

PetroRenova

REVISTA DE LA ENERGÍA

**HÉROE DE LA INDUSTRIA:
DR. JUAN JONES PARRA**
RAIZA NEGRÓN

**CADENA DE VALOR DEL GAS
NATURAL EN COLOMBIA**
SERGIO CRISTANCHO

**¿WTI MIDLAND LE DA
OXÍGENO AL COMPLEJO
DEL BRENT?**
ALEJANDRO SILVA

WARAO
NAHOMI TOLA PRADA

**¿ESTÁS PREPARADO
PARA SER UN
PROFESIONAL
PETROLERO DEL FUTURO?**
FRANKLIN RODRÍGUEZ

FOTO DE RUDOLPH BRAVO

ENERO DE 2025 • NÚMERO 17 • VOLUMEN 17

PetroRenova

REVISTA DE LA ENERGÍA

EN VENEZUELA

Maracaibo, Estado Zulia

Directora

Evelyn Quintero

Lider Editor

Heli Saul Lorbes

Diseñadora

Yexi Castellanos

Investigadora

Mariana Aponte

Periodista

Yulimar Jansen

Coordinadora Académica

Raiza Negrón

Asesora Legal

Alcira Rodriguez

Ejecutiva Comercial

Mayelis Alvarado

Petróleos & Renovables S.A.

J-50392253-2

Edición 17, enero de 2025

Reservados todos los derechos.

D.L.: ZU2023000169

Teléfono: +58 412-3562208

Maracaibo, Estado Zulia - Venezuela

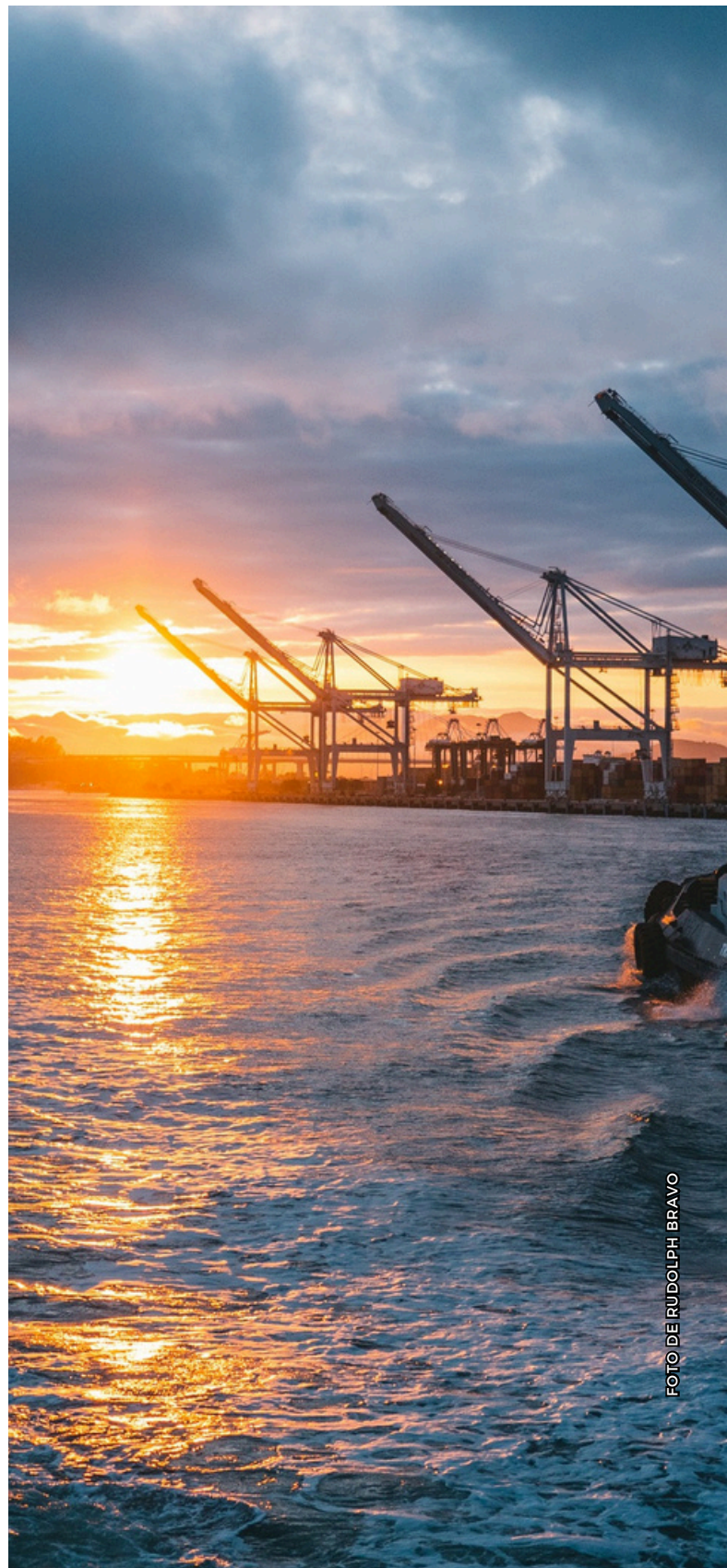


FOTO DE RUDOLPH BRAVO



TECNOPETROL
DE VENEZUELA

Capacitación y asesorías dirigidas a
profesionales en la industria petrolera.

COTIZACIONES

 (58) 424-1347583

 Nivel Nacional

www.tecnopetroldevenezuela.com

ÍNDICE

p.6

CARTA EDITORIAL
EVELYN QUINTERO

p.8

HÉROE DE LA INDUSTRIA:
DR. JUAN JONES PARRA
RAIZA NEGRÓN

p.11

¿WTI MIDLAND LE DA OXÍGENO AL
COMPLEJO DEL BRENT?
ALEJANDRO SILVA

p.15

OPTIMIZACIÓN DE LOS PLANES DE
INSPECCIÓN EN SERVICIO A EQUIPOS
ESTÁTICOS EN LA INDUSTRIA DEL
PETRÓLEO Y GAS CON BASE EN EL RIESGO
ELIMAR ANAURO

p.19

¿ESTÁS PREPARADO PARA SER UN
PROFESIONAL PETROLERO DEL FUTURO?
FRANKLIN RODRÍGUEZ

p.24

CADENA DE VALOR DEL GAS
NATURAL EN COLOMBIA
SERGIO CRISTANCHO

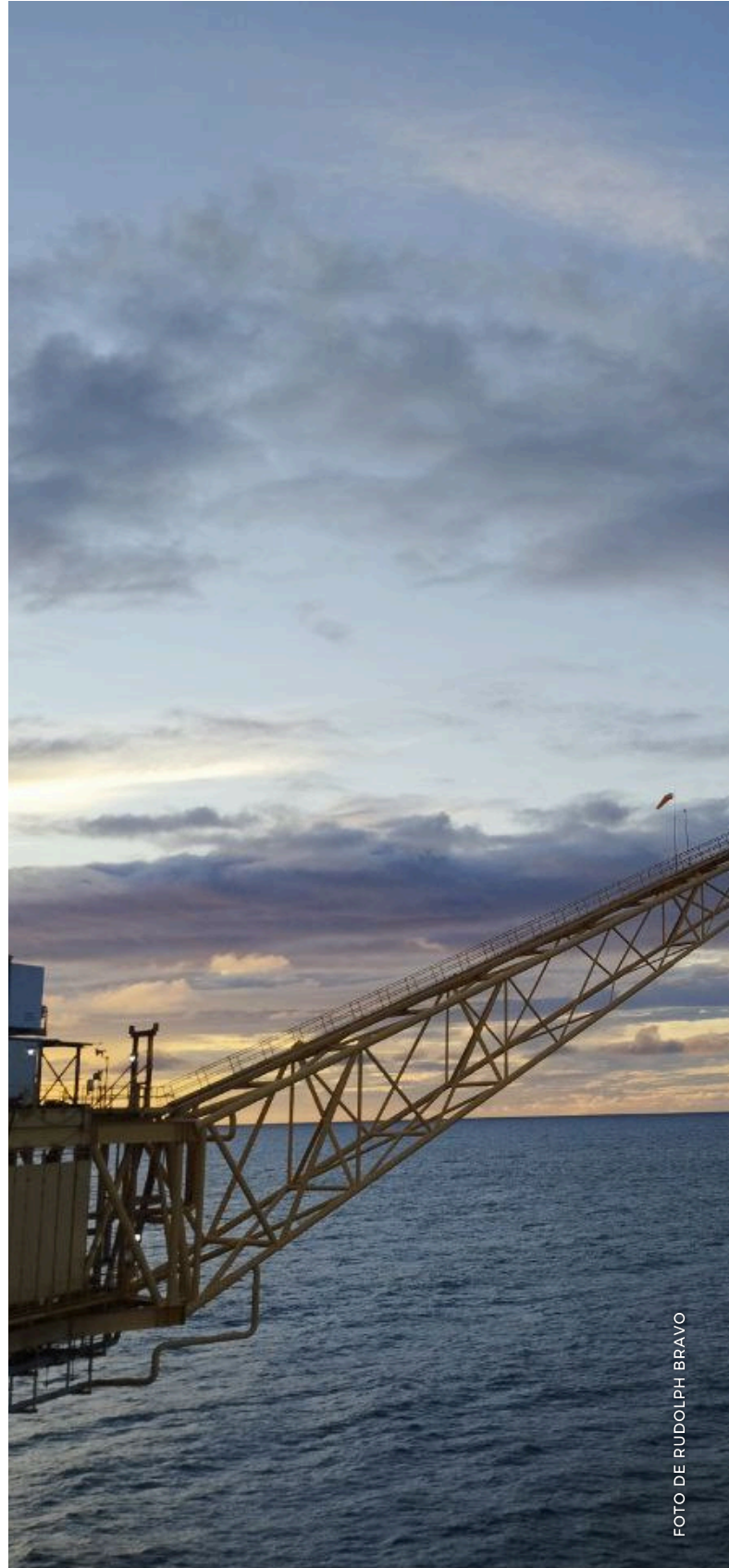


FOTO DE RUDOLPH BRAVO

ÍNDICE

p.27

WARAO
NAHOMI TOLA PRADA

p.31

LAGUNA DE GUANOCO.
MITOS Y REALIDADES
MG. SC. JOSÉ TOVAR

p.38

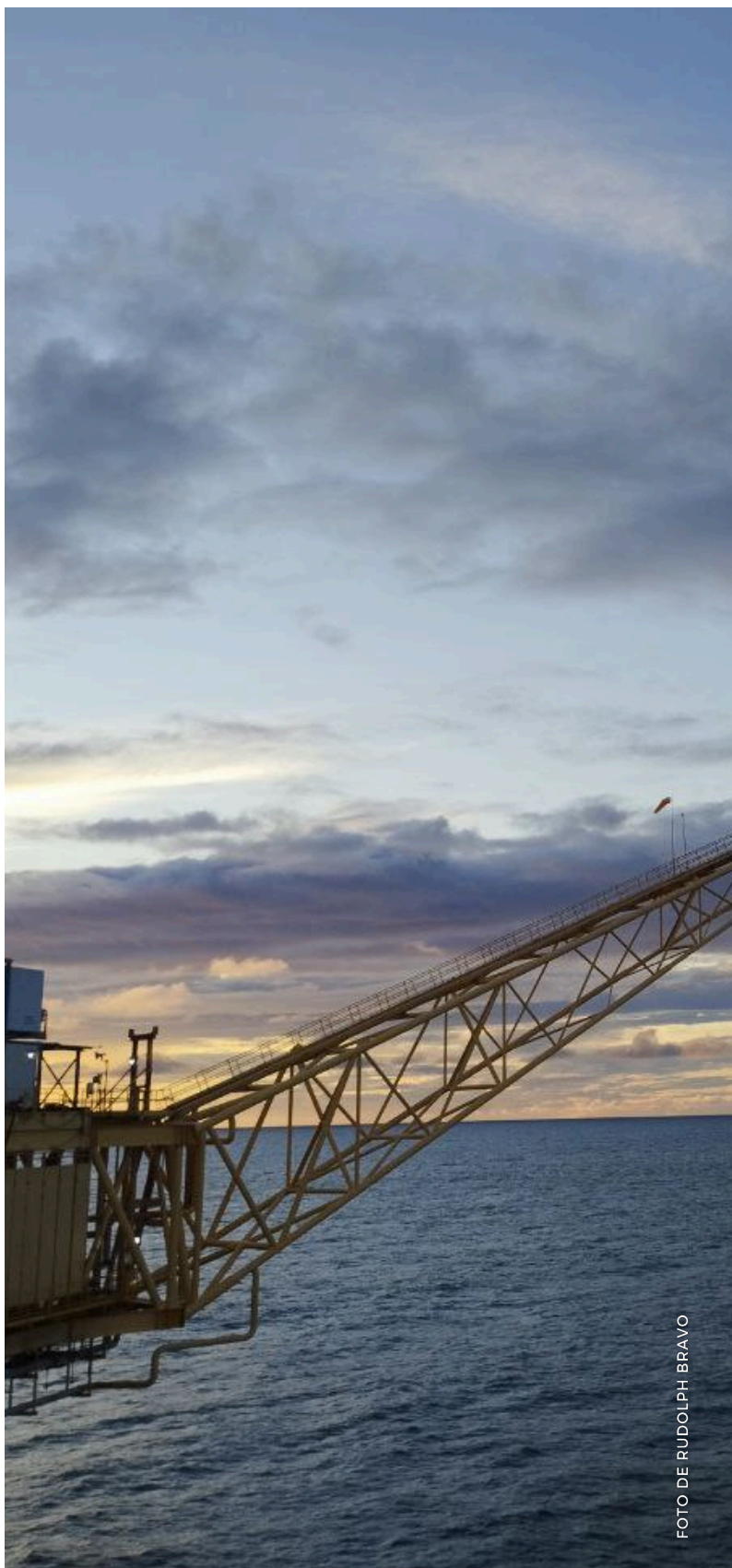
PRINCIPIOS BÁSICOS PARA EL
GERENCIAMIENTO DE YACIMIENTOS
NATURALMENTE FRACTURADOS
JESÚS PORRAS

p.44

BIOCOMBUSTIBLES: UN MOTOR PARA
LA TRANSFORMACIÓN ENERGÉTICA Y
DESARROLLO RURAL EN
LATINOAMÉRICA
GILBERTO HERNÁNDEZ

p.51

METODOLOGÍA DE IDENTIFICACIÓN DE
FALLAS BES
LUIS ESTEBAN ROMERO



CARTA EDITORIAL

Feliz año 2025 a toda la familia PetroRenova.

