

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**MATRIZ DE EVALUACIÓN INTEGRAL PARA PROPUESTAS DE
MASIFICACIÓN DE TECNOLOGÍAS EN LA FAJA PETROLÍFERA DEL
ORINOCO**

Presentado ante la ilustre
Universidad Central de Venezuela

Por el Br. Luigi A. García F.

Para optar por el Título de
Ingeniero de Petróleo

Caracas, Octubre de 2015

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

MATRIZ DE EVALUACIÓN INTEGRAL PARA PROPUESTAS DE MASIFICACIÓN DE TECNOLOGÍAS EN LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO

Tutor Académico: Ing. Adriana Zambrano

Tutor Industrial: Ing. Eylyn Ulacio

Presentado ante la ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Br. Luigi A. García F.
Para optar por el Título de
Ingeniero de Petróleo

Caracas, Octubre de 2015

ACTA DE APROBACIÓN

Caracas, Noviembre 2015

Los abajo firmantes miembros del jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería de Petróleo, para evaluar el Trabajo especial de grado presentado por el Bachiller Luigi García, titulado:

“MATRIZ DE EVALUACIÓN INTEGRAL PARA PROPUESTAS DE MASIFICACIÓN DE TECNOLOGÍAS EN LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO”

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero de Petróleo, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran **APROBADO**.

Prof. Edgar Cotte

Jurado

Prof. René Rojas

Jurado

Prof. Adriana Zambrano

Tutor Académico

AGRADECIMIENTOS

A Dios.

A la Universidad Central de Venezuela por ser la casa de estudio que me permitió formarme como Ingeniero de Petróleo.

A todos sus profesores, quienes velan por nuestro desarrollo integral dentro y fuera de las aulas.

A mis tutoras, Zambrano Adriana y Ulacio Eylyn quienes guiaron este trabajo para su mejor desarrollo.

A mis padres, Nunzia y Alejandro por darme la vida y enseñarme de una u otra forma a dar lo mejor de mí.

A mi familia, motor motivacional y ejemplo a seguir. En especial a mis tías Silvana y María Teresa, por contagiarme su disciplina y ganas de querer hacer las cosas bien.

A mi tío José por ser como un padre para mí, dándome buenos consejos.

A mis amigos, esa familia que uno escoge y con la que uno puede contar en todo momento.

A Luis Sardi y Pedro De Los Santos quienes me han acompañado a lo largo de mi formación académica desde el colegio y siempre me brindaron su apoyo incondicional.

A María Fernanda quién fue mi apoyo durante esta recta final, ayudándome en todo momento y motivándome para lograr este objetivo.

A Luis Salazar que se ha vuelto como un hermano para mí, por todo su apoyo.

Luigi A. García F.

**MATRIZ DE EVALUACIÓN INTEGRAL PARA PROPUESTAS DE
MASIFICACIÓN DE TECNOLOGÍAS EN LA FAJA PETROLÍFERA DEL
ORINOCO**

**Tutor Académico: Ing. Adriana Zambrano. Tutor Industrial: Ing. Eylyn Ulacio.
Trabajo Especial de Grado. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de
Ingeniería de Petróleo. 2015, n° 160 págs.**

Palabras clave: Proyecto piloto, Recuperación mejorada, Ejecución de proyectos, Matriz de evaluación, Faja Petrolífera del Orinoco.

Resumen: Para aplicar una tecnología de Recuperación Mejorada (RM) en un área específica es necesario hacer los estudios pertinentes de factibilidad técnica y económica. Dichos estudios se deben someter a evaluación ante el Ministerio de Petróleo y Minería (MPetroMin), responsable del seguimiento de proyectos de Recuperación Mejorada, así como de dictar las políticas necesarias para la aprobación de los mismos. El MPetroMin no cuenta con ninguna herramienta para evaluar el grado de definición de proyectos, es por esto que el objetivo principal de esta investigación fue diseñar una matriz de evaluación integral para propuestas de masificación de tecnologías en la FPO. La matriz se diseñó con el propósito de poder evaluar todos los elementos que están involucrados en la ejecución de un proyecto de Recuperación Mejorada, proporcionando de una manera rápida y sencilla, el grado de definición del alcance del proyecto. Esta herramienta se construyó sobre la base de la herramienta conocida como Project Definition Rating Index (PDRI) desarrollada por el Construction Industry Institute (CII). Para lograr este objetivo, la investigación se enmarcó dentro del tipo de Proyecto Factible, que incluyó tanto una parte de Investigación Documental, en donde se hizo una revisión de la literatura existente acerca del tema y de las distintas herramientas disponibles para medir el grado de definición del proyecto; como otra de Investigación de Campo, en donde a través de un cuestionario semi-estructurado, se consultó la opinión de expertos en el área con el fin de determinar el peso que debían tener las categorías que conforman la matriz de evaluación. Se programó en Excel, para proporcionar una herramienta automatizada, práctica y de fácil uso. Lo que pretende esta investigación es apoyar en la decisión de la aprobación de la masificación de alguna tecnología de recuperación mejorada en la Faja Petrolífera del Orinoco.

ÍNDICE

AGRADECIMIENTOS	III
ÍNDICE	VI
ÍNDICE DE FIGURAS.....	IX
ÍNDICE DE TABLAS	XI
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I.....	4
DELIMITACIÓN DEL PROBLEMA	4
1.1. Planteamiento del problema	4
1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN	5
1.2.1 Objetivo General.....	5
1.2.2 Objetivos Específicos	5
1.3 JUSTIFICACIÓN.....	6
1.4 ALCANCE	7
1.5 LIMITACIONES.....	7
CAPÍTULO II	8
MARCO TEÓRICO.....	8
2.1. ANTECEDENTES.....	8
2.2. BASES TEÓRICAS	9
2.2.1. FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO	9
2.2.2. MECANISMOS DE RECUPERACIÓN PRIMARIA	17
2.2.3. RECUPERACIÓN MEJORADA (EOR)	19
2.2.4. PRUEBAS PILOTO	33
2.2.5. EJECUCIÓN DE PROYECTOS	57
2.3. BASES LEGALES.....	81
CAPÍTULO III.....	90
MARCO METODOLÓGICO.....	90
3.1. TIPO DE INVESTIGACIÓN.....	90
3.2. DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN.....	90
3.3. POBLACIÓN Y MUESTRA	91

3.4. TÉCNICAS DE RECOLECCIÓN DE DATOS.....	92
3.5. CONSIDERACIONES ÉTICAS Y LEGALES	93
3.6. DISEÑO DE EJECUCIÓN	93
3.7. FLUJO DE TRABAJO PROPUESTO.....	94
3.8. CONSTRUCCIÓN DE LA MATRIZ DE EVALUACIÓN	95
3.8.1. CATEGORIAS Y ELEMENTOS A MEDIR EN LA MATRIZ DE EVALUACIÓN	96
3.8.2. PONDERACIÓN DE LAS CATEGORÍAS.....	98
3.8.3. GRADO DE PRIORIDAD DE LOS ELEMENTOS	99
3.8.4. MÉTODO PARA EL CÁLCULO DE LOS NIVELES DE DEFINICIÓN	100
3.8.5. ESCALA DE DEFINICIÓN.....	101
3.8.6. DESCRIPCIÓN DE LOS ELEMENTOS QUE CONFORMAN LA MATRIZ	102
3.8.7. MATRICES ASOCIADAS	102
3.9. METODOLOGÍA PARA EL USO CORRECTO DE LA MATRIZ DE EVALUACIÓN.....	106
3.9.1. INSTRUCTIVO DE LLENADO DE LA MATRIZ DE EVALUACIÓN	107
CAPITULO IV	112
ANÁLISIS DE RESULTADOS	112
4.1. RESULTADOS DE LAS ENCUESTAS	112
4.2. INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS DE LA MATRIZ.....	119
CAPÍTULO V	121
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	121
5.1 CONCLUSIONES.....	121
5.2 RECOMENDACIONES	122
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	124
BIBLIOGRAFÍA.....	128
ANEXO A.....	133
MATRIZ DE EVALUACIÓN A PROPUESTAS DE MASIFICACIÓN DE TECNOLOGÍAS EN LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO	133
ANEXO B.....	144

MODELO DE ENCUESTA	144
ANEXO C	149
DESCRIPCIÓN DE LOS ELEMENTOS QUE CONFORMAN LA MATRIZ DE EVALUACIÓN.....	149

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Áreas de la Faja Petrolífera del Orinoco.	11
Figura 2: Empresas mixtas constituidas en la FPO	13
Figura 3: Incorporación de reservas secundarias a la FPO	16
Figura 4: Casos para la aplicación comercial de un proceso de Recuperación Mejorada	21
Figura 5: Madurez de las tecnologías de recuperación de crudo	29
Figura 6: Proceso por etapas para el desarrollo y evaluación de proyectos EOR	34
Figura 7: Metodología para la definición de áreas de evaluación	38
Figura 8: Arreglo de pozos en pilotos productores	42
Figura 9: Arreglo de pozos en pilotos no productores	43
Figura 10: Esquema del procedimiento para simular procesos de RM	49
Figura 11: Matriz de incertidumbre para la jerarquización de variables críticas en proyectos piloto	51
Figura 12: Metas de cada Fase	59
Figura 13: Esquema del documento de soporte para la toma de decisión (DSD)	60
Figura 14: Objetivos de la fase Visualizar	61
Figura 15: Objetivos de la Fase Conceptualización	64
Figura 16: Objetivos de la Fase Definición	67
Figura 17: Matriz de probabilidad e impacto.....	76
Figura 18: Referencia de Matriz de Riesgos de proyectos	76
Figura 19: Diseño de ejecución de la investigación	94
Figura 20: Flujo de trabajo propuesto previo al uso de la Matriz de evaluación.....	94
Figura 21: Ficha Datos Generales del Proyecto.....	107
Figura 22: Instructivo de llenado de la Matriz principal	108
Figura 23: Instructivo para evaluar elementos que tienen una matriz asociada	109
Figura 24: Submatrices para el elemento C1. Evaluación de la tecnología.....	109
Figura 25: Resultado de la submatriz	110
Figura 26: Botón “BORRAR DATOS” para limpiar la Matriz.....	110

Figura 27: Resultado de la Matriz de evaluación	111
Figura 28: Gráfico de torta de los puntajes de cada categoría de la Matriz de Evaluación.....	119
Figura 29: Matriz de evaluación integral de propuestas de masificación de tecnologías de Recuperación Mejorada	134
Figura 30: Matriz asociada al elemento B1. Resultados del Proyecto Piloto	139
Figura 31: Matriz asociada al elemento B7. Documento de soporte de Decisión ...	140
Figura 32: Matriz asociada al elemento C1. Evaluación de la tecnología para métodos térmicos.	141
Figura 33: Matriz asociada al elemento C1. Evaluación de la tecnología para métodos químicos.....	142
Figura 34: Matriz asociada al elemento D6. Matriz de Riesgo del Proyecto.	143

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Principales características de los bloques de la Faja Petrolífera del Orinoco	12
Tabla 2: Tipos de Reservas según Ministerio del Poder Popular para la Energía y el Petróleo	14
Tabla 3: Ubicaciones Típicas y Tiempos de Recolección de los Datos de las Pruebas Pilotos.....	41
Tabla 4: Pruebas de laboratorio para procesos de recuperación mejorada*	44
Tabla 5: Parámetros críticos de acuerdo al tipo de proceso	46
Tabla 6: Elementos de la Matriz de Evaluación	97
Tabla 7: Puntaje de las categorías por defecto	99
Tabla 8: Escala de Definición	101
Tabla 9: Elementos que constituyen la Sub Matriz “Resultados del Proyecto Piloto”	103
Tabla 10: Elementos que constituyen la Sub Matriz “Evaluación de la tecnología”	104
Tabla 11: Elementos que constituyen la Sub Matriz “Matriz de riesgos del proyecto”	105
Tabla 12: Elementos que constituyen la Sub Matriz “Matriz de riesgos del proyecto”	106
Tabla 13: Resultados para la categoría Bases y Justificación del Proyecto	113
Tabla 14: Resultados para la categoría Estudios Preliminares	114
Tabla 15: Resultados para la categoría Viabilidad Técnico y Económica.....	115
Tabla 16: Resultados para la categoría Plan de Ejecución del Proyecto	116
Tabla 17: Resultados para la categoría Factores Externos.....	117
Tabla 18: Puntaje promedio para cada categoría según encuestas.....	118
Tabla 19: Puntaje de las categorías en base 1000 y su valor aproximado	118

INTRODUCCIÓN

La Faja Petrolífera del Orinoco (FPO) constituye una enorme fuente de recursos energéticos en Venezuela, sin embargo, el crudo que se encuentra en la misma se clasifica como pesado y extrapesado, es decir, de muy poca o ninguna movilidad. Para poder extraer este tipo de crudo es necesario, en algunos casos, implementar tecnologías de recuperación mejorada, bastante complejas y costosas, por lo cual se requiere garantizar la confiabilidad de su aplicación.

En la historia de la FPO no se han implantado tecnologías de recuperación mejorada a gran escala, pero si se han realizado varios proyectos piloto de inyección de vapor. Uno de los primeros proyectos exitosos de la FPO con la aplicación de inyección continua de vapor (ICV) fue en el campo Jobo, al sur del estado Monagas, el cual tuvo una duración de ocho años y se logró alcanzar un factor de recobro de cuarenta y tres por ciento (43%) con una relación petróleo extra vapor de 0,6 bls/ton. En el campo Cerro Negro, actual Carabobo, se desarrolló un proyecto piloto de ICV en el que se empleó un patrón de inyección triangular logrando un incremento en la tasa de producción de petróleo en veintisiete por ciento (27%).

El Proyecto Magna Reserva, se inició en junio del 2005 con el propósito de cuantificar y certificar las reservas de crudo, ya para el año 2013 Venezuela se posicionó como el país con mayores reservas probadas de crudo, sumando a las reservas existentes un total de 259460 millones de barriles (MMB), para dar un total de 298299 MMB ⁽¹⁾, tomando en cuenta un Factor de Recobro promedio para toda la FPO del veinte por ciento (20%), el cual debe ser alcanzado con la apropiada masificación de tecnologías de recuperación mejorada. Para asegurar el desarrollo de la FPO Petróleos de Venezuela S.A (PDVSA) diseñó un plan estratégico llamado Plan Siembra Petrolera el cual se fundamenta sobre los lineamientos contenidos en el Plan de la Patria. Dentro de las metas para el 2019 según el Plan Siembra Petrolera 2013 – 2019 ⁽¹⁾ resalta incrementar el nivel de producción de crudo a 6.000 MBD, de los cuales 4.000 MBD provendrán de la Faja Petrolífera del Orinoco a través de los

nuevos desarrollos, éstos nuevos desarrollos contemplan en su esquema contractual la masificación de tecnologías de recuperación mejorada, a fin de garantizar la máxima recuperación de reservas existentes en el subsuelo.

Es por esto, que el estudio de nuevos métodos de recuperación mejorada por parte de las empresas que se encuentran en la FPO, para aumentar el factor de recobro en yacimientos de crudo pesado y extrapesado ha adquirido tanta importancia. Se prevé que los métodos de recuperación mejorada de mayor eficiencia en la FPO son en su mayoría procesos térmicos como Inyección Alterna o Continua de Vapor (IAV o ICV), Combustión En-Situ (CIS), Inyección de Agua Caliente, Segregación Gravitacional Asistida por Vapor (SAGD), Conducción Alterna Horizontal de Vapor (HASD), Calentamiento Eléctrico en Fondo (CEF), entre otros.

En el caso de la Faja Petrolífera del Orinoco los campos en desarrollo han demostrado la alta heterogeneidad de sus yacimientos y a pesar de tener herramientas satisfactorias para la correcta caracterización de los yacimientos se ha presumido por años que para masificar tecnologías es necesario contar de al menos pruebas piloto a escala de laboratorio, sin embargo para establecer esquemas operacionales se establece que es necesario la ejecución de pruebas piloto a nivel de campo en las áreas donde se pretende realizar la masificación de las tecnologías para alcanzar los mayores factores de recobro.

El Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería (MPetroMin) a través de su Dirección de Producción y Conservación del Petróleo (DPCP) tiene la atribución de evaluar y aprobar proyectos piloto, siguiendo sus normativas internas, en base a lo establecido en el Artículo 8 de La Ley Orgánica de Hidrocarburos. La implantación de los proyectos a una mayor escala se justifican y solicitan en los Planes Desarrollo que se someten ante éste Ministerio, a pesar de que en Venezuela se han ejecutado de manera satisfactoria tanto en el occidente como en el oriente del país pruebas piloto para comprobar tecnologías, el Ministerio no posee un instrumento que permita evaluar los resultados de las pruebas y los argumentos técnico económicos que permitan autorizar la implantación de tecnologías a una escala comercial en el marco

del plan de negocios de las áreas o negocios donde se desea implantar tales aplicaciones tecnológicas.

Para que los proyectos de recuperación mejorada sean masificados, además de las condiciones inherentes a las propiedades de los yacimientos, los mismos deben cumplir una serie de requisitos tales como; ejecución de proyectos, planificación, disponibilidad financiera, construcción de la infraestructura requerida, y la consecuente comercialidad de los mismos. Todos los aspectos anteriores deben ser evaluados y demostrados ante la máxima autoridad de administración de hidrocarburos para así garantizar el éxito de la aplicación de tecnología y gerenciar adecuadamente los activos del recurso de hidrocarburo de la Nación.

Por consiguiente, este trabajo ofrece elaborar una matriz de evaluación automatizada que permita apoyar en la autorización de la aplicación de un proyecto piloto para la recuperación mejorada de crudo, así como la evaluación posterior de los resultados de la misma y los parámetros de control necesarios que debe disponerse por tecnología, a fin de asegurar la viabilidad de los métodos en la fase de desarrollo del campo que hayan sido recomendados durante la fase de las pruebas.

CAPÍTULO I

DELIMITACIÓN DEL PROBLEMA

1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Una de las razones más importantes que justifican la realización de un proyecto piloto, es utilizar la información obtenida durante su evaluación para decidir sobre el comienzo del proyecto comercial y cómo se debe llevar a cabo este tipo de proyecto, ya que culminado dicho proyecto piloto, lo que se pretende, es la aplicación de la tecnología a una escala mayor una vez comprobada la factibilidad técnico económica de la misma, considerando el futuro comportamiento de los yacimientos, así como el plan operativo para la construcción de la infraestructura de producción y transporte, impacto ambiental, recursos energéticos requeridos entre otros tantos factores que involucran llevar a cabo una masificación.

La Dirección de Producción y Conservación de Petróleo, perteneciente al Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería (MPetroMin), es responsable del seguimiento de proyectos de recuperación mejorada y aplicación de tecnologías, así como dictar las políticas necesarias para la aprobación de los mismos y su posterior masificación a escala comercial o de campo. Para que puedan ser autorizados los proyectos piloto a una escala comercial en el campo, los resultados de las pruebas deben ser evaluados y presentados ante el Ministerio comprobando que los resultados de los mismos son suficientes para asegurar su aplicabilidad, los resultados y sus recomendaciones son la base fundamental para realizar las ingenierías y estudios necesarios que aseguren la viabilidad, entre los estudios deben considerarse los aspectos de evaluación de yacimientos, infraestructura de producción, tratamiento, transporte, recursos energéticos, plan de inversiones, plan de producción e impacto ambiental entre otros.

En la actualidad, el MPetroMin no cuenta con un instrumento que le permita evaluar los resultados de las pruebas piloto, así como las ingenierías y estudios necesarios que aseguren la factibilidad de masificación de una tecnología dada y así aprobar la implantación de dicha tecnología a mayor escala. Considerando que en la actualidad se están diseñando políticas para la explotación de nuevos desarrollos en la Faja Petrolífera del Orinoco, se hace necesario diseñar una matriz de evaluación que permita al Ministerio analizar la robustez de la documentación y estudios sometidos por las empresas operadoras que pretenden solicitar autorización para la implantación los planes de desarrollo y así emitir recomendaciones de mejora como realizar una verificación de los documentos sometidos para la respectiva gestión de la permisería necesaria.

1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.2.1 OBJETIVO GENERAL

- Diseñar una matriz de evaluación integral para propuestas de masificación de tecnologías en la Faja Petrolífera del Orinoco.

1.2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Recopilar información acerca de las mejores prácticas y lecciones aprendidas de proyectos de Recuperación Mejorada a través de libros, artículos, documentos, entre otros, apoyado por el MPPPM.
- Establecer los aspectos técnicos y económicos claves que deben evaluarse producto del análisis de resultados de un proyecto piloto tales como respuesta de los yacimientos, esquemas de producción, monitoreo de la información, impacto ambiental, recursos energéticos requeridos, mecanismos de levantamiento y transporte, impacto ambiental, entre otros.

- Tomar como referencia matrices de riesgo aplicadas en proyectos de Recuperación Mejorada y adaptarlas a la Faja Petrolífera del Orinoco.
- Incorporar las metodologías que utiliza PDVSA para la ejecución de proyectos en la matriz automatizada a diseñar.
- Proponer una metodología que permita evaluar integralmente los proyectos piloto de recuperación mejorada para su masificación en la FPO.
- Desarrollar una matriz automatizada que apoye en la autorización por parte del MPPPM para la masificación de proyectos piloto, considerando la calidad de la documentación técnica consignada.

1.3 JUSTIFICACIÓN

El Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería a través de la Dirección de Producción y Conservación de Petróleo, entre sus atribuciones se encuentra la evaluación y seguimiento de proyectos de recuperación mejorada, y dentro de sus competencias: “Estudiar y evaluar los proyectos de inversión y los programas de desarrollo en exploración y producción de impacto Nacional”. El objetivo de esta dirección es proteger el recurso no renovable y obtener los mejores beneficios para la Nación.

Entre los lineamientos que se han dictado para los nuevos desarrollos de la Faja Petrolífera del Orinoco se encuentra el de contemplar dentro de su plan de desarrollo la incorporación de tecnologías que permitan maximizar los factores de recobro durante la vida útil de los campos, para ello el Ministerio debe disponer de instrumentos eficientes que permitan evaluar los resultados de las pruebas piloto y las propuestas de masificación de tecnologías de recuperación mejorada.

Para la fecha el MpetroMin no cuenta con una herramienta que permita evaluar el grado de definición de proyectos de recuperación mejorada que pretenden ser masificados en la FPO, por tal razón se requiere que se diseñe una herramienta automatizada que permita evaluar todos los aspectos técnicos y económicos involucrados en dichos proyectos.

1.4 ALCANCE

Los resultados del trabajo serán utilizados para la evaluación de propuestas de masificación de proyectos RM sometidas ante el MPetroMin, por distintas operadoras en el área de crudo pesado y extra pesado de la Faja Petrolífera del Orinoco para la masificación de pruebas piloto a escala comercial. La herramienta será ejecutada por un grupo selecto de la DPCP.

1.5 LIMITACIONES

Debido a que en la Faja Petrolífera del Orinoco no se ha llevado a cabo la masificación de proyectos de recuperación mejorada, no se cuenta con un antecedente que demuestre la factibilidad técnico económica de un proyecto de este tipo, además se cuenta con muy pocos proyectos piloto realizados en esta área, se prevé que la información proveniente de las Direcciones Regionales sea una limitante en cuanto a disponibilidad, accesibilidad y confidencialidad de la misma. Por otra parte, no hay un protocolo escrito que defina la metodología que se ha seguido históricamente para la aprobación de masificación de tecnologías que hayan sido previamente probadas en proyectos piloto.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1. ANTECEDENTES

El principal antecedente de esta investigación lo constituye el Trabajo Especial de Grado desarrollado por Mónica Villalobos en el año 2002, titulado Adaptación del PDRI para Proyectos IPC en la Industria Petrolera ⁽²⁾.

En su trabajo, Villalobos desarrolló un modelo para la determinación del grado de definición de los proyectos IPC en la Industria Petrolera, basado en el PDRI para Proyectos Ambientales (EM-PDRI). Así mismo, tomó en consideración algunos elementos de las otras dos versiones existentes del PDRI, ambas desarrolladas por el Construction Industry Institute (CII), y que son el PDRI para Proyectos Industriales y el PDRI para Proyectos de Edificaciones. En base al juicio de expertos consultados, y a la revisión de la literatura existente, Villalobos logró desarrollar una versión del PDRI que tomaba en cuenta las características propias de los proyectos IPC para la industria petrolera, los cuales ponderó de acuerdo a su importancia e impacto sobre el desempeño global del proyecto, para luego validarlo aplicándolo a un proyecto real.

Entre las conclusiones más resaltantes del trabajo realizado por Villalobos (2002), se encuentra lo que el mismo CII estableció al momento de desarrollar la primera de las herramientas, el PDRI para proyectos Industriales, y que no es más que el PDRI puede ser adaptado a casi cualquier tipo de proyecto, grande o pequeño, simplemente haciendo un estudio cuidadoso de las variables y elementos más importantes en cada caso y ajustando los índices y puntuaciones correspondientes.

En la misma línea de investigación, Sebastián Celis en su Trabajo Especial de Grado del año 2014, titulado Metodología para evaluar la factibilidad de aplicar proyectos pilotos de recuperación térmica en la Faja Petrolífera del Orinoco ⁽³⁾, formuló una

metodología para evaluar el grado de definición del proyecto, utilizando una lista propuesta de elementos necesarios para el diseño de cualquier prueba piloto de recuperación mejorada. Se consideraron dieciséis (16) elementos principales y a su vez cada elemento cuenta con una serie de información que debe estar descrita en el proyecto, afirmando que en un proyecto donde estén bien definidos dichos elementos, se puede asegurar la factibilidad de aplicación del proyecto. Entre las recomendaciones del trabajo desarrollado por Celis (2014), se encuentra la siguiente: “Jerarquizar dentro de la lista de información creada, cuales son los elementos más importantes que estén bien definidos y cuáles son los menos importantes, para establecer pesos específicos distintos dentro del modelo de evaluación y obtener resultados más confiables y precisos. Una buena manera sería realizar encuestas a Ingenieros especialistas en Recuperación Mejorada de Hidrocarburo (RMH) de distintas empresas, donde asignen un puntaje de importancia a cada elemento según su experiencia, para luego hacer un promedio y establecer la ponderación de cada elemento” (p. 152), y que, como se ha explicado anteriormente, es uno de los objetivos del presente trabajo de investigación.

2.2. BASES TEÓRICAS

2.2.1. FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO

2.2.1.1. HISTORIA

Entre los años 1939 a 1954 se llevó a cabo un período intenso en la búsqueda de hidrocarburos y desarrollo de la industria en la cuenca oriental de Venezuela. Durante ese período y hasta 1973, el precio al cual se vendía el petróleo era muy bajo, lo cual determinó que la exploración estuviera dirigida a aquellos crudos de extracción económica rentable. En los campos situados en la cuenca occidental, donde los volúmenes de petróleo liviano localizados justificaban el desarrollo de una amplia

estructura, se inició primero la explotación de crudos pesados, ya que los mismos podían ser diluidos en cierta proporción con crudos livianos para obtener un crudo cuyo manejo y transporte permitía su comercialización con márgenes de ganancias aceptables. La Canoa-1 fue el primer pozo perforado en la Faja del Orinoco, el 07 de enero de 1936 por la Standard Oil Venezuela. Se realizaron varios estudios delineando una extensa región al sur de la cuenca y en una extensa franja al norte y paralela al río Orinoco, la cual fue llamada Faja Bituminosa del Orinoco. La denominación de Bituminosa se originó en el hecho de que los registros e informes de pozos elaborados por empresas petroleras solo indicaban la presencia de Bitumen. Posteriormente, al comprobarse que los hidrocarburos presentes aun cuando eran de alta viscosidad, eran líquidos se cambió su nombre a Faja Petrolífera del Orinoco ⁽⁴⁾.

Otros pozos descubridores fueron: Suata-1; descubridor del área principal de producción San Diego, Cerro Negro-1; descubridor del área principal de producción Cerro Negro, Iguana-1; descubridor del área principal de producción Zuata, El Machete-1; descubridor del área principal de producción Machete, Hamaca-1; descubridor del área principal de producción Hamaca. En la historia reciente los campos de la Faja Petrolífera del Orinoco, Machete, Zuata, Hamaca y Cerro Negro fueron rebautizados como Boyacá, Junín, Ayacucho, y Carabobo.

2.2.1.2. CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS

La Faja del Orinoco se encuentra ubicada en la parte Sur de la Cuenca Oriental de Venezuela y al Norte del río Orinoco. Abarca una extensión de 55.314 km² comprendida entre los Estados Guárico, Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro. La Faja del Orinoco corresponde a un sistema deltaico que genéricamente tuvo su origen en los sistemas fluviales del Macizo Guayanés. La plataforma que se conoce con el nombre de la Faja Petrolífera del Orinoco no presenta plegamientos importantes, solo

deformaciones de poca importancia que han dado origen a declives menores y está representada por un homoclinal fallado con buzamiento suave hacia el Norte.

La columna sedimentaria está representada por tres ciclos; el primero se depositó discordantemente sobre el Macizo Guayanés y contiene arenas de granos gruesos pertenecientes al Paleozoico Superior, el siguiente corresponde a una trasgresión marina ocurrida en el Cretáceo y se caracteriza por areniscas delgadas con intercalaciones de lutitas en ambientes marinos de poca profundidad. El último ciclo se formó después de retirarse el mar dando origen a formaciones transgresivas del Terciario ⁽⁴⁾.

La FPO puede definirse estratigráficamente como una secuencia de rocas sedimentarias que aumentan su grosor y buzando hacia el norte reposando sobre un basamento de origen ígneo-metamórfico de edad Precámbrica.

2.2.1.3. ÁREAS DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO

La Faja Petrolífera del Orinoco comprende cuatro grandes áreas de crudos pesados y extrapesados, denominadas Boyacá (antiguamente conocida como Machete), Junín (antes Zuata), Ayacucho (antigua Hamaca) y Carabobo (antes Cerro Negro). El área actual en exploración es de 11.593 Km².



Figura 1: Áreas de la Faja Petrolífera del Orinoco ⁽⁵⁾.

2.2.1.4. CARACTERÍSTICAS DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO

La Faja Petrolífera del Orinoco presenta distintas características en sus 4 bloques, debido a la heterogeneidad de su geología las características Roca-Fluido no son iguales para toda la Faja, en la Tabla 1 se tienen las principales características de los reservorios divididos por bloques, y otros datos importantes.

Tabla 1: Principales características de los bloques de la Faja Petrolífera del Orinoco ⁽⁵⁾.

CARACTERÍSTICAS	BOYACÁ (MACHETE)	JUNÍN (ZUATA)	AYACUCHO (HAMACA)	CARABOBO (CERRO NEGRO)
Extensión Aproximada [Km ²]	23.610	14.580	11.300	2.311
Ubicación	Guárico	Guárico, Anzoátegui	Anzoátegui, Monagas	Anzoátegui, Monagas
POES Estimado [MMMBLS]	489	557	87	227
Presión inicial del yacimiento [Lpc]	690 – 1.520	230 – 1.750	530 – 1.500	671 – 1.550
Temperatura [°F]	100 - 125	98 - 170	111 - 150	108 - 132
Permeabilidad absoluta [D]	1 - 10	0,8 - 12	1 - 10	6 - 10
Saturación inicial de agua	30%	20%	18%	18%
Saturación inicial de petróleo	75%	75%	80%	82%
Porosidad promedio	30%	33%	32,5%	32%
RGP [PCN/BN]	60	58 - 200	30 - 160	66 – 155
Boi [BY/BN]	1,05	1,05	1,056	1,051
Rango de profundidad [PIES]	500 - 14.300	253 – 2.500	500 – 3.000	1.400 – 3.500

Rango de espesores de arena [PIES]	10 – 259	15 - 350	10 - 250	20 - 200
Rango °API	4 – 15	6 - 12	8 - 12	6 -10
Rango de viscosidades [cP]	500 – 67.500	5.000 – 50.000	1.000 – 8.500	1.700 - $\geq$ 25.000

2.2.1.5. SITUACIÓN ACTUAL

La mayor parte de las reservas de crudos pesados y extrapesados del país están concentradas en la Faja Petrolífera del Orinoco con unas reservas probadas de 259.460 MMB de crudo que incluye los bloques de Ayacucho, Boyacá, Carabobo y Junín, las cuales para su explotación la Corporación ha desarrollo un plan de Negocios, mediante el cual se busca incorporar 4.073 MBPD para el 2019 incluyendo los Nuevos Desarrollos de la FPO. En la figura 2 se muestran las 12 empresas mixtas constituidas en la FPO y en que bloques se encuentran ubicados.

