas alcoxiladas cuyo análisis de varianza arrojó un valor FCrítico menor al valor FTeórico lo que indica que los resultados son estadísticamente significativos. En cuanto al valor P, es menor al valor alfa correspondiente al 95 % de intervalo de confianza, lo que indica que los parámetros O/C y RSN pueden ser correlacionados de manera lineal. Los coeficientes de correlación lineal para las resinas alcoxiladas son valores superiores a 0,90, lo que también indica la linealidad entres los parámetros en estudio. En la Tabla 2, se muestran los parámetros moleculares obtenidos de la correlación lineal del número de solubilidad relativa como una función de la relación oxígeno y carbono en peso para un desemulsionante de crudo comercial como caso de estudio.

Tabla 2. Parámetros moleculares del desemulsionante de crudo comercial; DCC, formulado con resinas propoxiladas, obtenidos a partir de la correlación O/C y RSN

Familia de surfactante	Resina propoxilada	G=(B/15,99)xN°Avo.	6,01x1023 Átomos
$RSN_{Experimental}$	6	H=G/(E+F)	0,1425
Solubilidad	Lipofilica	I=G/F)	0,25
O/C=(RSN+5,0501)/60,06	0,1946	MnS	1393 Daltons
A=100/(1+O/C)	84,03%	MOyC=IxMnS	348 Daltons
B=100-A	15,97%	N°PO=MH/MnmPO	6,69 ≈ 7
C=B/0,33	48,39%	N°HH=N°POx5	35 Daltons
D=A-C	35,64%	MH=MOyC+N°HH	383 Daltons
E=(D/12,01)xN°Avo.	$17,88x10^{23}$ Átomos	ML=MnS-MH	1010 Daltons
F=(C/12,01)xN°Avo.	$24,28x10^{23}$ Átomos	GC=(MLx203) -1	4,9 ≈ 5

A: Porcentaje en peso de carbono del DCC. B: Porcentaje en peso de oxigeno del DCC. C: Porcentaje en peso de carbonos de la parte hidrofílica del DCC. D: Porcentaje en peso de carbonos de la parte lipofílica del DCC. 0,33: factor de carbonos hidrofilicos para resinas propoxiladas. E: Número de átomos de carbonos de la parte lipofílica del DCC. F: Número de átomos de carbonos de la parte hidrofílica del DCC. 12,01: masa atómica del carbono. 15,99: masa atómica del oxígeno. N° Avo: Número de Avogadro 6,022x1023. H: relación de átomos de oxigeno y de carbono del DCC.I: relación de átomos de oxigeno y de carbono de la parte hidrofílica del DCC. MnS: Masa molar en número del DCC. MOyC: Masa molar de oxígenos y carbonos de la parte hidrofílica del DCC. N°PO: Número de unidades de oxido de propoxilado del DCC. MmPO: Masa molar de un monómero de oxido de propileno. MH: Masa molar de la parte hidrofílica del DCC. ML: Masa molar de la parte lipofílica del DCC. GC: Grado de condensación de la resina alcoxilada.