Es un honor presentarles la edición número 17, de enero de 2025, con imágenes costa afuera dedicada en esta ocasión al progreso que este tipo de plataformas ha tenido y tendrá con las perforaciones más profundas. Hemos sido testigos de cómo la inteligencia artificial ha revolucionado la exploración y producción de petróleo, permitiendo una mayor precisión en la localización de reservas, así como una optimización de los procesos. La automatización, por su parte, ha mejorado la seguridad y la eficiencia en las operaciones, reduciendo significativamente el impacto ambiental.

A lo largo de los 120 artículos de nuestros autores invitados en el año 2024, hemos visto cómo PetroRenova se ha convertido en una consulta bibliográfica relevante para la industria. En temas como energías renovables y descarbonización, exploración de opciones como la geotermia y el almacenamiento de carbono para reducir la huella ambiental.

En este año que culminó, vimos la relevancia de los yacimientos no convencionales y cómo se han desarrollado técnicas innovadoras para extraer estos recursos de formaciones difíciles como esquisto y carbonatos. La gestión del agua se trató en varias ediciones, siempre en la búsqueda de soluciones sostenibles para tratar y reutilizar el agua producida.

Hemos reunido una serie de artículos de optimización de diseños de pozos, mejora de la eficiencia de los sistemas de levantamiento artificial, gestión de la producción y optimización de la vida útil de los pozos. Así como la caracterización detallada de yacimientos, simulación y parámetros para una recuperación mejorada sustentable.

Entre los temas destacados, encontramos las iniciativas que van más allá de lo técnico; también se resaltó en gran medida la calidad humana de nuestros profesionales, estudiantes y jubilados, como cada uno está dejando un legado dentro de la industria. En todas las ediciones contamos con la participación de un estudiante, uno o varios héroes de la industria; sus reseñas y opiniones son una guía para los que quieran alcanzar el éxito así como ellos.

Se trataron los tópicos asociados a las noticias económicas que orientan las necesidades cambiantes de nuestro entorno. Porque es muy importante conocer no solo de los temas técnicos, sino también como se desarrollan los objetivos financieros, así como los profesionales deben manejar la visión completa de los procesos de la industria.

Finalmente, los invitamos a disfrutar de este nuevo año 2025, planificar metas con parámetros SMART, inspirándose en los logros que han obtenido, con esta base, atreverse a soñar con un 2025 lleno de metas innovadoras, aplicadas a los proyectos que harán a la industria de la energía más sostenible.

En PetroRenova, celebramos la pasión y el compromiso de los profesionales que hacen posible esta transformación. Sus historias y experiencias son una fuente de inspiración para las nuevas generaciones. Reafirmamos nuestro compromiso de ser un referente de contenido que los apoye hacia un futuro energético más eficiente y firme en el camino de los ODS. Gracias por acompañarnos en esta misión y por seguir apostando por el conocimiento cada día.

Evelyn Quintero

Con cariño y gratitud,
Fundadora de PetroRenova

Solutions.
People.
Energy.SM



SPE

INTERNATIONAL



Western Venezuela
Petroleum Section



I.U.P. Santiago Mariño
SPE Student Chapter



Universidad Del Zulia
SPE Student Chapter

STUDENT CHAPTER EXCELLENCE AWARD 2021

NUESTRA MISIÓN

CONECTAR A UNA COMUNIDAD
GLOBAL DE INGENIEROS,
CIENTÍFICOS Y PROFESIONALES
DE LA ENERGÍA RELACIONADOS
PARA INTERCAMBIAR
CONOCIMIENTOS, INNOVAR Y
AVANZAR EN SU COMPETENCIA
TÉCNICA Y PROFESIONAL CON
RESPECTO A LA EXPLORACIÓN, EL
DESARROLLO Y LA PRODUCCIÓN
DE PETRÓLEO Y GAS Y RECURSOS
ENERGÉTICOS RELACIONADOS
PARA LOGRAR UN FUTURO
ENERGÉTICO SEGURO Y
SOSTENIBLE.

JPT

OnePetro



SPE
cares



energy4me
energy4me.org

DR. JUAN JONES PARRA

INNOVACIÓN Y COMPROMISO EN LA INDUSTRIA ENERGÉTICA VENEZOLANA

RAIZA NEGRÓN

ING. DE PETRÓLEO. COORD. ACADÉMICA
DE PETRORENOVA

Detrás de cada entrevista que realizamos, siempre se esconde una enseñanza valiosa que nos impulsa a seguir en la búsqueda de esos héroes de la industria; esas mentes brillantes que diseñan y ejecutan soluciones innovadoras en el campo de la energía. *En este sentido, nos complace presentar la trayectoria del Dr. Juan Jones-Parra, cuyo extenso recorrido en la industria es un verdadero testimonio de innovación, perseverancia y el profundo conocimiento necesario para enfrentar los retos de este sector dinámico.*

Graduado como ingeniero de petróleo de la Universidad de Oklahoma en 1949, el Dr. Jones regresó a Venezuela, revalidando su título en 1950. Comenzó su carrera en el Ministerio de Fomento, en una época en la que aún no existía un Ministerio de Minas. Ese mismo año, mientras se desempeñaba como Inspector de Hidrocarburos en San Tomé, presentó un estudio en el que recomendaba, por cuestiones de conservación, la unificación e inyección de gas en el yacimiento Chimire L-4. Aunque inicialmente se encontró con la oposición de las empresas petroleras, su propuesta fue finalmente adoptada por el Ministerio de Fomento, logrando altas tasas de recobro, incluso alcanzando un 70% del petróleo originalmente presente en el sitio.

En 1951, el Dr. Jones comenzó estudios de posgrado en la Universidad de Pensilvania, donde obtuvo su doctorado en 1954. A su regreso, continuó su labor en el Ministerio de Minas e Hidrocarburos, donde diseñó un método para determinar la relación gas-petróleo en yacimientos no sujetos a inyección de gas.

Además, desarrolló un modelo matemático que explicó el comportamiento anómalo de yacimientos de roca fracturada, publicación que vio la luz en 1957 y fue validada por la empresa Shell en 1961. Este hito resultó en un aumento de la recuperación de unos cien millones de barriles, representando un incremento del 20% respecto a lo estimado inicialmente.

El Dr. Juan Jones es, sin duda, una mente brillante. Es autor de trabajos sobre producción y mejoramiento de crudos pesados, así como del concepto de balance energético en módulos de producción, inyección altamente selectiva y desplazamiento uni-frontal, entre otros. Durante el periodo de 1955 a 1958, ocupó el cargo de jefe del departamento de petróleo del Instituto Venezolano de Petroquímica, donde supervisó el ambicioso rediseño, montaje y puesta en operación de la refinería de Morón, considerada la más compleja de su época en Venezuela e incluyendo la extracción de aromáticos.

Su dedicación a la industria es evidente en cada uno de los proyectos que emprende, sus logros son un testimonio de su capacidad para hallar soluciones innovadoras a problemas complejos.



En 1956, inició su carrera como profesor en la UCV, convirtiéndose en profesor titular en 1959 y jefe del Departamento de Ingeniería de Petróleo en 1960.

Paralelamente, fue director de la Escuela Técnica Industrial (ETI), durante 1958-59. Para él, la educación constituía una parte fundamental de su vida; de hecho, los graduados de la ETI se beneficiaron de una formación tan profunda que muchos ascendieron rápidamente dentro de la industria petrolera.

En 1958, junto a otros profesionales, fundó la Sociedad Venezolana de Ingenieros de Petróleo (SVIP), asumiendo la presidencia. Ingresa a Mobil en 1960, donde ocupó varios roles, culminando como Vice-Presidente de Planes y Programas. Posteriormente, renunció para convertirse en director de Asuntos Petroleros de Copetrolasa, negociando contratos de mercadeo y transporte con España. En 1970, asumió la dirección del Instituto de Petróleo de la Universidad Simón Bolívar y continuó su labor docente en la UCV.

Por su notable contribución a la industria, ha recibido numerosas distinciones, entre ellas la Condecoración Francisco de Miranda (1975), la Orden del Mérito al Trabajo (1978) y la Condecoración José María Vargas (1981), además del Premio Bienal Francisco J. Duarte por el mejor libro de texto en 1981.

Una de las preocupaciones más prevalentes en su vida ha sido la conservación del medio ambiente; él dedicó tiempo y esfuerzo a promover una producción petrolera que generara el menor impacto ambiental posible, algo poco convencional en su época. Su otro gran interés ha sido la educación, a la cual ha dedicado la mayor parte de su vida, en tiempo parcial o completo, motivado tal vez por la influencia de su padre, quien también fue profesor universitario.

El Dr. Jones ha sido un firme defensor de la igualdad de derechos para las mujeres, tanto en el ámbito personal como profesional, posiblemente influenciado por la crianza de sus siete hijas. Se esforzó para que ellas participaran en deportes que tradicionalmente estaban reservados para hombres y alentó su elección de carreras técnicas, con cuatro ingenieras industriales, dos en sistemas y una en petróleo entre sus descendientes.

Con un profundo conocimiento de la industria, el Dr. Juan Jones ha sido testigo de la evolución de las tecnologías y de los desafíos que enfrenta el sector. Su visión se vuelve fundamental para construir un futuro energético más sostenible.



2020



POIL PREDICTION

¿WTI MIDLAND LE DA OXÍGENO AL COMPLEJO DEL BRENT?

ALEJANDRO SILVA
ARIAXONE CONSULTING, CEO

10 WTI MIDLAND



Para el tercer trimestre del 2024, se publicó en **Petrorenova** una serie de artículos explicando la llegada de WTI Midland al complejo de Brent y como está adición detuvo la decadencia en liquidez que venía mostrando el complejo. Sin embargo, esto ha originado nuevos retos y preguntas que mantienen al mercado a la expectativa.

Se estima que grandes comerciantes de crudo han “sobreusado” la cláusula de Re-enrutamiento para desviar cargamentos de WTI Midland, dirigidos a Europa hacia otras partes del mundo. Esto ha levantado la duda en el mercado sobre la transparencia del complejo del Brent.

El precio de Brent Dated, es mayormente definido por Midland debido a su volumen. Si este mismo no se está negociando para llegar al Mar del Norte, quizás no represente la dinámica de ese mercado como su balance de oferta y demanda, lo cual define el precio final que todos los consumidores pagamos en el combustible.

Esta cláusula en el contrato de WTI Midland, se llama “bookout”, permite el cambio de destino o incluso permanecer en EEUU después de la venta. Su uso en exceso genera una falsa demanda en Europa incrementando el precio de mercado en la región.

Platts, por su parte, dice que no ha recibido quejas formales y considera que estos cambios de destino son mínimos, por lo tanto, no afectan el mercado. Se recuerda que Platts, es el administrador del complejo del Brent y son los principales interesados en mantener la confianza en el marcador petrolero.

Un acuerdo entre dos partes por el destino de un cargamento es una práctica común en el mercado,

pero la idea de un marcador es que represente los balances de esa región para reflejar un precio confiable.

Surrey Clean Energy, expone que Platts, debe hacer un ajuste a su estimación de precio cuando esto ocurre. En el mes de octubre (2024), Trafigura, vendió tres cargamentos para ser entregados en Rotterdam (*Northwest Europe*), al final cambiaron su destino a China. Mientras que Gunvor y Vitol han vendido cargamentos a Europa con flete incluido (CIF), que luego cambian a Free on Board (FOB), básicamente significa que pueden ir a cualquier destino.

Al final somos nosotros los actores del mercado los que decidiremos si confiamos en el complejo Brent o no. Definitivamente esto es una distorsión, la influencia de la dinámica petrolera asiática está impactando los precios finales de Europa. Esta definición es simplemente libre mercado, pero eso no es lo que se discute con este fenómeno, se supone que la inclusión de WTI Midland por parte de Platts en el complejo, elevaría la confianza del mercado en su publicación, pero si la misma está influenciada por otros factores, quizás el precio pierde transparencia para transacciones petroleras y también para evaluaciones macroeconómicas.

Nunca se puede perder de vista que existen muchas casas compitiendo por ser el marcador del crudo como ICE, NYMEX, REUTERS, etc. Este tipo de debilidad siempre será aprovechada por la competencia. Sólo el tiempo nos dirá si el WTI Midland, de verdad le dio oxígeno al Brent o estamos frente a un nuevo marcador global: WTI Midland, el cual en este momento tiene los volúmenes y el alcance global de venta.

A portrait of Alejandro Silva, CEO of Ariaxone Consulting. He is a middle-aged man with short, graying hair, smiling at the camera. He is wearing a light blue button-down shirt and dark blue trousers. His hands are clasped in his lap, and he is wearing a silver watch on his left wrist. The background is a blurred outdoor setting with stone columns and foliage.

Alejandro Silva
Ariaxone Consulting, CEO

OPTIMIZACIÓN DE LOS PLANES DE INSPECCIÓN EN SERVICIO A EQUIPOS ESTÁTICOS EN LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO Y GAS CON BASE EN EL RIESGO

ELIMAR ANAURO ROJAS

INGENIERO MECÁNICO. CEO DE EARM CONSULTING.



