



Situación a nivel de recursos humanos
y materiales en los futuros proyectos
para producir crudo extrapesado de la Faja
Petrolífera del Orinoco
*Human Resources and Materials situation
in the future projects to produce extra-heavy
crude from the Orinoco Oil Belt*

ALBERTO J. BAUMEISTER¹,
alberto.baumeister@inelectra.com
INELECTRA, S.A.C.A.

YSMAEL DA SILVA²
<http://www.inelectra.com>
INELECTRA, S.A.C.A.

SEBASTIANO GIARDINELLA³
<http://www.inelectra.com>
INELECTRA, S.A.C.A.

-
- ¹ Ocupa los cargos de gerente de la Unidad de Petróleo y Gas de INELECTRA y de gerente de Ingeniería de Procesos en INELECTRA Panamá, donde es responsable de la coordinación del grupo de procesos, con gran experiencia en proyectos de diseño y construcción en los sectores de petróleo, gas, refinación y generación eléctrica. Se graduó de Ingeniero Químico en la Universidad Metropolitana (1987) y culminó su Especialización en Gerencia para Ingenieros en el IESA (1990). Ha publicado varios trabajos en congresos internacionales.
 - ² Gerente de la Unidad de Excelencia de Procesos de INELECTRA, donde es responsable de la gerencia y coordinación de equipos multidisciplinarios para la definición y ejecución de proyectos y diseño de facilidades industriales, con experiencia en el sector eléctrico, de gas natural, producción y refinación de petróleo. Se graduó de Ingeniero Electricista en la Universidad Metropolitana (1988) y tiene un Magister en Sistemas de Potencia de la Universidad Simón Bolívar (1992).
 - ³ Ingeniero de procesos de INELECTRA, donde ha trabajado en varios proyectos de diseño y construcción en los sectores de petróleo, gas, refinación y generación eléctrica. Se graduó de Ingeniero Químico, Summa Cum Laude, en la Universidad Simón Bolívar (2006), y obtuvo una Maestría en Gerencia de Proyectos de la Universidad Latina de Panamá (2009). Ha publicado varios trabajos en congresos y revistas internacionales.



Sinopsis

En los próximos años se estarán acometiendo en Venezuela varios proyectos para desarrollar nuevos bloques de producción en la Faja Petrolífera del Orinoco.

La ejecución de estos proyectos, al igual que en el pasado, cuando se inició la producción de la Faja con los desarrollos de las áreas de los Campos Ayacucho, Boyacá, Carabobo y Junín, en las otrora asociaciones estratégicas y hoy empresas mixtas, requirió de un volumen de recursos muy importante, pero a la vez sembró al país con los recursos necesarios para enfrentar el crecimiento y expansión de estas áreas de cara a los nuevos desarrollos.

En el futuro próximo, el país tiene uno de los retos más importantes de su historia para poder incrementar la producción de crudo, apuntalándose en áreas de la Faja. Para ello se ha visualizado descentralizar las áreas convencionales de producción y mejoramiento, con miras a generar nuevos polos de desarrollo.

Esta estrategia requerirá de una logística y preparación en lo que a capital humano, capacidad de fabricación y recursos materiales se refiere, para que se asegure el éxito de estos proyectos, y consecuentemente el país se beneficie del efecto multiplicador que este incremento en la producción pueda generar.

En este trabajo se presentan algunas ideas, que desde la óptica de la ejecución de proyectos deben tenerse presentes, con base en las lecciones aprendidas y experiencias en los proyectos anteriores, que pueden extrapolarse a estos desarrollos futuros, asegurando la sustentabilidad social de los nuevos polos de desarrollo del país.

Palabras clave: Faja, petrolífera, Orinoco, proyectos, recursos.

Abstract

In the coming years, Venezuela will be developing new production blocks in the Orinoco extra heavy oil belt.

The execution of these new projects, similarly with what occurred in the past, when the existing blocks were developed in the Ayacucho, Boyacá, Carabobo and Junin blocks, (former strategic associations, nowadays known as “*Empresas Mixtas*”), demanded a very important amount of resources.



In the following years, Venezuela has one of the most important challenges of its history to allow the country increasing its current oil production by relying and leveraging on the development of new Orinoco oil belt areas.

The new production and upgrading facilities will be installed in different locations, to decentralize current ones in favor of developing other areas of the country.

This strategy will require logistics and preparation in terms of human resources, fabrication capacities and capabilities as well as material resources, to ensure the success of these projects and consequently benefit the Country with the positive results that this production increase will generate.

This Paper covers some ideas, that shall be taken into account from the project execution point of view, by giving some of the experiences and lessons that were learned during the execution of the previous Orinoco Belt projects, which can be extrapolated and applied in the future ones, contribute to their success and therefore ensure social sustainability.

Key words: Orinoco, oil, belt, projects, resources.

1. Introducción

Las reservas de crudos extrapesados en el mundo constituyen poco más de la mitad de las reservas recuperables. De esta cantidad, cerca de 70% del crudo pesado técnicamente recuperable y más de 80% de las reservas recuperables de bitúmenes, se encuentran en el hemisferio occidental, en contraste con las de crudos ligeros, ya que más de 85% de estas reservas se encuentran en el hemisferio oriental.

Venezuela posee más de 65% de las reservas de crudos pesados y extrapesados del mundo, las cuales en conjunto con las arenas bituminosas canadienses, representan más de 75% de estos depósitos, con cerca de 3.600 millardos de barriles de crudo en sitio.

Estas reservas de crudo no-convencional han sido consideradas como fuentes amortiguadoras del mercado en momentos en que hay restricciones o gran demanda, coadyuvando a limitar los incrementos de precios del



petróleo a nivel mundial. Así pues, el crudo extrapesado venezolano, con sus prácticamente ilimitadas reservas, ventajas competitivas y comparativas, ha sido proyectado a jugar un papel fundamental como una fuente de ingreso y desarrollo industrial en Venezuela⁴.

1.1. Ubicación geográfica

La Faja Petrolífera del Orinoco es una extensa zona rica en petróleos pesados y extrapesados con gravedades de 4 a 16 °API y viscosidades de 2.000 a 8.000 cP⁵, que abarca los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro, en un reservorio que se extiende a lo largo de 700 kilómetros de oeste a este, 80 kilómetros de sur a norte, a profundidades de 150-1.400 m, paralelo al curso del río Orinoco. Su descubrimiento data de 1936, cuando no se le dio importancia debido a la abundancia de crudos más ligeros en el país, y el poco desarrollo tecnológico que se tenía para el manejo de estos crudos tanto para la producción como para su refinación. Su producción fue iniciada en 1961, aunque intensivamente no se desarrolló esta zona sino hasta finales de los años 80.

1.2. Recursos y yacimientos

De acuerdo con un estudio realizado por las Naciones Unidas en 1984, el 93% de las reservas en sitio de crudos pesados del mundo, se encontraban en la Faja del Orinoco, siendo ésta la acumulación de hidrocarburos líquidos más grande del mundo.

Más recientemente, una evaluación realizada por el United States Geology Survey (USGS), en el 2009, arrojó que este gran reservorio contiene alrededor de 513 millardos de barriles ($8,16 \times 10^{10} \text{ m}^3$) en profundidades someras, de los cuales menos de 27% son producibles con las tecnologías disponibles para producción en frío, pero que podría incrementarse hasta 45% empleando métodos de recuperación térmica y llegar

⁴ Humberto Cedeño, 2008: 5-7.

⁵ M.B. Dusseault, 2001.



inclusive a un factor de recobro de hasta 70%, si se utilizan métodos como el de recuperación asistida por vapor (por ejemplo, utilizando SAGD o HASD)⁶, en combinación con perforación horizontal a gran escala en la Faja⁷.

En el Cuadro N° 1 se muestran los resultados de la evaluación del USGS sobre las reservas técnicamente recuperables de la Faja del Orinoco. F_{95} se refiere a las reservas técnicamente recuperables que existen con 95% de probabilidad, F_{50} a las reservas con 50% de probabilidad, F_5 a las reservas con 5% de probabilidad.

