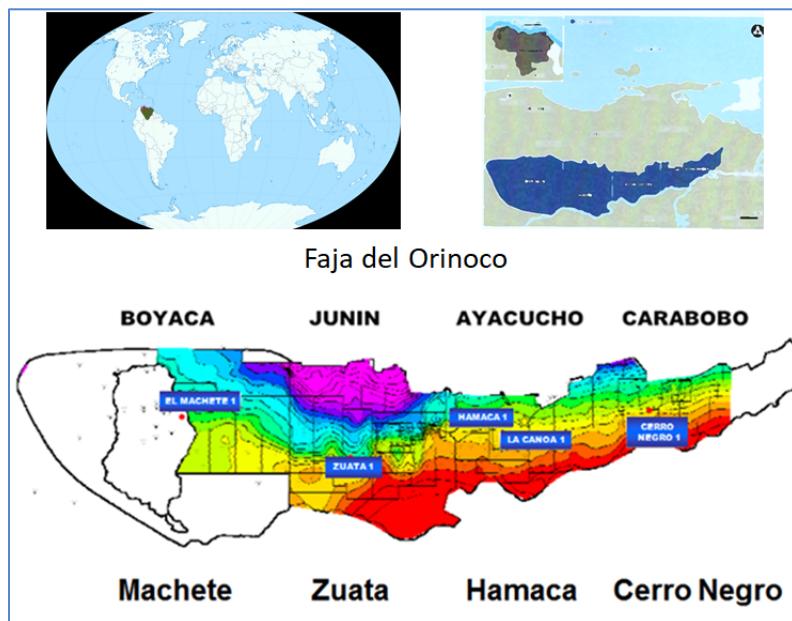


Faja Petrolífera del Orinoco (FPO). Retos, Riesgos Tecnológicos Y Oportunidades

Por Rolando García Lugo



Contenido

Faja Petrolífera del Orinoco (FPO). Retos, Riesgos Tecnológicos Y Oportunidades	1
Introducción	3
Desafío: Darle Sentido a los Términos	4
Desafío Cambiar el Objetivo de Factor de Recobro por el de Tasa de Producción	4
Retos Técnicos para un Proyecto en FPO.....	6
Riesgos para el Desarrollo de un Proyecto en FPO	8
Oportunidades de Negocio	11
Referencias.....	12

Introducción

La FPO, una de las principales áreas de producción de petróleo de Venezuela, es una gigantesca acumulación de crudos extrapesados ácidos y con alto contenido de metales pesados. Se estima que contiene entre 100 y 300 mil millones de barriles de crudo producibles. En términos geográficos la FPO es un conjunto de yacimientos de hidrocarburos que abarca un área entre 32000 y 55000 Km² y se ubica en los estados Guárico, Anzoátegui y Monagas. Comparativamente y a manera de referencia el área de la FPO es similar a la de algunos países, como Costa Rica y Suiza.

En FPO hubo una etapa de proyectos pilotos con la inyección de vapor en los años 70. Sin embargo, la explotación estable de la FPO comenzó mucho más tarde, cuando la tecnología y las condiciones de mercado se prestaron para ello.

Durante los años 80-90, cuando no era sencillo colocar crudo extra pesado en los mercados surgió el proyecto Orimulsión, que era una mezcla del crudo extra pesado de la FPO, con agua y surfactantes y se exportó como combustible para generar electricidad y como insumo para una planta de cemento. En su momento fue una estrategia de comercialización porque la emulsión no se vendía como petróleo sino como un combustible.

Durante la década de los años 2000 los altos precios del crudo y una mayor aceptación en los mercados de los crudos extra pesados terminó con la Orimulsión, porque era más rentable mezclar el crudo de la FPO con crudos livianos o vender crudo sintético de mayor gravedad API. Sintético se refiere luego de procesarlo en un mejorador.