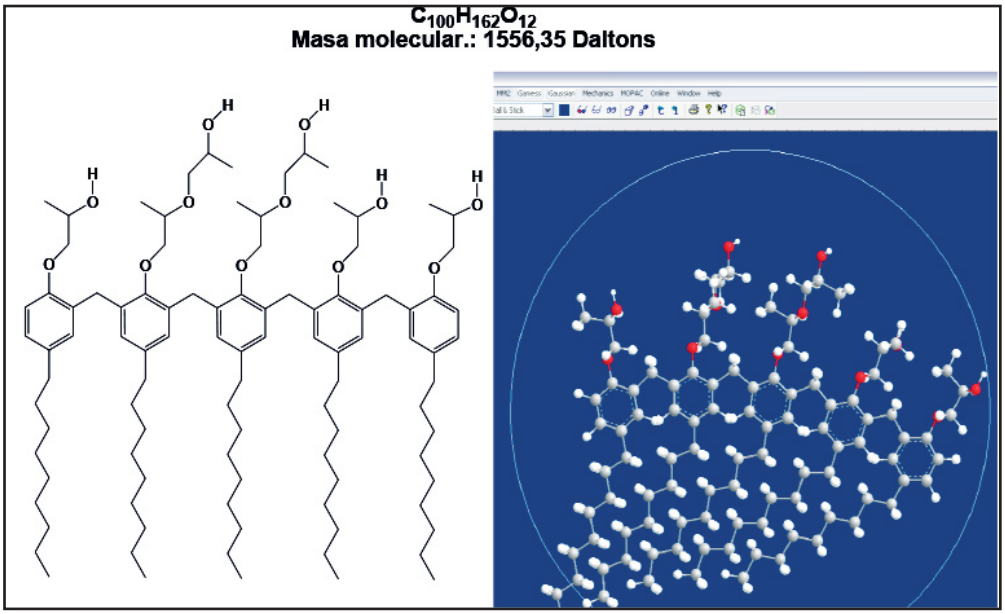


Figura 1. Molécula promedio del desemulsionante de crudo comercial caso de estudio calculado con los parámetros moleculares propuesto en este trabajo

En general, la importancia de este trabajo, tal como se observa en la Figura 2, radica en que permitirá categorizar y establecer los aspectos técnicos requeridos a exigir en los procesos de evaluación y selección de los desemulsionantes de crudo, apalancando el incremento de la producción de crudos en especificaciones.

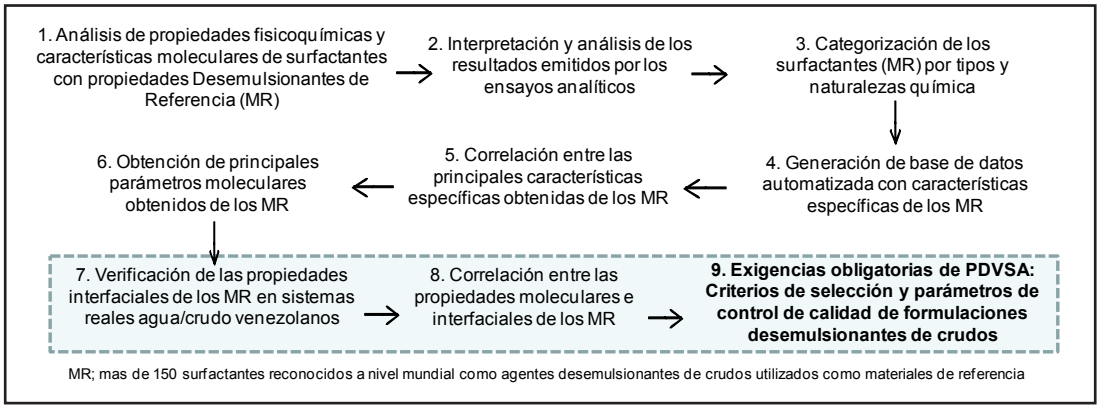


Figura 2. Esquema que ilustra la estrategia general para establecer criterios de selección y parámetros de control de calidad de desemulsionantes de crudos para las operaciones de producción de PDVSA

REFERENCIAS

Cullum, D. C., Introduction tosurfactants Analysis, Unica edición, Editorial Springler, Blackie Academic & Profesional 1994. (Inglaterra), Apendices 1y 2.

Dietrich O. H. Handbook of analysis of surfactants, Unica edición. Editorial: Jhon Wiley. (Alemania), Año: 2002.

ARTÍCULO

71-76

Carmen Rivas
Exmirna Castillo

PDVSA Intevep
Gerencia de Ambiente

DESARROLLOS BIOTECNOLÓGICOS DE PRODUCTOS DE INTERÉS PARA LA INDUSTRIA DE LOS HIDROCARBUROS

Biotechnological developments of products of interest to the hydrocarbons industry

RESUMEN

Se muestran estudios relacionados con la producción, caracterización y evaluación de productos de origen microbiológico, principalmente biosurfactantes y enzimas desulfuradoras, que son de interés para la industria de los hidrocarburos. El desarrollo comprende todas las etapas para la producción de bioinsumos, desde la selección del microorganismo, pasando por la selección de materias primas, la realización de ensayos primarios en cápsulas de Petri o erlenmeyers, el escalado primario en reactores piloto y la visualización del escalado en fermentadores industriales contemplando procesos de separación, recuperación y empaquetado. Se ha demostrado la capacidad del producto biodesulfurador para la reducción del contenido de azufre de hidrocarburos lo que abre una ventana de aplicación en distintos procesos de producción de petróleo. En cuanto al biosurfactante, se definió una estrategia para su producción a partir de una bacteria autóctona y fuentes de carbono disponibles.