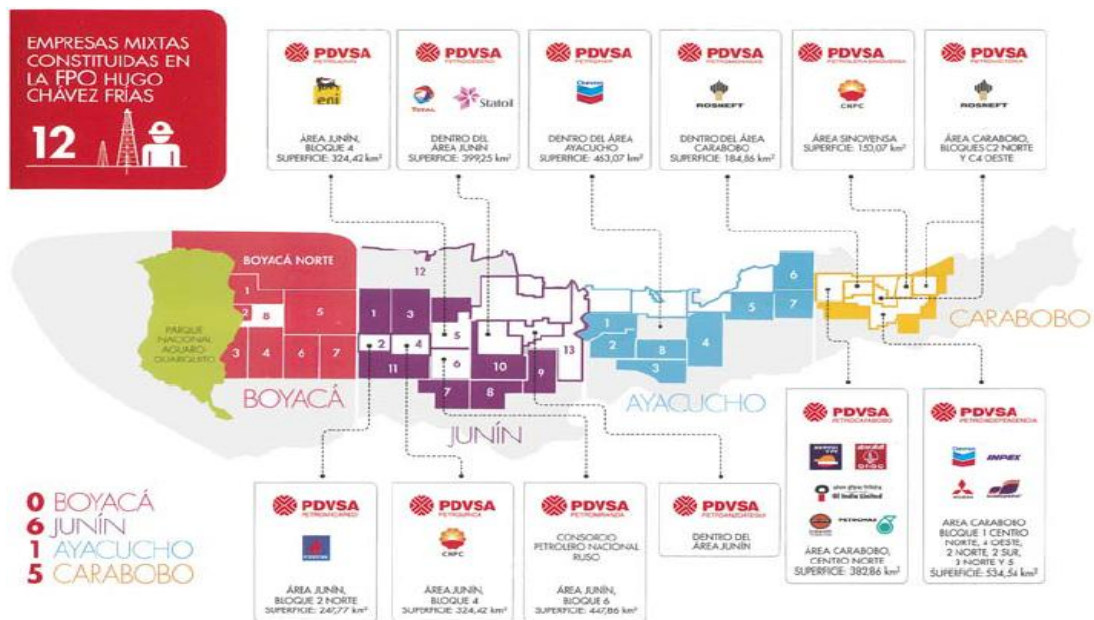


Figura 2: Empresas mixtas constituidas en la FPO ⁽⁶⁾.

2.2.1.6. RESERVAS DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO

Las reservas son esas cantidades de petróleo que se anticipan como recuperables comercialmente a través de la aplicación de proyectos de desarrollo a las acumulaciones conocidas desde cierta fecha en adelante bajo condiciones definidas. Las reservas deben además satisfacer cuatro criterios: deben estar descubiertas, recuperables, comerciales, y remanentes (en la fecha de la evaluación) basado en el/los proyecto(s) de desarrollo aplicado(s). Las reservas pueden además ser categorizadas de acuerdo con el nivel de certeza asociado con las estimaciones y pueden ser sub-clasificadas basado en la madurez del proyecto y/o caracterizadas por el estado de desarrollo y producción.

A continuación se describe la clasificación de las reservas, según definiciones aprobadas en el Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería.

Tabla 2: Tipos de Reservas según Ministerio del Poder Popular para la Energía y el Petróleo ⁽⁷⁾.

CRITERIOS	CLASIFICACIÓN DE LAS RESERVAS
Certidumbre de ocurrencia	• Probadas • Probables • Posibles
Facilidades de producción	• Probadas desarrolladas • Probadas no desarrolladas
Métodos de recuperación	• Primarias • Suplementarias

Según la Certidumbre de Ocurrencia, las reservas se clasifican en ⁽⁸⁾:

- **Reservas Probadas:** son aquellas cantidades de petróleo, que, con el análisis de datos de geociencia y de ingeniería, pueden estimarse con certeza razonable a ser recuperables comercialmente, desde una fecha dada en adelante, de reservorios

conocidos y bajo condiciones económicas, métodos de operación, y reglamentación gubernamental definidas.

- **Reservas Probables:** son aquellas Reservas adicionales donde un análisis de los datos de geociencia y de ingeniería indican que son menos probables a ser recuperadas comparadas a Reservas Comprobadas pero más ciertas a ser recuperadas comparado a las Reservas Posibles.
- **Reservas Posibles:** son aquellas reservas adicionales donde el análisis de datos de geociencia y de ingeniería sugieren que son menos probables a ser recuperadas comparadas a las Reservas Probables.

Según las Facilidades e Instalaciones de Producción, las reservas se clasifican en ⁽⁷⁾:

- **Reservas Probadas Desarrolladas:** Las Reservas Probadas Desarrolladas están representadas por el volumen de hidrocarburos comercialmente recuperable del yacimiento por los pozos e instalaciones de producción disponibles. Dentro de esta definición se incluyen las reservas detrás de la tubería de revestimiento que requieren un costo menor y generalmente no requieren uso de taladro para incorporarlas a producción. También se incluyen las que se esperan obtener por la aplicación de métodos comprobados de recuperación suplementaria, cuando los equipos necesarios hayan sido instalados.
- **Reservas Probadas No Desarrolladas:** Las Reservas Probadas No Desarrolladas son los volúmenes de reservas probadas de hidrocarburos que no pueden ser recuperadas comercialmente a través de los pozos e instalaciones de producción disponibles. Se incluyen en esta clasificación, las reservas detrás de la tubería de revestimiento que requieren un costo mayor para incorporarlas a producción y las que necesitan de nuevos pozos e instalaciones o profundización de pozos que no hayan penetrado el yacimiento.

Según los Métodos de Recuperación, las reservas se clasifican en ⁽⁷⁾:

- **Reservas Primarias:** Son las cantidades de Hidrocarburos que se pueden recuperar con la energía propia o natural del yacimiento.

- **Reservas Suplementarias:** Son las cantidades adicionales de hidrocarburos que se pudieran recuperar, como resultado de la incorporación de una energía suplementaria al yacimiento a través de métodos de recuperación suplementaria, tales como inyección de agua, gas, fluidos miscibles o cualquier otro fluido o energía que ayude a restituir la presión del yacimiento y/o a desplazar los hidrocarburos para aumentar la extracción del petróleo.

En la Figura 3, se muestra un histograma con la incorporación de reservas secundarias, para ser explotadas seguramente bajo procesos térmicos en especial usando inyección de vapor. Se evidencia la importancia que tiene para Venezuela la aplicación de los métodos de recuperación térmica ya que gran porcentaje de las reservas probadas en la FPO van a tener que ser producidas bajo métodos de recuperación térmica, debido a las características de los fluidos encontrados en los yacimientos, con viscosidades que pueden estar entre 1000 – 67.500 cP y gravedades API entre 6 -12 °API. Además para aumentar el factor de recobro de menos de 10% a un aproximado de 20%



Figura 3: Incorporación de reservas secundarias a la FPO ⁽²⁾.

2.2.2. MECANISMOS DE RECUPERACIÓN PRIMARIA

La recuperación primaria resulta de la utilización de las fuentes de energía natural presentes en los yacimientos para el desplazamiento del petróleo hacia los pozos productores. Tales fuentes son: el empuje con agua, el empuje por gas en solución, la expansión de la roca y los fluidos, el empuje por capa de gas y el drenaje por gravedad ⁽⁹⁾⁽¹⁰⁾.

- **Empuje Hidráulico**

El empuje hidráulico es considerado el mecanismo natural más eficiente de 35 al 65% del petróleo original en sitio en la extracción del petróleo. La presión del yacimiento debe mantenerse constante para evitar la expansión de gas e inducción de la capa de gas. El agua en un acuífero esta comprimida pero a medida que la presión del yacimiento se reduce debido a la producción de petróleo, se expande y crea una invasión natural de agua en el contacto agua-petróleo. La energía del yacimiento también aumenta por la compresibilidad de la roca en el acuífero. Cuando este es muy grande y contiene suficiente energía, todo el yacimiento puede ser invadido con esa agua para que el espacio dejado por el petróleo producido sea ocupado uniformemente por el agua.

- **Empuje por Gas en Solución**

En un yacimiento donde el mecanismo de producción es el empuje por gas en solución, no existe capa de gas inicial o empuje por agua, se considera un yacimiento volumétrico. Deben cumplirse ciertas condiciones para que exista este tipo de empuje, como son: La saturación de agua promedia dentro del volumen poroso está cerca al valor irreducible, la presión inicial del yacimiento es igual o mayor a la presión de burbujeo.

Esta condición hace que el gas permanezca disuelto en el yacimiento, una vez que la presión ha disminuido hasta la presión de burbujea, la producción adicional causará la perdida de energía del yacimiento; cuando la saturación de gas es mayor a la

saturación crítica, este se hace móvil. A fin de que no se forme una capa de gas, la permeabilidad vertical debe ser pequeña, al cumplirse esto el gas libre fluiría en el yacimiento y permitiría que se incremente la relación Gas – Petróleo disuelto.

El factor de recobro de este mecanismo está entre el 5 y el 30% del petróleo original en sitio, esto se ve favorecido por la alta gravedad °API del crudo (baja viscosidad), la alta relación gas – petróleo y la homogeneidad de la formación. Este mecanismo solo es posible cuando la presión del yacimiento es menor a la presión de burbujeo, donde se libera el gas que se encuentra disuelto en el petróleo.

- **Expansión de la Roca y de los Fluidos**

La producción de fluidos de un reservorio, incrementa la diferencia entre la presión de sobrecarga y la presión del poro, lo que origina una reducción del volumen poroso del reservorio y posiblemente cause subsidencia de la superficie.

La recuperación de petróleo mediante el empuje por compactación es significativa sólo si la compresibilidad de la formación es alta. Muchos reservorios que tienen un significativo empuje por compactación son someros y pobremente consolidados.

Mucha de la energía del yacimiento se almacena por la compresibilidad de la roca y de los fluidos; como consecuencia, la presión declina rápidamente a medida que se extrae los fluidos hasta que se alcanza la presión de burbuja. Entonces, este mecanismo se transforma en la fuente de energía para el desplazamiento de los fluidos.

- **Empuje por Capa de Gas**

Un yacimiento con empuje por capa de gas se caracteriza por presentar una capa de gas situada por encima del petróleo el cual posee una presión de yacimiento mayor o igual a la presión de burbuja, debe existir una buena permeabilidad vertical, ser de gran espesor y extensión. Al cumplirse la condición de presiones el gas se va a expandir, chocar con la parte superior de la estructura lo que dará como resultado un empuje hacia abajo del fluido y este actuará como si fuese un pistón desplazando el

petróleo hacia la zona donde se encuentre una zona de menor presión, es decir el fondo del pozo para su producción.

Al existir la capa de gas, el petróleo se mantiene con la máxima cantidad de gas en solución, a medida que la presión del yacimiento disminuye por efecto de la producción del mismo, la capa de gas se expande provocando un desplazamiento inmiscible del petróleo. El factor de recuperación promedio de este tipo de empuje es de aproximadamente 20 a 40% del petróleo original en sitio.

- **Drenaje por Gravedad**

El Mecanismo de Segregación Gravitacional ocurre únicamente cuando la presión del yacimiento se encuentra por debajo de la presión de burbuja. Al liberarse el gas en solución, este tiene dos opciones: moverse hacia el pozo donde hay una menor presión debido a las fuerzas viscosas o moverse al tope de la estructura por la diferencia de densidad gracias a las fuerzas gravitacionales.

Para que ocurra Segregación Gravitacional las fuerzas gravitacionales deben ser mayores a las fuerzas viscosas, para que el flujo de gas tienda a tener facilidad de moverse al tope de la estructura y no hacia el pozo. Cuando existe una cantidad considerable de gas, este actuará como un pistón que desplazará al petróleo hacia la zona de menor presión, es decir hacia el fondo del pozo.

Este mecanismo es el que tiene una mayor eficiencia en cuanto a la producción de hidrocarburos y se incrementa el factor de recobro si el yacimiento tiene un alto buzamiento, una buena permeabilidad vertical y los fluidos posean una baja viscosidad, si ocurre esto la permeabilidad del fluido será mejor.

2.2.3. RECUPERACIÓN MEJORADA (EOR)

La recuperación mejorada de petróleo EOR (del inglés: Enhanced Oil Recovery) es el petróleo adicional obtenido, más allá de la recuperación primaria, de los reservorios de ocurrencia natural al suplementar el desempeño natural del reservorio. Esto

incluye “*waterflooding*”, procesos de recuperación secundaria o terciaria, y cualquier otro medio de suplementar los procesos naturales de recuperación del reservorio.

Los fluidos inyectados y los procesos de inyección complementan la energía natural presente en el yacimiento para desplazar el petróleo hacia un pozo productor. Además, los fluidos inyectados interactúan con el sistema roca/fluido, debido, posiblemente, a mecanismos físicos y químicos y a la inyección o producción de energía térmica, a fin de crear condiciones favorables para la recuperación de petróleo. Tales interacciones pueden, por ejemplo, dar lugar a una disminución de la tensión interfacial, hinchamiento del petróleo, reducción de su viscosidad, modificación de la humectabilidad o comportamiento de fases favorables. Los proyectos de recuperación mejorada deben satisfacer los mismos criterios de comerciabilidad de Reservas como de los proyectos de recuperación primaria. Debería haber una expectativa que el proyecto será económico y que la entidad se comprometió a implementar el proyecto en un plazo razonable (generalmente dentro de 5 años; se debería justificar claramente las demoras extendidas) ⁽⁹⁾.

El juicio sobre la comerciabilidad se basa en pruebas pilotos dentro del reservorio bajo estudio o al comparar el reservorio con propiedades análogas de rocas y fluidos y donde se ha aplicado exitosamente un proyecto establecido similar de recuperación mejorada. En la Figura 4 se ilustra los factores que se deben considerar para ejecutar la aplicación comercial de un proyecto de Recuperación Mejorada.

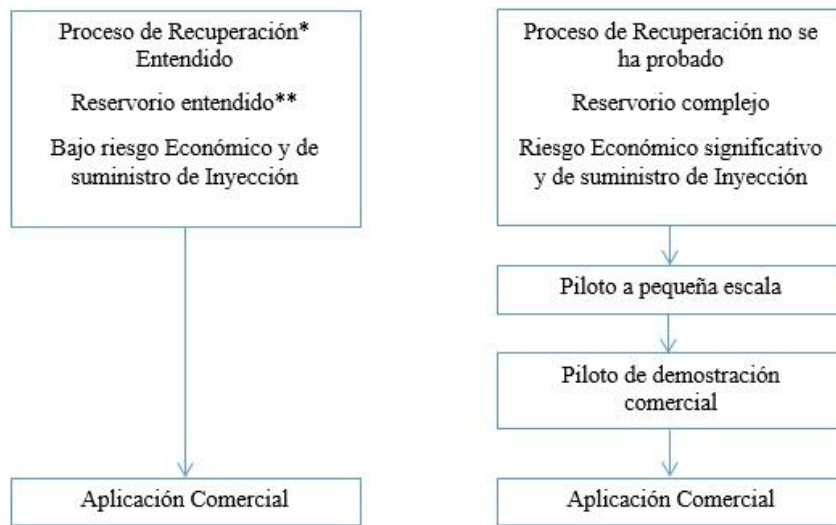


Figura 4: Casos para la aplicación comercial de un proceso de Recuperación Mejorada ⁽¹¹⁾.

*Proceso que fue probado comercialmente en otros campos

**Reservorio análogo cerca o aplicación previa en el mismo campo

2.2.3.1. CLASIFICACIÓN DE LOS MÉTODOS EOR

Existen diferentes métodos de recobro no convencionales que permiten mejorar los recobros por inyección de agua. Algunos aplican calor y otros no. Los dos grandes grupos son térmicos y no térmicos. Los primeros se usan con preferencia para los crudos pesados. Los métodos no térmicos se utilizan para crudos livianos, aunque algunos pueden ser aplicables a crudos pesados. Pero han tenido poco éxito en las aplicaciones de campo. La geología de los yacimientos y las propiedades de los fluidos determinan cual método se debe usar, aun cuando los conocimientos fundamentales pueden descartarlos.