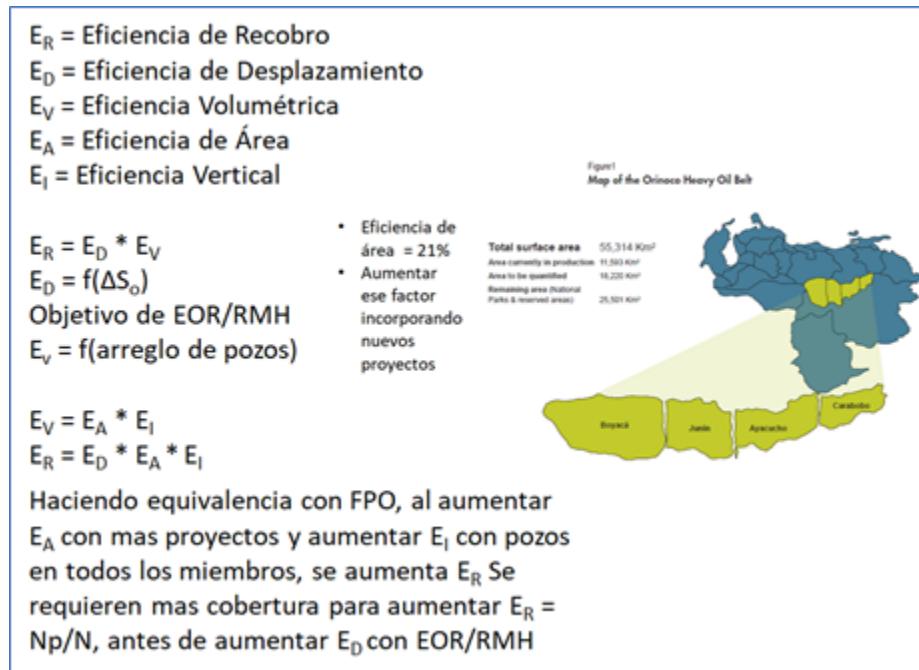
Las mejoras técnicas de producción de petróleo pesado, mayor demanda de petróleo crudo y con el pleno desarrollo y producción de las reservas de la FPO, aunado a precios más altos en los mercados internacionales, se descontinuó la Orimulsión.

Aunque la Orimulsión se puede quemar en plantas de energía como alternativa al carbón o al fueloil pesado No. 6, también tiene uso como medio de transporte, que en un momento fue llamado "transoil" por BP. Los desafíos serán entonces evaluar la factibilidad de darle nuevos usos a proyectos viejos como la Orimulsión y generar nuevos proyectos con nuevas ideas.



Desafío: Darle Sentido a los Términos

Cuando se insiste en aumentar el factor de recobro o en términos de yacimientos, aumentar la eficiencia de recobro, se debe considerar que ésta se compone de tres elementos: la eficiencia de desplazamiento, la eficiencia vertical y la eficiencia de área. La de desplazamiento se aumenta con procesos como la inyección de polímeros o vapor, porque reducen la saturación residual de petróleo. Sin embargo, las otras dos se aumentan optimizando el área de contacto y la manera más simple es hacer un análisis económico y aumentar el número de pozos para poder contactar verticalmente todos los estratos y lateralmente contactar todas las áreas con nuevos proyectos. En los sub bloques de la FPO donde no hay proyectos o pozos, la eficiencia vertical y de área es cero, por lo tanto, en esos sub bloques el factor de recuperación a hoy es cero.



Por lo tanto, el reto es aumentar la eficiencia de recobro, contactando más área con más proyectos y nuevas tecnologías.

Desafío Cambiar el Objetivo de Factor de Recobro por el de Tasa de Producción

La FPO es una acumulación de yacimientos de petróleo extra pesado que dependiendo de la fuente consultada puede contener unos 1,2E12 barriles de petróleo original en sitio y entre 100E09 y 300E09 barriles de petróleo recuperable, dependiendo del método de producción.