Palabras Claves: Biotecnología, hidrocarburos, microorganismos, biosurfactante, biodesulfuración

ABSTRACT

Studies related to production, characterization and evaluation of products of microbiological origin, mainly biosurfactants and desulfurizing enzymes, which are of interest to the hydrocarbon industry are shown. The information includes all the stages for the production of bio-based products, from the selection of the microorganism, through the selection of raw materials, performances of primary tests in Petri dishes or erlenmeyers, a primary scaling in pilot reactors and visualization of scaling in industrial fermentors contemplating processes of separation, recovery and a packaging. The capability of the biodesulfurizer product to reduce sulfur contents from hydrocarbons has been demonstrated, which opens a window for diferent applications for oil industry. Regarding the biosurfactant, a strategy for its production from native bacteria and available carbon sources was defined.

Keywords: Biotechnology, hydrocarbons, microorganisms, biosurfactant, biodesulfurization

En la actualidad existe un creciente interés en el desarrollo de procesos industriales biocatalíticos eficientes desde el punto de vista económico y ambiental (Balasundaram y col. 2009). Los productos de origen biológico, como las enzimas desulfuradoras y los biosurfactantes, son de interés estratégico en la producción de insumos nacionales.

El desarrollo de bioprocesos en general se compone de cuatro etapas fundamentales: 1) Selección del microorganismo, 2) Selección de materias primas, 3) Ensayos primarios en cápsulas de Petri o erlenmeyers, 4) Escalado primario en reactores piloto para evaluación de las condiciones y factores de operación y 5) Escalado en biorreactores industriales contemplando procesos de separación, recuperación y empaquetado de bioproductos (Balasundaram y col. 2009). Nuestros desarrollos incluyen las etapas antes mencionadas y adicionalmente, contemplan la aplicación y masificación de los bioproductos a diversas operaciones en la producción de petróleo o en sus productos terminados.

Así, el objetivo de nuestras investigaciones ha sido desarrollar procesos y productos biotecnológicos con uso en operaciones de producción y transporte de crudo para el incremento de la productividad, así como el mejoramiento y la desulfuración de hidrocarburos. Las actividades de investigación realizadas se orientaron a la optimización de procesos y productos asociados a la producción de petróleo para apalancar el desarrollo y uso de tecnologías y productos propios y trascender hacia la soberanía tecnológica con el enfoque estratégico hacia la sustitución de importaciones para incrementar el valor agregado nacional.

MÉTODOS Y PROCEDIMIENTOS

Identificación de metabolitos de reacción del metabolismo del dibenzotiofeno (DBT) con el uso de enzimas desulfuradoras

Se prepararon mezclas de reacción estándar con el biodesulfurador, producto de un extracto celular enzimático de desarrollo propio y el compuesto modelo dibenzotiofeno (DBT) como sustrato. La concentración de proteínas en el extracto celular obtenido, estimada por el método Folin fenol modificado (Peterson 1983) en cada mezcla de reacción fue de 1 mg/ml y de DBT 500 ppm. La reacción comienza con la adición del sustrato y se detiene con acidificación del medio. Se realizó extracción líquido – líquido con diclorometano y se detectaron los metabolitos por técnicas de cromatografía de gases-espectrometría de masas (GC-MS).

Evaluación de la capacidad tensoactiva del biosurfactante en mezclas con querosén

La actividad del biosurfactante producido se estimó por la medición de la capacidad emulsificante en mezclas con querosén. La capacidad emulsificante se expresó como porcentaje de la emulsión formada en relación con el volumen total de la mezcla.