CUADRO N° 1
EVALUACIÓN DEL USGS SOBRE LAS RESERVAS TÉCNICAMENTE RECUPERABLES
DE LA FAJA DEL ORINOCO

Campo	Tipo	Barriles de crudo (Millardos de Barriles)				Gas natural (Billones de pies cúbicos)			
		F_{95}	F_{50}	F_5	Media	F_{95}	F_{50}	F_5	Media
Faja del Orinoco	Crudo	380	512	652	513	53	122	262	135

⁶ SAGD: *Steam assisted gravity drainage*. Es un método de recuperación mejorada de los más eficientes en la actualidad. Su característica principal es la inyección de vapor al yacimiento para producir petróleo calentado usando dos pozos horizontales, en los cuales, al inyectar vapor en el yacimiento se forma una zona saturada de vapor donde la temperatura es esencialmente la del vapor inyectado. El vapor fluye a través del perímetro de la cámara de vapor y se condensa. El calor del vapor se transfiere por conducción térmica al yacimiento circundante. El vapor condensado y el petróleo fluyen hacia el pozo productor inferior por gravedad. A medida que el petróleo fluye y es producido, la cámara de vapor se expande hacia arriba y hacia los lados. Dos tipos de flujo existen durante este proceso. Uno en el techo de la cámara de vapor (drenaje de techo) y otro a lo largo de las pendientes de la cámara de vapor (drenaje de pendiente) / HASD: *Horizontal alternating steam drive*. Es un proceso de recuperación térmica que integra tecnología de pozos horizontales, con inyección cíclica e inyección continua de vapor y es una opción interesante para mejorar la explotación de yacimientos de crudos pesados y extrapesados, en arenas delgadas y muy delgadas, donde la eficiencia térmica y la construcción de pozos para la aplicación de otros métodos de recuperación térmica como SAGD e ICV, se ven comprometidos.

⁷ USGS, 2009.



La Faja del Orinoco pertenece a la Formación Oficina, presente en arenas deltaicas a marinas someras, que datan del Mioceno medio⁸. Las arenas basales de esta formación y sus equivalentes, fueron depositadas en el flanco sur del río a través de varios afluentes de la zona de Guayana. A esta formación pertenecen las unidades geológicas Morichal, Yabo y Jobo-Pilón.

1.3. Evolución histórica del desarrollo de la Faja

Antes de la nacionalización de la industria petrolera en 1976, la mayoría de las operaciones, aunque controladas por el Estado venezolano tanto por los niveles de producción, importación y exportación, como también por la vía de regulaciones operacionales y financieras, estaba en manos de empresas americanas o anglo-holandesas.

Con la estatización de estas empresas y conformación del *holding* Petróleos de Venezuela (PDVSA), la cultura organizacional de las mismas permaneció en cada una de las compañías que lo integraron finalmente: Lagoven, Maraven y Corpoven, manteniendo cada una los principios y valores de sus predecesoras: Esso, Shell y Gulf Oil, respectivamente.

Para ese entonces, PDVSA asignó la responsabilidad de exploración de la Faja a cada una de estas subsidiarias, subdividiéndola como se muestra en el Cuadro N° 2⁹.

CUADRO N° 2

**ASIGNACIÓN ORIGINAL DE LOS BLOQUES
DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO**

Bloque	Subsidiaria
Cerro Negro	Lagoven
Hamaca	Lagoven
Zuata	Maraven
Machete	Corpoven

⁸ H.D. Hedberg, 1947.

⁹ Humberto Cedeño, 2008: 7-10.



Con la formación de las nuevas subsidiarias integrantes del *holding* nacional, la decreciente inversión en el sector petrolero fue revertida, gracias a la competencia que se generó entre estas compañías, pues se perforaron poco más de mil nuevos pozos exploratorios que permitieron descubrir los yacimientos de petróleo pesado y extrapesado de la Faja del Orinoco, los cuales tan sólo en 1980 permitieron incorporar un millardo de barriles a las reservas probadas del país.

En esta época, también se creó el Centro de Investigaciones Petroleras (INTEVEP), donde más de 50% de la investigación fue dedicada al desarrollo de tecnologías de producción y procesamiento de crudos pesados y extrapesados, lo que también potenció el desarrollo de estos yacimientos y colocó a Venezuela junto a Canadá, en la vanguardia tecnológica en cuanto a la explotación y manejo de estos recursos.

Por otra parte, la campaña exploratoria en la Faja se intensificó durante los años 80, motivada por la declinación de reservorios de crudos ligeros en los que históricamente se venía desarrollando la explotación de estos recursos en el país.

Para ese momento se establecieron acuerdos con empresas transnacionales, el primero de los cuales fue con Veba Oel, para procesar el crudo producido en refinerías de conversión profunda, mediante la aplicación de tecnologías desarrolladas para convertir los residuos o “fondos de barril” en productos refinados de mayor valor agregado. A estos acuerdos les siguieron otros, que permitieron la internacionalización y crecimiento de la estatal PDVSA, mediante la adquisición o conformación de asociaciones con otras empresas de Estados Unidos, Reino Unido, Suecia, entre otros, los cuales permitieron incrementar la capacidad de procesamiento de la empresa hasta 3,1 MMBPD para los años 90.

Así, el desarrollo de la Faja del Orinoco fue potenciado desde la nacionalización de la industria petrolera en el año 1976, gracias a la visión a futuro del país para concentrar esfuerzos en la producción de estos yacimientos, que impulsaron el crecimiento de la empresa estatal y posicionaron a Venezuela como una fuente de suministro confiable y seguro de este recurso energético en el mundo.



2. Evolución de los proyectos de la Faja Petrolífera del Orinoco

2.1. Antes de los 90: descubrimiento y primeros planes de la Faja del Orinoco

El primer descubrimiento de crudo pesado en la Faja del Orinoco data del año 1936, pero no generó ningún interés debido a la abundancia de reservas más livianas. El desarrollo del área tendría que esperar hasta el año 1961, cuando se inicia la producción de crudo de la faja, y años más tarde, en 1967, se emplea por primera vez el término “Faja de Crudo Pesado del Orinoco”.

En la década de los 70 el incremento del consumo interno de combustibles, el aumento de la demanda internacional de petróleo y una proyección declinante del potencial de producción de crudos livianos y medianos, entre otros factores, obligaron a generar planes a largo plazo de la industria petrolera venezolana. Dentro de la planificación a largo plazo, se previó la intensificación del aprovechamiento de los recursos de la Faja del Orinoco.

En el año 1979, el Ministerio de Energía y Minas y la industria petrolera y petroquímica nacional publicaron el informe “Programa Integral de Evaluación y Estudios de Planificación para el Desarrollo de la Faja del Orinoco”, en el que se divide el área general de la Faja en cuatro grandes bloques: Cerro Negro, Hamaca/Pao, Zuata y Machete/Gorrín, que fueron asignados a las empresas Lagoven, Meneven, Maraven y Corpoven, respectivamente.

Entre los años 1981 y 1982 hubo una depresión en el mercado petrolero internacional debida a la recesión económica en los países consumidores, que generó la caída de los precios del crudo y la disminución de las exportaciones de Venezuela. Esta depresión de los mercados, sumada al endeudamiento continuo, el crecimiento de la burocracia y la mala administración de los ingresos nacionales, sumergieron al país en una crisis económica que tuvo como momento culminante al “Viernes Negro” en 1983. La crisis económica interna, y la necesidad de tecnologías para explotar los recursos



de la Faja, fueron algunas de las razones que obligaron a considerar la opción de la participación del capital privado extranjero en el desarrollo de la Faja.

A finales de los 80 se crea la Orimulsión® (patentada por Intevep), que en los últimos años de la década obtuvo gran impulso de PDVSA para su comercialización como sustituto del carbón para generación eléctrica. En el año 1988 se constituyó la empresa Bitúmenes Orinoco, S.A., Bitor, para comercializar la Orimulsión®.