Recursos Potenciales FPO (MMM bnp)

Área	CP	CP + CSS	CP + SD	CP + SAGD	CP + CHOPS	CP + SAGD +SD + CHOPS + CSS	POES (MMM bnp)
Carabobo	28,1	31,7	60,1	67,9	33,2	54,7	227,0
Ayacucho	6,1	9,6	20,0	15,7	16,5	18,3	87,0
Junín	44,6	44,6	139,3	128,1	111,4	133,7	557,0
Boyacá	33,4	44,0	102,7	83,1	92,9	102,7	489,0
Suma	112,2	129,9	322,1	294,8	254,0	309,4	1360,0

Donde: CP = Producción en Frío, CSS = Inyección Cíclica de Vapor, SD = Inyección Continua de Vapor SAGD = Inyección de Vapor Asistida por Gravedad, CHPOS = Producción en Frío con Arena

Para aumentar el factor de recuperación de este recurso debe haber un incremento de la tasa de producción. Por ejemplo, para drenar las reservas asociadas a la producción en frío de 112E09 bnp sería necesario más de 10 MM bnpd durante 30 años, como se presenta a continuación:

Tasa de Petróleo para Drenar los Recursos en 30 años por Método de Producción							
		CP	CP + CSS	CP + SD	CP + SAGD	CP + CHOPS	CP + SAGD + SD + CHOPS + CSS
Qo para Producir Reservas (bnpd)	Años de Producción	30	30	30	30	30	30
	Días	10950	10950	10950	10950	10950	10950
Carabobo	2.566.210	2.894.977	5.488.584	6.200.913	3.031.963	4.995.434	
Ayacucho	557.078	876.712	1.826.484	1.433.790	1.506.849	1.671.233	
Junín	4.073.059	4.073.059	12.721.461	11.698.630	10.173.516	12.210.046	
Boyacá	3.050.228	4.018.265	9.378.995	7.589.041	8.484.018	9.378.995	
Suma Qo	10.246.575	11.863.014	29.415.525	26.922.374	23.196.347	28.255.708	

Estas tasas de producción son difíciles de alcanzar por varias razones. Por lo que el tema que eso solo generaría un factor de recobro de menos de 10% es irrelevante. Una tasa de más de 10 MM bnpd parece inalcanzable por razones técnicas, económicas, financieras y de mercado. Así que la clave es producir a la tasa que sea razonable alcanzar y dejar atrás el tema de pre fijar el factor de recobro, el cual solo debe ser el resultado de estudios técnico económicos.

Debido al inmenso volumen de POES el factor de recuperación será bajo, entonces la clave es concentrarse en la tasa de producción que sea comercialmente factible de poner en el mercado. Lo cual va requerir dos tipos de estudio:

- Los técnicos relativos a optimizar el mecanismo de empuje del reservorio y definir esquemas de explotación económicos que utilicen todos los recursos disponibles
- Los referentes a los mercados y para estimar el flujo de caja e indicadores económicos para diseñar diversos tipos de negocios y propuestas, donde todos los participantes ganen

El crudo está en el subsuelo de la FPO, ya se ha demostrado que es producible, así que el desafío por un lado es la creación de un ambiente que atraiga las inversiones, para aumentar la tasa de producción del crudo y por el otro lado el uso de tecnologías. Por tecnologías no se debe restringir solamente a las relacionadas con el yacimiento con recuperación post primaria o Recuperación Mejorada de Hidrocarburos (RMH/EOR). Tecnología se refiere también a mejoras en la perforación de pozos, en el levantamiento artificial desde el subsuelo hasta el cabezal del pozo, a las mediciones en tiempo real, a las mediciones de propiedades con perfiles y en laboratorio, al transporte de crudo en superficie, al mejoramiento/refinación y en la búsqueda de nuevos mercados. El petróleo de la FPO, no tiene riesgo de exploración geológica, está allí para ser extraído y monetizado, para que continúe como el vehículo para llevar el país hacia el futuro.

Retos Técnicos para un Proyecto en FPO

Antes de diseñar los planes para la Faja, el primer paso es actualizar los conceptos usado en las primeras etapas de desarrollo en la década de 1980, con los conocimientos adquiridos por las AA.EE. y las EE.MM. La base para un nuevo desarrollo debe ser una adecuada comprensión de las propiedades del subsuelo de la FPO, considerando que éstas cambian lateral y verticalmente, podría decirse que la FPO es en realidad un mosaico de yacimientos.