La **optimización de planes de inspecciones**, mediante el uso de la **Tecnología de Inspección Basada en Riesgo (IBR)**, permite establecer mejoras sustanciales en las frecuencias y alcances de las paradas de planta e inspecciones en servicio con base en la valoración conjunta de la **probabilidad**, así como, en las **consecuencias** asociadas a las potenciales fallas, con la finalidad de **mitigar el riesgo de los equipos estáticos**, soportados en un análisis detallado de los mecanismos de deterioro activos o potencialmente activos, el nivel de riesgo que representa cada componente a inspeccionar y las efectividades de las técnicas de inspección disponibles.

La imagen, a continuación, muestra la cantidad de equipos o componentes analizados mediante la tecnología de inspección basada en riesgo (IBR), para una instalación en una matriz de riesgo caracterizada por la probabilidad ("Likelihood"), en el eje vertical versus las consecuencias ("Consequence"), en el eje horizontal, para tres (3) casos particulares: (a) Riesgo actual, (b) riesgo futuro sin inspección, (c) riesgo futuro con inspección, como la base para definir los planes de inspección y su posible optimización.



Fuente: Elaboración propia. 2024

Los programas de inspección en servicio o inspecciones en marcha, tradicionalmente, se han desarrollado para determinar las velocidades de deterioro y la vida útil remanente de los equipos estáticos, lo cual está directamente relacionado con la probabilidad de fallas, hoy en día, con la inclusión de prácticas recomendadas (RP) que consideran adicionalmente la consecuencia de fallas como un elemento adicional a ser considerado, permitiendo la toma de decisiones en cuanto a la optimización de las frecuencias y alcances de las campañas de inspección.

Este artículo pretende presentar una **aplicación práctica para la optimización de un programa de Inspección en servicio o en marcha,** soportados en los mecanismos de deterioro activos o potencialmente activos, el nivel de riesgo que representa cada componente a inspeccionar y las efectividades de las técnicas de inspección disponibles, con la finalidad de:

- Revisar y validar el programa Inspección en servicio o en marcha de las instalaciones basado en los resultados de la aplicación de la metodología Inspección Basada en Riesgo (IBR) y de los mecanismos de daño aplicables.
- Identificar las brechas existentes entre el programa de inspección actual y el identificado, con la finalidad de sugerir la posible revisión o actualización de programa de Inspecciones en servicio o en marcha
- Confirmar si los “Condition Monitoring Location - CML´s” o puntos de monitoreo de condición identificados en el programa de Inspección en servicio o en marcha están de acuerdo con los procedimientos y normas de ingeniería.

Entre los principales resultados esperados para el desarrollo del proceso de optimización se tienen:

- Determinación del número óptimo de CML´s por equipos, tuberías y componentes.
- Determinación del intervalo máximo de inspección en servicio.
- Previsión oportuna de fallas, recomendación del retiro de equipos, fechas de desclasificación, reparación u otra acción correctiva, como resultado de las tasas de corrosión, la vida remanente y riesgo que representan los componentes evaluados.

Distribución de la cantidad de equipos de acuerdo con su nivel de riesgo, con base en la información mostrada en la siguiente tabla, es posible:

Descripción	Componentes	CML actuales	CML a Optimizar	Total, CMLs	% Increase (+) / Reduction (-)
1. No es Posible Optimizar	321	978	-	978	-
2. Reducción de CML	78	1,440	-544	896	-37.8
3. Incremento de CML	42	336	45	381	13.4
4. Adicional CML (Sin Plan de Inspección)	52	0	460	460	∞
Total, para la Instalación 1	493	2,754	39	2,715	-1.42
1. No es Posible Optimizar	14	27	-	27	-
2. Reducción de CML	49	907	-389	518	-42.9
3. Incremento de CML	40	408	2	410	0.5
4. Adicional CML (Sin Plan de Inspección)	42	0	210	210	∞
Total, para la Instalación 2	145	1,342	-177	1,165	-13.19
Total	638	4,096	-138	3,880	-5.27

Fuente: Elaboración propia. 2024

- Consolidar la información que contribuya a desarrollar: el Programa de Control de la Corrosión, Programa de Inspección Basada en Riesgo y el Programa de Gestión del Rendimiento de Activos.
- Identificación de CML's que no pueden ser optimizados dada su relevancia en la determinación de la condición de los equipos y componentes evaluados.
- Reducción de CML's innecesarios.
- Incorporación de CML's relevantes para el monitoreo de la condición de los equipos.
- Adición de CML's para monitoreo de condición de equipos y componentes sin planes y programas de inspección.
- Los datos de entrada para actualizar los dibujos Isométricos con los CML's actualizados.

En conclusión, se tiene que:

- La aplicación de la tecnología de inspección basada en riesgo (IBR), facilita el direccionamiento de los recursos a las áreas, plantas, sistemas o equipos donde se encuentran los mayores niveles de riesgo, mejorando al mismo tiempo la efectividad de las acciones de inspección evaluando adecuadamente los mecanismos de deterioro activos y potencialmente activos.
- Permite integrar las evaluaciones económicas en conjunto con los análisis de riesgos de los equipos evaluados, soportando la toma de decisiones para determinar la mejor estrategia de integridad de equipos estáticos.
- Permite optimizar los programas de inspección en servicio en marcha, al determinar la cantidad óptima de CML's o puntos de inspección requeridos para cada equipo o circuito de tubería.

Medidor
de flujo
Multifásico

MFM
ORINOCO



MFM ORINOCO, es un sistema de medición diseñado y desarrollado para la medición de crudos altamente viscosos y con densidades desde 8° API, sin limitar su uso en aplicaciones con hidrocarburos livianos o alto corte de agua. Debido a las características especiales que tienen los crudos. El MFM ORINOCO incorpora diversos desarrollos tecnológicos que hacen posible el manejo de los flujos multifásicos bajo los estándares y requerimientos internacionales.



ICertificado según la norma ISO 9001, con el siguiente alcance:

Servicios de Optimización y Operaciones Petroleras. Investigación, Diseño, Desarrollo, Fabricación y Servicios de Mantenimiento de Soluciones Tecnológicas para Procesos Industriales.

¿ESTÁS PREPARADO PARA SER UN PROFESIONAL PETROLERO DEL FUTURO?

FRANKLIN AMADEO RODRÍGUEZ

INGENIERO MECÁNICO – MSC. SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS

Históricamente, la educación superior ha respondido a la demanda de profesionales altamente capacitados, adaptando sus programas para formar profesionales en función de las necesidades del sector. Sin embargo, los desafíos actuales plantean nuevos retos: planes de estudio obsoletos, escasa vinculación universidad-industria y falta de acceso a tecnología especializada; siendo estos algunos de los obstáculos que dificultan la formación de profesionales del futuro.

Este artículo explora la evolución de la industria petrolera y su impacto en la educación superior, con un enfoque especial en Latinoamérica, identificando los principales obstáculos que enfrenta la educación formal en la región y analizando las habilidades clave que los profesionales petroleros del futuro deben desarrollar para enfrentar los desafíos de un sector en constante cambio y tan volátil como el petrolero. Se comparte una visión basada en la experiencia personal con la finalidad de inspirar a estudiantes y profesionales a prepararse hacia el futuro energético petrolero.

Impacto de la evolución de la Industria petrolera en la educación

En las últimas décadas, la industria petrolera ha evolucionado de manera vertiginosa. La creciente demanda de energía, el agotamiento de reservas convencionales y la necesidad de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero han impulsado la búsqueda de nuevas tecnologías y soluciones innovadoras. Sin embargo, el Petróleo y el Gas seguirán siendo las fuentes de energía más importantes para la satisfacción de la demanda energética. Según el World Oil Outlook 2023 de la OPEP, se espera para el 2045, que exista un incremento en la demanda de crudo de 15.4 mmbd y un incremento de 1.1% en el consumo de gas natural.

A través de la historia, esta transformación de la industria ha ido de la mano con la adaptación de las Universidades, con la finalidad de cumplir con las demandas de profesionales altamente calificados para los retos industriales de cada momento histórico. Tomando en cuenta el caso de Venezuela, Según Benjamín Scharifker, ex Rector de la USB, “el número de inscritos en las universidades se multiplicó por 36 en cuatro décadas, pasando de 22.000 alumnos aproximadamente (0,3 % de la población total), en las 3 universidades nacionales y 2 universidades privadas en funcionamiento en Venezuela en 1958, a más de 800.000 (3,5 % de la población) en cerca de 40 universidades, la mitad de ellas nacionales y la otra mitad privadas, en el año 2000. El número de inscritos y de universidades continuó su ascenso en el siglo XXI, con alrededor de 2.500.000 inscritos (9 % de la población total), según cifras oficiales, en casi un centenar de universidades en el momento actual.

En los tiempos actuales y los que están por venir se hace necesario que los futuros profesionales del sector adquieran un conjunto de habilidades y conocimientos que van más allá de los tradicionales incorporando disciplinas como:

- **Digitalización:** Los profesionales deben estar familiarizados con herramientas digitales como la inteligencia artificial, el big data y la analítica avanzada para optimizar procesos, tomar decisiones basadas en datos y desarrollar soluciones innovadoras.
- **Sostenibilidad:** Los profesionales deben conocer las regulaciones ambientales, las mejores prácticas de gestión ambiental y los principios de la economía circular para asegurar que los proyectos sean económicamente factibles disminuyendo el impacto medioambiental.
- **Gestión de proyectos:** La complejidad de los proyectos en la industria petrolera exige profesionales capaces de liderar equipos multidisciplinarios y gestionar proyectos con alto grado de incertidumbre y riesgos.

Retos de la educación formal en Latinoamérica para los futuros profesionales de la Industria petrolera

La educación formal en Latinoamérica, en lo que respecta a los profesionales de la industria petrolera, enfrenta una serie de desafíos que impactan directamente en la capacidad de atender las necesidades del mercado laboral actual y futuro, algunos de estos retos son:

- **Pensum obsoleto:** Existe una brecha temporal importante en la actualización de los planes de estudio con respecto a los avances tecnológicos y las nuevas demandas de profesionales de la industria.
- **Escasa vinculación universidad-empresa:** La colaboración entre las instituciones académicas y las empresas petroleras es limitada, tanto para fomentar la adaptación de los pensum de estudio como ofrecer las prácticas profesionales que requieren

los estudiantes con el objetivo de prepararse ante el mercado laboral.

- **Laboratorios obsoletos:** La falta de inversión en infraestructura y equipamiento limita las posibilidades de realizar prácticas y experimentos que simulen las condiciones reales de trabajo en la industria petrolera.
- **Acceso limitado a software especializado:** Los estudiantes difícilmente tienen acceso a los software y herramientas tecnológicas utilizadas en la industria, lo que dificulta su aprendizaje y desarrollo de habilidades.
- **Escasez de Docentes con experiencia en el sector Petrolero:** La exigencia de dedicación exclusiva en los recintos universitarios y la poca disponibilidad de tiempo de los profesionales con experiencia en el campo, hace que desarrollar actividades docentes sea poco atractivo.
- **Enfoque en la Teoría:** Los programas académicos suelen estar centrados en la teoría, dejando de lado la formación práctica y el desarrollo de habilidades técnicas, además los estudiantes no siempre tienen la oportunidad de aplicar sus conocimientos a la resolución de problemas reales de la industria petrolera.



Claves para la formación profesional petrolera del futuro

Tanto estudiantes como profesionales graduados, para convertirse en profesionales petroleros del futuro tienen el deber de desarrollarse técnicamente en el aprovechamiento y aplicación de las nuevas tecnologías en toda la cadena de valor de la industria petrolera. “Gemelos Digitales” y “Campos Inteligentes” son solo la punta del iceberg de la gran cantidad de soluciones que pueden llevar a un siguiente nivel la industria petrolera. La inteligencia artificial no quitará trabajos a los profesionales, permitirá acelerar el ritmo de la generación del conocimiento mientras se use con este fin.

También es imperante desarrollar habilidades transversales que les permitan adaptarse a un entorno laboral dinámico y exigente. Habilidades como el pensamiento crítico, creatividad enfocada en la innovación, trabajo en equipos multidisciplinarios, adaptabilidad a los cambios, la autodidactica y proactividad, son claves para el éxito profesional en cualquier ámbito laboral pero aún más en la industria petrolera.

No basta con obtener un título de Ingeniería, especialización o maestría, se requiere de equipos de trabajo apasionados con la solución de problemas complejos usando metodologías simples, trabajadores pragmáticos que respeten las normas, procedimientos y buenas prácticas, colegas que impulsen el crecimiento profesional de la generación de relevo, profesionales con mística, disciplina organizacional y deseos de superación.

Para prepararse de cara a la industria petrolera del futuro, los profesionales deben aprovechar la globalización y las tecnologías de la información para mantenerse actualizados participando en actividades extralaborales, cursos, talleres, conferencias; establecer una red de contactos profesionales (networking), que permita interactuar con profesionales de otras especialidades y disciplinas; tomar la responsabilidad propia de fortalecer y expandir constantemente sus conocimientos.

La industria petrolera seguirá experimentando transformaciones profundas de cara al futuro, está en tus manos educarte para enfrentar los desafíos y aprovechar el sinfín de oportunidades disponibles para aquellos estudiantes y profesionales que estén dispuestos a adaptarse y evolucionar.

¿Serás protagonista de la historia que está por escribirse en el futuro energético petrolero por venir?