2.2. Década de los 90: inicio de los proyectos de mejoramiento

A principios de la década de los 90, en vista de la crisis económica, se materializó la política de apertura petrolera al capital privado en Venezuela y en el exterior. El cambio en la legislación permitió que en 1993 se aprobaran en el Congreso de la República las bases de los dos primeros convenios de asociación para el desarrollo de la Faja del Orinoco: PDVSA-Arco-Phillips-Texaco (Hamaca) y PDVSA-Mobil-Veba Oel (Cerro Negro), proyectos que finalmente fueron aprobados por el Congreso de la República en 1997, año en el que también fue firmado el convenio de asociación PDVSA-Total-Statoil-Norsk Hydro (Sincor) y aprobada la asociación PDVSA-Conoco (Petrozuata). La participación promedio de PDVSA en estas empresas fue de 38%.

Los proyectos producto de estas asociaciones fueron concluidos en 2002, y operaron bajo esta modalidad hasta 2007, cuando el marco legal sobre el cual se regían estos convenios fue modificado por el Estado venezolano y se pasó a un nuevo régimen de empresas mixtas, en el cual PDVSA tendría la mayoría accionaria de las asociaciones y operaría estos complejos.

No obstante lo anterior, estos proyectos probaron la viabilidad de producir y manejar de manera rentable el crudo de la Faja del Orinoco, y han mantenido al país en la brújula de las principales petroleras del mundo.



3. Facilidades de producción, transporte y mejoramiento de crudo de la Faja

El plan de PDVSA para los años 1996-2005 contemplaba una inversión de US \$13.280 millones entre las cuatro asociaciones para poder producir y procesar 564.000 BPD de crudo extrapesado (entre 8 y 10 °API), produciendo 505.000 BPD de crudo sintético mejorado (entre 16 y 32 °API, promedio 25 °API). El plan se cumplió en gran medida dentro del cronograma y el presupuesto.

Entre 1996 y 2005, las cuatro asociaciones: Hamaca, Cerro Negro, Sincor y Petrozuata, invirtieron alrededor de US \$15 mil millones para producir y mejorar 650.000 BPD de crudo extrapesado de la Faja del Orinoco, generando aproximadamente 590.000 BPD de crudo mejorado, unos 60.000 BPD equivalentes de coque de petróleo y alrededor de 6.000 TM/D azufre¹⁰.

En los términos más sencillos, estos proyectos implicaban extraer átomos de carbono de las moléculas de bitumen y en algunos casos, agregar hidrógeno para producir el crudo sintético con características de crudos intermedios a livianos.

Los proyectos, además de representar una cuantiosa inversión en términos económicos, involucraron cantidades de recursos humanos y materiales que impulsaron el desarrollo de la industria del país.

Por una parte, las facilidades de mejoramiento de crudo o mejoradores fueron localizadas en el Condominio de Jose, en el estado Anzoátegui, en razón de que su ubicación estratégica al noreste del país facilitaría la salida de los productos y sub-productos para su venta al mercado local (consumo interno en refinerías de conversión profunda) como internacional.

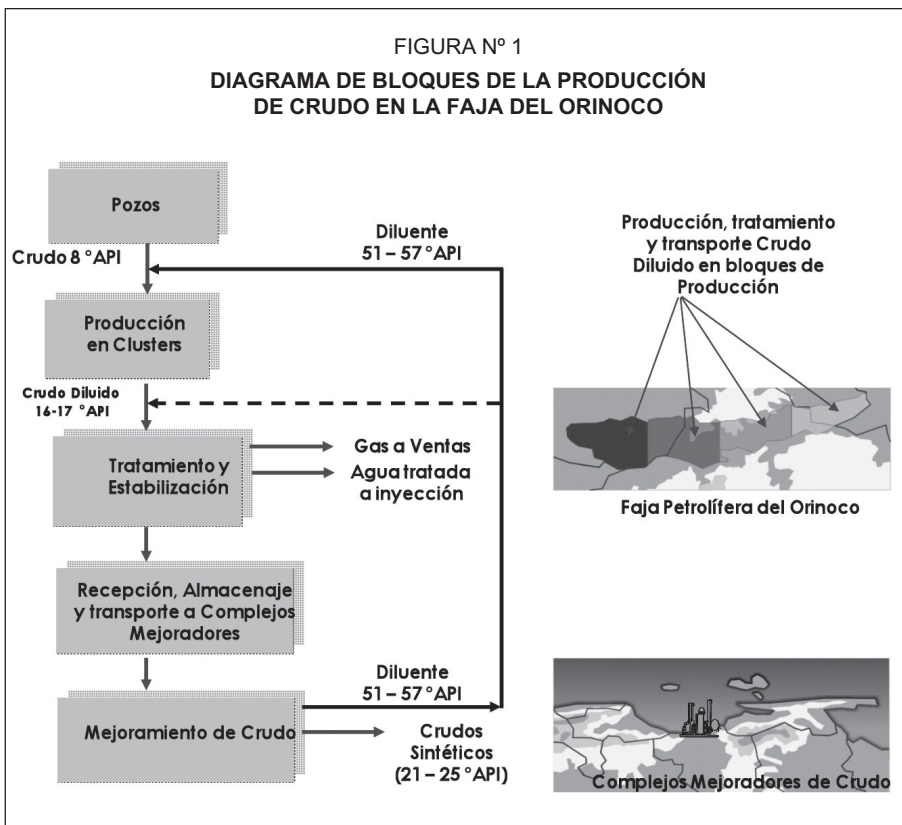
Cada asociación definió un esquema de producción específico para su mejorador, con tecnologías probadas para minimizar riesgos: coquificación retardada en todos e hidrocraqueo en algunos, orientadas a producir los crudos sintéticos destinados a su mercado objetivo.

¹⁰ Robert Bottome, 2005.



Por la complejidad de estos proyectos, y a los fines de mejorar su flujo de caja, se acondicionaron facilidades para la producción temprana de crudo diluido, mientras se concluía la construcción de los mejoradores en Jose.

Por otra parte, se desarrolló en paralelo la infraestructura en campo (*upstream*) para extraer, producir y transportar el crudo extrapesado hasta los mejoradores para su posterior procesamiento. Cada asociación eligió un esquema específico para sus centrales de procesamiento de fluidos en campo (CPF), así como también para las facilidades de superficie y su transporte a las CPF, según las características del fluido de los pozos.





De estos proyectos, el primero en iniciarse y concluirse fue el de Cerro Negro, y el último Sincor.

Concluidos los proyectos, gracias al alza de los precios del petróleo y al éxito de su ejecución, pese a la desviación en costos y tiempos en algunos de ellos¹¹, la totalidad de los socios manifestaron interés en ampliar sus capacidades de producción, lo cual quedó completamente paralizado con el cambio en el marco legal y conversión de las asociaciones estratégicas a empresas mixtas, iniciada en el año 2006, donde PDVSA posee el control accionario, y que derivó en la salida de varias empresas multinacionales con las que se conformaron las asociaciones originales¹².

Finalmente, como una iniciativa adicional a la producción de las cuatro asociaciones estratégicas que acometieron estos proyectos, se desarrolló entre los años 2002 y 2005, el proyecto para una nueva planta de Orimulsión en Jose, cuya producción fue breve, ya que luego fue convertida en una planta para la producción de crudo diluido con crudo sintético de otro de los mejoradores, con lo cual la capacidad instalada para el procesamiento de crudo en la Faja para finales del año 2007, quedó en alrededor de 763.000 BPD, considerando los cuatro mejoradores y la planta de Orimulsión.

En la actualidad, PDVSA está a cargo tanto de la operación, manejo y comercialización de los crudos sintéticos y diluidos producidos en el área de la Faja.

4. Ejecución de los proyectos de la Faja en la década de los 90 y 2000

4.1. Organización

Luego de las firmas de los convenios para conformar las asociaciones dentro del marco legal aprobado por el Congreso a comienzos de los 90 y

¹¹ Bruno Solari, 2006.

¹² En junio de 2007, Exxon-Mobil, y posteriormente Conoco-Phillips, declinaron apegarse al nuevo marco legal venezolano (decreto Ley 5.200), en la cual PDVSA o sus filiales asumirían la totalidad de las operaciones de los mejoradores Cerro Negro, Hamaca y Petrozuata.



al cual se le dedicó algo más de una década, se dio inicio a la fase de Ingeniería Conceptual y Básica de los proyectos, en los cuales se delinearon los procesos de separación, tratamiento y conversión que serían utilizados en estas plantas.