A continuación, se indican algunos de los posibles retos tecnológicos para el desarrollo de la FPO:

- **Modelo Geológico Regional.** El desafío es integrar y actualizar continuamente el modelo regional de FPO con datos sísmicos y de pozos estratigráficos que se adquieran en los futuros proyectos
- **Estimación del Petróleo Original en Sitio (POES) Efectivo.** El desafío será establecer el petróleo que realmente pueda ser contactado, que contribuya con la producción y que realmente formará parte de los estimados de reservas
- **Caracterización de Fluidos.** Las propiedades como presión, gravedad del crudo, viscosidad y relación de gas petróleo en solución, varían con profundidad, al igual que la temperatura del yacimiento, sin olvidar que el gradiente geotérmico además varía por áreas. Estas propiedades requieren mediciones precisas por la condición de ser un crudo extra pesado
- **Problemas de Agua y Contactos Irregulares Agua-Petróleo (CAPO).** La presencia de agua en la FPO es un mundo en sí mismo. La salinidad del agua varía en todos los bloques y va desde meteorizada, pasando por salobre hasta salada, lo que hace que el cálculo del POES efectivo, sea una tarea compleja. Asociado al tema están los retos para la disposición de aguas de desecho. Adicionalmente el otro desafío es identificar, cuantificar y caracterizar las posibles fuentes de agua para potenciales proyectos EOR/RMH
- **Medición de Propiedades Roca-Fluido.** Saturación crítica de gas, presiones capilares, permeabilidades relativas y humectabilidad son propiedades que son difíciles de medir con precisión en laboratorios debido a la naturaleza extra pesada del crudo. Por lo tanto, el reto es desarrollar mediciones confiables y continua validación de ecuaciones, correlaciones y regresiones
- **Caracterizar Áreas con Biodegradación de Fluidos.** Existen áreas someras de FPO con petróleo de menos de 8 ° API que se han degradado por acciones físicas, biológicas y químicas, las cuales podrían tener baja productividad en fase primaria

- Medición de Fluidos Producidos. La caracterización de yacimientos es un reto debido a la gran dificultad en medir relaciones gas petróleo (RGP) con precisión, debido a efectos distorsionantes por el uso de diluyentes, más los que generan los equipos de producción en pozos y los procesos en superficie
- Uso óptimo del gas. Evitar el venteo de gas, recolectar todo el gas, comprimirlo y darle uso en el sistema de gas doméstico/industrial incluyendo la generación de electricidad
- Simulación de Yacimiento en la FPO. Considerando el tamaño y variaciones laterales y verticales de las propiedades de roca fluido, aunado a que las mayores caídas de presión ocurren en la cercanía de los pozos, la simulación numérica de yacimientos es un verdadero reto
- Estrategias de Explotación y Perforación para el Desarrollo de la FPO. El óptimo desarrollo futuro de la FPO vendrá de una comprensión profunda de las diferencias existentes en variables y parámetros que pertenecen a cada área en particular. El reto es la gestión de activos
- Optimizar el Rendimiento de Pozos Horizontales y Régimen de Flujo. Las mejoras futuras serán para minimizar los efectos en las cercanías del pozo, aumentar la afluencia a lo largo de la sección horizontal, obtener una longitud óptima horizontal del pozo y efectuar análisis de pruebas transitorias de presión utilizando pozos observadores
- Implementación de Métodos de Perforación No Convencional para Adaptarse a Condiciones Geológicas Particulares. El uso de métodos de perforación "no convencionales" tendrá un impacto positivo significativo en el desarrollo de los enormes recursos petroleros ubicados en "arenas delgadas" (10 a 20 pies) de la FPO
 - Otros retos asociados serían: Perforación, terminación de pozos y configuración de las macollas, conversión de pozo de frío a RMH térmico, selección de grado de revestimiento, espesor de cemento e integridad de los pozos productores, desafíos en la terminación de pozos con métodos innovadores, diseñar métodos adecuados de servicio de pozos, problema de control de arena para pozos productores, gestión de residuos
- Existencia de una Base de Datos Administrada por un Ente Coordinador. El valor de los conjuntos de datos se puede mejorar mediante su adecuada administración y actualización
- Planificación y Control Estratégico. Creación de un ente coordinador para mantener lineamientos estratégicos, optimización de recursos, compatibilidad de parámetros de adquisición sísmica y para homologación de yacimientos