A continuación se discuten los métodos EOR más prácticos, con algunos comentarios relacionados con su aplicabilidad ⁽⁹⁾.

Métodos no convencionales no térmicos.

Los métodos no térmicos abarcan los procesos químicos y los miscibles. Los primeros incluyen los polímeros, surfactantes, cáusticos, las invasiones micelar/polímero y combinaciones.

- **Invasiones químicas**

La mayoría de los procesos químicos involucran la inyección de materiales que usualmente no están presentes en los yacimientos. Entre ellos se encuentran polímeros, surfactantes, emulsiones y combinaciones de ellos. Aun cuando las invasiones químicas han tenido un éxito limitado, se consideran promisorias para el futuro.

- **Desplazamientos miscibles**

Este proceso consiste en inyectar un agente desplazante completamente miscible con el petróleo existente. Como resultado, la tensión interfacial entre los dos se reduce a cero (no existe una interface), el numero capilar se hace infinito y el desplazamiento de petróleo se asegura en un 100% en los poros que son barridos por el agente desplazante, si la razón de movilidad es favorable. En condiciones ideales, el fluido desplazante y el petróleo se mezclan en una banda estrecha (denominada zona de mezcla o zona de transición) que se expande a medida que se en el medio poroso, y desplaza todo el petróleo que se encuentra delante como un pistón.

Métodos no convencionales térmicos

Los métodos de recuperación térmica, particularmente la inyección cíclica y continua de vapor, han demostrado ser los procesos de recuperación mejorada de mayor éxito en los últimos años. Aproximadamente, el 60% de la producción diaria de EOR en Estados Unidos, Canadá y Venezuela proviene principalmente de procesos de inyección de vapor. El objetivo básico en la aplicación de tales métodos es la reducción de la viscosidad del petróleo con la finalidad de mejorar su movilidad, por

lo cual son especialmente adecuados para petróleos viscosos (5-15° API), aunque también se usan en petróleos hasta de 45° API.

Otros beneficios obtenidos con los métodos térmicos son: la reducción de la viscosidad, mejoran la eficiencia de desplazamiento o eficiencia areal, por efecto de la mejora en la razón de movilidad, la reducción de la saturación de petróleo residual a consecuencia de la expansión térmica, en las zonas que han sido calentadas, ya que debido a las altas temperaturas generadas se producen procesos de destilación y craqueo en el crudo, reduciendo la tensión superficial y las fuerzas capilares, y otros.

En general, se clasifican en dos tipos: los que implican la inyección de fluidos en la formación, como la inyección de agua caliente y la inyección de vapor; y los que utilizan la generación del calor en el propio yacimiento. A estos últimos se les conoce como procesos *in situ*, destacándose entre ellos la combustión *in situ*.

Los procesos térmicos pueden ser considerados como Desplazamientos Térmicos o Tratamientos de Estimulación Térmica. En los desplazamientos térmicos, el fluido se inyecta en un número de pozos inyectoras, para desplazar el petróleo y obtener producción por otros pozos. Por otro lado, en los tratamientos de Estimulación Térmica, solamente se calienta la parte del yacimiento cercana a los pozos productores. En este tipo de tratamiento la reducción de la resistencia al flujo, también puede resultar en la remoción de sólidos orgánicos o de otro tipo, de los orificios del revestidor o del forro ranurado.

- **Combustión In Situ ISC (In Situ Combustion)**

Consiste en inyectar oxígeno al yacimiento, el crudo se incendia y parte de ese crudo se quema en la formación para generar calor. La inyección de aire es la manera más común de introducir oxígeno en el yacimiento. Con la energía térmica que se genera se dan o se establecen una serie de reacciones químicas tales como la oxidación, desintegración catalítica, destilación y polimerización; que contribuyen simultáneamente con otros mecanismos tales como empuje por vapor y vaporización, que hacen que la resistencia del crudo disminuya y así este puede desplazarse mejor desde la zona de combustión hacia los pozos de producción.

Este proceso se puede lograr con la fusión de ciertos factores significativos, el primero es la presencia de combustible, que en este caso son los componentes más pesados del crudo, el segundo, es la presencia de oxígeno y el tercero, es que se deben dar ciertas condiciones de presión y temperatura dentro del yacimiento. En consecuencia, la ignición (inicio de la combustión del petróleo combustible) puede ser de forma espontánea (si el yacimiento aporta la temperatura mínima de combustión) o inducida, es decir a través de métodos de precalentamiento del yacimiento, que se utilizan para obtener la condición de temperatura adecuada para que haya ignición. Luego es calentado los alrededores del fondo del pozo, se saca el calentador, pero se continúa con la inyección de aire para mantener el avance del frente de combustión.

Se conocen dos modalidades para llevar a cabo la Combustión in Situ en un yacimiento, denominadas: Combustión Convencional o Hacia Delante (*Forward Combustion*) y Combustión en Reverso o Contra Corriente (*Reverse Combustion*). En la primera de ellas se puede añadir la variante de inyectar agua alternada o simultáneamente con el aire, originándose la denominada Combustión Húmeda la cual a su vez puede subdividirse dependiendo de la relación agua/aire inyectado, en Húmedo Normal Incompleta y Súper húmeda las mismas persiguen lograr una mejor utilización del calor generado por la combustión dentro el yacimiento, reduciendo así los costos ⁽⁹⁾.

- **Inyección de Aire desde la Punta Hasta el Talón (THAI)**

El proceso térmico THAI fue creado en el año 1993 cuya patente es de la compañía Canadiense Archon Technologies. Este se desarrolló en un proyecto piloto a nivel de campo, luego de más de 6 años de arranque de este proyecto, no se ha mostrado resultados concluyentes que garantice el éxito del mismo. Sin embargo es una tecnología que han tratado de aplicar muchas empresas petroleras ⁽¹²⁾.

La idea de este proceso térmico, es explotar un pozo horizontal, pero con la integración de la tecnología combustión in situ. Consiste en generar calor in situ en vez de inyectarlo desde superficie, es decir, adopta una configuración especial de

pozo vertical y horizontal con combustión en sitio. Dicha herramienta busca, básicamente, generar combustión in situ en el yacimiento, para calentarlo y convertirlo en un crudo de mejor calidad, es decir mayor gravedad API.

A diferencia de la combustión en sitio tradicional, además de aplicarse sólo en pozos verticales y de presentar otra serie de problemas, con ésta se puede controlar el movimiento de la cámara de combustión, porque con las herramientas convencionales luego de generar el fuego en el yacimiento, éste se propagaba en cualquier dirección dependiendo de la estructura geológica del yacimiento. Para esto se utiliza un pozo vertical y un pozo horizontal de producción.

- **Catalizador Asistido. CAPRI (Catalyst-Assisted)**

En conjunto con esta tecnología se ha planteado una variante de la misma conocida como CAPRI, la cual es simplemente THAI más un catalizador que se agrega al relleno de grava alrededor del pozo de producción. Estos catalizadores similares a los que se usan en refinerías en todo el mundo, al relleno de grava que recubre el pozo horizontal. Cuando el crudo calienta drena a través del catalizador hasta el pozo, donde ocurre la reacción química. Los productos no deseados como azufre, asfaltenos y metales pesados se separan del crudo, obteniendo un crudo mejorado ⁽¹²⁾.

- **Inyección Continua de Vapor. ICV (Steam flooding)**

Es un proceso de desplazamiento en el cual se le suministra energía térmica al yacimiento por medio de la inyección de vapor de agua en forma continua a través de una configuración de pozos donde unos actúan como inyectoros del vapor y otros como productores del petróleo, análogo a la inyección de agua caliente pero empleando vapor. El calor del vapor inyectado reduce la viscosidad del petróleo mientras lo desplaza del pozo inyector al productor. Se varía la inyección en los diferentes pozos inyectoros de manera tal que se aumente la tasa de producción y la cantidad de petróleo que se recupera de cada pozo. El comportamiento depende básicamente del tamaño del arreglo, ya que las pérdidas de calor hacia las rocas adyacentes pueden consumir gran proporción del calor inyectado ⁽⁹⁾⁽¹²⁾.

- **Inyección Cíclica de Vapor. CSS (Cyclic Steam Stimulation)**

Surgió accidentalmente en Venezuela en el campo Tía Juana, en el año 1957. Esta tecnología conocida también como inyección alternada de Vapor (IAV) Consiste en inyectar vapor por periodos cortos para inducir calor hacia la formación, a una tasa lo suficientemente alta para minimizar las pérdidas de calor y lograr el máximo radio calentado. Existen tres periodos durante este proceso, primero se inyecta el vapor al yacimiento a través del pozo, generalmente durante una a tres semanas, seguidamente se cierra el pozo por un breve período de tiempo, denominado tiempo de remojo, durante unos tres a cinco días con el propósito de permitir que el vapor caliente la formación productora y se disperse el calor en el yacimiento, finalmente, abrir el mismo pozo a producción ⁽⁹⁾.

El principal mecanismo para la producción de petróleo durante la inyección alternada de vapor es la reducción de la viscosidad del crudo en la zona calentada cercana al pozo. Esta reducción facilita el flujo pero depende de la energía del yacimiento (gas en solución, acuífero, compactación, entre otros). Mejora el mecanismo de expansión del gas en solución y expansión de los líquidos, además también existe remoción del factor de daño. Otros factores que contribuyen a la recuperación del petróleo son: el efecto de la temperatura sobre las permeabilidades relativas de los fluidos, el efecto del calentamiento más allá de la zona contactada por el vapor, la imbibición del agua caliente en estratos de baja permeabilidad, resultando flujo de petróleo a los estratos permeables y, finalmente, al pozo. El factor de recobro típico para este proceso es de 20 a 35 %.

- **Inyección de Vapor de Forma Alterna entre Pozos Horizontales. HASD (Horizontal Alternate Steam Drive)**

El Proceso HASD (*Horizontal Alternating Steam Drive*) usa un arreglo de pozos horizontales, donde unos funcionan como pozos inyectoros mientras otros actúan como pozos productores y alternan cada cierto período su funcionalidad. A medida que el vapor es inyectado en alguno de los pozos del arreglo, la cámara de vapor que

se crea alrededor de los inyectores es lateralmente empujada por los diferenciales de presión creados entre los inyectores y los productores horizontales adyacentes.

El vapor es inyectado continuamente por un período que puede durar de días a meses y luego del cual viene un corto período de descanso (cierre de los pozos inyectores), durante el cual las presiones dentro del yacimiento tienden a estabilizarse, mientras los pozos se preparan para cambiar sus funciones, cuando un pozo cambia a inyector, su vecino cambia a productor. En el proceso HASD la inyección periódica de vapor aumentará la temperatura y mejorará el contraste de movilidad entre el agua y el petróleo alrededor del pozo productor, pero el yacimiento es sometido a un importante gradiente de presión ⁽⁹⁾⁽¹²⁾.

- **Drenaje Gravitacional Asistido por Vapor (SAGD)**

El método de Drenaje Gravitacional Asistido por Vapor (SAGD, por sus siglas en Inglés) fue concebido por Butler, McNab y Lo en el año de 1981. Se caracteriza por la utilización de dos pozos horizontales superpuestos perforados en la base de la formación, los cuales pueden estar separados por una distancia vertical de alrededor de cinco metros ⁽⁹⁾.

En la fase de precalentamiento, el vapor es inyectado por los dos pozos, permitiendo establecer una comunicación térmica entre ambos. Este precalentamiento puede tomar un tiempo aproximado de dos meses. Luego de esta primera fase y ya existiendo la comunicación térmica, el vapor se sigue inyectando de forma continua por el anular y la tubería de producción del pozo superior, el cual forma una zona de vapor saturado llamada cámara de vapor. La inyección continua de vapor ocasiona que la cámara de vapor crezca verticalmente hasta alcanzar el tope de la formación, seguidamente la expansión de la cámara continua pero de forma lateral. Durante todo el proceso la cámara de vapor mantiene una presión constante ⁽⁹⁾.

El vapor inyectado circula por la cámara, se condensa en la interfase cámara de vapor-arena petrolífera y el calor es transmitido, por conducción térmica, hacia el yacimiento que rodea el sistema. El petróleo que rodea la cámara es calentado y es capaz de movilizarse debido a la reducción de la viscosidad. A su vez, el drenaje del

petróleo y el agua condensada se debe a la acción de la gravedad, que lleva los fluidos hacia el pozo productor en la parte inferior de la configuración.

2.2.3.2. MÉTODOS EOR TOMADOS EN CUENTA EN LA MATRIZ

El abanico de tecnologías de procesos de recuperación mejorada aplicables en la FPO abarca desde procesos térmicos, químicos y la combinación de ambos, sin embargo ésta revisión se limitó a aquellas tecnologías que pueden impactar en mayor incremento del factor de recobro, las cuales en alguna medida están asociadas a las características geológicas y de propiedades de fluidos de los yacimientos que permiten la aplicabilidad de las mismas.

Dada la diversidad de métodos de recuperación disponibles, la selección del mejor método para un yacimiento en particular requiere un estudio general que incorpore diversos factores, tales como propiedades de los fluidos, continuidad de la roca reservorio, mecánica de las rocas, tecnología de perforación, opciones de terminación de pozos, simulación de la producción e instalaciones de superficie. Este esfuerzo de equipos multidisciplinarios, también debe considerar factores tales como: reservas, regímenes de recuperación esperados y tasas de producción. También se requiere la consideración del costo de la generación de energía y la sensibilidad ambiental de las adyacencias.

Para la selección de los métodos EOR que se tomaron en cuenta para el desarrollo de la Matriz de evaluación, se consideraron tres aspectos fundamentales, tales como:

1. Características de la Faja Petrolífera del Orinoco

El crudo que se encuentra en la FPO es crudo de tipo pesado y extrapesado cuyas características específicas son: alta viscosidad, baja gravedad API y un significativo contenido de nitrógeno, oxígeno, azufre, y metales pesados, que contribuyen a un menor porcentaje de recobro. Los yacimientos de la FPO son de poca profundidad, es decir, son someros, de arenas no consolidadas. Con estas características se puede

apuntar al uso de tecnologías térmicas para aumentar el factor de recobro, debido a que estas disminuirán la viscosidad y proporcionaran movilidad al crudo. Entre las tecnologías térmicas más usadas tenemos: Inyección continua de Vapor (ICV), Inyección Alterna de Vapor (IAV), Combustión En-Situ (CIS), Inyección de Agua Caliente, Segregación Gravitacional Asistida por Vapor (SAGD), Conducción Alterna Horizontal de Vapor (HASD) y Calentamiento Eléctrico en Fondo (CEF).

2. Madurez de desarrollo y aplicación de las tecnologías

Por otra parte, en cuanto a la madurez de las tecnologías a nivel mundial en el proceso de recuperación de todo tipo de crudo, se puede observar que la mayor parte de las tecnologías maduras están basadas en el uso de vapor. Así mismo, las tecnologías asociadas con la inyección de gases inertes (CO_2 , N_2), presentan un importante progreso. Los métodos biológicos y extracción química se encuentran en su mayoría en fase de investigación.