Entre 1995 y 1997 se da inicio a los trabajos de geología para realizar la sísmica tridimensional que confirmaría las bondades de los yacimientos; y entre 1997 y 1998 se licitan los paquetes de Ingeniería, Procura y Construcción (IPC) para los proyectos de producción, transporte y mejoramiento del crudo, procesos que concluyen en el año 2000, con el otorgamiento de los paquetes para la ejecución de las facilidades del área de Hamaca, manejadas por la asociación Ameriven.

Los contratos IPC para la construcción de los cinco proyectos alcanzaron los 12.700 millones de dólares americanos¹³ y contemplaron como filosofía manejar 60% de contenido nacional, con el cual se buscó incentivar al máximo la participación de empresas venezolanas.

Otro aspecto importante en estos desarrollos fue el aprovechamiento de sinergias entre las asociaciones, a fin de maximizar la utilización de recursos y minimizar costos de inversión. En tal sentido, estas asociaciones compartieron facilidades, tales como estaciones de bombeo, patios de tanque y oleoductos para el transporte del crudo.

Para la ejecución de los proyectos se generaron paquetes de licitación suma global (IPC) separados para cada uno de los mejoradores y para las facilidades de producción, los cuales fueron otorgados a consorcios conformados por empresas de ingeniería internacionales en asociación con empresas nacionales, que a su vez gerenciaron y sub-contrataron parte del alcance (o paquetes completos), debido a factores tan diversos como complejidad, rentabilidad, capacidad de ejecución, cumplimiento del contenido local o disponibilidad, entre otros.

Todos los proyectos de mejoramiento fueron realizados como *green fields*, e igualmente en su mayoría para las facilidades de producción, con

¹³ No incluye los costos del "dueño" ni de las facilidades de producción e infraestructura relacionada con los proyectos.



excepción del Proyecto Hamaca, en el cual se aprovecharon facilidades de campo existentes, propiedad de PDVSA, para lo cual se acometieron las modificaciones y ampliaciones necesarias para adaptarlas a las nuevas operaciones¹⁴ y las cuales facilitaron su culminación.

Un punto importante de la ejecución de estos proyectos lo constituyó el manejo de las relaciones laborales, pues demandaron de un contingente importante de mano de obra directa e indirecta, y no fueron nada fáciles para estas asociaciones, pues en más de una ocasión, ocurrieron paros y paralizaciones parciales que produjeron pérdidas importantes a estos proyectos¹⁵.

4.2. Recursos humanos y materiales

La realización de los proyectos para la construcción de las instalaciones de producción, transporte y mejoramiento de crudo pesado y extra-pesado de la Faja del Orinoco requirió de un contingente importante de recursos materiales y humanos en las áreas de ingeniería, procura, construcción y gerencia. Para establecer una referencia de las magnitudes de estos cinco proyectos, se indican algunos datos de los mismos.

Como se puede observar en el Cuadro N° 3, la cantidad de documentos y planos generados y de materiales requeridos durante la ingeniería y posterior construcción fue considerable y requirió de la participación de todos los factores para lograr una culminación adecuada y dentro de los parámetros de calidad requeridos por estas instalaciones.

El esfuerzo *local* requerido para desarrollar los proyectos de la Faja en las áreas de ingeniería, procura y construcción, fue de magnitudes importantes en los ocho años en los cuales se realizaron. Algunos datos que soportan el esfuerzo en mano de obra, de ingeniería, procura, gerencia y construcción requeridos, se reportan en el Cuadro N° 4.

¹⁴ Centro Operativo Bare, para la deshidratación y tratamiento del crudo diluido y Patio de Tanques Oficina, compartido con Cerro Negro, para el transporte de crudo hasta Jose.

¹⁵ Silvana Pezzella Abilahoud. *VenEconomía*.



Los valores indicados en el Cuadro N° 4 no reflejan los esfuerzos invertidos en las etapas de visualización, conceptualización y definición de los proyectos, los cuales en su mayoría son realizados por los tecnólogos de los procesos principales de las instalaciones y por empresas especialistas en conceptualización y definición de proyectos para la industria petrolera.

Tampoco se incluyen las horas-hombre que deben invertir los “dueños” de los proyectos para interactuar con los tecnólogos y especialistas, y velar para que se logren los objetivos del proyecto, ni las horas-hombre invertidas en proyectos relacionados (servicios, infraestructura, etc.)

CUADRO N° 3

DATOS DE REFERENCIA PARA UN PROYECTO DE FACILIDADES DE PRODUCCIÓN Y MEJORAMIENTO DE CRUDO DE LA FAJA DEL ORINOCO

Concepto	Facilidades de Producción	Mejorador de Crudo
Ingeniería		
Documentos y Planos	Entre 1.450 y 1.750	Entre 15.700 y 16.200
Diagramas de Procesos e Instrumentos (P&ID's)	Entre 65 y 90	Entre 690 y 750
Isométricos (ISO's)	Entre 1.300 y 1.500	Entre 23.400 y 24.300
Cantidades		
Equipos mayores	145	3.280
Instrumentos de medición y control	788	1.880
Concreto (m ³)	950	87.500
Estructura metálica (ton)	520	20.615
Tuberías y válvulas (ton)	1.485	345.000
Cable (km lineal)	220	1.825

Nota: Los valores presentados son aproximaciones y promedios obtenidos del análisis de información disponible y sobre la base de la estrategia de ejecución de los proyectos.

Fuente: Cálculos propios.



CUADRO N° 4

DATOS DE REFERENCIA DE LOS SERVICIOS PROFESIONALES USADOS EN LOS CUATRO PROYECTOS DE MEJORAMIENTO DE CRUDO DE LA FAJA DEL ORINOCO

Concepto	Facilidades de producción	Mejorador de crudo
Ingeniería local (diseño) Horas-Hombre Totales	842.796	2.271.483
Ingeniería Local (diseño) Horas-Hombre Promedio	210.699	567.871
Servicios Profesionales Horas-Hombre Totales	1.324.926	9.141.475
Servicios Profesionales Horas-Hombre Promedio	331.232	2.285.369
Labor Horas-Hombre Totales	13.305.660	55.816.354
Labor Horas-Hombre Promedio	3.326.415	13.954.089
Tiempo de Ejecución Promedio (meses)	24	43

Nota: Los valores presentados son aproximaciones y promedios obtenidos del análisis de información disponible y sobre la base de la estrategia de ejecución de los proyectos.

Fuente: Cálculos propios.

A título de ejemplo, se citan en las siguientes secciones algunas cifras relevantes sobre la ejecución de algunos de los proyectos de la Faja del Orinoco.

4.2.1. Proyecto de mejoramiento de crudo Hamaca

El alcance de este proyecto comprendió la ingeniería, procura y construcción de un Mejorador de Crudo con capacidad para manejar 190.000 BPD de crudo extrapesado 8 °API para producir 180.000 BPD de crudo



mejorado 25 °API y la diferencia en fondos de vacío. Para completarlo se requirió una inversión de alrededor de US\$1.400 millones, y más de 40 millones de horas hombre, entre ingeniería, procura, gerencia y construcción.

La ejecución del proyecto fue otorgada en licitación al consorcio integrado por FLUOR/INELECTRA, bajo la modalidad contractual suma global / IPC llave en mano.

El proyecto se desarrolló en cuatro centros de operaciones: Caracas, Aliso Viejo (California), Manila (Filipinas) y Jose (el sitio de construcción). La ejecución de la ingeniería se llevó a cabo en su mayoría en Caracas y Manila, mientras que la gerencia y dirección se establecieron al inicio del proyecto en Aliso Viejo y Caracas; luego el equipo de Gerencia se trasladó a Jose, junto con todo el equipo de Construcción.

Para ejecutar las actividades del Proyecto, se realizó una estructura que separaba estos paquetes por unidades de proceso, la cual permitía desagregar los costos con base en las cantidades de ingeniería, equipos, materiales, mano de obra y costos indirectos de construcción.