ANÁLISIS INTEGRADO DE YACIMIENTOS



QUIENES SOMOS

Petröleum Consultores S.A.S. es una prestadora de servicios especializados, asesorías, entrenamientos y capacitaciones en toda la cadena de valor del negocio petrolero

Contactos

+57 315 541 5839 +57 316 767 6244
+58 412 383 7801 +58 424 681 8641



Geociencias

Amplia experiencia en las áreas de geología, geofísica, petrofísica, geomática, geoquímica, análisis de fluidos, geoestadística, RMH, geomecánica y simulación



Perforación

Experiencia en el diseño, control y seguimiento a la perforación, completación, rehabilitación, servicios a pozos, soluciones a problemas operacionales y tecnológicos



Producción

Sólidos conocimientos en diseños de esquemas de levantamiento y facilidades de superficie para el transporte de hidrocarburos desde el pozo hasta el patio de tanques



Refinación

Control y seguimiento de los procesos asociados a refinación y mejoramiento de hidrocarburos. Evaluación, diseño y seguimiento de paradas de planta



Ambiente

Asistencia técnica en el control de derrames de hidrocarburos, manejo de desechos sólidos y efluentes de producción/refinación y estudios de impacto ambiental



Soporte Técnico

Soporte técnico especializado en las áreas de HSE, gerencia del dato, energías renovables, evaluaciones económicas, análisis y modelado de variables y programación

CADENA DE VALOR DEL GAS NATURAL EN COLOMBIA

SERGIO CRISTANCHO

INGENIERO DE PETRÓLEO. ESPECIALISTA EN
GERENCIA DE PROYECTOS



Colombia ha tenido un gran desarrollo en lo que se refiere a la Cadena de Valor del Gas Natural desde la construcción del gasoducto Cicuco – Barranquilla en la Costa Atlántica en el año 1958.

En lo que respecta a las reservas probadas de gas natural para el 31 de diciembre del año 2022 se situaron en 2,817 Giga pies Cúbicos (GPC), 0,647 GPC de reservas probables y 747 GPC de reservas posibles para el año 2022 (Certificadas por la Agencia nacional de Hidrocarburos ANH), con unas reservas probadas distribuidas entre las cuencas de los Llanos Orientales (31%), la Cordillera Oriental (24%), La Guajira (20%) y el Valle Inferior del Magdalena (16%).

En cuanto a los recursos contingentes se evalúa que hay de 5,806 GPC los cuales presentan proyecciones de iniciar su comercialidad a finales de la presente década, en la medida que se logren implementar los planes de inversión establecidos a nivel de perforación, producción y conexión al sistema nacional de transporte.

Con respecto a la exploración de gas en los últimos años se han perforado 9 pozos costa fuera (Orca 2014 - Kronos 2015 - Purple Ángel 2017 – Gorgón 1 2017 – Gorgón 2 – Uchuva 1 – Glaucus 1 2023 – Orca Norte 2024 – Uchuva 2 2024) ubicados en la costa atlántica, en tierra se ha perforado pozos como el Aruchara 1 R, Liria YW12, Arrecife 1ST, Aguas Vivas 1, Chímela 1, Saxofón 1 y Lulo 1 que indicaron la presencia de gas en sus estructuras.

Dentro de las principales operadoras y comercializadoras de gas Natural en Colombia tenemos a ECOPETROL, HOCOL, CANACOL y NGENERGY.

Al cierre del 2022 la producción de gas comercializado fue 0.39 terapés cúbicos (TPC) lo que nos lleva a una relación Reservas Probadas/Producción (R/P) de 7.2 años y en el primer semestre de 2024 la producción comercializada de gas natural en Colombia fue de 991 millones de pies cúbicos por día (MPCD).

Los principales Campos de producción de gas son Cusiana y Cupiagua (ECOPETROL) en los llanos orientales, Chuchupa y Ballena (HOCOL) en la Guajira y Gibraltar (UTGG) en Santander, destacando los nuevos descubrimientos de las empresas HOCOL, NG Energy y CANACOL.

En cuanto a las importaciones de gas natural por parte de la planta de regasificación ubicada en Cartagena (Costa atlántica), entre enero y mayo de 2024, promediaron 263,5 MPCD, lo que representa 256 MPCD más que en el mismo periodo de 2023.

Para el transporte de gas natural cuenta con más de 7,000 KM de líneas de gasoductos conectando las principales ciudades y municipios Colombia, para esto cuenta con diferentes transportadores de gas natural como PROMIGAS en la costa atlántica y la Transportadora de Gas Internacional (TGI) en el interior de País, otros transportadores son Transmetano que le transporta gas a la ciudad de Medellín en Antioquia y Progasur que le transporta gas a la ciudad de Bucaramanga en Santander.

Adicionalmente se están desarrollando proyectos de gasoductos virtuales usando gas natural comprimido para llevar el combustible por medio de camiones a poblaciones e industrias alejadas de los gasoductos existentes en el país.

En cuanto a la demanda esta se encuentra dividida en varios sectores Domiciliario, Industrial, Transporte -GNV, Petroquímico y Termo eléctrico.

En el sector Domiciliario hay 1,164,930 usuarios de Conectados Gas Natural al año 2023 entre residenciales, comerciales e industriales.

En el sector industrial se ha desarrollado ostensiblemente ya que las empresas han sustituido sus combustibles base tales como el Diesel y el Carbón por el gas natural que es mucho más económico y amigable con el ambiente.

Con respecto al sector de transporte vehicular para el año 2022 Colombia contaba con más de 600,000 conversiones a gas natural vehicular (GNV), teniendo un desarrollo importante en la instalación de estaciones de servicio y talleres de conversión de vehículos de gasolina a gas natural.

Para el sector petroquímico actualmente se le suministra gas natural a la Refinería de Barrancabermeja (CIB) de ECOPETROL.

En cuanto al sector termoeléctrico, que es el sector que más consume gas natural, Colombia cuenta con un parque de 21 Termoeléctricas a gas.

Actualmente se está presentado una coyuntura entre la oferta y la demanda de gas natural en la cual está ocurriendo un déficit el cual sea cubierto con importaciones de la Planta de Regasificación ubicada en Cartagena (SPEC LGN).

Por esta razón las entidades relacionadas con el mercado tales como El Ministerio de Minas y Energía, la Comisión de Energía y Gas CREG, La Unidad de Planeación Minero Energética UPME, la Agencia Nacional de Hidrocarburos ANH, ECOPETROL, las empresas transportadores y operadoras de gas natural ha planeado desarrollar diferentes proyectos para garantizar el abastecimiento en Colombia tales como: Construcción de una planta de regasificación en el Pacífico – en Buenaventura, Construcción gasoducto Buenaventura – Yumbo, Bidireccionalidad del gasoducto Yumbo – Mariquita, Bidireccionalidad del gasoducto Ballena – Barrancabermeja, Bidireccionalidad del gasoducto Ballena – Barranquilla, Loop gasoducto Mariquita – Gualanday, Compresión tramo El cerrito – Popayán, Extensión y ampliación de la planta regasificadora de Cartagena (SPEC).

SERGIO CRISTANCHO
ING. DE PETRÓLEO. ESPECIALISTA EN
GERENCIA DE PROYECTOS



WARAO

NAHOMI TOLA PRADA

DOCTORADO EN DERECHO
PORTUARIO Y DESARROLLO
AMBIENTALISTA

En la población WARAO, del Estado Sucre en Venezuela, existe un Lago donde brota desde tiempos remotos crudos asfaltenos de forma natural, sobre esta región existen muchas expectativas equivocadas.

La primera es que una Gran Serpiente que vive en el lago mueve la Región y escupe la tierra; la verdad desde el punto de vista tectónico esa zona del país limita con las placas del Caribe y la sudamericana, siendo el estado Sucre el

centro de la falla de **EL PILAR**, por lo cual sufre constantemente movimientos sísmicos, ciertamente una gran biodiversidad de animales se mueven y desplazan cuando susceptibles se crean cambios bruscos.

El pueblo WARAO tiene cientos de años ocupando esas tierras, una población indígena humilde, pacífica y hermosa de unos 5000 habitantes, ACNUR y naciones unidas deberían mirar que con muchas carencias de servicios, agua potable,

atención médica con embates de enfermedades virales y endémicas, luz eléctrica, con sus tierras muy contaminadas por el derrame petrolero de estos numerosos menes sobre sus tierras de unas 430 hectáreas completamente destruidas por el crudo que desde antes inunda la región y allí si viven verdaderos y certificados indígenas. La segunda más que leyenda es fábula es pensar que hay una piscina gigante de crudo que se puede cargar mágicamente y exportar.

El beneficio del pasivo ambiental de toda esa región está en favor de los WARAOs, cuyo poder está concentrado en sus Caciques dirigidos por la Gran Cacica Ministra de Pueblos Indígenas actualmente.



Un derecho reconocido constitucionalmente que dictamina que todo beneficio proveniente de lo que está encima de la tierra debe ser dirigido íntegramente a esta comunidad como indemnización al daño sufrido, de manera que si tuviera algún valor económico sería en favor de ellos en su cien por ciento de habitantes y así también los reclamos e indemnizaciones y que según sus leyes constitucionalmente reconocidas requiere cualquier proyecto el beneplácito de los mismos a través de su autoridad ejecutiva para desarrollarse, pero no pueden ellos disponer de los recursos del subsuelo que están bajo leyes especiales en potestad de la República a través de su industria petrolera y con gran limitación de explotación de la región por falta de viabilidad y maniobra en esta remota región.

Existe un gran riesgo permanente que, por el movimiento tectónico permanente, sumado a los 13 pozos de explotación petrolera sellados bajo métodos muy antiguos por empresas norteamericanas, hace 78 años y el rompimiento de la formación sello de la tierra por distintas causas donde en algunos se observó actividad de brote descontrolada.



El riesgo, aunque no sea inmediato, existe. Este derrame o brote de crudo cuyas propiedades por degradación requieren un exhaustivo estudio de sísmica, reservas, batimétrica del río que colinda con esta región, el cual es navegable, aunque esté segmentado en algunos lugares de forma visible, posee corriente que lo vacía hacia el mar por unas cuatro horas al día y apenas a 40 kilómetros colinda con el mar común con la zona en reclamación y otras regiones vecinas.

(Venezuela vivió las vaguadas en Vargas, así que siempre hay que prevenir en materia ambiental). No es un camino corto ni fácil de solucionar este flagelo natural, tampoco es determinable su valor de forma responsable sin tener estudios especializados previos que deben estar encabezados por los ministerios de pueblos indígena y Ministerio de petróleos por la relevancia fronteriza y los elementos que convergen allí.



El planeta es de todos...
GUANOCO califica para la licencia OFAC 29 hasta la 32, aunque Venezuela y la naturaleza no debería sufrir sanciones irritas con un esquema tan cruel, dado que las sanciones castigan la viabilidad de inversión en esta región y en el lago de Maracaibo donde se repara la capa de ozono gracias al relámpago del Catatumbo.



La BIORREMEDIACIÓN AMBIENTAL de esta zona con tecnología Bio preferente certificada en sus procesos hacen calificable inclusive el SALVAMENTO A LA NATURALEZA a LA VIDA HUMANA y a LOS DERECHOS HUMANOS DE LOS WARAO, para la adquisición de bonos Verde/azul a la República y a la empresa que ejecute la remediación contención y tratamiento.

En primera instancia, deberían estar contemplados los estudios que determinen el comportamiento propiedades, valor, el impacto ambiental, política interna y exterior de esta región. Allí hay un pueblo que tiene derechos humanos al agua, sembrar, comer, vivir.

También nuestra casa de abrigo “EL PLANETA” reclama una inmediata visión hacia los objetivos de desarrollo sostenible y sustentable junto al quinto objetivo de la patria... Debemos preservar la Bio región y evitar la contaminación, garantizando la no contaminación latente.

Los esfuerzos por la preservación de la vida humana y nuestro planeta deben ser conjuntos.

NAHOMI TOLA PRADA

DOCTORADO EN DERECHO PORTUARIO Y
DESARROLLO AMBIENTALISTA



¡ÚNETE AL MOVIMIENTO!

¿Estás lista para hacerte cargo de tu carrera
en el dinámico mundo de la energía?

Creemos que la diversidad y la inclusión son las piedras angulares de la innovación y el progreso. Reconocemos el inmenso **talento y el potencial** sin explotar de las mujeres en el sector energético, y nuestra misión es **impulsar** para que alcancen nuevas **alturas de éxito**.



Fundación Women in
Energy Venezuela



win.venezuela

LAGUNA DE GUANOCO.

MITOS Y REALIDADES

MG. SC. JOSÉ GREGORIO TOVAR

ING. DE PETRÓLEO. PETROLEUM ENG. MG. SC.

El potencial de desarrollo de los recursos de hidrocarburos en torno a la laguna de asfalto de Guanoco, y las oportunidades concomitantes: agricultura, turismo, agua y sólidos asociados a los hidrocarburos, porque, en el fondo, lo más importante son las comunidades que hacen vida en esa región.

La laguna de Guanoco está ubicada en el municipio Benítez del estado Sucre, República Bolivariana de Venezuela.