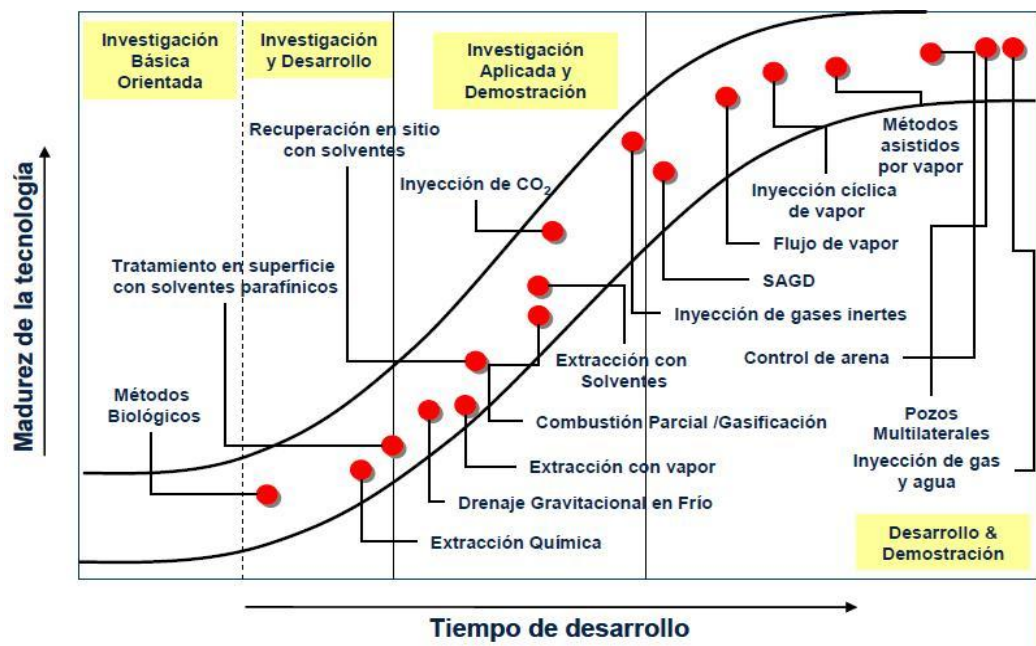


Figura 5: Madurez de las tecnologías de recuperación de crudo ⁽¹³⁾.

En la figura 5 se puede observar que los métodos con mayor experiencia, desarrollo y demostración, son los métodos térmicos, esto implica un mayor registro de mejores prácticas y lecciones aprendidas, debido al tiempo de desarrollo de tales métodos, proporcionando mayor seguridad de éxito en la aplicación de nuevos proyectos. Sin embargo, debemos tomar en cuenta la inyección de gases inertes y algunos procesos químicos que ya cuentan con un tiempo de desarrollo considerable y que pudieran ser evaluados en proyectos piloto para posteriormente masificarlos a escala de campo.

3. Casos de estudio evaluados en la FPO

Debido a la necesidad de que las operaciones sean más prudentes, y para reducir al mínimo la necesidad de pilotaje, se busca derivar la máxima cantidad de información de otras experiencias bajo las mismas condiciones. El histórico de los casos de estudio de los diferentes pilotos y proyectos EOR puede ayudar a aprender lecciones valiosas y mejores prácticas en la determinación de los rangos de aplicabilidad de los planes de recuperación y la comprensión de sus limitaciones, para evitar los errores del pasado, y la mejora de las fallas anteriores. Sin embargo, hay que tener en cuenta que las respuestas EOR son a menudo en sitios específicos y hay que tener cuidado durante la transferencia o la extrapolación de las lecciones de una situación a otra.

A continuación se van a describir casos de estudio de tecnologías de recuperación mejorada, siendo el escenario la FPO:

1. Estos son algunos de los estudios por simulación numérica que se hicieron en la FPO para probar la factibilidad de tecnologías: Martins, estudió mediante simulación numérica, la factibilidad de aplicación de procesos térmicos como inyección continua y alterna de vapor durante la fase de recuperación mejorada en el yacimiento MFB-208/R0, ubicado en el campo Bare del área Ayacucho en la Faja Petrolífera del Orinoco, con la finalidad de maximizar el drenaje del yacimiento, tomando como punto de referencia el mejor esquema de explotación en frío. En este estudio se concluyó que para el yacimiento en cuestión el mejor escenario lo constituye la combinación de tres ciclos de inyección alterna de vapor (IAV) seguidos

de un proceso de inyección continua de vapor (ICV). Gutierrez y Mata, realizaron un estudio que consistió en Evaluar la Factibilidad Técnica de Aplicar Inyección Continua de Vapor (ICV) al Yacimiento Jobo – 01, Campo Jobo 02 mediante la Simulación Numérica debido a que esta área presentaba problemas de alta producción de agua y bajos niveles en la producción de petróleo. El estudio se basó en la determinación de aplicar este proceso mediante un modelo dinámico que permitiera estimar el factor de recobro del área seleccionada en Jobo 02, con la finalidad de poder reactivar pozos y mejorar escenarios de operación del Campo Jobo y que al mismo tiempo pudiera aportar datos necesarios para generar otros modelos dinámicos con los cuales se podrían precisar estrategias óptimas de explotación del yacimiento Jobo – 01, Campo Jobo 02. Volpe, realizó un estudio que consistió en la evaluación de diferentes procesos pilotos de recuperación adicional de crudo para el Campo Melones. El principal problema que presenta este campo es su bajo factor de recobro por lo cual fue necesario estudiar cual proceso de recuperación adicional era más óptimo, dicho estudio arrojó que el proceso más factible para el yacimiento MS-444 arena 13, el cual era considerado el más productivo, fue el proceso de Inyección Continua de Vapor.

2. Para el año 1977 en el área de Cerro Negro fueron perforados diez (10) pozos: Un pozo inyector (1), un pozo de desecho (1), tres pozos productores (3), tres pozos observadores (3), y dos pozos de agua (2). Estos pozos fueron perforados con un arreglo de triángulo invertido, con los tres (3) pozos productores en los vértices, el pozo inyector en el centro del triángulo, y en un arreglo también triangular, pero concéntrico, con los pozos observadores en los vértices del triángulo concéntrico. En ese mismo año se paralizó la ejecución de las facilidades del proyecto. El proyecto comenzó con una serie de pruebas de producción consistentes en: Producir el pozo inyector (no se especifica si después de estimulada con vapor de agua o en frío).

Observar las presiones continuamente en los tres pozos de observación (se asume que los pozos de observación estarían cañoneados). Una vez observados los cambios de presiones en los pozos de observación por efecto de la prueba de producción en el pozo inyector, los manómetros de registro continuo de presión serian instalados en

los pozos de producción, en donde se continuaría con mediciones periódicas de presión. Después del arribo de los disturbios de presión a los pozos de producción o después de aproximadamente 90 días se procedió a la inyección continua de vapor y la producción a través de los pozos productores, observando el comportamiento de la temperatura en los pozos de observación. Se obtuvo un factor de recobro para el área escogida de la Faja de hasta 12% en frío y 14% con un ciclo de vapor, con lo cual se estimó un potencial máximo de producción en frío de 725.1 MBD y con un ciclo de vapor de 824.5 MBD sostenido por 35 años, utilizando 3229 puntos de drenaje. Por otro lado, mediante la utilización de SAGD, se estimó un potencial de producción variando entre 1.1 y 1.5 MMBD por 35 años, lo cual representa un factor promedio de 30.3% ⁽¹⁴⁾.

3. El primer piloto SW-SAGD (Drenaje Gravitacional Asistido por Vapor en un pozo) ejecutado en la Faja Petrolífera del Orinoco, se realizó en el Campo Bare en 2006, obteniéndose una tasa de 300 BNPD sin declinación durante 4 años. La producción en frío del pozo era 100 BNPD. El primer piloto SAGD (Drenaje Gravitacional Asistido por Vapor) en la Faja Petrolífera del Orinoco, fue desarrollado en el Campo Bare en 2010, con resultados altamente positivos, la producción del pozo aumentó de 300 BNPD (producción en frío) a 800 BNPD (producción en caliente), obteniéndose un ganancial de 500 BNPD debido a la aplicación de la tecnología SAGD ⁽¹⁵⁾.

4. El primer piloto SAGD (Drenaje Gravitacional Asistido por Vapor) en la Faja Petrolífera del Orinoco, fue desarrollado en el Campo Bare en 2010, con resultados altamente positivos, la producción del pozo aumentó de 300 BNPD (producción en frío) a 800 BNPD (producción en caliente), obteniéndose un ganancial de 500 BNPD debido a la aplicación de la tecnología SAGD ⁽¹⁵⁾.

5. Inyección de polímero en la FPO. Esta tecnología consiste en la inyección de un polímero en una solución acuosa, donde el polímero se disuelve aumentando la

viscosidad del agua, que al ser inmiscible con el petróleo se comporta como un pistón que barre todo el crudo que se encuentra dentro del yacimiento. De acuerdo con ensayos realizados por Intevep para esta tecnología, en condiciones de laboratorio se alcanza un factor de recobro de 57%, que en las simulaciones numéricas se mueve entre 12% y 15% y que se eleva a 20% con la inyección de un álcali. Todos esos resultados son muy buenos para el nivel de recobro de los yacimientos de Petrocedeño, donde se hizo el estudio, y donde se tiene intenciones de aplicarlo, cuyo factor de recobro fluctúa entre 5% y 9%, con producción en frío. Se tiene la intención de aplicarlo en campo una vez se considere factible el proyecto ⁽¹⁶⁾.

Luego de esta revisión se concluye que las tecnologías de recuperación mejorada con mayor impacto en la FPO son las térmicas, sin embargo los intentos de métodos químicos están siendo evaluados para comprobar su factibilidad. Para definir la matriz de evaluación se tomaran en cuenta los Métodos Térmicos y los Métodos Químicos, con la opción de que con el tiempo se puedan agregar más tecnologías según sea el avance de las mismas.

2.2.4. PRUEBAS PILOTO

Los proyectos piloto de recuperación mejorada de petróleo son esencialmente experimentos en campo para demostrar que ciertas prácticas llevarían a una explotación más rentable de los recursos, en comparación con otras opciones. La mala ejecución de las operaciones en el yacimiento causa varias incertidumbres y riesgos que afectan a la rentabilidad de un proyecto de recuperación de petróleo. Debido a la carga de capital que significa poner en marcha estos proyectos de recuperación mejorada de petróleo, estas incertidumbres deben ser resueltas antes de llevar a cabo importantes inversiones para una aplicación comercial a gran escala. Los diferentes pasos entre la investigación y la explotación comercial (que implica el desarrollo, seguido de los pilotos experimentales y de demostración) están diseñados para reducir sucesivamente incertidumbres. Por lo tanto, se hace imperativo

confirmar las suposiciones, los resultados de estudios anteriores, y demostrar la practicidad del plan, su factibilidad técnica y la viabilidad económica antes de su comercialización. La decisión de ejecutar un proyecto piloto, debe haber sido discutida con cautela, se debe haber considerado otras opciones experimentales para obtener los factores clave y donde existe mayor incertidumbre, una vez descartadas todas las opciones y establecido el piloto como una necesidad técnica y una decisión táctica, es necesario asegurar que los objetivos a cumplir con la ejecución de la prueba sean la clave para asegurar el éxito de la misma. La figura 6 esboza un flujo de trabajo por etapas que ExxonMobil ha utilizado para la evaluación y el diseño de proyectos de EOR. Las pruebas de campo y los pilotos en este proceso se muestran en el cuadro amarillo. Las pruebas de laboratorio, la caracterización de yacimientos, y el trabajo de simulación podrán llevarse a cabo después de la prueba piloto para resolver más incertidumbres, como lo indica la flecha de realimentación. Si la perspectiva técnica y comercial sigue siendo positiva, esto es seguido por la aplicación a escala comercial.

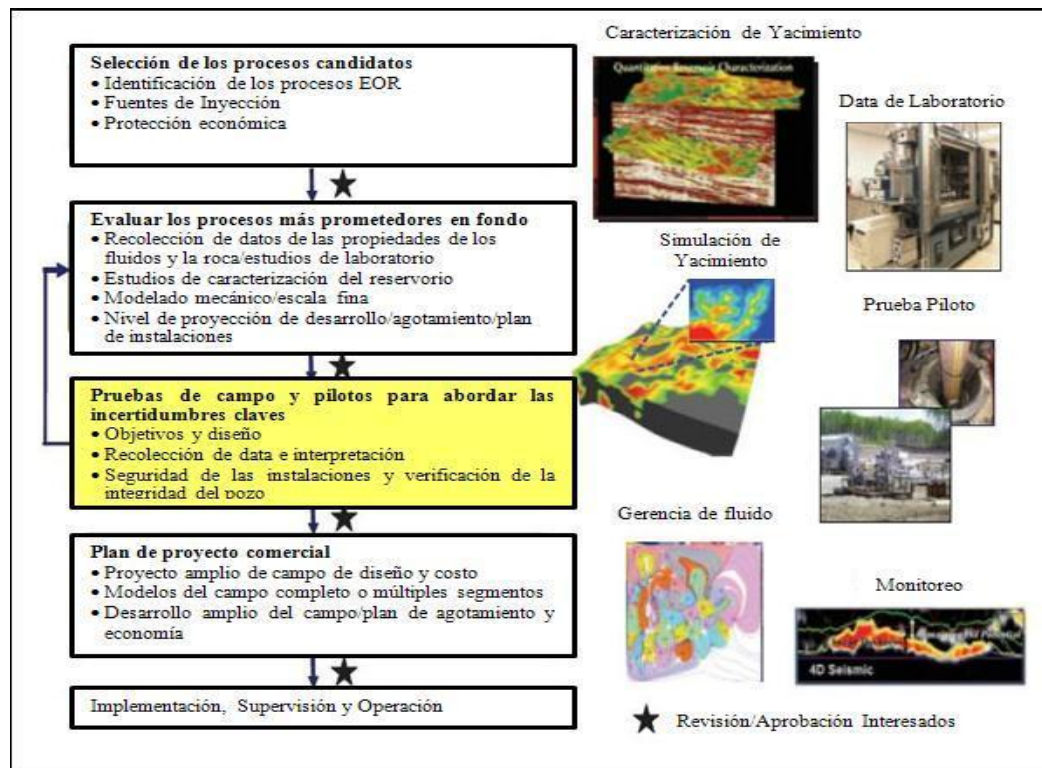


Figura 6: Proceso por etapas para el desarrollo y evaluación de proyectos EOR ⁽¹⁷⁾.

2.2.4.1. OBJETIVO DE LAS PRUEBAS PILOTO

Las pruebas pilotos se usan normalmente en operaciones de extracción por métodos térmicos para probar algunos aspectos críticos del proceso bajo consideración. El objetivo general de cualquier prueba piloto es adquirir la mayor cantidad de datos necesarios para proveer una interpretación significativa del proceso y reducir los riesgos técnicos y económicos de una operación comercial futura.

De manera general el propósito de las pruebas pilotos son ⁽¹⁸⁾:

- Un experimento donde el campo es el laboratorio.
- Un lugar propicio para cometer errores, antes que estos se vuelvan muy costosos.
- Un lugar para trabajar los errores cometidos por los equipos.
- Un lugar para desarrollar los controles y los datos necesarios para asegurar el éxito de un proyecto.
- Un lugar para poner el mejor talento de ingeniería para la prueba y para entrenar a jóvenes ingenieros.
- Un lugar para la planificación intensiva.
- Un lugar para mentes y compromisos abiertos.
- Un lugar para encontrar cada problema imaginable (y muchos no imaginables), con sus retardos de progreso.

Específicamente los objetivos específicos más comunes para los proyectos pilotos térmicos son ⁽¹⁸⁾:

- Determinar la cobertura vertical y el área perimétrica.
- Determinar las pérdidas de calor.
- Establecer la continuidad y la factibilidad de inyección de un yacimiento.
- Evaluar los problemas y las tasas de producción.
- Evaluar la eficiencia de extracción.
- Precisar la tasa de avance del frente de combustión o vapor y los tiempos de respuesta de producción.
- Especificar la cantidad de combustible quemado y los requerimientos de aire en las operaciones de combustión, o la relación petróleo-vapor en la inyección continua de vapor.
- Conocer la saturación residual de petróleo en las zonas barridas por el vapor o combustión.
- Determinar los índices y los costos de inyección.
- Determinar la distribución vertical y horizontal de la temperatura dentro del yacimiento, como una ayuda en la interpretación del comportamiento del yacimiento.

2.2.4.2. CONSIDERACIONES PARA EL DISEÑO

En la literatura se consigue muy poco acerca de los procedimientos para el diseño óptimo de una prueba piloto de recuperación térmica. Esto no quiere decir que los resultados de los proyectos pilotos ejecutados no hayan sido discutidos y analizados, pues se ha escrito bastante sobre su interpretación. Lo que falta es una descripción detallada paso a paso de cómo se procede en una prueba piloto con el fin de alcanzar los objetivos específicos planteados; esto se debe a que es muy difícil desarrollar un criterio o técnica universal que sirva para cualquier proyecto. Para obtener información general sobre el diseño de pruebas piloto, algunos autores sugieren las siguientes interrogantes:

¿Es representativo del proyecto comercial, el sitio seleccionado para el proyecto piloto?, ¿Estarán presentes los mecanismos de extracción en las mismas proporciones en el proyecto piloto y en el proyecto principal?, ¿Serán comparables las tasas de producción y la eficiencia de extracción del piloto con las del proyecto principal?, ¿Qué datos deben recogerse para evaluar el proyecto piloto?