Entre los hitos de construcción cumplidos destacó el izaje de equipos pesados: tambores de coque (340 TM) y sus plataformas (450 TM); torre de vacío (674 TM), reactor de hidropesamiento (890 TM), mechurrio principal de 150 m, entre otros. El patio de materiales manejado fue de 18 Has en sitio y 7 Has. en áreas externas, en adición a 5.000 m² de almacén.

Adicionalmente se logró obtener el más alto contenido de participación nacional (74%) de todos los proyectos asociados a la Faja hasta la fecha, y se logró obtener un reconocimiento especial, al haber acumulado cerca de 13 millones de horas-hombre sin accidentes que produjeran pérdida de tiempo durante la construcción, lográndose un índice OSHA de 0,36, nueve veces inferior al promedio registrado en USA para la industria de la construcción pesada.

La Figura N° 2 resume las cantidades de horas y materiales empleadas para ejecutar la ingeniería, procura y construcción del Mejorador de Crudo de Hamaca, entre los años 2000 y 2004, sin incluir todas las horas de ingeniería previas invertidas en las ingenierías Conceptual y Básica.

FIGURA N° 2

**CANTIDADES DE HORAS-HOMBRE Y MATERIALES INVERTIDOS
EN LA IPC DEL MEJORADOR HAMACA¹⁶.****El proyecto en cifras:**

387.000 horas-hombre de ingeniería
107.000 horas-hombre de procura
3.100.000 horas-hombre de gerencia de construcción
39.000.000 horas-hombre de labor de construcción
Pico de 9.500 obreros y manejo de 142 subcontratos
470.000 pulgadas de soldadura
340.000 m. de tuberías
19 mil toneladas de estructura metálica
87.000 m³ de concreto.
14.000 m² de edificios.
1,6 millones de km de cables
10.000 pruebas de lazos
Más de 2.000 equipos colocados
Calibración de 18.000 instrumentos
Más de 420 cargas aéreas de 370 toneladas
Más de 890 cargas marítimas de 63.990 toneladas

4.2.2. Facilidades de producción Hamaca

Como complemento a las obras para las facilidades de mejoramiento del crudo en Jose, estos proyectos contemplaron la instalación de las facilidades de producción y la infraestructura necesaria en campo, para producir el crudo y transportarlo diluido hasta la costa, deshidratándolo y desgasificándolo.

¹⁶ Sitio web INELECTRA.



El proyecto de facilidades de producción de Hamaca contempló realizar la infraestructura requerida para extraer, tratar y transportar el crudo que alimentaría el mejorador que se estaba construyendo en Jose.

Para ello se realizaron dos etapas, una denominada “temprana”, de 87.500 BPD, en la que se produciría el crudo extrapesado diluido con un crudo más ligero y se transportaría vía oleoducto a Jose, para su venta, y una “comercial”, de 150.000 BPD en la que se complementarían las facilidades instaladas durante la fase temprana y que coincidiría con el arranque del mejorador, para suministrar el crudo requerido para el mismo, y en el cual cesaría la venta de crudo diluido.

Adicionalmente a estas facilidades se realizó el proyecto de instalación de una estación de rebombeo con almacenamiento e interconexión a un oleoducto de 42” existente, para el transporte por lotes (“batches”) del crudo que se produciría en este bloque (Hamaca) y del crudo diluido procedente del área de Cerro Negro.

Toda la infraestructura de campo (redes de transmisión de energía, vialidad, telecomunicaciones, etc.) y los servicios industriales para la puesta en servicio de cada área, también se contempló dentro del alcance del proyecto.

Para la fase temprana se otorgó la buena-pro a INELECTRA y posteriormente, los paquetes restantes, que contemplaban la instalación de oleoductos y líneas de flujo adicionales, así como la ampliación de las facilidades Centrales de Procesamiento (CPF), macollas y estaciones de rebombeo multifásico adicionales, fueron asignados a otros consorcios.

Las cantidades de obra y horas-hombre invertidas en el proyecto de Hamaca *Upstream* se muestran en los cuadros Nos. 5 y 6, respectivamente.



CUADRO N° 5
CANTIDADES DE OBRA DEL PROYECTO HAMACA UPSTREAM

CIVIL		
Concreto	m ³	1.037
Estructura metálica	TM	520
Edificaciones	cantidad	6
TUBERÍAS		
Líneas	cantidad	923
Tuberías y accesorios	TM	1.482
Pruebas hidrostáticas	cantidad	264
ELECTRICIDAD		
Cables	m	147.793
INSTRUMENTACIÓN		
Instrumentos	cantidad	788
Cables Instrumentos	m	72.983
Lazos de control	cantidad	2.114

CUADRO N° 6
HORAS-HOMBRE DEL PROYECTO HAMACA UPSTREAM

	Horas-hombre
Ingeniería y Gerencia (Home Office)	361.287
Gerencia Construcción	159.986
Labor (Construcción)	1.836.803

4.3. Lecciones aprendidas

La experiencia que se ha ganado en Venezuela en el área de producción y mejoramiento de crudos extrapesados ha sido única. Las lecciones aprendidas de la ejecución de los proyectos de la Faja del Orinoco son



muchas y en todos los ámbitos de las áreas de conocimiento relacionadas con estos proyectos, entre las cuales destacan:

- Debido a la gran cantidad de interfaces con los subcontratistas y fabricantes, se debe tener un equipo de profesionales gestionando estas interfaces, asegurando el cumplimiento de los objetivos en tiempo y calidad.
- La magnitud de estos proyectos obliga a la participación de empresas internacionales, donde convergerán personas de diferentes culturas y formaciones profesionales, lo cual hace de suma importancia el trabajo de coordinación, comunicación y facilitación para la interacción entre todos los participantes en el proyecto.
- En la obra se requiere que todo personal que vaya a realizar cualquier tarea, sea capacitado para ejecutar la misma de forma segura y eficiente, reduciendo re-trabajo y accidentes. La capacitación continua de los obreros y técnicos permitirá obtener niveles superiores de productividad.
- La ingeniería local debe ser involucrada en fases tempranas, inclusive durante la fase de definición de los proyectos, asegurando de esta forma la aplicación de los requerimientos particulares y domésticos, asegurando además el entendimiento de estos proyectos por todas las partes involucradas en el proyecto.
- La transferencia de conocimiento desde los tecnólogos y consultores foráneos debe asegurarse, promoviendo la participación de la ingeniería local en las fases de definición y diseño del proyecto, consiguiendo de esta forma que se tenga en el país el conocimiento de las tecnologías usadas y la posibilidad de interactuar con los especialistas y tecnólogos de una forma más productiva para el país. Es importante resaltar que para estos proyectos de la Faja, gran parte del personal que laboró durante la ejecución de la ingeniería y construcción luego fue absorbida por las propias asociaciones como personal adscrito a estos complejos, por el conocimiento adquirido durante los mismos.



- En etapas tempranas de los proyectos debe definirse la relación contractual a fines de minimizar los conflictos que de alguna manera demoraron la ejecución de los proyectos, así como también debe visualizarse la manera de evitar la atomización de sindicatos, que conllevó a muchos de los problemas que se presentaron y a retrasos no deseados.
- Al inicio de los proyectos debe visualizarse el impacto que estos proyectos generan sobre las poblaciones circunvecinas, pues en muchos casos no se previó la capacidad de alojamiento, transporte y logística que éstos demandaban.

Para lograr implementar las lecciones aprendidas arriba indicadas se requieren profesionales capacitados en múltiples áreas de la ingeniería, la construcción y la gerencia, para poder hacer realidad una capacitación del personal (obreros, técnicos y profesionales) acorde con los requerimientos de proyectos de la complejidad de un mejorador de crudo y hacer la gestión de los proyectos de acuerdo con las mejores prácticas mundiales de la gerencia.