Esquema de la planta piloto para bioprocesos

El esquema de la planta se elaboró con base en la información recopilada en la documentación revisada relacionada con escalamiento de bioprocesos. Partiendo de la información generada en cada fermentación, se ajustaron los parámetros óptimos en un proceso estándar que se toma como base para la producción de biomasa requerida en cada ensayo de producción de proteínas y biosurfactantes.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

El compuesto orgánico azufrado constituye la fuente de azufre para la actividad bacteriana . El crecimiento bajo estas condiciones, demuestra la capacidad de la bacteria en estudio para utilizar DBT como sustrato y única fuente de azufre (Figura 1).

En estudios de biodesulfuración aeróbica, se destacó la capacidad de las bacterias para consumir azufre en matrices de hidrocarburos con una eficiencia cercana al 70 % bajo las condiciones de evaluación (Figura 2).

En estos estudios se trabajó con una bacteria capaz de utilizar un compuesto modelo como el dibenzotiofeno como única fuente de azufre y además realizar este tipo de procesos en matrices complejas de hidrocarburos sin destruir el esqueleto carbonado de las moléculas y en los cuales ocurre una ruptura selectiva de enlaces carbono-azufre de la molécula, sin modificar su esqueleto carbonado (Figuras 3 y 4).

Se dispone de una metodología para la producción de biosurfactantes lo cual se evidencia mediante la capacidad de emulsificación. La actividad tensoactiva depende de la concentración del biosurfactante (Figuras 5 y 6).

Se visualiza el escalamiento de biosurfactantes y enzimas desulfuradoras con estrategias de fermentación en reactores en baches con variables de proceso controlada (Figura 7).