A lo largo de este trabajo se resolverán estas interrogantes, abarcando todos los aspectos que deberían realizarse en un proyecto piloto para asegurar el éxito de sus resultados y obtener información de alta confiabilidad.

2.2.4.3 UBICACIÓN DE LA PRUEBA PILOTO

En general, un proyecto piloto debe desarrollarse en una porción del yacimiento que sea representativa del campo como un todo, por las siguientes razones⁽¹⁸⁾:

- 1- El espesor neto, la porosidad y la saturación de petróleo determinan el petróleo in situ y la cantidad de petróleo extraíble.
- 2- El espesor bruto es una medida de la cantidad de calor requerida para calentar el petróleo.

- 3- Las permeabilidades afectan las tasas de flujo.
- 4- Los casquetes de gas iniciales, el agua en fondo y la estratificación afectan los sitios por donde los fluidos inyectados se desplazan en el yacimiento.
- 5- La continuidad de las lutitas afecta la facilidad con que los fluidos se mueven con respecto a las superficies de deposición del yacimiento y el grado de rebasamiento por gravedad ocurriría.
- 6- El grado de agotamiento local afecta la facilidad de la inyección.
- 7- La presencia de gas libre puede facilitar la formación de un banco de petróleo.

Cuando las diferencias en algunos de estos factores puedan afectar significativamente la naturaleza de la respuesta del proyecto piloto relativo a aquélla en el proyecto comercial, deben evaluarse ubicaciones alternas, otras opciones al proyecto piloto propuesto o métodos de corrección para las diferencias entre el proyecto piloto y el proyecto comercial propuesto.

La localización de la prueba piloto puede afectar también los mecanismos de producción, es importante realizar la prueba en una parte representativa del yacimiento en general, de forma tal que se garantice que los mecanismos predominantes en el proyecto piloto sean esencialmente los mismos que se esperan en una operación comercial. Por ejemplo, si un pozo productor del proyecto piloto se termina cerca de los límites de un acuífero, la intrusión y flujo de agua marginal pueden reducir la temperatura promedio de los fluidos producidos, aumentando por lo tanto la viscosidad del petróleo y reduciendo las tasas de producción. Alternativamente, la presencia de agua marginal cercana al pozo puede promover un avance más pronunciado de la zona de desplazamiento hacia ella, dando la impresión que el yacimiento es anisotrópico. Así mismo, puede permitir que el petróleo sea desplazado con relativa facilidad más allá de los pozos productores, dando la impresión de una pobre eficiencia de barrido.

En la figura 7 se muestra un esquema de la metodología que se aplica para la selección del área piloto. La metodología se basa en la conformación de mesas técnicas de trabajos multidisciplinarias, integradas por especialistas de Estudios Integrados, Desarrollo de Yacimientos y Recuperación Mejorada.

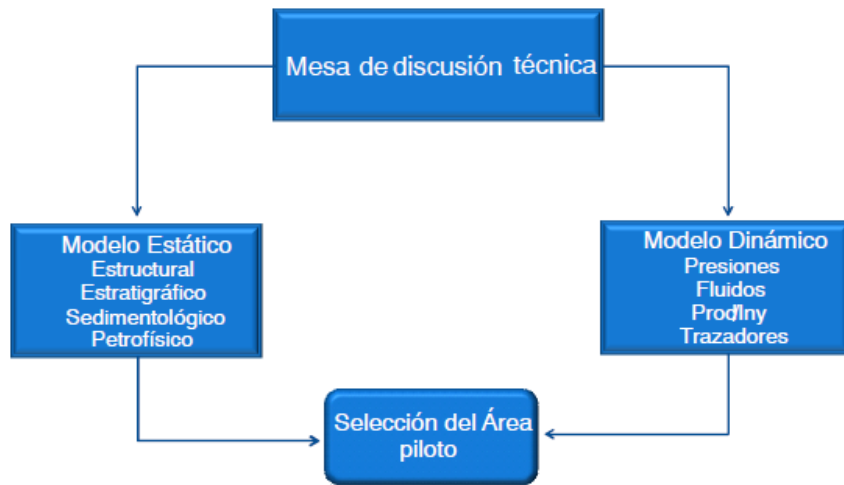


Figura 7: Metodología para la definición de áreas de evaluación ⁽¹⁹⁾.

2.2.4.4. PLAN DE MONITOREO

Los costos involucrados en supervisión/monitoreo deben estar justificados por el valor estratégico de la información obtenida. Estos costos pueden ser sustanciales debido al requerimiento de una comprensión muy clara de las características del yacimiento y sus alteraciones como consecuencia de las operaciones de Recuperación Mejorada. Los datos capturados a menudo requieren esfuerzos significativos en cuanto a su procesamiento e interpretación con el propósito de convertirlos en información útil.

Siempre existen ciertos riesgos asociados con la efectividad de los programas de monitoreo. En algunos casos, los datos podrían no ser convertibles a una forma útil, o la información obtenida podría no ser confiable o estar disponible a tiempo, o podría ser de poco valor práctico. El reto, por lo tanto, es anticiparse a la naturaleza de la respuesta, para planear prudentemente la captura de los datos críticos, interpretarlos de una manera oportuna, e integrarlos a los planes operacionales. Los casos en que la información monitoreada es considerada estratégica, pueden erróneamente, ser llamados “redundancia de la captura de datos”.

- **Objetivos del plan de monitoreo**

Vigilar el desempeño del piloto para detectar cualquier desviación mayor en relación al desempeño proyectado. Algunas de las interrogantes podrían ser: ¿la formación está aceptando suficiente inyección? ¿Estará siendo movilizadado suficiente petróleo “nuevo” para hacer la operación rentable? ¿Las facilidades y equipos se están desempeñando satisfactoriamente?

Identificar cualquier problema potencial con impacto sobre la seguridad, la eficiencia o la gerencia del proyecto que pueda requerir acciones correctivas. Algunas de las interrogantes podrían ser: ¿Se está formando un banco de petróleo lo suficientemente grande?, ¿Están siendo sobrepasadas porciones significativas del intervalo productor?, ¿Existen regiones siendo barridas pobremente?, ¿Pueden algunas estrategias alternativas tales como pozos productores/inyectores adicionales, estimulaciones, tratamiento a pozos, entre otras, ayudar a recuperar una porción de ese petróleo, o mejorar el retorno?

Un programa de monitoreo ideal debe asegurar⁽²⁰⁾:

- Confiabilidad de la información esperada en términos de unicidad/precisión (no ambigüedad).
- Habilidad de interpretar significativamente los datos, e integrar la información a los cálculos de ingeniería de yacimientos de una manera oportuna; esto, a su vez requiere:
 - Facilidad para la obtención e interpretación de datos.
 - Recolección de datos para ser de una naturaleza que no interfieran con las operaciones.
- Efectividad económica del programa de monitoreo.
- Habilidad de obtener corroboración independiente de las interferencias que son de naturaleza estratégica.

2.2.4.5. RECOLECCIÓN DE DATOS

El tipo de datos que se obtendrá de un proyecto piloto, así como los medios que se usarán para interpretar para interpretar los resultados, se derivan directamente del

propósito fundamental del proyecto piloto. Las tasas de inyección y de producción, las presiones y las temperaturas a menudo se miden de forma rutinaria. Las mediciones de la presión y de la temperatura se hacen generalmente en el cabezal del pozo y se corrigen a las condiciones de fondo. Sin embargo, a veces se miden en el fondo del pozo, utilizando manómetros o tubos de burbujeo para medir la presión y termopares para medir la temperatura. La calidad deseada de los datos, conjuntamente con su valor y costos de obtención, determinarán finalmente el método a usar.

Otro tipo de datos que en general se miden incluye⁽¹⁸⁾:

- 1- Las concentraciones de oxígeno y otros gases en muestras de pozos de producción y de muestreo.
- 2- Los cambios producidos en la composición del petróleo y del agua.
- 3- La distribución vertical y horizontal de las saturaciones, de la presión, de las temperaturas y de las composiciones de los fluidos.
- 4- Los cambios en las propiedades de la roca.
- 5- Los cambios en la viscosidad y en la densidad del crudo.
- 6- Cambios en la salinidad y densidad del agua.
- 7- Información sobre la corrosión obtenida de testigos colocados en los pozos y en las tuberías de superficie, o del examen de tubería de producción y del comportamiento de los inhibidores.
- 8- Los datos de eficiencia de levantamiento de fluidos obtenidos a través de pruebas de bombeo, de flujo natural, o levantamiento por gas.
- 9- El consumo de combustible.
- 10- Los costos de tratamiento de los fluidos inyectados y producidos.

El tipo de pozos, a partir de los cuales se obtienen generalmente los datos, así como el tiempo requerido, se ilustran esquemáticamente en la Tabla 3. Generalmente, los pozos de observación y muestreo se perforan y se terminan especialmente para su propósito. La frecuencia de la toma de datos varía ampliamente. Muy raras veces se hacen mediciones continuas. Más comúnmente se miden, diaria o semanalmente, factores claves tales como la calidad de vapor y la temperatura de producción o la concentración de oxígeno en el crudo para un proyecto de combustión. Todas las tasas de inyección y producción y los volúmenes acumulados deberían ser medidas diariamente.

Tabla 3: Ubicaciones Típicas y Tiempos de Recolección de los Datos de las Pruebas Pilotos ⁽¹⁸⁾.

Datos	Tipo de Pozo				
	Inyector	Productor	De observación	De muestreo	De extracción de núcleo
Temperatura	B,D,A	B,D,A	B,D,A	-	A
Presión	B,D,A	B,D,A	B,D,A	B,D,A	A
Tasa de flujo	D	B,D	-	D	-
Concentración ^a	D	D	-	D	-
Composición ^b	B,D,A	B,D,A	-	B,D,A	A
Distribución ^c	B,D,A	B,D,A	B,D,A	B,D,A	A
Propiedades de la roca ^d	-	-	B	B	A
Propiedades de los fluidos ^e	-	B,D,A	-	B,D,A	A
Corrosión	D,A	D,A	A	A	-
Efic. levantamiento	-	D,A	-	-	-
Indice de inyectividad o productividad	B,D,A	B,D,A	B,D,A	-	-

B = Antes del comienzo del proyecto piloto

D = Durante la operación del proyecto piloto

A = Después de terminar el proyecto piloto

^a Puede incluir análisis de gas, rastreadores, salinidad, pH y contenido de ácidos orgánicos.

^b Puede incluir la composición de gas, petróleo, agua y de la roca antes, durante y después del proyecto.

^c Puede incluir temperatura, saturaciones, concentraciones y composiciones.

^d Puede incluir porosidad, permeabilidades y propiedades mecánicas.

^e Puede incluir viscosidad, gravedad API, densidades y destilación.

2.2.4.6. TIPOS DE PILOTO

- **Piloto expandible a masificación o sectorizado**

Se debe incluir la naturaleza de la prueba considerando los siguientes casos:

En el primer caso se planea expandir la aplicación del proceso partiendo de una prueba exitosa y por tanto iniciando la masificación en el mismo Campo/Yacimiento.

En el segundo caso se trata de ejecutar la prueba piloto en un área determinada, para cumplir objetivos determinados sin que esté planteada la ampliación o masificación del proceso inmediatamente después de finalizada la prueba piloto.

- **Piloto con o sin producción asociada**

Se debe incluir la naturaleza de la prueba considerando los siguientes casos:

En el primer caso se prevé contabilizar una producción de fluidos (petróleo, agua, gas), asociados a la respuesta del yacimiento a la aplicación del proceso de recuperación mejorada, por lo que se debe tener previamente contabilizada una línea base de respuesta de producción antes de aplicar el proceso.

En el segundo caso, los objetivos de la prueba piloto buscan medir parámetros o variables determinadas, sin incluir como relevante la producción asociada.

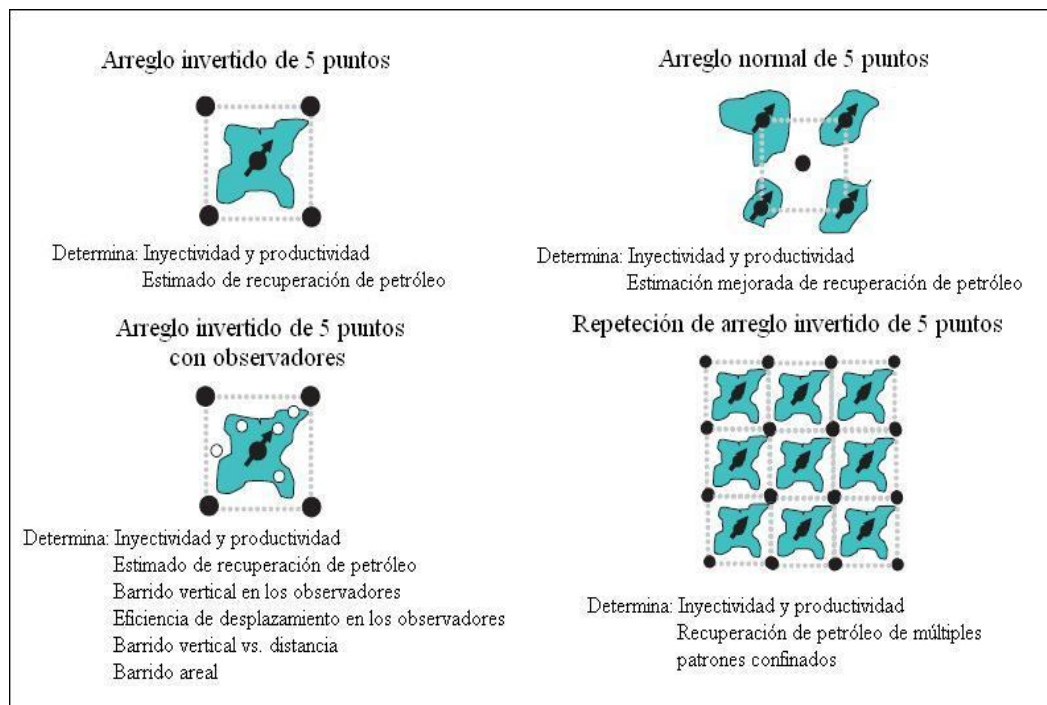


Figura 8: Arreglo de pozos en pilotos productores ⁽²¹⁾.

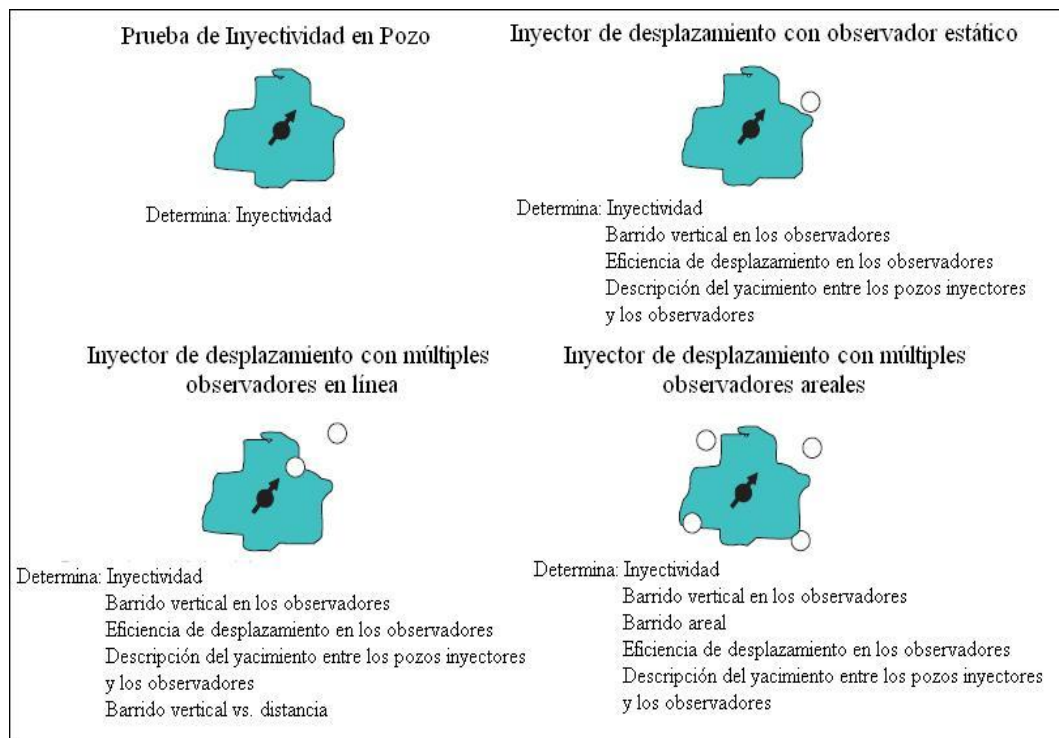


Figura 9: Arreglo de pozos en pilotos no productores ⁽²¹⁾.