5. Situación actual

A partir de 2006, el Gobierno nacional tomó nuevamente la iniciativa de desarrollar nuevos proyectos en la Faja, y en acuerdos con empresas petroleras estatales y privadas de otros países dio inicio a la re-certificación de las reservas de petróleo de la Faja, en lo que se denominó “Plan Magna Reserva”, y en el cual participaron empresas estatales y privadas internacionales como: Lukoil/Gazprom (Rusia), CNPC, RepsolYPF (España), Petropars (Irán), ONGC (India), Enarsa (Argentina), Ancap (Uruguay), PetroVietnam y Petronas. Como resultado de esta re-certificación, Venezuela logró incluir dentro de sus reservas, 270 millardos de barriles de crudo extrapesado, adicionales a sus reservas de crudos convencionales.

Posterior a esta re-certificación PDVSA ha reformulado su Plan, donde se ha retomado la explotación de los recursos de la Faja, y han surgido



nuevos actores, los cuales asociados bajo la nueva modalidad de asociación con la estatal petrolera nacional, permitirán elevar la producción de crudos del país.

5.1. Plan estratégico PDVSA 2006-2012

El plan estratégico de PDVSA para el período 2006-2012 involucra objetivos ambiciosos, entre los que se encontraba una inversión de aproximadamente 17 mil millones de dólares para desarrollar la capacidad para producir y mejorar 615 mil barriles por día adicionales de crudo de la Faja Petrolífera del Orinoco, además de re-certificar las reservas de 7 de los 27 bloques de la Faja que serían ofrecidos a partir de 2008.

El cronograma estipulaba la producción del primer barril de producción inicial, fruto de las nuevas asociaciones, a mediados del año 2009, y la terminación de las nuevas facilidades de mejoramiento a mediados del 2011, con el inicio de la producción comercial en la misma fecha.

No habiéndose logrado estas metas, el plan fue revisado, y ahora persigue alcanzar una producción total de 4 millones 600 mil barriles diarios en 2020, mediante una inversión mixta de la petrolera estatal y sus socios de 80 mil millones de dólares¹⁷.

5.2. Asociaciones para el desarrollo de los bloques de la Faja

Para acometer un plan de tal envergadura se optó por la creación de asociaciones bajo dos modalidades: una de ellas mediante el acuerdo con gobiernos para la participación de sus empresas petroleras estatales y de capital mixto o privado, y otra mediante selección de los socios por competencia¹⁸.

A tal efecto se abrió un proceso de licitación para varios bloques de la Faja Petrolífera del Orinoco en las áreas Carabobo, mientras que los de Junín han sido manejados hasta ahora mediante acuerdos directos con

¹⁷ PDVSA.

¹⁸ PDVSA.



empresas petroleras estatales, del cual surgieron las nuevas asociaciones a cargo de cada bloque. Los socios de cada bloque pagaron bonos de entrada multimillonarios por participar en el negocio.

Para la fecha, cuatro (4) de los siete (7) bloques del área Junín han sido asignados: Junín 2 será desarrollado en conjunto con Petrovietnam, que acordó cancelar un bono de entrada por 584 millones de dólares; Junín 4 con la estatal petrolera china CNPC, con un bono de 900 millones de dólares; Junín 5 con la estatal petrolera italiana ENI, que canceló un bono de 646 millones de dólares; Junín 6 con un consorcio de empresas rusas (Rosneft, Gazprom, Lukoil, TNK-BP y Surgutneftegaz), que pagó un bono de mil millones de dólares. La inversión total en el área de Junín se estima en 50 mil millones de dólares.

En el área Carabobo, dos (2) de los tres (3) bloques licitados fueron asignados en febrero de este año: Carabobo 1 a un consorcio conformado por las empresas Repsol, Malasia Petronas, India ONGC, Indian Oil Corporation y Oil India Limited, que pagó un bono de mil 50 millones de dólares; y Carabobo 3 a un consorcio conformado por Chevron, Mitsubishi, Inpex y Suelopetrol, que desembolsó 500 millones de dólares. La inversión de los bloques licitados de Carabobo se encuentra por encima de 30 mil millones de dólares.

A la fecha, los bloques asignados, capacidades, inicio de producción e inversión estimada se resumen en el Cuadro N° 7.

Con base en las fechas de inicio de bombeo y mejorador en pie, se ha estimado un cronograma revisado para la ingeniería, procura y construcción de las facilidades de producción y mejoramiento de los bloques de la Faja, que se muestra en la Figura N° 3.

5.3. Facilidades de los bloques

En líneas generales, estos nuevos proyectos contemplan el desarrollo de nuevos polos de producción, moviendo en algunos casos el centro donde gravitarán hacia el sur del país, en las adyacencias del río Orinoco, en el estado Bolívar, y hacia el área de la Península de Araya, en el estado Sucre.



CUADRO N° 7
BLOQUES DE LA FAJA ASIGNADOS Y POR ASIGNAR DE LAS ÁREAS
DE CARABOBO Y JUNÍN

Bloque	Empresas	Capacidad (MBPD)	Fecha de inicio de bombeo	Fecha de mejorador en pie	Inversión estimada (Miles de millones US\$)
Carabobo 1	Repsol, Malasia Petronas, India ONGC, Indian Oil Corporation, Oil India Limited	400	2013	2017	16,2 ¹⁹
Carabobo 2	Sin asignar (no se recibieron propuestas)	400	—	—	—
Carabobo 3	Chevron, Suelopetrol, Mitsubishi, Inpex	400	2013	2017	16,2 ²¹
Junín 1	Sin asignar (en negociación con la compañía de Bielorusia)	200	—	—	10,7 ²¹
Junín 2	Petrovietnam	200	2011	Sin Anunciar	Sin anunciar
Junín 4	CNPC (en discusión)	400	Sin anunciar	Sin anunciar	16,0

¹⁹ Estimaciones propias (US\$, 2009).



Continuación Cuadro N° 7

Bloque	Empresas	Capacidad (MBPD)	Fecha de inicio de bombeo	Fecha de mejorador en pie	Inversión estimada (Miles de millones US\$)
Junín 5	ENI	Campo: 240(2017) 75(2013) Refinería: 350	2013	2017	18,7
Junín 6	Rosneft, Lukoil, Gazprom neft, TNK-BP	450		2017	17,4 ²¹
Junín 10	Rechazada oferta de Statoil y Total	200			10,7 ²¹
Junín 11	Sin asignar (en negocia- ción con con- sorcio japonés)	200			10,7 ²¹

Para los casos de los bloques de Carabobo, por ejemplo, los planes contemplan la instalación de los mejoradores en la población de Soledad, donde de manera similar al condominio de Jose, en el estado Anzoátegui, se compartirán facilidades (servicios) e infraestructura común.

Para todos los bloques a desarrollar se tiene contemplado igualmente la instalación de nuevas facilidades de producción, con la diferencia de que en esta ocasión se han concebido otros esquemas para producir crudos diluidos con nafta y crudos diluidos con parte del crudo sintético que se produzca en los mejoradores, como se puede apreciar en la Figura N° 4.

A los fines de maximizar la recuperación de crudo, la producción se realizará inicialmente en frío, al igual que en las facilidades de producción