El desarrollo de cualquier área en el FPO debe considerar las diferencias en las propiedades de roca fluidas de los yacimientos, ya que esto determinará la mejor combinación de esquemas de producción, el nivel de producción, por cuánto tiempo, período de producción en frío y la selección del RMH método a aplicar. La simulación de yacimientos por sí sola no dará la respuesta porque hay insumos básicos que siguen en estudios y otros son difíciles de considerar en la simulación numérica. El principal desafío tecnológico para la FPO será una caracterización de activos adecuada y la utilización de una visión multidisciplinaria e integrada para determinar la correcta combinación de tecnologías, que apoyarán la viabilidad económica de los proyectos que se desarrollarán en un área que podría contener 1,2 E12 bnp de POES.

Riesgos para el Desarrollo de un Proyecto en FPO

En adición a los retos tecnológicos y los riesgos políticos y legales que son difíciles de predecir, se tienen otros potenciales riesgos técnicos con sus medidas de mitigación, Por ejemplo:

Riesgos Generales para Proyectos en la FPO			
Tópico	Riesgo	Valoración	Comentarios/Possible Mitigación
Petróleo Original en Sitio (POES)	En general se estima bajo riesgo para el POES total. El reto es la determinación del POES efectivo, el que realmente pueda ser contactado y producible	Bajo	La consistencia del espesor de las formaciones y de la calidad de la arena da confianza en el mapeo geológico de los miembros en las posibles áreas de proyectos
			Las estimaciones de POES han sido similares entre diversos entes
Reservas Primarias	Bajo riesgo para zonas y sub bloques más profundos (donde ha ocurrido, la mayor parte de la producción)	Bajo en sub bloques profundos. Alto en los someros	La producción en los bloques desarrollados respalda los estimados de productividad para los sub bloques análogos no desarrollados
	Alto riesgo para las zonas y/o sub bloques menos profundos, como los del sur de Junín		Los factores de recuperación primarios estimados por varias fuentes son consistentes con yacimientos similares en el mundo
Reservas post Primarias (RMH/EOR)	Alto riesgo: no hay información confiable sobre el probable éxito de los proyectos de vapor en el área de FPO.	Alto	Poca producción real de Jobo y Pilón. Se requerirán más pruebas antes del desarrollo completo de esos miembros
	Bajo si los proyectos se diseñan en frío adecuados a la		Hay indicios técnicos por las que la inyección de vapor podría no funcionaría de manera efectiva y no pueda implementarse económicamente

Riesgos Generales para Proyectos en la FPO			
Tópico	Riesgo	Valoración	Comentarios/Possible Mitigación
	capacidad del mejorador		<p>Probar varios métodos de RMH en proyectos pilotos antes del desarrollo completo</p> <p>Este riesgo podría mitigarse porque la producción primaria puede durar unos 10 años, por lo que el valor VPN de los proyectos RMH podría ser relativamente bajo</p> <p>La tecnología podría mejorar con el tiempo para los métodos RMH fríos, calientes o novedosos como el electromagnético</p>
Pronósticos de Tasa de Producción	<p>Bajo riesgo para la producción primaria</p> <p>Alto riesgo para la producción RMH (difícil de evaluar la productividad después de la producción primaria)</p>	Bajo a Alto	<p>Hay considerables datos de producción primaria de pozos en la FPO que se traduce en bajo riesgo</p> <p>Los datos para operaciones térmicas son inconsistentes y aislados, por lo que se requerirá proyectos pilotos</p>
Requerimientos de Pozos	<p>Bajo riesgo en la producción primaria para las zonas más gruesas</p> <p>Riesgo medio en recuperación térmica</p>	Bajo a Medio	<p>Sin conocer el tipo de proyecto RMH final, el número de pozos totales es una incógnita</p> <p>Es posible que se requieran pozos adicionales para recuperar las reservas asociadas a RMH</p> <p>Más modelos detallados de yacimientos y pruebas piloto ayudarán a determinar la cantidad de pozos necesarios antes del desarrollo completo de los proyectos</p>