Fue concesionada por el presidente Guzmán Blanco en 1883 a Horacio Hamilton, quien la traspasó a la New York & Bermúdez Co (NY & Bermúdez) por 9.000 acciones “y algo en efectivo” (El Minero, marzo/abril 1989. “55 años de olvido en un pueblo lleno de riqueza”. Carlos León P.). La concesión se extendió desde 1891 hasta 1923 para producir asfalto, con la finalidad de asfaltar las vías; se dice que las calles de New York, EE.UU. fueron asfaltadas con este material, **pero no asfaltaron las de Guanoco.**

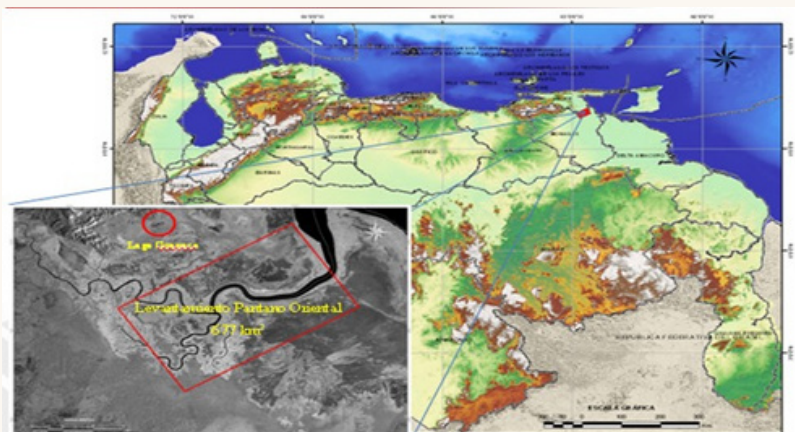


Figura 1. Localización de la laguna de Guanoco.
(Documento de soporte de Decisión (DSD1) Proyecto Guanoco. FI.B.J.A.M., S.A. Benigno Albarrán, 28.1.2023)

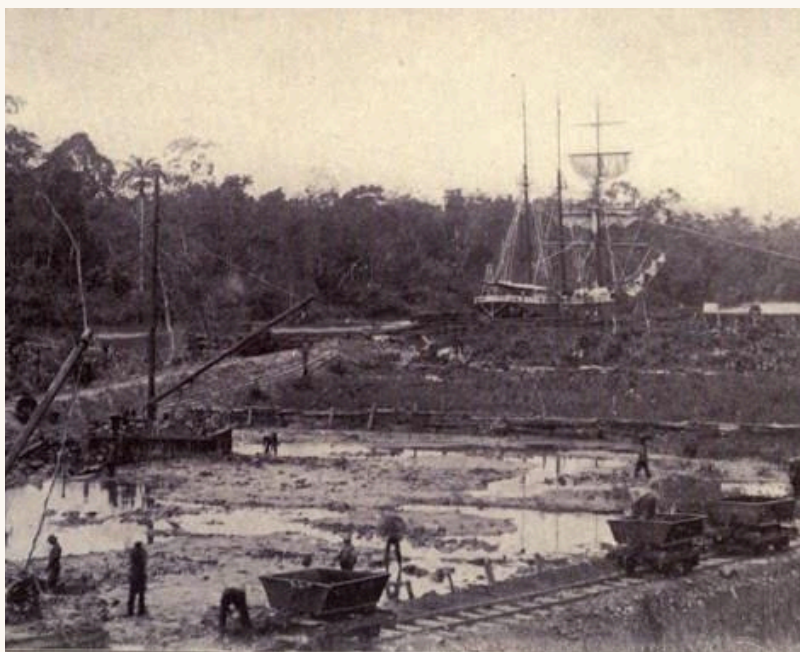


Figura 2. Instalaciones de los vagones y del puerto por donde sacaban el asfalto
(Gestión cultural, 2020)

Hay varias cifras asignadas para la extensión de la laguna. En promedio, se le asigna 978 acre, con un espesor promedio de 3 m. Lo importante es determinar qué es laguna y qué no es laguna, puede haber afloramientos secundarios.



Figura 3. Laguna en época de lluvia y en sequía (Diario El Viajero, 2012)

Durante la concesión se perforaron en el área 16 pozos productores y 20 pozos muy someros, menores a 30 m de profundidad (Aníbal Martínez, Cronología del petróleo venezolano. Editorial Librería "Historia". Caracas 1970).



Figura 4. Pozos en el área

La producción diaria máxima reportada es de 1.310 bl/día en el año 1923. Se estima que en el área (laguna y pozos), puede haber 1.800 MM de barriles recuperables de bitumen asfáltico. El petróleo se originó en las formaciones El Cantil, Carapita, La Pica y Guayuta, migró por una discordancia en la base de la formación Las Piedras.

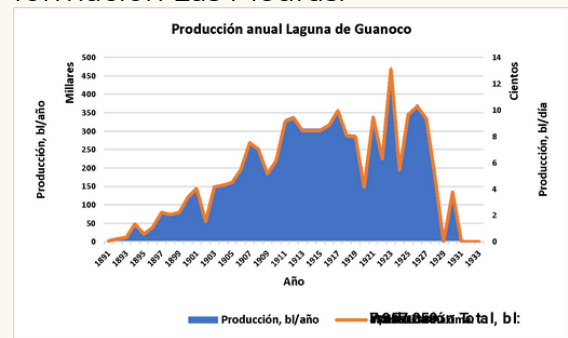


Figura 5. Producción de asfalto durante la concesión



Figura 6. En el campo hay cinco pozos sin cabezal

Se reporta que el bitumen de la laguna tiene un promedio de asfaltenos de 23,2 % (Lagoven, junio 1987). En la laguna se observa una mezcla de bitumen, agua y burbujas de gas.



Figura 8. Existe un equilibrio entre la vegetación y la mezcla de hidrocarburos-agua-sedimentos

**Tabla 1. Propiedades del bitumen de la laguna y de los pozos (promedios).
Estudio de Prefactibilidad. Lago de Guanoco.
Informe Final. Lagoven, S.A. Departamento de Planificación. Junio 1987.**

Propiedades (laguna)	Min	Max
Densidad, g/cm ³	1,044	1,643
°API	1,5	5,5
Azufre, %p	0,63	5,25
Sedimentos, %p	1,6	72,8
Ceniza, %p	0,2	66,4
Pto. ablandamiento, °C	39,44	129,44
V, ppm	469,5	
Ni, ppm	150,5	
Propiedades (pozos)	Min	Max
Densidad, g/cm ³	1,0239	1,0274
°API	6,2	6,9
Azufre, %p	3,9	4,37
Sedimentos, %p	0,21	0,22
Ceniza, %p	0,11	0,12
Pto. ablandamiento, °C	26,6	32,22
V, ppm	419,5	
Ni, ppm	137,5	

A través de los años se ha creado un equilibrio laguna-vegetación que permite que hayan crecido árboles en una superficie donde se mezcla arcilla nativa, hidrocarburos y agua. Por eso, hay que estudiar exhaustivamente este ecosistema y preservarlo porque cualquier alteración pudiera causar una catástrofe a la vegetación autóctona.



Figura 8. Existe un equilibrio entre la vegetación y la mezcla de hidrocarburos-agua-sedimentos

La zona tiene una comunicación terrestre muy precaria; básicamente se conectan por los caños y el río San Juan. Se requiere una vía de comunicación adecuada a la capacidad portante del suelo de la zona.



Figura 9. La comunicación prevalente es a través del río y los caños

En los alrededores de la laguna hay asentamientos humanos de larga data, y mantienen sus tradiciones ancestrales, que deben ser respetadas.



Figura 10. Vida comunitaria en el área de la laguna



Figura 11. Herramientas usadas para extraer asfalto de la zona mientras funcionó la concesión

Es imposible soslayar íconos nacionales como el actor Carlos Márquez, nacido en la zona, y de quien pudiera hacerse un museo en su honor.

Carlos Márquez Cappechi	
Información personal	
Nacimiento	15 de abril de 1926 Guanoco, Venezuela
Fallecimiento	26 de marzo de 2016 (89 años)
Familia	
Cónyuge	Juana Sujo
Información profesional	
Ocupación	Actor
Años activo	1956-2015

Figura 12. Carlos Márquez, nativo de Guanoco, ícono artístico nacional (Wikipedia, 2024)

Cerca de la laguna también concurren otros parajes importantes

- Parques Turuépano y Paria (Sucre)
- Embarcadero de Caripito (Monagas)
- Aserradero San Juan de la CVG (Monagas)
- Río San Juan, con salida al frente Atlántico
- Vocación de cultivos de tubérculos y otros rubros agrícolas



Figura 13. Localización georreferencial de la laguna de Guanoco y adyacencias (Google maps, 2024)

El caso de la Laguna de Guanoco, es interesante y complejo. Ahí hay una laguna que existe desde mucho antes que llegaran los seres humanos por esos lares. Para extraer asfalto de ella se debe estudiar su dinámica de reposición de fluidos, que en todos los estudios se reporta como muy lenta.

Es posible que existan algunos puntos menores de emanación de material asfáltico que crearon ambientes complejos donde conviven vegetación media y alta en medio del asfalto, agua y suelo los cuales deben ser estudiados para evitar consecuencias catastróficas que seque la vegetación existente.

Es pertinente determinar qué es laguna y qué no. Tipificar la contaminación de las áreas no relacionadas con la laguna y diseñar el tratamiento correspondiente, preservando los equilibrios establecidos asociables a la vida vegetal y animal. También es imperativo solucionar el controlar de flujo “esporádico” de los pozos sin cabezal y limpiar las áreas adyacentes visiblemente afectadas.

Plan de trabajo

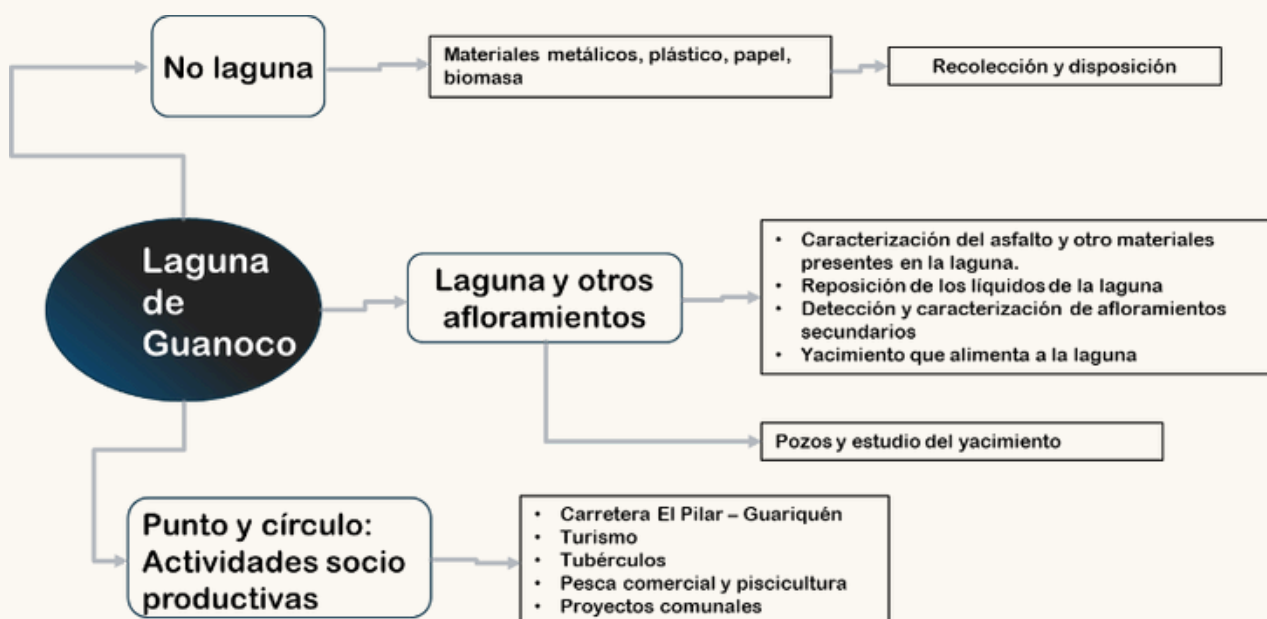


Figura 14. Esquema de trabajo para abordar la reactivación de la Laguna de Guanoco

Adicionalmente se debe atender la deuda social en la zona. La riqueza más importante son los habitantes, sus costumbres, valores y patrimonios. Ellos deben ser los sujetos activos y beneficiarios directos de los cambios socio productivos a introducirse:

- La carretera El Pilar – Guariquén.
- Los servicios: electricidad, salud, agua potable, aguas servidas, recolección, procesamiento de desechos, educación y trabajo digno mediante la organización comunal.
- Ciclo escolar completo para crear comunidades estables y dignas.
- Seguridad policial y comunal.
- Reconocimiento a las etnias presentes en la zona.

Productos:

- Definir qué es laguna, los ciclos de reposición del asfalto y la extracción óptima de hidrocarburo mediante un estudio georreferencial.
- Definir las áreas afectadas por contaminación y el tipo.

- Definir los procedimientos idóneos de remediación.
- Evaluar el yacimiento asociado a la laguna y cuantificar su potencialidad y aprovechamiento comercial e industrial.
- Evaluar otras fuentes benefactoras presentes en la zona para provecho de los habitantes:
 - Agrícola, pecuario y pesquero
 - Turístico
 - Patrimonio cultural
- Desarrollo social de las comunas presentes en la zona, en coordinación con los organismos gubernamentales rectores del territorio: nacional (ministerios), estatal, municipal, comunal, según el ordenamiento jurídico vigente.
- Mejorar la comunicación, salud, educación, servicio eléctrico, agua potable y servidas.
- Protección del patrimonio cultural y étnico de la zona (etnia warao y criollos), recuperación de las instalaciones de la NY & Bermúdez Co y posible Museo Carlos Márquez.