FIGURA N° 3
CRONOGRAMA ACTUALIZADO DEL DESARROLLO DE LA FAJA PETROLÍFERA
DEL ORINOCO²⁰



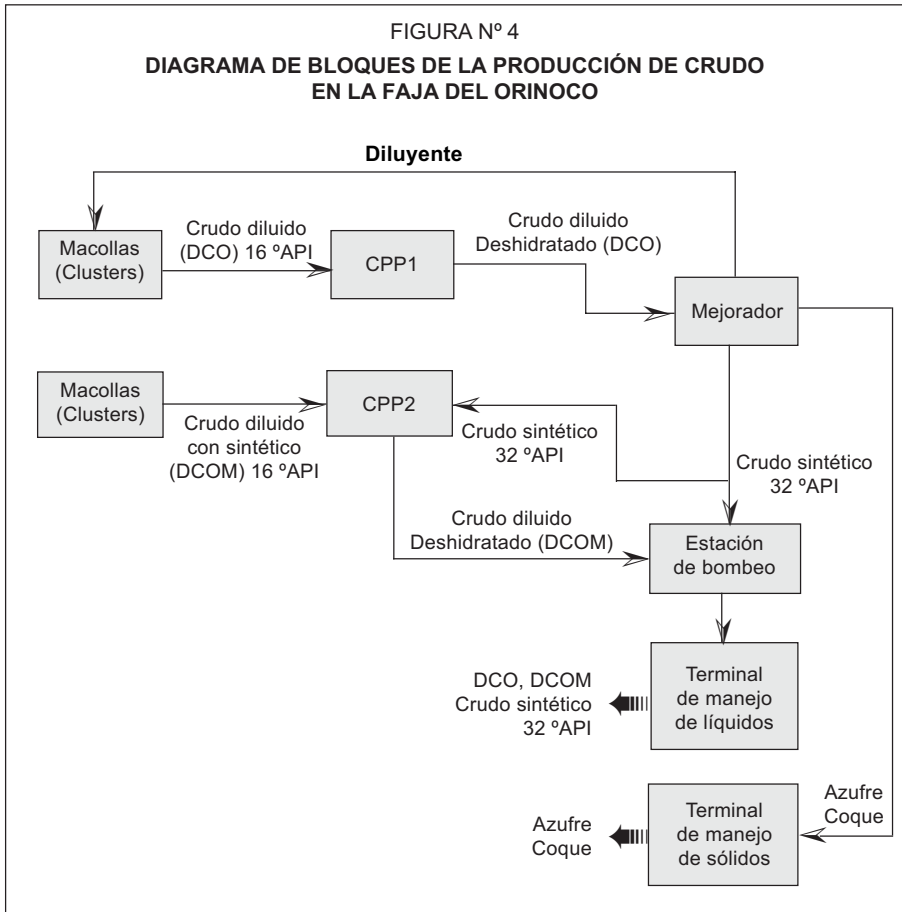
existentes, pero con previsiones para que en un momento determinado se realice inyección de vapor (cíclica + continua), para mantener el recobro de hidrocarburos en los pozos.

En el área del campo se prevé la instalación de macollas (*clusters*), con bombeo multifásico y transferencia hacia estaciones centrales de procesamiento.

Se instalarán mejoradores para cada bloque, para procesar crudo y producir crudos sintéticos, incluyendo unidades de crudo, coquificación retardada, hidrocrackeo de gasoil, hidrotratamiento para nafta y destilados, recuperación de azufre, servicios y off-sites, entre otros.

Se requerirá instalar toda la infraestructura requerida para realizar estas facilidades operativas: vialidad, transmisión eléctrica, líneas de flujo, de vapor, agua, de diluyente, gasoductos y oleoductos; para el caso de las facilidades de producción, incluyendo a las facilidades centrales de procesamiento de crudo (una por cada bloque de producción) y mejoradores para cada dos bloques.

²⁰ Estimaciones propias.



Para transportar los productos se necesitarán nuevos oleoductos y diluenductos (posiblemente compartidos, tal como se hizo en las instalaciones ahora existentes), patios de tanque y estaciones de re-bombeo, así como también nuevas facilidades para el despacho del crudo y de los sólidos (azufre y coque).

Toda esta infraestructura acarreará costos de inversión importantes, que requerirán de un flujo significativo de recursos económicos, los cuales provendrían del exterior en la mayoría de los casos por medio de los



convenios que se han establecido, donde las empresas extranjeras tendrán una participación igual o menor al 40%, pero deberán proveer los recursos necesarios (o los medios) para financiar la porción que corresponda a PDVSA en la ejecución de estos proyectos. En el Cuadro N° 8 se presenta un estimado de la inversión requerida para desarrollar cada una de las facilidades que integran a un bloque con capacidad para mejorar 400.000 BPD de crudo.

A la fecha, aparte de la firma de los acuerdos para manejar los bloques negociados para las áreas de Junín y Carabobo, se ha dado inicio a actividades de ingenierías conceptuales y básicas para el desarrollo de algunos bloques (ejemplo: PetroMacareo en el Bloque Junín 2), así como ya en otras, como las del Bloque Junín 6 están desarrollando las facilidades para producción temprana (50.000 BPD), y se ha comenzado a licitar la construcción de oleoductos y diluenductos para ampliar el transporte del crudo hacia Jose e incrementar la capacidad de patios de tanques, que se encuentran dentro del marco de inversiones (175 MM US\$) a realizar en el año 2010 por PDVSA²¹.

CUADRO N° 8
**ESTIMADO DE INVERSIÓN PARA DESARROLLAR
UN BLOQUE DE 400.000 BPD**

	Inversión MM US\$ (2010)
Perforación de pozos	3.200
Facilidades producción	13.000
Mejoradores	14.400
Infraestructura	1.750
Total aproximado	32.350

Aprovechando el mismo concepto que se usó para las asociaciones anteriores, cada proyecto comenzará una etapa temprana, produciendo

²¹ <http://venezuela-us.org/es>.

crudo diluido, que inicialmente será despachado hacia Jose, hasta que las facilidades de mejoramiento, transporte de sólidos e infraestructura restante para el despacho de crudo estén listas.

5.4. Demanda estimada de profesionales para los proyectos de los mejoradores futuros

Sobre la base de los proyectos desarrollados entre 1997 y 2005 y considerando que los próximos mejoradores serán desarrollados en tiempos similares, se ha realizado la extrapolación que se muestra en el Cuadro 9 para determinar cuántos profesionales en el área de ejecución de proyectos industriales son requeridos en Venezuela.

Considerando sólo los proyectos de los bloques Carabobo y Junín, se requiere la construcción de cuatro mejoradores, una refinería y las facilidades de producción asociadas, lo que implica un requerimiento máximo de 6.600 profesionales, esto sin contar los necesarios para la gestión de parte del dueño del proyecto, entre 8 y 10% de los profesionales, ni los proyectos conexos a los mejoradores.

CUADRO N° 9

ESTIMADO DE PROFESIONALES REQUERIDOS PARA UN PROYECTO EN LA FAJA DEL ORINOCO, CONSIDERANDO FACILIDADES DE PRODUCCIÓN Y MEJORAMIENTO DE CRUDO

Concepto	HH Totales	Requerimientos de profesionales (1)
Servicios profesionales directos	1.838.030	590
Ingeniería directa	778.570	270
Servicios profesionales subcontratos y terceros	306.274	166
Ingeniería de subcontratos y terceros	135.070	77
Total de HH de profesionales	3.057.944	1.104

Nota 1: Se están sumando los requerimientos máximos, considerando que son coincidentes.

Fuente: Cálculos propios. No incluye proyectos de servicios para las instalaciones, ni infraestructura.



Esto implica contar con, aproximadamente, 1.000 ingenieros de procesos, 2.150 ingenieros mecánicos (equipos y tuberías), 2.150 ingenieros civiles, 825 ingenieros electricistas. Esto sólo para los proyectos de producción y mejoramiento.

Un aspecto muy relevante para los nuevos proyectos de la Faja del Orinoco, es que los mejoradores deben ser ubicados en el eje Orinoco-Apure, lo cual requerirá de un número importante de proyectos de infraestructura para atender a las personas que construirán las instalaciones y las que posteriormente las operarán y mantendrán.

Estos proyectos: vialidad, transporte masivo de personas y carga, viviendas, acueductos, hospitales, escuelas, esparcimiento, etcétera, aunque no tienen la complejidad técnica de los mejoradores, también requieren de profesionales y técnicos para lograr una ejecución de calidad y eficiente.

En resumen, para poder ejecutar los proyectos de producción y mejoramiento en la Faja del Orinoco, en un esquema similar al desarrollado entre 1997 y 2005, Venezuela tendrá que disponer de aproximadamente 12.500 profesionales con experiencia y experticia en las áreas de diseño y ejecución de proyectos para la industria petrolera y para proyectos de infraestructura. A primera vista, no es un número impresionante, pero se debe considerar que estos proyectos estarán compitiendo por estos recursos con otros igualmente importantes, en las áreas de producción y manejo de gas natural, petroquímica, refinación de crudo, generación térmica de electricidad e infraestructura de vialidad y urbana.