Riesgos Generales para Proyectos en la FPO			
Tópico	Riesgo	Valoración	Comentarios/Possible Mitigación
Estimado de CAPEX Aguas Arriba para RMH	Riesgo medio	Medio	La información sobre costos actuales de capital para perforación, instalaciones, equipos de generación de vapor, etc. es limitada. Esto podría hacer una variación potencial de +/- 40% de cualquier estimación
			Existe incertidumbre adicional sobre los requisitos de capacidad de generación de vapor
			Aprovechar la experiencia en proyectos análogos para minimizar los costos de los nuevos proyectos
Habilidad para Maximizar Valor	Bajo riesgo de recuperación primaria	Bajo a Medio	Hay experiencia en esta área tanto en diseño de pozos, levantamiento artificial y la perforación en macollas
			RMH se debe justificar técnica y económicamente
Tecnología de Mejoradores	La configuración de proceso para los mejoradores se debe basar en las tecnologías probadas que se ha aplicado ampliamente en proyectos de mejora y refinería a nivel mundial y en Venezuela	Bajo	El riesgo tecnológico debería ser bajo y se podría mitigar con ingeniería y desarrollo de procesos calificados y con experiencia

Riesgos Generales para Proyectos en la FPO			
Tópico	Riesgo	Valoración	Comentarios/Possible Mitigación
	Podría haber contaminantes imprevistos, que podrían, afectar la confiabilidad de los mejoradores y requerir modificaciones para manejar el contaminante		Dado que la calidad del crudo producido es similar en toda la FPO, el conocimiento obtenido de los mejoradores originales se puede integrar en el diseño del proceso de mejora para los futuros proyectos

Oportunidades de Negocio

Tanto entes privados como gubernamentales tendrán que seleccionar la mejor estrategia para apoyar el crecimiento continuo de la FPO. Escoger la mejor combinación de socios potenciales y propuestas de negocios y ponerlas a disposición en un portafolio de análisis. El socio o inversionista privado debe proveer tecnología y disposición final del crudo en el mercado. De igual forma hay que considerar el financiamiento del proyecto. El atractivo es que invertir en la FPO representa una oportunidad de negocio de bajo riesgo geológico y donde los indicadores financieros podrían asegurar un rápido retorno del capital invertido. A la FPO se le deben dar suficientes garantías legales e impositivas para que los inversionistas no lleven sus capitales hacia los vecinos como Colombia, Brasil, Surinam y Guyana.

La infraestructura venezolana y su ubicación geográfica deberían ser atractivos para invertir en uno de los mayores recursos de petróleo del mundo y con procedimientos de extracción relativamente fáciles y comprobados. Por ello, parecería haber nichos de oportunidad adicionales si se produjese un cambio en la política del gobierno hacia la inversión extranjera y hacia la privatización. La competencia en el mercado energético mundial será para los productores a bajo costo como lo podría ser la FPO.

La asignación de áreas de explotación y selección de socios o inversionistas tiene que ser bajo condiciones transparentes, con criterios técnicos y económicos generados por entes profesionales para su manejo, como podría ser una Agencia Venezolana de Hidrocarburos como en Colombia. Para el petróleo extrapesado de la FPO parecería una buena opción regresar al concepto de las AA.EE. donde el privado tenga mayor control de la operación y las finanzas.

Para ser competitivos en un nuevo modelo económico sería necesario el desarrollo de un marco fiscal adecuado, simple, flexible, actuando como palanca para jerarquizar mejor al país versus sus competidores. Los potenciales inversionistas podrían considerar los atractivos de un negocio en la FPO, prepararse para una eventual apertura y para restaurar las buenas prácticas aplicadas en el pasado, las cuales demostraron que fueron exitosas. Además de incorporar los aprendizajes obtenidos durante la explotación de la FPO, expandir el negocio a la generación eléctrica como parte del negocio medular e incorporar la generación de hidrógeno considerando que los hidrocarburos son una fuente para este tipo de combustible amigable con el ambiente.