La figura 8 resume las configuraciones de los pilotos productores, mientras que la figura 9 lo hace para los diseños no productores. Se muestran los diseños experimentales que se han utilizado para recopilar los datos de rendimiento, necesarios para tomar decisiones de aplicación a escala comercial. Ambos diseños de piloto productores y no productores han sido utilizados con éxito.

2.2.4.7. ANÁLISIS DE LABORATORIO RECOMENDADOS PARA PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA

Dentro del proceso de evaluación y predicción del comportamiento de una prueba piloto para un proceso de recuperación mejorada de petróleo, debe contemplarse la realización de ciertas pruebas de laboratorio. La colección de datos resultante de estas pruebas pasa en su mayoría a alimentar modelos matemáticos (analíticos o

numéricos) que permiten escalar dichas pruebas desde la simulación física en celdas de laboratorio hasta la heterogeneidad y magnitud de un yacimiento.

La Tabla 4 menciona las pruebas de laboratorio recomendadas de acuerdo al tipo de proceso a evaluar. Es importante la caracterización del agua de formación y la de inyección (esto último en caso de inyección de soluciones acuosas). La caracterización mineralógica es importante debido a la posible interacción con los fluidos que integran el proceso de recuperación mejorada.

Tabla 4: Pruebas de laboratorio para procesos de recuperación mejorada* ⁽²²⁾.

	CARACTERIZACIÓN DE FLUIDOS		INTERACCIÓN ROCA FLUIDO
	PRUEBAS EN CRUDO	PRUEBAS EN AGUA	
BÁSICAS	1. Análisis P.V.T** Porcentaje de Sedimentos y Agua en Crudo 2. Aminas 3. Composición del Gas de Formación (libre y/o disuelto)** 4. Gravedad API**	1. Presencia de Iones multivalentes en el agua de inyección y de yacimiento** 2. Sólidos Totales disueltos 3. Turbidez	1. Tomografía con rayos X y escaneo con rayos gamma para heterogeneidades. 2. Estudios mineralógicos y Petrográficos (XRD, SEM, Secciones Delgadas). 3. Análisis del tamaño de grano, distribución del tamaño de poros, porosidad y permeabilidad** 4. Pruebas de desplazamiento en núcleos de yacimiento (simples o compuestos) para determinar**: a. Curvas de presión capilar** b. Curvas de Permeabilidad Relativa** c. Movilidad del banco de Petróleo estabilizado d. Saturación residual de fluidos luego de la movilización del banco de petróleo** e. Mojabilidad**

			(AMOTT, XPS)
ADICIONALES PARA MÉTODOS QUÍMICOS	1. Numero Ácido (importante en Desplazamiento alcalino). 2. Tensión interfacial (desplazamiento alcalino y surfactante). 3. Factor de caracterización de Watson (para predicciones de solubilidad, hinchazón y comportamiento de viscosidad)	1. Prueba de compatibilidad (con la roca y los fluidos de inyección)** 2. Estudios de reología para polímeros** 3. Análisis biológicos 4. Factor de suavizadores de agua, para determinar la habilidad de remover los iones multivalentes concentración micelar crítica**	1. Número capilar (surfactantes y tensoactivos)** 2. Adsorción y desorción química** 3. Precipitación química (en métodos químicos) 4. Disolución de rocas (en alcalinos) 5. Área de superficie 6. Contenido de Arcillas e interacción con productos químicos inyectados**
ADICIONALES PARA MÉTODOS TÉRMICOS	1. Curva Viscosidad vs Temperatura** 2. Oxidación a bajas temperaturas de los depósitos de combustible (combustión). 3. Destilación Simulada 4. Porcentaje de azufre y formación de H ₂ S		1. Propiedades Térmicas y DTA (para pérdidas de calor en la zonas suprayacentes y subyacentes, conductividad térmica, calor específico) 2. Cambio en permeabilidad por hinchamiento de arcillas** 3. Pruebas de desplazamiento en núcleos empacados con restauración de permeabilidad original**
ADICIONALES PARA MÉTODOS CON GAS	1. Presión mínima de miscibilidad medida en tubos de estudio delgados** 2. Factor de caracterización de Watson (para predicciones de solubilidad, hinchamiento y comportamiento de viscosidad). 3. Análisis de compatibilidad entre gas inyectado y fluidos del yacimiento**: debe predecir la posible incidencia en la floculación de asfaltenos y cambios en la presión mínima de miscibilidad		

ADICIONALES PARA MÉTODOS CON MICROOBIO	1. Metales en el petróleo (puede ser tóxicos para los microorganismos)		
---	--	--	--

*Los documentos de referencia detallan aspectos fundamentales de los protocolos experimentales correspondientes a las pruebas especificadas. La bibliografía recomendada amplía la información técnica sobre la naturaleza de cada prueba experimental.

**Prueba Especificada como mínima requerida: La presente norma especifica un número mínimo de pruebas de laboratorio a efectos de asegurar la recolección de datos indispensables para el diseño y posterior evaluación de una prueba piloto.

2.2.4.8. VARIABLES DEL PROCESO QUE SE DESEAN MEDIR U OBSERVAR

Se refiere a factores que pueden afectar significativamente el desempeño del proyecto, cada proceso de recuperación mejorada tiene factores de particular influencia que deben ser especificados en el proceso previo de selección. La definición de variables o parámetros claves, es responsabilidad tanto del grupo que especificó el proceso de recuperación mejorada a ser evaluado, como del grupo que diseña el plan maestro de la prueba piloto, esta norma se limita a sugerir algunas variables críticas de acuerdo al tipo de proceso a evaluar (Tabla 5).

Tabla 5: Parámetros críticos de acuerdo al tipo de proceso ⁽²²⁾.

PROCESO	VARIABLE A MEDIR	UTILIDAD
	Volumen acumulado de agua inyectada al momento de la irrupción	Cálculo de la eficiencia volumétrica de barrido
	Secuencia de irrupción del agua de inyección en los pozos productores	Indicativo de permeabilidad direccional
	Tiempo y volumen de irrupción de trazadores químicos	Mapas de transmisibilidad y permeabilidad preferencial

Inyección de Agua	Saturación de fluidos en el medio poroso (perfiles de saturación)	Ubicación del frente y cálculo de saturaciones residuales y eficiencia de barrido microscópica
	Inyectividad en cabezal y en fondo por cada unidad de flujo	Viabilidad del proceso, eficiencia volumétrica real
Inyección de Gases	Tiempo para alcanzar la tasa máxima de producción	Volumen muerto/efectos de desplazamiento
	Tasa de declinación después de alcanzada la tasa máxima de producción	Volumen del banco de petróleo
	Volumen total de gas inyectado y petróleo producido	Cálculo de la eficiencia volumétrica de barrido
	Saturación de fluidos en el medio poroso	Estimación de la posición del frente y de las saturaciones residuales y eficiencia de barrido microscópica
	Medición de presiones y toma de muestras de fluidos	Efectos de represurización, efectos miscibles, segregación gravitacional
	Análisis convencionales de núcleos	Permeabilidad real, saturaciones originales
	Tiempo y volumen de irrupción de trazadores químicos	Mapas de transmisibilidad y permeabilidad preferencial
	Pruebas de presión y toma de perfiles	Movimiento del frente de gas de desplazamiento
	Costos CAPEX requeridos por equipos e instalaciones para la preparación de químicos y el	Eficiencia económica del

Inyección de Químicos Adicionalmente a las variables correspondientes a la inyección de agua	tratamiento del crudo producido	proceso
	Costos OPEX incurridos por actividades no convencionales de exploración y producción	Eficiencia económica del proceso
	Relación de costos de productos químicos por cada barril de petróleo adicional producido por este proceso	Eficiencia económica del proceso
Métodos Térmicos (vapor)	Relación toneladas de vapor inyectado por barril de petróleo producido	Eficiencia económica del proceso
	Temperatura y presión del vapor inyección en la cara de la arena, en el cabezal de inyección y a la salida de la caldera	Cálculo de la calidad del vapor que entra a la formación y estimación de las pérdidas de calor en el circuito térmico
	Costos de combustible, operación de calderas, tratamiento de agua y de efluentes, control de corrosión	Eficiencia económica del proceso
	Costos de tratamiento del crudo producido (demulsificación)	Eficiencia económica del proceso
	Pérdidas de inyectividad y producción	Problemas de taponamiento con finos producidos y estabilidad del hoyo
	Presión y temperatura en el yacimientos medida con sensores en pozos observadores	Monitoreo de comportamiento del frente de vapor
	Temperatura y Presión de	Monitoreo del avance del

Métodos Térmicos (combustión en sitio) Adicionales a las variables correspondientes a la inyección de vapor)	fondo	frente de calor
	Volumen y composición del gas producido	Establecimiento de la cinética de la reacción de combustión
	Concentración de oxígeno libre en los gases de combustión	La presencia de una concentración superior al 5% puede causar explosiones y daños graves a las instalaciones de producción y de superficie

2.2.4.9. PROCEDIMIENTO PARA SIMULAR PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO

El procedimiento para determinar las variables y el correspondiente análisis de incertidumbre se resume en el siguiente esquema (figura 10):

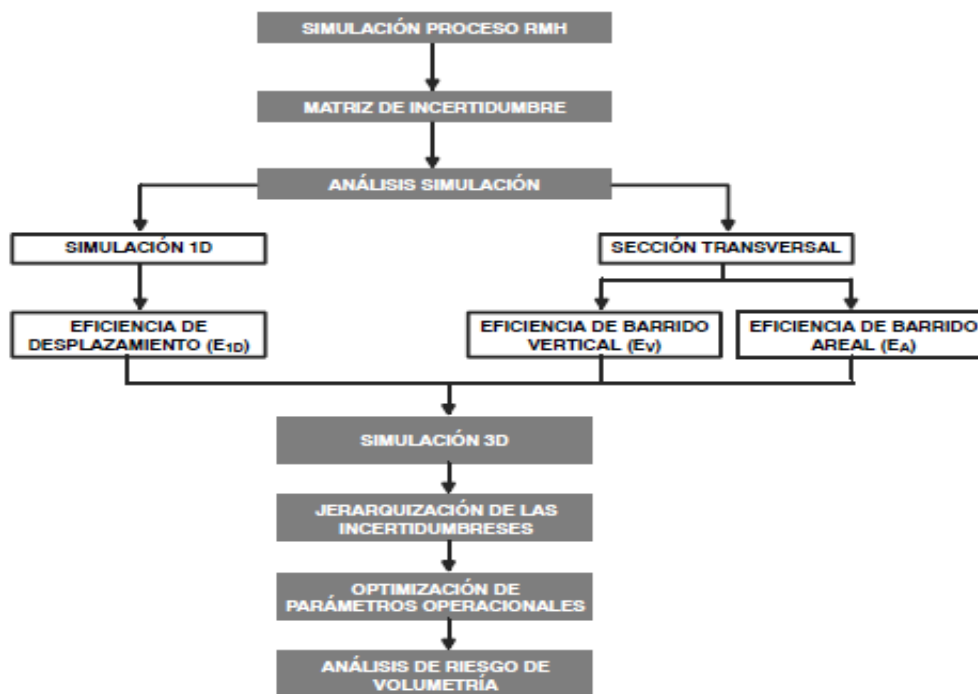


Figura 10: Esquema del procedimiento para simular procesos de RM ⁽²³⁾.

1. Matriz de incertidumbre

Lo primero que se debe hacer es identificar las principales incertidumbres asociadas a las variables críticas (utilizar como referencia la Tabla de la sección 2.4.7) y generar una Matriz. Luego, para la jerarquización de las incertidumbres, debe realizarse un análisis de simulación, en el cual son sensibilizadas cada una de las variables de la matriz de incertidumbre. Modelos de simulación numérica 1D son recomendados para evaluar la eficiencia de desplazamiento, mientras modelos 2D (Areal y/o sección transversal) y finos (alta resolución geológica) son recomendados para la evaluación de la eficiencia areal y vertical ⁽²³⁾.

Utilizando los resultados de la jerarquización, pueden ser diseñadas pruebas experimentales o estudios de caracterización, con la finalidad de disminuir la incertidumbre en aquellas variables que resulten verdaderamente importantes, lo que permitirá optimizar la inversión durante la evaluación de procesos de Recuperación Mejorada. Utilizar el modelo de simulación 3D (a escala de campo) o Sectorial y la jerarquización de incertidumbre realizada, para determinar los parámetros operacionales óptimos, que deben ser establecidos durante el arranque de la prueba.

Se recomienda diferenciar cuales incertidumbres tienen impacto principalmente en la eficiencia de desplazamiento (E_d), sobre la eficiencia vertical (E_v) y sobre la eficiencia areal (E_a). La matriz de incertidumbre (figura 11) es construida en base a las incertidumbres identificadas, como por ejemplo Curvas de permeabilidad relativa, anisotropía, distribución areal de facies, etc., esta información debe ser generada en la mesa técnica. La matriz también debe incluir los parámetros que puedan afectar el proceso preseleccionado y de los cuales no se tiene buena caracterización.

PROBABILIDAD DE OCURRENCIA	A				RIESGO MAXIMO
	M			ALTO RIESGO	
	B				
	N	RIESGO MINIMO			
		N	B	M	A
		IMPACTO			
LEYENDA		N – NINGUNO M – MEDIO		B – BAJO A – ALTO	

Figura 11: Matriz de incertidumbre para la jerarquización de variables críticas en proyectos piloto ⁽²³⁾.

2. Modelo Estático

a. Modelo Estructural

En el modelo estructural debe evaluarse la incertidumbre asociada a la interpretación más reciente, el objetivo es conocer las áreas con mayor incertidumbre en relación a las fallas interpretadas así como también de las superficies sísmicas interpretadas, para esto se deben identificar aquellas áreas donde la imagen sísmica es de poca calidad y las fallas interpretadas son poco confiables. A su vez se soportará esta información con la información de pozos, identificando fallas validadas por pozos y fallas interpretadas en la sísmica, con toda esta información disponible se logrará identificar aquellas áreas donde el modelo estructural presenta poca incertidumbre y alta incertidumbre.

b. Modelo Sedimentológico

Verificar la confiabilidad del modelo sedimentológico en cuanto a la dirección de las paleocorrientes dentro del macro modelo regional, así como los principales ambientes sedimentarios y la descripción de las facies sedimentarias por ambientes

c. Modelo Petrofísico

El grado de incertidumbre en el modelo petrofísico puede centrarse en la distribución de núcleos tanto areal como verticalmente, la información contenida en el análisis petrofísico debe ser confiable y validada para la zona donde se realizará la prueba.

La información mínima requerida de un modelo petrofísico para construir el modelo de simulación es:

- Modelo de permeabilidad
- Modelo de porosidad
- Modelo de saturación de fluidos
- Modelo de arcillosidad
- Gradiente geotérmico
- Contactos entre fluidos

3. Modelo Dinámico

a. Modelo de Presiones

El modelo de presiones proporcionará información importante sobre la compartimentalización de áreas en el yacimiento, la validación de la data de presiones va a constituir unos de los puntos de mayor importancia, así como información de seguimiento.

b. Información de Producción e Inyección

En caso de contar con datos de productividad e inyectividad de pozos, es importante que estos sean incorporados al modelo de simulación. Si no se dispone de ellos, se recomienda la planificación inmediata de pruebas que permitan evaluar estos parámetros.

c. Información proveniente de pruebas PVT

Con respecto a la información de pruebas PVT, se debe verificar la representatividad de las muestras, además de la relación entre pruebas disponibles y validadas, y la cobertura areal y vertical de las mismas.

d. Modelo Roca – Fluido

El modelo roca--fluido a utilizar en la simulación numérica de la prueba piloto de recuperación mejorada debe contar con curvas de permeabilidad relativa y presión capilar, obtenidas en análisis de laboratorios realizados a núcleo tomados en pozos del área.