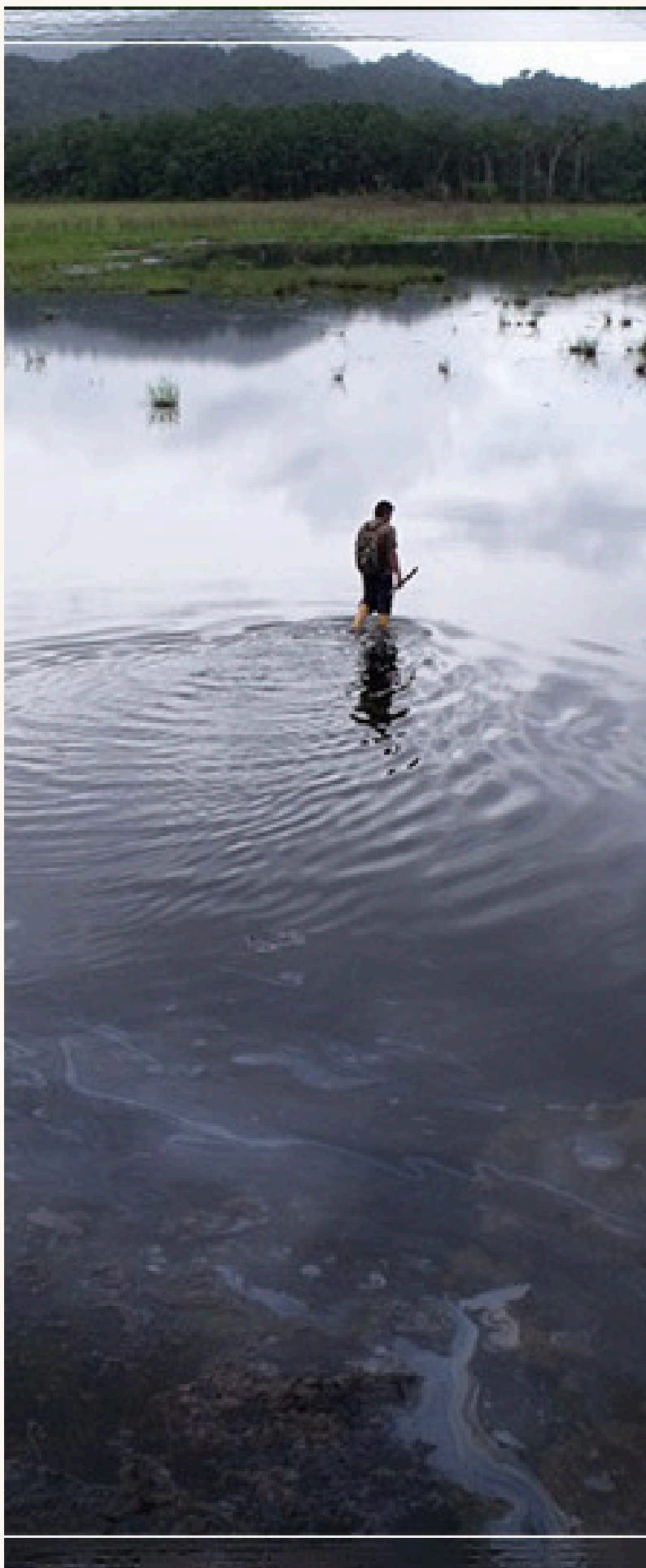
Agradecimientos

In memoriam del Dr. Jesús Arapé, quien nos llamó hace 4 años para hacer el estudio, lamentablemente el Dr. Jesús Arapé falleció al principio de este año 2024, cuya preocupación por alcanzar un *modus vivendi* digno para la etnia Warao, y para todos los que ahí conviven, fue siempre una constante. Le dedicamos este trabajo que resume parte de lo hecho, con su partida, queda pendiente hasta que reaparezcan las condiciones propicias y suficientes para su ampliación, culminación y aplicación.

En estos estudios que resumimos participó un equipo de profesionales por quienes profeso admiración y respeto:

- Benigno Albarrán
- Armando Sifontes
- José Gregorio Tovar Silva
- Pedro Vázquez
- Fernando Morales
- Djamal Jawtadi
- Diaisa Sánchez
- Héctor Perozo
- Heriberto Echezuria
- Yonel León

Damos reconocimiento a la página de Facebook Guanoco Estado Sucre, Venezuela, y al grupo de exploradores de Caracas, especialmente a Juan Rodríguez, por las fotos usadas en este trabajo.



MANAGEMENT CONSULTANT

ARIAXone

ADVANCED ANALYTIC SPECIALISTS

AriaxOne identifies risks and creates strategies inside worldwide organizations for senior leadership, managers, technical specialists, end users, and governmental institutions

UPGRADE YOUR POTENTIAL TO THE NEXT LEVEL

SERVICES



FORECASTING

Use of advanced analytics to evaluate your data: times series, econometrics, and statistical analysis.



BREAKEVEN COSTS

Evaluation of the supply chain to calculate the optimal value of supplies.



DIGITALIZATION

AriaxOne analyzes data to assess confidence, eliminate empty values, detect human errors, identify outliers, and standardize the collection.



PRINCIPIOS BÁSICOS PARA EL GERENCIAMIENTO DE YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

JESÚS PORRAS

ING. GEÓLOGO, MSC. EN CIENCIAS GEOLÓGICAS.

El gerenciamiento de yacimientos naturalmente fracturados (YNF), demanda un enfoque integral y estratégico, requiere una combinación de conocimientos geológicos, de ingeniería y tecnologías avanzadas. Estos yacimientos presentan una interacción compleja entre una matriz porosa de baja permeabilidad, así como, un sistema de fracturas que actúa como principal vía de flujo, plantea desafíos únicos en su caracterización y desarrollo.

Tener una comprensión profunda de estos sistemas es fundamental para maximizar la recuperación de hidrocarburos y minimizar los riesgos asociados a su producción.

Los yacimientos naturalmente fracturados (YNF), representan un desafío único en la industria petrolera debido a la complejidad de su comportamiento geológico y dinámico. Son yacimientos complejos, heterogéneos, cuyo

comportamiento es difícil de definir, entender y predecir, por lo que todas aquellas estrategias de desarrollo y gerenciamiento de yacimientos juegan un rol fundamental para optimizar la producción, reducir la incertidumbre, con la finalidad de mejorar el factor de éxito en la perforación. Los YNF se caracterizan por la presencia de fracturas naturales que actúan como conductos de flujo y almacenamiento secundario,



Figura 1. Diferentes tipos de fracturas en rocas del occidente de Venezuela: calizas del Grupo Cogollo (arriba); granodiorita (abajo izq.); calizas del Grupo Cogollo con impregnaciones de petróleo (abajo der.).

Todas estas unidades son productivas en la Cuenca de Maracaibo

Los YNF se caracterizan por la presencia de fracturas naturales que actúan como conductos de flujo y almacenamiento secundario, complementando la matriz de la roca, es decir, las fracturas controlan, y mejoran la permeabilidad, afectando de ese modo la productividad de los pozos y la eficiencia en la recuperación.

El objetivo principal en el manejo de estos yacimientos es maximizar la recuperación de hidrocarburos mientras se minimizan riesgos e incertidumbres. Para ello, se deben considerar aspectos clave como la caracterización detallada de las fracturas, la selección óptima de fluidos, técnicas de estimulación, implementación de tecnologías que permitan monitorear y modelar su comportamiento dinámico en tiempo real.

¿CÓMO LOGRAR EL ÉXITO GERENCIANDO YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS?

El gerenciamiento eficiente de un YNF requiere un enfoque integrado que combina conocimiento técnico, tecnologías avanzadas y estrategias operativas adaptadas. Las principales áreas de enfoque incluyen:

- **Reconocimiento y caracterización de fracturas:** Uso de métodos sísmicos, logísticos y geomecánicos para comprender la conectividad y el impacto de las fracturas en la producción.
- **Gestión de riesgos e incertidumbres:** Análisis predictivo y medidas de mitigación frente a la variabilidad de la productividad y estabilidad del yacimiento.
- **Optimización operativa:** Diseño de estrategias de desarrollo que integren tecnologías innovadoras como la inteligencia artificial, sensores avanzados y modelado computacional.
- **Visión a largo plazo:** Explotación sostenible, con enfoque en la eficiencia económica, ambiental y energética.

La clave del éxito radica en adoptar una

perspectiva integral que combine la experiencia operativa con un proceso de aprendizaje continuo, permitiendo una adaptación proactiva frente a los desafíos de estos sistemas geológicamente complejos.

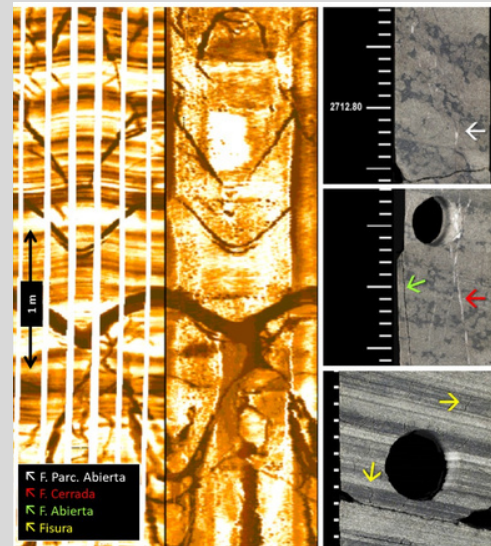


Figura 2. Fracturas en perfil de imagen (izq.). Ejemplos de fracturas en slabs de núcleos de pozos (der)

LOS 7 PRINCIPIOS FUNDAMENTALES

1. Reconocimiento y detección de fracturas

El primer paso en el manejo de fracturas naturales en yacimientos es identificar su presencia y características. Las fracturas pueden ser diferentes en términos de conductividad, transmisibilidad, conectividad, distribución, frecuencia, densidad, continuidad, heterogeneidad e isotropía, geometría y morfología, entre otros aspectos.

Su caracterización implica el uso de tecnologías avanzadas como: Sísmica de alta resolución Interpretación geológica detallada. Perfilaje avanzado: imágenes, sísmico, resonancia magnética, PLT's Modelado geomecánico y de fracturas (DFN) Simulación numérica

2. Entendimiento Estático y Dinámico del Yacimiento

Los YNF se comportan completamente diferente a los clásicos, por lo que se deben evitar comparaciones. Su manejo es distinto. Son yacimientos complicados y únicos, donde cada yacimiento y cada pozo es un proyecto diferente.

La explotación de fracturas está asociada con altos niveles de riesgo e incertidumbre. Habrán pozos buenos y pozos secos, es parte del riesgo.

Es indispensable entender:

- La conectividad de las fracturas con el sistema de producción.
- El impacto de las fracturas en la estabilidad del yacimiento.
- La variabilidad de los resultados de producción.

Estrategias como el modelado predictivo y análisis de sensibilidad pueden ayudar a mitigar estos riesgos.

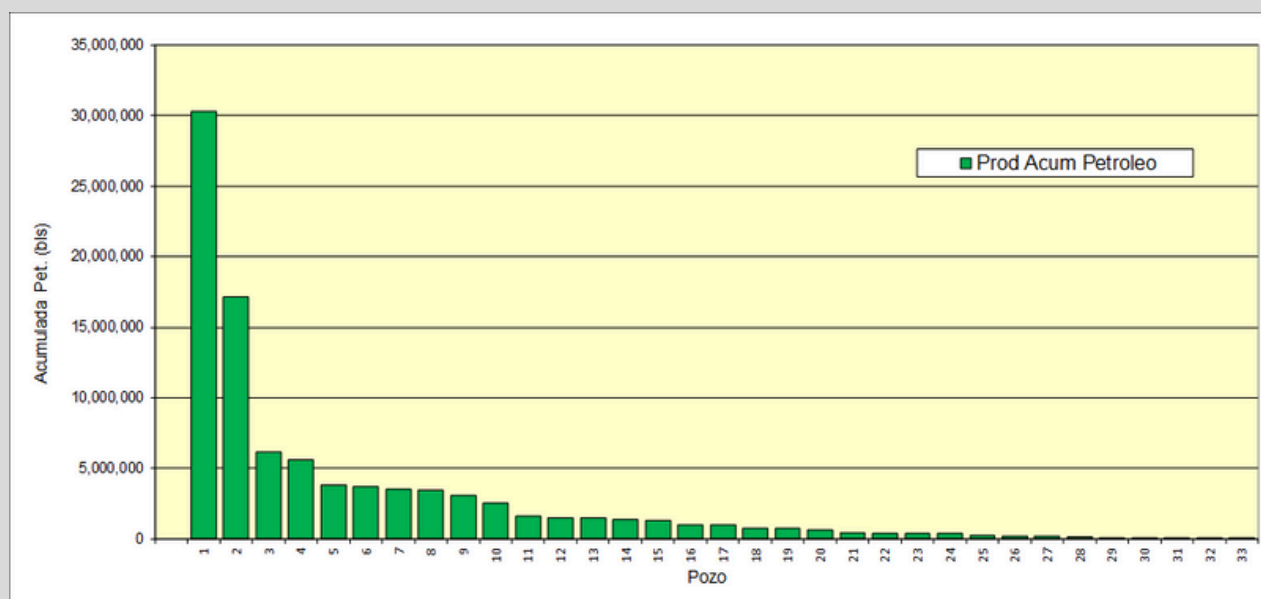


Figura 3. Producción acumulada de petróleo por pozo de un yacimiento naturalmente fracturado del occidente de Venezuela. La heterogeneidad del yacimiento se refleja en la producción individual de cada pozo.

3. Performance del yacimiento

El comportamiento es irregular y errático, su propia naturaleza los hace impredecibles. Son yacimientos complejos, de doble porosidad, con factores de recobro variables, generalmente entre los más bajos están los carbonáticos, de rápida y doble declinación. Muestran incrementos de la RGP en el tiempo.

Son muy heterogéneos en términos de índice de productividad, producción acumulada, espesor permeable, índice de capacidad de flujo y potencial inicial. Siguen la Regla de Pareto, donde el 80% de la producción es proporcionada por el 20% de los pozos.

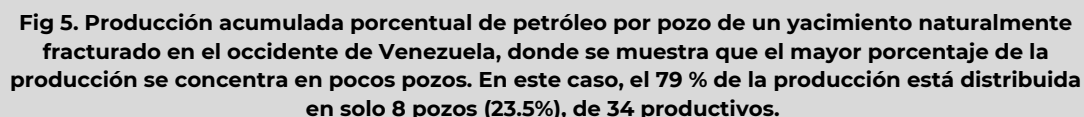
4. Manejo de fluidos

La irrupción temprana de agua y gas es común en estos yacimientos. El corte de agua es función de la producción y los contactos entre fluidos son abruptos, sin zonas de transición. Las características petrofísicas de la roca y las propiedades PVT poseen poca influencia en la producción de agua.

Los fluidos de fracturamiento y estimulación también deben ser seleccionados, ajustados con precisión. Debe considerarse:

- Compatibilidad química con la roca y los hidrocarburos.
- Minimización de daño a la formación.
- Evaluación de la recuperación a largo plazo.