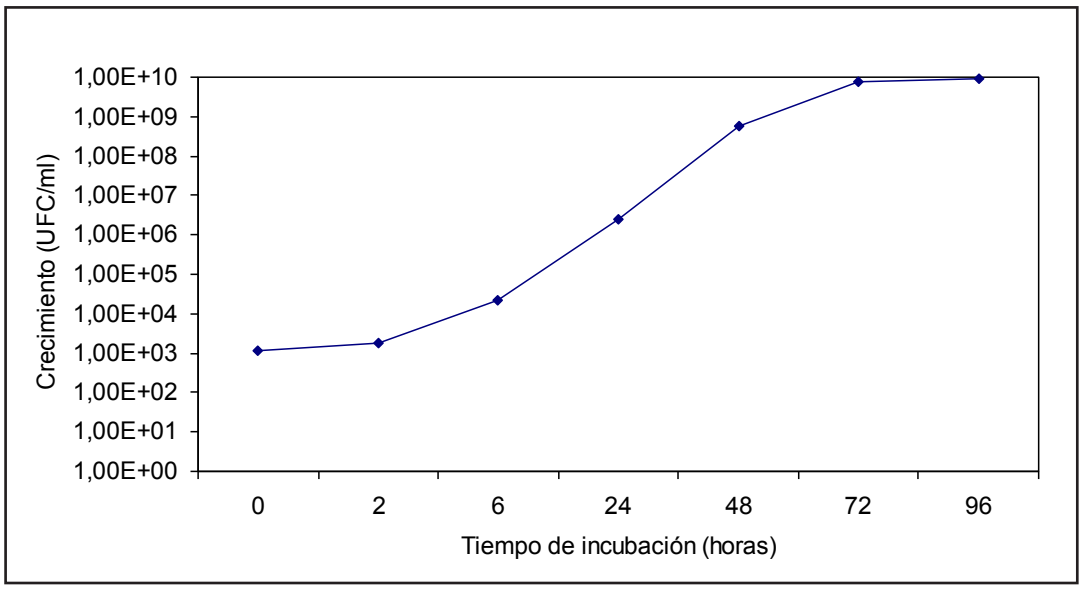


Figura 1. Crecimiento de la cepa INT-26 en medio mineral con DBT a 30°C, pH 7,0

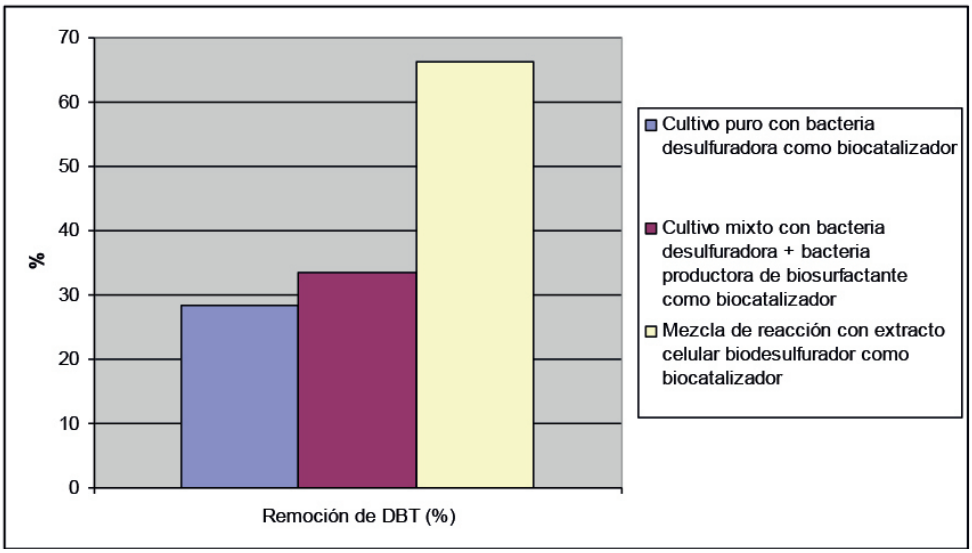


Figura 2. Determinación de la capacidad de la bacteria desulfuradora seleccionada para remover azufre en cultivo y en mezclas estándar de reacción con DBT como sustrato

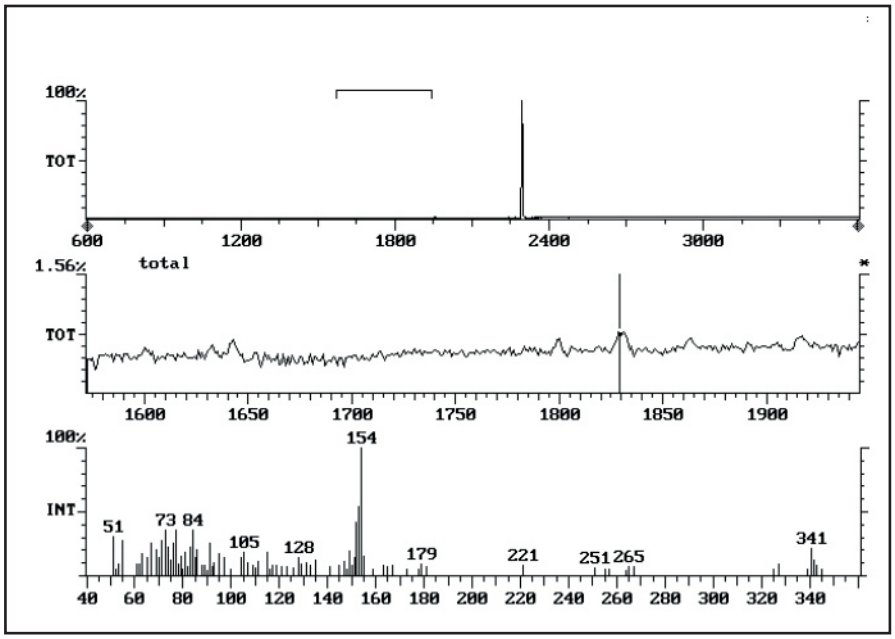


Figura 3. Identificación de metabolito (Bifenilo) al tiempo final de incubación y de DBT remanente por espectroscopía de masas