Referencias

1. XHVO Latam. Latin America's unconventional oil attraction www.BNamericas.com June 2012
2. El Pitazo Venezuela enfrenta cinco demandas ante el CIADI que comprometen el patrimonio nacional <http://bit.ly/2HjK1r6>
<https://www.facebook.com/elpitazotv/posts/venezuela-enfrenta-cinco-demandas-ante-el- CIADI -que-comprometen-el-patrimonio-na/2164001737220425/>
3. Tribunal del CIADI otorga a ConocoPhillips USD 8,7 mil millones más intereses en controversia con Venezuela <https://www.iisd.org/itn/es/2019/04/23/icsid-tribunal-awards-conocophillips-usd-8-7-billion-plus-interest-dispute-venezuela-gregg-coughlin/>
4. Gumilla, 1745
5. La Faja Aníbal Martínez. Publicaciones Sincor
6. SPE No. 1998.105 Business Opportunities in the Orinoco Belt: Cerro Negro Project Manuel Treviño, PDVSA-FAJA, Caracas, Venezuela
7. Venezuela's New Hope: The Orinoco Heavy Oil Belt Energy Intelligence EIS92010I © 2010 Business News Americas.
8. WHOC 2008-437 Estimating Technically Recoverable in The Faja del Orinoco FPO Maurice Dusseault, Adriana Zambrano, César Guerra
9. WHOC 2009-536 "Technological Challenges In The Integral Development of The Faja Petrolífera del Orinoco" Teófilo Villarroel, Adriana Zambrano, Rolando García Lugo, Pedro Martorano, Jesús Ernesto Fernández
10. Tópicos Petroguía Edición 2008
11. Nuevas oportunidades en Venezuela. Historia reciente y actualidad" Petroguía <http://www.petroguia.com/pet/blog/opinion/%E2%80%9Cnuevas-oportunidades-en-venezuela-historia-reciente-y-actualidad%E2%80%9D> Luisa Acedo y Diego Lepervanche / Abogados y socios de Menpa (Mendoza, Palacios, Acedo, Borjas, Pérez Pumar & Cía.) @Menpa_Abogados
12. Recuperación económica e hidrocarburos Por Juan Fernández -April 6, 2021 <https://www.elnacional.com/opinion/recuperacion-economica-e-hidrocarburos/> @jffernandeznupa
13. El Pitazo Venezuela enfrenta cinco demandas ante el CIADI que comprometen el patrimonio nacional <http://bit.ly/2HjK1r6>
<https://www.facebook.com/elpitazotv/posts/venezuela-enfrenta-cinco-demandas-ante-el- CIADI -que-comprometen-el-patrimonio-na/2164001737220425/>
14. Tribunal del CIADI otorga a ConocoPhillips USD 8,7 mil millones más intereses en controversia con Venezuela <https://www.iisd.org/itn/es/2019/04/23/icsid-tribunal-awards-conocophillips-usd-8-7-billion-plus-interest-dispute-venezuela-gregg-coughlin/>
15. Manish Parashar Petróleo 24 sep. 2019 Venezuela's Orinoco Belt crude production falls to 246,000 b/d: technical report <https://www.spglobal.com/platts/es/market-insights/latest-news/oil/092419> venezuelas-orinoco-belt-crude-production-falls-to-246000-b-d-technical-report Newsdesk Venezuela
16. "Technological Challenges In The Integral Development of The Faja Petrolífera del Orinoco" Paper WHOC 2009-536. Trabajo preparado para el World Heavy Oil Conference

por Teofilo Villarroel PDVSA CVP, Adriana Zambrano PDVSA CVP, Rolando Garcia Lugo
REPSOL, Pedro Martorano ARC SOLUTIONS, Jesus Ernandez PDVSA CVP