El entendimiento apropiado de los yacimientos fracturados, en lo más temprano posible de su vida productiva, puede significar una reducción significativa en los costos de desarrollo del yacimiento. La detección temprana permite diseñar estrategias adaptadas a las condiciones específicas del yacimiento. Estas incluyen:



- La adquisición, uso y gestión de datos son fundamentales para mejorar la comprensión del comportamiento de las fracturas. Considera:

- El uso de tecnologías emergentes, así como el empleo de buenas prácticas y metodologías, mejora tanto la eficiencia como precisión en el manejo del yacimiento y las operaciones. Algunas de estas prácticas son:

- Tecnología de punta en perforación direccional, bajo-balance y MPD, diseños de lodo y revestidores, completaciones, trépanos y control de agua.
- Adquisición sistemática y continua de data sísmica, de producción, de yacimientos y de presiones
- Estimulación frecuente de pozos
- Análisis mediante inteligencia artificial y aprendizaje automático.
- Implementación de sensores de última generación.
- Uso de robótica para intervenciones en pozos complejos

7. Visión: explotación y desarrollo

Es importante visualizar en cual etapa del management está el campo para así avanzar al próximo paso. Finalmente, es fundamental mantener una visión integrada que combine los siguientes puntos:

- Producción responsable y sostenida.
- Optimización económica y operativa.
- Actualización permanente del modelo
- Adquisición de data y ...más data
- Enfoque en la transición energética y la sostenibilidad ambiental.

Es importante recordar que lo tratado en párrafos anteriores se puede resumir en 7 principios básicos, como sigue:

1. **NO TODAS** las fracturas son iguales
2. Ud. maneja yacimientos fracturados, **ENFÓQUESE!**
3. **ASUMA** el reto que proporcionan los YNF, **NO** le tema a los fracasos, pero **APRENDA** de los errores
4. **APRENDA** a **CONVIVIR** con el agua y el gas
5. **EXPLOTE** el conocimiento que posee del campo
6. Invierta en tecnología.... **ÚSELA!**
7. **NO SE DETENGA**, siga adelante

De las pautas presentadas, las cuatro primeras obedecen a la caracterización propiamente dicha del sistema fracturado, el resto, está asociado con el *management* del reservorio.



JESÚS S. PORRAS M.
INGENIERO GEÓLOGO.
MSC. EN CIENCIAS GEOLÓGICAS.
GEÓLOGO CONSULTOR SR.



SOLUCIONES
MAESTRAS



EARM MASTER SOLUTIONS

En **EARM** Consulting estamos en capacidad de: Debatir, soportar, asesorar, acompañar y capacitar a nuestros clientes, para mantenerlos al menos un paso adelante, en temas, conocimientos, disciplinas y metodologías asociadas con la confiabilidad, disponibilidad, mantenibilidad, integridad, seguridad, riesgo, optimización y operaciones, de manera holística, para optimizar los recursos, mantener los activos operativos, con alto nivel y estándares de satisfacción.

Elimar A. Rojas M.

Consultor de Ingeniería para PYMES
PROCESOS | FIABILIDAD | RIESGOS | INTEGRIDAD



earm.consulting@mail.com



Telefono de Contacto
33-3021-2621

BIOCOMBUSTIBLES: UN MOTOR PARA LA TRANSFORMACIÓN ENERGÉTICA

Y DESARROLLO RURAL EN LATINOAMÉRICA

GILBERTO HERNÁNDEZ

INGENIERO SENIOR DE GAS ENFOQUE
EN BIOCOMBUSTIBLES

Latinoamérica se encuentra en el umbral de una transformación energética necesaria para enfrentar los desafíos globales del cambio climático. Los biocombustibles han emergido como una alternativa sostenible, prometiendo no solo diversificar la matriz energética, sino también fomentar el desarrollo económico y rural. Este artículo analiza su evolución, impacto en diversos sectores y desafíos asociados, destacando cómo pueden ser un pilar en la transición hacia un futuro más limpio y equitativo.

Tipo de Combustible	Emisiones de GEI (gCO2e/MJ)	Reducción Comparativa (%)
Gasolina	94	0%
Diésel	91	0%
Bioetanol	46	51%
Biodiesel	37	59%

Tabla N°1. Comparativa de Emisiones de Gases Efecto Invernadero (GEI)

Evolución de los Biocombustibles

- Historia y desarrollo:** Los biocombustibles no son una idea nueva. Desde la creación del motor de combustión interna, alternativas como el bioetanol han sido exploradas. Sin embargo, fue en las últimas décadas cuando Latinoamérica se consolidó como un actor clave, con Brasil y Argentina liderando en bioetanol y biodiésel, respectivamente. Las políticas de incentivo, como los mandatos de mezcla de biocombustibles con combustibles fósiles, han sido cruciales en su evolución.





- **Casos emblemáticos:**

Brasil: Líder mundial en producción de bioetanol, utiliza caña de azúcar como materia prima principal. Su programa “Proálcool” marcó un antes y un después en el mercado global, mostrando cómo una política pública bien ejecutada puede transformar un sector energético.

Argentina: Es el mayor exportador de biodiésel de soja. Las políticas de diferenciación fiscal han permitido a este país consolidarse en los mercados internacionales, a pesar de enfrentar desafíos como barreras comerciales en mercados europeos y estadounidenses.

- **Avances tecnológicos:** La región ha avanzado hacia biocombustibles de segunda y tercera generación, producidos a partir de residuos agrícolas, algas y cultivos no alimentarios. Estas tecnologías ofrecen soluciones sostenibles a desafíos críticos, como la competencia entre alimentos y combustibles, reduciendo aún más las emisiones y la presión sobre los recursos naturales

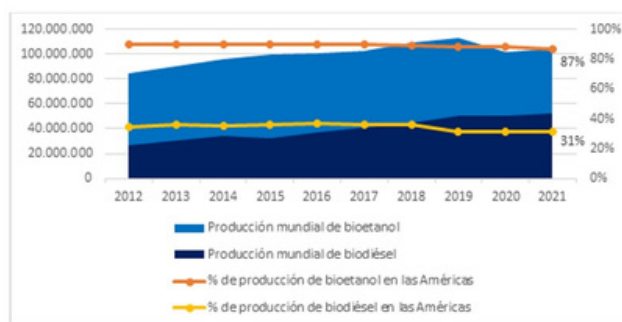
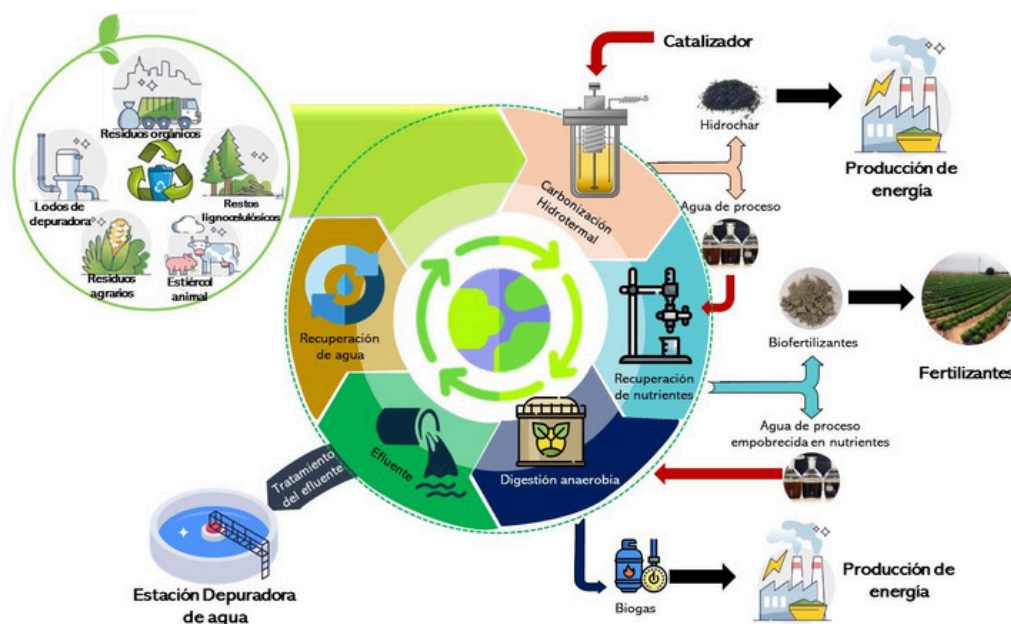


Gráfico N°1. Evolución de la producción y el consumo de biocombustibles líquidos (en miles de m³) y participación porcentual de las Américas.

Fuente: Elaborado con base en Torroba y Orozco 2022.

Impacto Energético

- **Seguridad energética:** Los biocombustibles representan una estrategia clave para diversificar la matriz energética, especialmente en países con alta dependencia de las importaciones de combustibles fósiles. En contextos de volatilidad de precios internacionales, contar con una producción local de biocombustibles reduce la vulnerabilidad y mejora la resiliencia energética de la región.



- **Reducción de emisiones:** Según datos de la Agencia Internacional de Energía Renovable (IRENA), los biocombustibles de primera generación ya ofrecen reducciones significativas en emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), en comparación con combustibles fósiles. Los biocombustibles avanzados, como el bioqueroseno para aviación, tienen el potencial de alcanzar una neutralidad en carbono, lo que podría revolucionar el transporte pesado y aéreo.

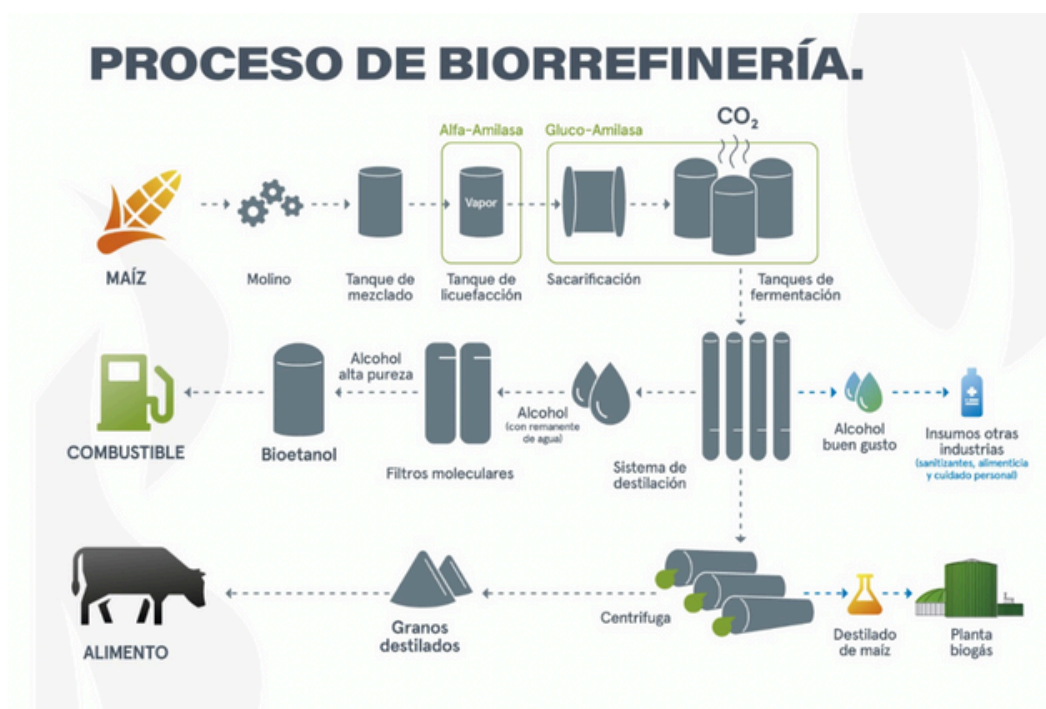
Transformación Productiva y Comercial

- **Generación de cadenas de valor:** La producción de biocombustibles impulsa la integración de sectores agrícolas e industriales, generando sinergias que fortalecen economías locales. En Brasil, por ejemplo, el cultivo de caña de azúcar ha creado complejas cadenas de valor que abarcan desde la producción agrícola hasta la exportación de bioetanol y subproductos como la vinaza y la electricidad cogenerada.

- **Impulso a la innovación y empleo:** Este sector ha catalizado avances en biotecnología y procesos industriales, fomentando la competitividad y la innovación. Además, ha generado miles de empleos en la región, especialmente en áreas rurales, donde se concentra la mayor parte de la producción de materia prima.

Desarrollo Rural y Sostenibilidad

- **Beneficios para comunidades rurales:** La producción de biocombustibles ha impulsado ingresos sostenibles en comunidades rurales, ofreciendo alternativas económicas viables para agricultores. En Paraguay, por ejemplo, la producción de biodiésel a partir de cultivos locales ha mejorado la calidad de vida en comunidades vulnerables, promoviendo la estabilidad económica.
- **Fomento de la agroindustria sostenible:** Los biocombustibles presentan una oportunidad para desarrollar prácticas agrícolas más sostenibles. El uso de cultivos de rotación, residuos agrícolas y materias



primas no alimentarias fortalece la sostenibilidad ambiental y reduce la presión sobre el uso de tierras.

- **Desafíos sociales y ambientales:** No obstante, existen retos significativos. La expansión de cultivos para biocombustibles puede generar conflictos con la producción de alimentos, especialmente en países con problemas de seguridad alimentaria. Además, es fundamental garantizar la gestión responsable de recursos naturales como el agua y el suelo, para evitar impactos adversos en ecosistemas sensibles.

Discusión: Oportunidades y desafíos críticos

Para que los biocombustibles se consoliden como una alternativa viable y sostenible en Latinoamérica, es crucial abordar desafíos sociales, ambientales y económicos. Entre ellos destacan:

Regulación y políticas públicas: La falta de un marco regulatorio coherente en algunos países ha limitado el crecimiento del sector. Una regulación clara y bien diseñada puede incentivar inversiones y promover prácticas sostenibles.

Acceso a mercados internacionales: Aunque la región cuenta con una ventaja competitiva en la producción de biocombustibles, las barreras comerciales representan un obstáculo importante. La negociación de tratados comerciales y adopción de estándares internacionales son esenciales para superar estas barreras.

Inversión en investigación y desarrollo: Para garantizar la sostenibilidad a largo plazo, es necesario invertir en tecnologías de biocombustibles avanzados, que no compitan con la producción de alimentos y maximicen el aprovechamiento de residuos agrícolas.