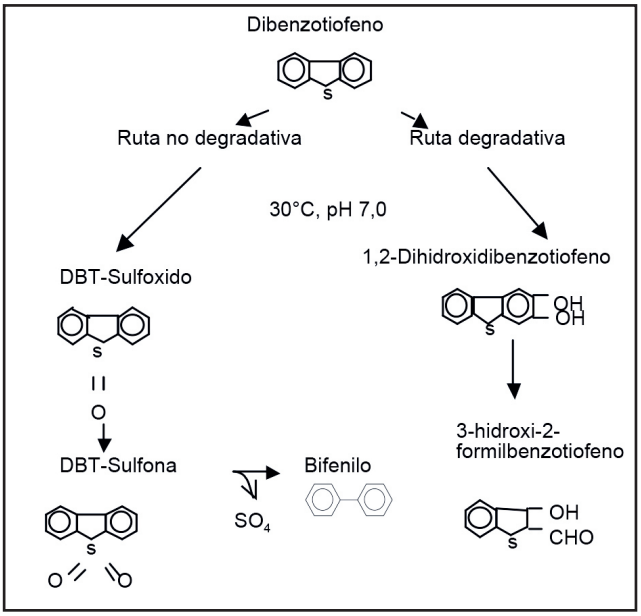


Figura 4. Rutas de transformación bacteriana del DBT por la bacteria seleccionada como productora de enzimas desulfuradotas de hidrocarburos

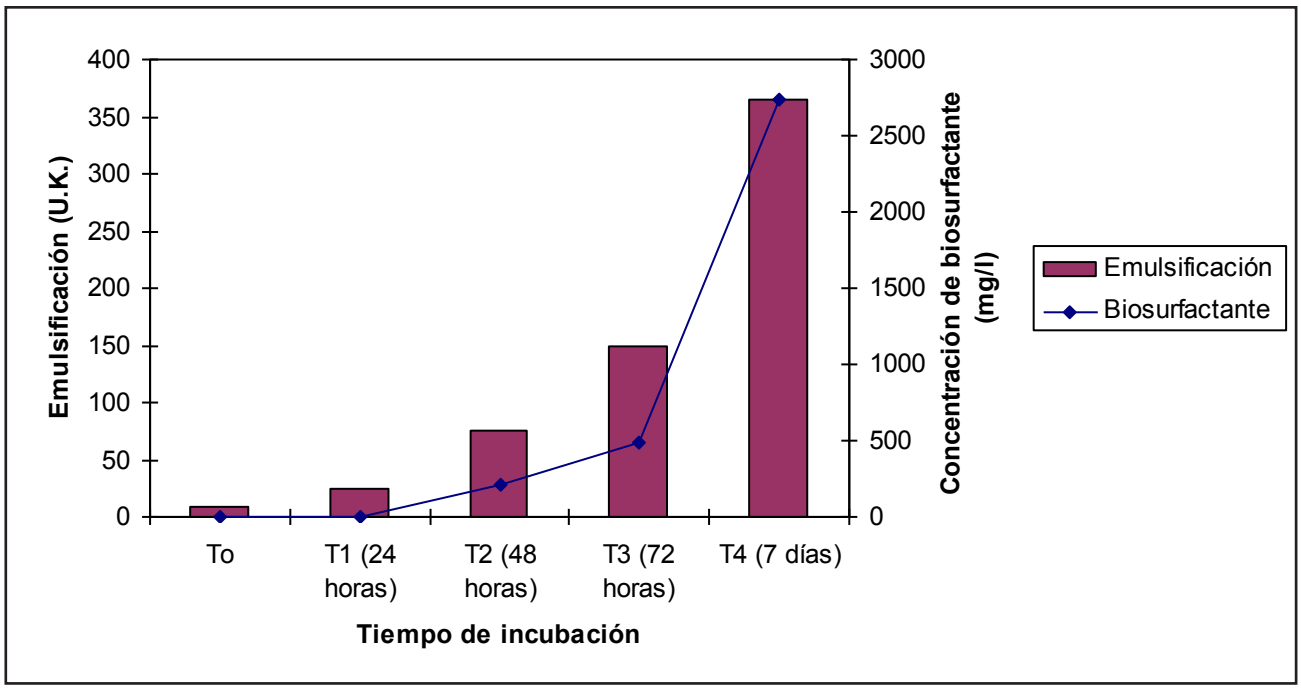


Figura 5. Actividad tensoactiva del biosurfactante expresada como unidades de emulsificación en relación con la concentración