5.5. Capacidad de ejecución de Venezuela

Ante esta demanda particular de profesionales y servicios, la pregunta obligada es: ¿cuál es la capacidad de Venezuela para satisfacer las necesidades de estos proyectos?

El análisis formal de este problema, desde el punto de vista de la oferta, no es fácil y se estima que no ha sido realizado para los nuevos proyectos de la Faja.

Ante este hecho se han tomado como referencia los resultados de un estudio realizado en 2006, en el cual se hace un análisis exhaustivo de las capacidades nacionales para atender los proyectos relacionados con la explotación del gas natural en la plataforma deltana²².

Considerando que la situación reflejada en el estudio se ha mantenido, en el Cuadro N° 10 se presenta un resumen de las estimaciones de capacidad de ejecución de Venezuela en actividades medulares de los nuevos proyectos de la Faja.

CUADRO N° 10

**VALORES DE REFERENCIA DE LA CAPACIDAD DE EJECUCIÓN DE VENEZUELA,
PARA LOS PROYECTOS DE LA FAJA DEL ORINOCO**

Actividad	Facilidades de producción (% del requerimiento)	Mejoradores de crudo y refinerías (% del requerimiento)
Ingeniería	73	51,1
Consultoría	75	59,6
Servicios integrados IPC	75	55,8
Estudios ambientales	86	72,1
Exploración	50	N/A
Construcción civil	96	72,6
Montaje electromecánico	N/D	78,4
Arranque y puesta en marcha	96,1	63,5
Total general ponderado	71,8	66,5

Nota: Cálculos propios.

Sobre la base de las premisas indicadas arriba, se puede estimar que Venezuela tiene una capacidad de ejecución entre 66 y 72% del capital

²² Consorcio BCA-Exceltec-Nexo, 2006.



humano requerido para atender los proyectos de la Faja, considerando el cálculo anterior en el cual se indica que se requieren 12.500 profesionales; esto implica que se tendrá que capacitar y/o importar el equivalente a la capacidad de trabajo de entre 3.500 y 4.200 profesionales.

Un hecho conocido es que para formar a estos profesionales se necesita instrucción, tiempo y dinero, por lo cual el Estado venezolano tiene que definir e implementar políticas claras y permanentes en este sentido lo antes posible, para la capacitación de estos profesionales o para regular una mayor participación de empresas internacionales en estos proyectos.

Adicionalmente, para lograr una participación del contenido nacional similar al alcanzado en el proyecto de Hamaca, se deben establecer políticas claras y de largo tiempo de vigencia para incentivar a emprendedores y gobierno a fabricar una parte importante de los materiales y equipos requeridos por los proyectos.

5.6. Aspectos económicos

Sin querer profundizar en un tema tan complejo como éste, para tener una idea de la magnitud de los requerimientos de capital que tendrán estas obras, se estima que para el desarrollo de un solo bloque con producción de 400.000 BPD (infraestructura, facilidades de producción y mejoradores) el costo sería superior a 32.000 MM US\$, y si se consideran los bloques que ya están en cartera o por asignarse, la inversión total requerida estará en el orden de 120.000 MM US\$²³.

Para poder manejar niveles de inversión como los mencionados, se tiene que desarrollar una “ingeniería financiera” que incluya uno o varios de los esquemas de financiamiento ya usados en las asociaciones estratégicas, tales como financiamiento del proyecto a través de su desempeño esperado, financiamiento de organismos multilaterales, financiamiento a través de las agencias de exportación de los países con la tecnología

²³ <http://venezuela-us.org/es>.



requerida para los equipos a ser instalados en los proyectos, inversión directa de los socios de las empresas mixtas, etcétera.

En esta área, la creatividad para confeccionar un esquema de financiamiento factible, que sea de interés para los poseedores de capital, será muy importante, ya que la factibilidad financiera de estos proyectos será un elemento de gran peso para seguir adelante con los mismos.

En lo relativo al requerimiento de materiales, estos proyectos demandarán grandes cantidades de insumos para la construcción, tales como acero y cemento, cuya producción se encuentra limitada, y al concurrir todos en el tiempo deberán competir entre sí. Adicionalmente, si recurrimos a los mercados internacionales, las economías emergentes, entre las cuales se cuentan China, India, otros países asiáticos y del Medio Oriente, serán competidores por estos materiales, lo cual impondrá restricciones en su disponibilidad y por lo tanto se requerirá de estrategias adecuadas, mucha logística y compras tempranas para asegurar que éstos se materialicen en el tiempo programado.

Otro hecho importante lo será la generación a tiempo de infraestructura adecuada y la creación temprana de áreas y servicios que permitan el alojamiento y suministro de servicios adecuados para el contingente humano que laborará en estas obras, pues los centros poblados con servicios e instalaciones adecuados se encontrarán distantes de las áreas de trabajo.

Una restricción que se impone de hecho, será la contratación de mano de obra calificada y su disponibilidad en estas áreas, que son esencialmente despobladas y, en el mejor de los casos, rurales, con lo cual será difícil lograr conseguir el personal idóneo y habrá necesidad de importarlo de otras zonas.

No obstante lo antedicho y como se mencionó en secciones anteriores, se ganó experiencia en el manejo de este tipo de situaciones durante la construcción de las facilidades existentes, sobre las cuales no deben soslayarse las lecciones aprendidas.



6. Conclusiones

Como resultado del trabajo de investigación, se puede concluir:

- La materialización de la ejecución de estos proyectos y el consiguiente incremento de la producción en la Faja del Orinoco son una necesidad para Venezuela, ya que el desarrollo del país en el mediano y largo plazo será impulsado por los ingresos que se logren de una gestión adecuada de los recursos que provengan de esta explotación, que ya tiene un retraso de más de diez años.
- La capacidad de ejecución actual de Venezuela para enfrentar estos proyectos en los próximos diez años no es suficiente para alcanzar niveles de participación como los logrados en los proyectos existentes, tanto desde el punto de vista de profesionales capacitados como de capacidad de fabricación de equipos y materiales.
- Las empresas de consultoría y construcción de Venezuela deben iniciar un trabajo intenso con las universidades y centros de investigación nacionales para lograr disminuir la brecha entre lo requerido por estos proyectos y lo que está y estará disponible a lo largo del desarrollo de los mismos, de manera que el país gane y aproveche, maximizando la utilización de recursos locales, como ya lo hizo con las asociaciones existentes, el conocimiento resultante de la ejecución de proyectos de tan importante envergadura y que dejaron ya en el pasado, a un importante contingente de recursos formados en el área.



Referencias

- BOTTOME, Robert (2005). "El 'nuevo' plan de PDVSA: Castillos en el aire y otras fantasías", *VenEconomía*, Vol. 22, Nº 12, septiembre.
- CEDEÑO, Humberto (2008). "Venezuelan Extra Heavy Oil – An Alternative to High Energy Prices. The Largest Oil Reserve Worldwide Waiting for a Take-Off to Meet the 21st Century's Growing Energy Demand". Berlín: Südwestdeutscher Verlag für Hochschulschriften Aktiengesellschaft & Co. KG.
- CONSORCIO BCA-EXCELTEC-NEXO (2006). Estudio para evaluar y cuantificar las capacidades nacionales y la participación nacional en proyectos Gasíferos, rev. C, 22 de septiembre.
- DUSSEAULT, Maurice B. (2001). Heavy Oil Resources of the Orinoco Belt. Venezuela: <http://www.geology.com>.
- HEDBERG, H.D.; L.C. Sass y H.J. Funkhouser (1947). "Oil fields of the greater Oficina área central Anzoátegui, Venezuela". *Amer. Assoc. Petról. Geol. Bull.*, 31(12): 1089-2169.
- PEZZELLA ABILAHOU, Silvana (1998). "Ameriven: El cuarto mosquetero de la faja". *VenEconomía - Hemeroteca*.
- PDVSA. *Plan Estratégico 2006-2012*.
- SOLARI, Bruno (2006). *Curso de producción de crudos pesados y extrapesados*. Caracas: INELECTRA.
- USGS (2009). *An Estimate of Recoverable Heavy Oil Resources of the Orinoco Oil Belt*, Venezuela.