Conclusión

Latinoamérica se encuentra en una posición privilegiada para liderar la transformación energética mediante los biocombustibles. Su vasta biodiversidad, recursos agrícolas y experiencia en el sector brindan una base sólida para promover soluciones energéticas sostenibles. Sin embargo, alcanzar este potencial requiere enfrentar desafíos clave como; sostenibilidad ambiental y competencia con la producción de alimentos.

En el caso de Venezuela, los biocombustibles podrían ofrecer una oportunidad estratégica para diversificar su matriz energética y reducir la dependencia exclusiva de los hidrocarburos. Aunque históricamente el país ha basado su economía en la producción de petróleo, el desarrollo de biocombustibles podría revitalizar sectores clave, como la agroindustria y economías rurales, actualmente afectadas por la crisis económica.

El potencial agrícola de Venezuela, con sus vastas extensiones de tierra cultivable y su clima favorable, puede ser aprovechado para producir biocombustibles como el bioetanol a partir de caña de azúcar o

biodiésel derivado de cultivos como la palma aceitera o incluso aceites reciclados. Además, esta estrategia podría generar empleos, fomentar el desarrollo rural y aportar soluciones energéticas sostenibles a comunidades aisladas que actualmente enfrentan severos problemas de abastecimiento.

No obstante, para que esta transición sea factible, es necesario superar barreras críticas, como:

Infraestructura deteriorada: Rehabilitar y modernizar la infraestructura agrícola e industrial.

Políticas públicas: Establecer un marco regulatorio que fomente inversiones nacionales y extranjeras en el sector.

Financiamiento e innovación: Garantizar acceso a financiamiento para pequeños y medianos productores, así como promover la investigación en biocombustibles avanzados.

Con una planificación adecuada y la integración de biocombustibles en su estrategia energética, Venezuela podría diversificar su economía, fortalecer su seguridad energética y contribuir a un modelo de desarrollo más sostenible.



Referencias

1. **Goldemberg, J., & Coelho, S. T. (2004).** Renewable energy—Traditional biomass vs. modern biomass. *Energy Policy*, 32(6), 711-714. [https://doi.org/10.1016/S0301-4215\(02\)00340-3](https://doi.org/10.1016/S0301-4215(02)00340-3)
2. **Koizumi, T. (2013).** Biofuels and food security in Latin America and the Caribbean. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 21, 358-366. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.12.059>
3. **ECLAC (Economic Commission for Latin America and the Caribbean). (2015).** Opportunities and challenges for biofuels in Latin America and the Caribbean. Santiago: United Nations. Recuperado de <https://www.cepal.org/en>
4. **IRENA (International Renewable Energy Agency). (2020).** Innovation outlook: Advanced liquid biofuels. Abu Dhabi: IRENA. Recuperado de <https://www.irena.org/publications>
5. **Gutiérrez, M. R., & Vega, L. C. (2019).** Impacto del biodiésel argentino en el comercio internacional y la sostenibilidad energética. *Revista de Energías Renovables en América Latina*, 8(3), 54-69.

***"Los biocombustibles son la llave para
un futuro energético sostenible; innovar
hoy es asegurar el mañana"***

GILBERTO HERNÁNDEZ
INGENIERO SENIOR DE GAS ENFOQUE EN
BIOCOMBUSTIBLES



NUESTROS SERVICIOS

Sistema Termoquímico Combinado
y Controlado STCC™.



Sistema de Fracturamiento
Termoquímico SFT™.



Efectos generados por el SFT™



Brazo de carga marina



Sistema de amarre multiboyas



Monoboyas



Tendido de tuberías



Y PRODUCTOS

- Monoboyas
- Sistema de amarre multiboyas
- PLEM
- Tendido de tuberías

¡Contáctanos!



info@castillomax.com



www.castillomax.com



[@castillomaxoilandgas](https://www.instagram.com/castillomaxoilandgas)



METODOLOGÍA DE IDENTIFICACIÓN DE FALLAS BES

LUIS ESTEBAN ROMERO

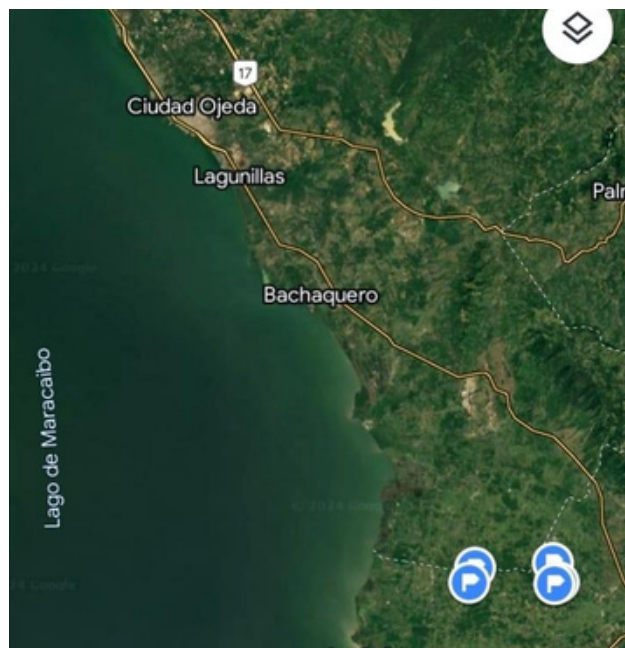
ESTUDIANTE DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO.
UNIVERSIDAD DE ZULIA



El bombeo electro-sumergible (BES) se ha consolidado como una de las tecnologías más eficaces y confiables en la extracción de petróleo, permitiendo operaciones en un amplio rango de tasas de producción. Sin embargo, su complejidad técnica y la variedad de factores que influyen en su rendimiento hacen que la identificación y mitigación de fallas sean imprescindibles para optimizar su operación y prolongar su tiempo operacional. Esta investigación propone una metodología integral para la identificación de fallas en sistemas BES, centrada en el análisis histórico de fallas y la ejecución del proceso de desensamblaje o Tear Down. La propuesta se aplica a ocho pozos en los campos Barúa y Motatán, ubicados en la costa oriental del Lago de Maracaibo, Venezuela. Nuestro objetivo es establecer un enfoque sistemático que no solo identifique las causas raíz de las fallas, sino también, contribuir a aumentar la confiabilidad y eficiencia del sistema, garantizando así la sostenibilidad y rentabilidad de la producción petrolera en la región.

Actualmente el sistema de levantamiento por bombeo electro-sumergible (BES), es capaz de operar en un amplio margen de tasas con excelente confiabilidad, esta última, es dependiente de las fases de diseño, instalación, operación e infraestructuras propicias, al ser un sistema complejo y versátil, la mayoría de sus fallas son prevenibles. El principio de funcionamiento del sistema sugiere que las condiciones operacionales ideales, se presentan en escenarios donde se produce preferiblemente en condiciones subsaturadas, bajo porcentaje de sólidos y relación gas-petróleo (RGP), fluidos de moderada viscosidad, tasas relativamente elevadas y principalmente un suministro eléctrico estable. Escenarios contrarios, afectan significativamente la eficiencia operacional del sistema, propiciando

circunstancias que incrementan la ocurrencia de fallas, resultando en aumentos relacionados a gastos por intervención a pozos, diferida producción y reducción de los niveles productivos de los campos. Por ende, el estudio y seguimiento de un campo petrolero poseedor de pozos completados con sistemas BES es crucial, al igual que evaluar la confiabilidad del mismo. De encontrarse un índice de fallas que influya en la reducción del tiempo operacional (Run life) promedio, en tiempos inferiores a 3 años, justifica la necesidad de proponer una metodología de identificación de fallas, con el objetivo de establecer planes de mitigación que minimicen el nivel de ocurrencia de las mismas y adicionalmente contribuya al incremento del tiempo operacional del sistema BES y su respectiva confiabilidad.



Fotografía N° 2. Aceite contaminado con limaduras.

El presente artículo, plantea proponer la metodología descrita en 8 pozos pertenecientes a los campos Barúa y Motatán, ubicados al sur de la costa oriental del Lago de Maracaibo, Venezuela. La misma, se realizará partiendo del análisis del histórico de fallas y reportes de extracción disponibles, haciendo énfasis en promover la ejecución del proceso de desensamblaje del equipo de fondo, conocido como Tear Down. Inicialmente se debe destacar que el sistema BES se divide íntegramente en 3 sistemas, mecánico, eléctrico e hidráulico, este último referido a la influencia externa de los fluidos producidos. A su vez, sus componentes se clasifican en equipos de superficie y de subsuelo, donde los principales componentes de subsuelo, corresponden al motor, la sección de protectores o sellos, la bomba multietapas y el cable de potencia. Un sistema BES que presente fallas en los mencionados componentes, a nivel de completación o disminuya su rendimiento, imposibilitando el flujo en superficie, presenta una o varias causas de fallas, asociadas a fases como el diseño, instalación y operación, sea por influencia externa de los fluidos, la configuración del equipo establecida en superficie o a la estabilidad del suministro eléctrico. La ubicación define la clasificación de falla, aspecto primordial en el registro

y estudio de las mismas. Partiendo de un acercamiento íntegro de análisis de fallas que involucren los componentes del sistema y su relación con las condiciones productivas de los yacimientos, es conveniente la optimización del sistema BES mediante la implementación de acciones y medidas adaptadas al desarrollo del campo. En este punto, la ejecución del proceso de Tear Down, realizado por la compañía fabricante en conjunto con la operadora, es primordial para la identificación de las causas específicas que generaron dichas fallas. La evaluación detallada de las condiciones en las cuales operan los equipos BES y la relación con el comportamiento productivo, según rangos de permisibilidad operacional. Refleja dinámicamente la condición y rendimiento del sistema en un tiempo específico. La metodología, propone evaluar el rango operacional de cada equipo BES en el área objeto de estudio; seguidamente soportado en el historial de fallas, identificar las principales fallas; posteriormente evaluar las condiciones operacionales de los equipos una vez estructurada la visión general de los problemas asociados a los campos y finalmente proponer una metodología para el análisis e identificación de fallas soportada en planes de mitigación.

I. Establecimiento de las condiciones operacionales del sistema BES

- Definir el rango de permisibilidad y requerimientos estándares del sistema BES.
- Establecer rango operacional según las propiedades de los fluidos producidos.

II. Identificación de las principales fallas del sistema en los campos de estudio

- Análisis estadístico del histórico de fallas, clasificación de los tipos de fallas y sus modos.
- Definir frecuencia de ocurrencia de fallas según sistema, componente y elemento e identificar problemas asociados al campo.

III. Evaluación de las condiciones operacionales de los equipos BES de acuerdo a los problemas del área

- Revisión del comportamiento productivo de los campos y pozos muestra mediante el software OFM.
- Evaluar cualitativa y cuantitativamente las condiciones operacionales de los sistemas.

IV. Propuesta de la metodología operacional para el análisis de fallas y su mitigación

- Análisis de la confiabilidad de los sistemas según área mediante el método Herd-Jhonson según área.
- Proponer el proceso óptimo de análisis de fallas.
- Establecimiento de acciones correctivas-preventivas a nivel de diseño y operación posteriores al análisis de fallas.

Para llevar a cabo el objetivo, se debe organizar y estudiar el historial de fallas de los campos, clasificar estadísticamente los tipos de fallas, evaluar sus ocurrencias y la confiabilidad de los sistemas.

Herramientas como el software Oil Field Manager (OFM) de la empresa SLB, son útiles para el estudio del comportamiento histórico de producción correspondiente a los pozos estudiados, adicionalmente los análisis previos de laboratorio son cruciales para la determinación de las propiedades PVT y propiedades físico-químicas de los fluidos producidos.

El fin de la metodología consiste en concebir una visión integral de los campos petroleros, los tipos de fallas acontecidas en los mismos, la ocurrencia y principalmente las causas raíz posibles y encontradas luego del indispensable proceso Tear down.

La evaluación individual de los pozos, la clasificación de las áreas críticas, según condiciones productivas adversas o condiciones de superficie asociadas al suministro de la energía eléctrica y los equipos asociados a su manejo. Permiten el establecimiento del escenario que describe las circunstancias que generan las fallas, donde se producen y cuáles son los elementos afectados. Partiendo de este, la creación de un plan de medidas correctivas-preventivas que involucre la operación, el diseño, el monitoreo y mantenimiento del sistema, es indispensable para solucionar la problemática desde sus causas específicas, mediante el desarrollo total del proceso de análisis de fallas, evitando únicamente el desarrollo parcial hasta el proceso de reporte de extracción o pulling. El objetivo general de la metodología, consiste en aumentar el tiempo operacional y la confiabilidad del sistema BES. Experiencias a nivel mundial, demuestran que un tiempo operacional mayor, entre 5 y 55% para un promedio de

33,2%, es alcanzable, lo que representa para los 8 pozos en estudio, un promedio de 8,51 MM\$ en ganancias adicionales por equipo instalado, adicionalmente reduciendo los costos por intervención y garantizando los niveles productivos de los campos, mediante la óptima operación del versátil sistema de levantamiento artificial por bombeo electro-sumergible (BES).



LUIS ESTEBAN ROMERO

ESTUDIANTE DE INGENIERÍA DE
PETRÓLEO - UNIVERSIDAD DEL ZULIA



Nuestros Servicios

- PUBLICIDAD EN NUESTRA REVISTA Y BOLETINES
- SERVICIOS DE MARKETING.
- ELABORACIÓN DE BOLETINES Y MATERIALES PARA TU EMPRESA.
- CURSOS ONLINE (CUBRIMOS PETRÓLEO Y ENERGÍAS RENOVABLES).
- ASESORIAS Y CONSULTORIAS EN PETRÓLEO Y ENERGÍAS RENOVABLES.
- INVESTIGACIÓN Y ASESORIA PARA TUS PROYECTOS DE ENERGÍA.
- PROYECTOS DE AUMENTO DE EFICIENCIA ENERGÉTICA Y SUSTENTABILIDAD EN TU EMPRESA.