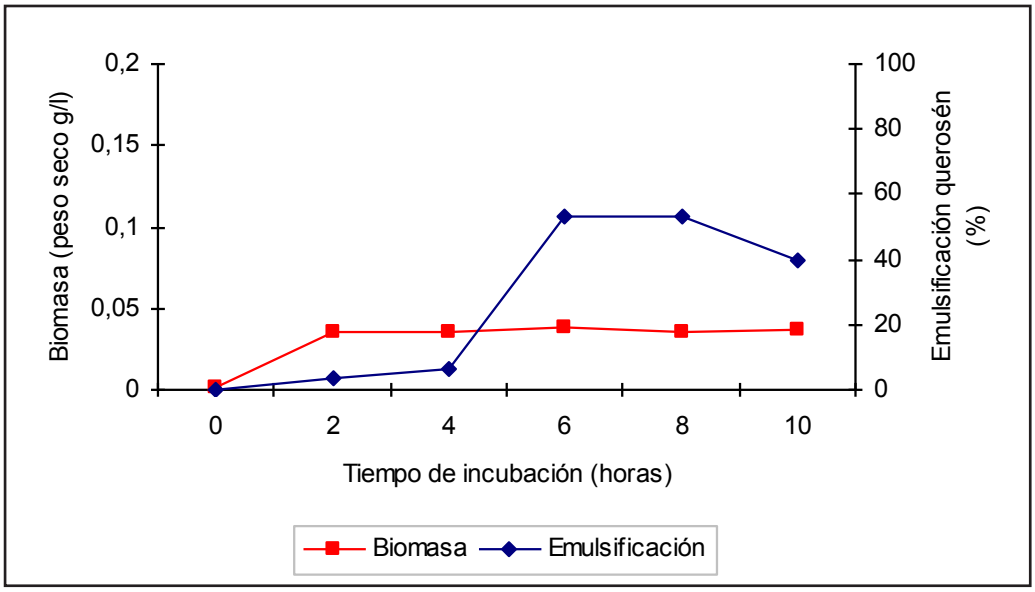


Figura 6. Crecimiento bacteriano en relación con la producción de biosurfactante medido por capacidad emulsificante con querosén

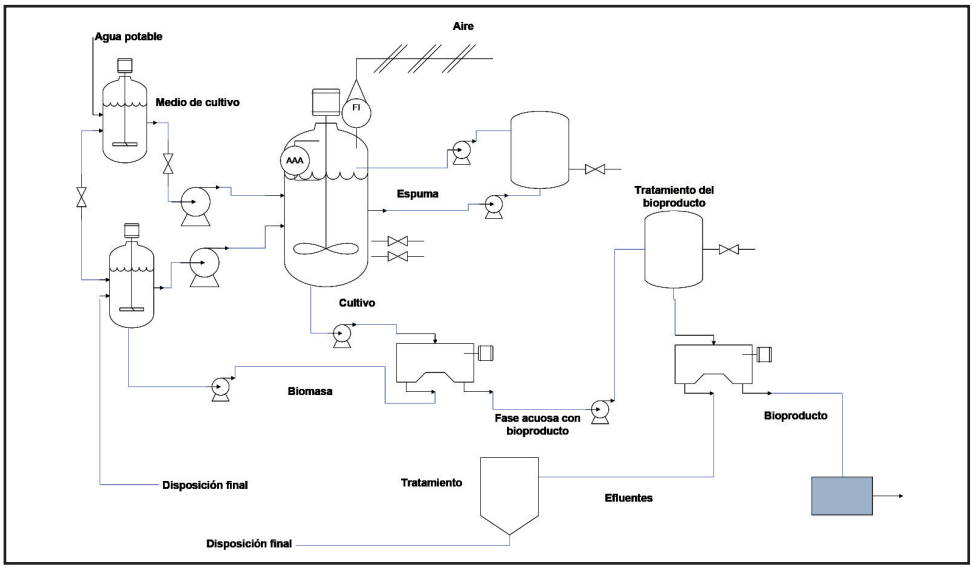


Figura 7. Esquema de planta piloto propuesto para la producción a escala de productos de origen biológico en PDVSA Intevep

REFERENCIAS

Balasundaram, B.; Harrison, S.; Bracewell, D. Advances in product release strategies and impact on bioprocess design. Trends in biotechnology, 2009.

Moncada, J., Aristizábal, V. y Cardona, M. Design strategies for sustainable biorefineries. Biochemical Engineering Journal, 2016, vol. 116, p. 122-134.

Peterson, G. Determination of total protein. En: Methods in enzymology. Academic Press, 1983.