La humectabilidad de la roca es un factor importante a considerar cuando se desea realizar cualquier prueba piloto de un proceso de recuperación mejorada. De este factor dependerá la eficiencia del barrido y por ende el factor de recobro. Por tal motivo, se debe caracterizar muy bien la humectabilidad predominante en las diferentes zonas del yacimiento

e. Modelo Geoestadístico

Se recomienda disponer de un modelo geoestadístico, con alta resolución geológica, que honre los modelos anteriores. Es necesario verificar que el modelo tenga correspondencia con las características de las zonas productoras de cada pozo, así como contar con múltiples realizaciones que permitan plantear escenarios optimistas y pesimistas y de esta manera cuantificar la incertidumbre que pueda estar asociada por variabilidad geológica.

g. Simulación Numérica

En relación con la simulación numérica se recomienda considerar los siguientes aspectos y modificar aquellos que sean necesarios para el modelo sectorial:

- Tipo de malla y orientación.
- Número de celdas y su discretización.
- Método de resolución de las ecuaciones implícito, explícito o adaptativo.
- Cobertura de los modelos: modelo escala de campo, sección transversal, modelo representativo de los fenómenos alrededor del pozo.
- Tipo de simulador: petróleo negro, composicional, térmico, doble porosidad, doble permeabilidad.
- Cotejo histórico de las principales variables: RGP, R_s , densidad, tasas de producción, presiones de fondo fluyente, etc.

4. Análisis de simulación

En esta etapa serán generados modelos de simulación numérica que permitan evaluar las incertidumbres definidas en la matriz, con el objetivo de cuantificar su impacto en la eficiencia del proceso.

En tal sentido serán generados modelos 1D, 2D y en casos de Modelos Complejos Composicionales o Térmicos, Modelos Sectoriales que permitan cuantificar como afectan estas incertidumbres en la eficiencia de desplazamiento, la eficiencia de barrido areal y la eficiencia de barrido vertical en el proceso preseleccionado.

- ***Simulación 1D***

Estos tipos de modelos no representan la geometría real del yacimiento y no pueden simular los procesos de desplazamiento, sin embargo, deben ser utilizados para calibrar pruebas de laboratorio (desplazamiento) y para propósitos de sensibilidades variando parámetros del yacimiento o para realizar escalamientos de propiedades petrofísicas.

Una vez disponible la EDE multicomponentes, se debe generar un modelo 1D que simule las pruebas de laboratorio, con la finalidad de evaluar la capacidad de la EDE de reproducir las condiciones de desplazamiento y transferencia de masa y calor. Los resultados simulados y experimentales deben cotejar, de lo contrario debe ser reajustada la EDE.

- ***Simulación 2D (Sección Areal o Transversal)***

Para evaluar cómo afectan las variables definidas en la matriz de incertidumbre, en la eficiencia de barrido vertical y areal del proceso pre--seleccionado, se deben construir modelos de simulación 2D, tanto verticales como areales, con la finalidad de realizar un análisis de sensibilidades que permita cuantificar el impacto de estas variables en la eficiencia del proceso y de acuerdo a este impacto realizar una jerarquización de las mismas.

2.2.4.10. RESULTADOS DEL PROYECTO PILOTO

Según la metodología que se propone en este trabajo, para poder presentar una propuesta de masificación de una tecnología de recuperación mejorada, es necesario que se haya hecho previamente una prueba piloto. Es por esto que en la matriz de evaluación se incluye como aspecto crítico los resultados obtenidos del proyecto piloto.

Los resultados de un proyecto piloto se obtienen cuando se cubren los objetivos que se plantearon, se cuenta con la información suficiente y se obtuvo una respuesta de la tecnología que se estaba probando. Sean satisfactorios o no, los resultados del proyecto piloto junto con toda la información que se obtuvo, tiene un valor agregado. Cuando culmina el proyecto piloto se procede a hacer el cierre del mismo, se hace un informe donde se contemplan los resultados y se envía en este caso al Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería. De ser satisfactorios los resultados se podría evaluar una posible masificación a una escala mayor, si el ente Gubernamental aprueba los resultados, la empresa que está a cargo del proyecto puede entonces iniciar el plan de ejecución de proyectos para la masificación de la tecnología para luego presentar una propuesta de este nuevo proyecto que será sometido a evaluación. En el cierre del proyecto piloto deben resaltar resultados claves como: factor de recobro, volumen de crudo desplazado, reservas secundarias recuperadas, ajuste de los resultados con el modelo dinámico definido, entre otros. En el Capítulo II se plantearon las mejores prácticas para ejecutar un proyecto piloto de forma exitosa, bien sea aplicado en un campo o en laboratorio. Los resultados que se deberían obtener de un proyecto piloto son los siguientes:

- Aspecto económico: Evaluación Costo – Beneficio – Riesgo, Análisis de Sensibilidad y Análisis de Riesgo.
- Área seleccionada: Modelo estático y dinámico definido, arreglo de pozos. En general en una prueba piloto es factible desde el punto de vista económico tener pozos confinados en lugar de arreglos, en estos casos hay que tener en cuenta que los resultados no son extrapolables de manera directa a todo el yacimiento, y hay que

hacer uso del análisis particular del comportamiento de variables claves y apoyarse en herramientas de simulación numérica y análisis de estadístico para hacer la mencionada extrapolación.

- Producción: donde se concentra toda la atención es en el Factor de Recobro, el volumen de crudo desplazado y las reservas secundarias que se recuperaron.
- En los resultados del proyecto piloto se deben contemplar las variables que se midieron según el proceso que se aplicó. En la Sección 2.4.8 se muestra una tabla con todas las variables que se desean medir y la utilidad de hacer dicha medición, se clasifica por proceso.
- Los análisis de laboratorio también se deben presentar en los resultados, dichos análisis se describen en la Sección 2.4.7, donde se clasifican según el método de recuperación mejorada que se esté aplicando, se describen las pruebas que se deben realizar en laboratorio.
- La simulación es clave para la evaluación de incertidumbres, se debe entregar un análisis de simulación, el esquema para simular un proyecto de recuperación mejorada se encuentra en la sección 2.4.9. Los modelos de simulación numérica permiten evaluar las incertidumbres definidas en la matriz, con el objetivo de cuantificar su impacto en la eficiencia del proceso.

En los resultados del proyecto piloto debe estar la interpretación de los datos monitoreados. Luego de revisar los aspectos más importantes a los que el piloto debería dar respuesta, se hizo una lista, y se presenta a continuación:

- Factor de Recobro
- Análisis de Riesgo
- Análisis de Simulación
- Arreglo de Pozos
- Pruebas de Laboratorio
- Análisis PVT
- Plan de Monitoreo

La evaluación de los resultados del proyecto piloto son de suma importancia para el uso de la matriz, debido a que de esos resultados depende el arranque del proyecto de masificación de la tecnología.

Con esta referencia se podrá evaluar en la matriz el ítem “Resultados proyecto piloto” para dar continuidad a la evaluación de los demás aspectos del proyecto.

Las mejores prácticas para la ejecución de un proyecto piloto que se plantean en esta investigación, pueden ser llevadas a cabo para un proceso de masificación de una tecnología.

2.2.5. EJECUCIÓN DE PROYECTOS

La ejecución de un proyecto puede ser vista como un proceso que se desarrolla en fases, desde que nace o se concibe la idea hasta que se materializa y se pone en operación el activo o la instalación y ésta comienza a generar un valor al accionista o dueño. En algunos casos, el proyecto podría no llegar a ejecutarse y ser cancelado durante su trayectoria hacia la materialización, porque en algún momento de ésta se pudo determinar que no genera suficiente valor.

Lo que se busca con este trabajo es que el Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería, pueda asegurar con un alto porcentaje de confiabilidad el éxito de un proyecto de Recuperación Mejorada, del cual se pretenda implementar en todo un campo donde previamente se haya ejecutado un proyecto piloto. Para llevar a cabo esta tarea se debe conocer la estructura de ejecución de un proyecto, con el fin de poder evaluar el proyecto por fases y así garantizar que se cumplan todos los requerimientos que harán de ese proyecto técnico-económicamente factible.

El flujo de trabajo que vamos a seguir en este trabajo para la ejecución de proyectos está sustentado en las Guías de Gerencia para Proyectos de Inversión de Capital (GGPIC) en las cuales se abarca el proceso de ejecución de proyectos mayores, para las áreas de producción (aguas arriba) y refinación y petroquímica (aguas abajo),

desde el momento en que se genera la base de recursos a nivel corporativo, para luego pasar a la concretización y definición de propuestas y proyectos en las filiales, pasando por todo el ciclo presupuestario y aprobatorio, el ciclo de planificación y ejecución de los proyectos, y culminando con la puesta en marcha de las instalaciones, su entrega a operaciones, los informes de cierre hasta el primer informe “Post-Mortem” (normativa PDVSA), su divulgación y la evaluación continua del cumplimiento de las premisas del negocio durante la vida útil del activo construido, como se muestra en la siguiente figura.

2.2.5.1. GUÍAS DE GERENCIA DE INVERSIÓN DE CAPITAL (GGPIC)

Para el desarrollo de la matriz de evaluación, se tomó como referencia las Guías de Gerencia para Proyectos de Inversión de Capital (GGPIC), estas guías son usadas por PDVSA en la ejecución de proyectos.

Las GGPIC son un conjunto de guías, reglas y prácticas que nos permiten navegar ordenadamente a través de todas las fases de un proyecto, desde su visualización/conceptualización hasta su entrega a los grupos de operaciones, asegurando que se agoten todas las instancias establecidas antes de pasar de una fase a otra y acometer gastos adicionales.

En base a estas guías se pudieron definir en su mayoría los ítems que deben estar presentes en una propuesta de masificación de una tecnología de recuperación mejorada. En estas guías se contemplan cinco fases del proyecto que son: Visualización, Conceptualización. Definición, Implantación y Operación.

Para este trabajo se tomaron en cuenta las tres primeras fases según las GGPIC, cuyos requisitos y productos principales se indican en la siguiente gráfica (figura 12).

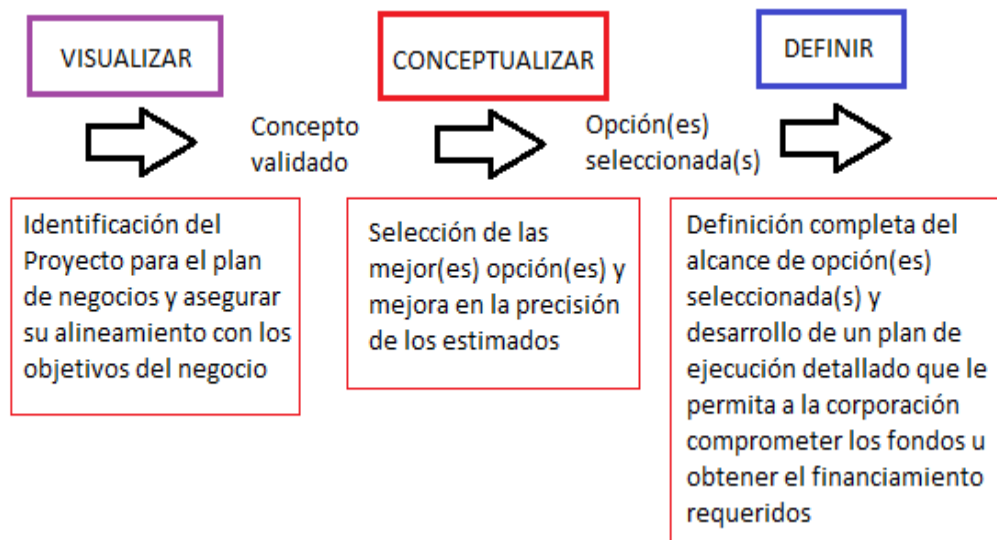


Figura 12: Metas de cada Fase ⁽²⁴⁾.

En la gráfica podemos apreciar como al finalizar cada fase debe haber un producto bien definido, que es sometido a un exhaustivo análisis para decidir el paso siguiente. A través del proceso contemplado en la gráfica se puede manejar la ejecución de proyectos de una forma más eficiente, minimizando el compromiso de capital requerido en cada fase.

Toda la esencia y el funcionamiento del proceso se pueden resumir a continuación:

- Los proyectos están divididos en FASES, a cada una de las cuales le corresponde un punto de decisión clave.
- Al finalizar una fase existe un punto de control (DECISIÓN), donde un AUTORIZADOR y el equipo del proyecto tomarán la decisión de pasar o no a la próxima fase.
- Los elementos de juicio que soportan la toma de decisión están contenidos en unos DOCUMENTOS DE SOPORTE DE DECISIÓN, los cuales consisten en una recopilación de los documentos más importantes desarrollados en cada fase.
- Se deberá evaluar el GRADO DE DEFINICIÓN DEL PROYECTO antes de pasar a la fase de Implantar.

El Documento de Soporte de Decisión o DSD, es la recopilación de la documentación generada en cada fase, y consta de cuatro partes principales:

1. Un resumen ejecutivo.
2. Un análisis comercial de la situación.
3. Un análisis de los riesgos identificados y considerados.
4. Un plan de lo que viene después.

En la figura 13 se ilustra brevemente el contenido típico de las cuatro partes mencionadas.

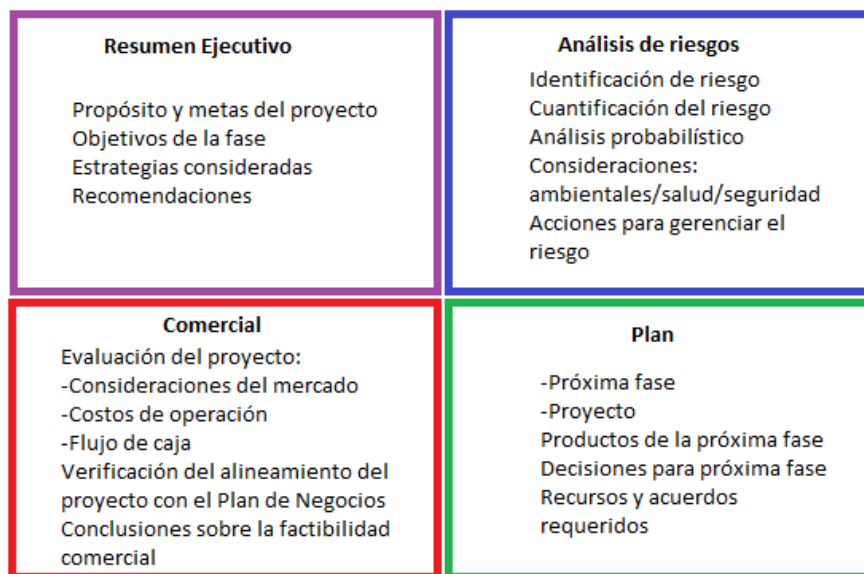


Figura 13: Esquema del documento de soporte para la toma de decisión (DSD) ⁽²⁴⁾.

Para nuestro caso de estudio solo se tomarán en cuenta las tres primeras fases, debido a que la fase implantación no dará inicio hasta que sea aprobada la propuesta de masificación. Para entender lo antes expuesto, a continuación se describirán las fases: Visualización, Conceptualización y Definición, con el objetivo de extraer todos los aspectos técnicos-económicos que se consideren relevantes para nuestra matriz.

1. FASE VISUALIZAR

En esta primera fase se originan los proyectos de inversión. Las ideas que originan los proyectos pueden provenir, en cualquier momento, de cualquier parte de la Corporación, pero son generalmente el producto de los análisis del ambiente externo e interno a ella, o del análisis F.O.D.A (Fortalezas, Oportunidades, Debilidades, Amenazas) que se realiza como parte de los ciclos de planificación. Estos análisis se efectúan en equipo con la participación de todas las organizaciones de la Corporación y bajo la responsabilidad integradora de las unidades de Planificación Corporativa.

Los objetivos que se cubren en esta fase se describen en la figura 14, se muestran como un flujo de trabajo donde cada objetivo se debe cumplir para dar inicio a la siguiente fase.

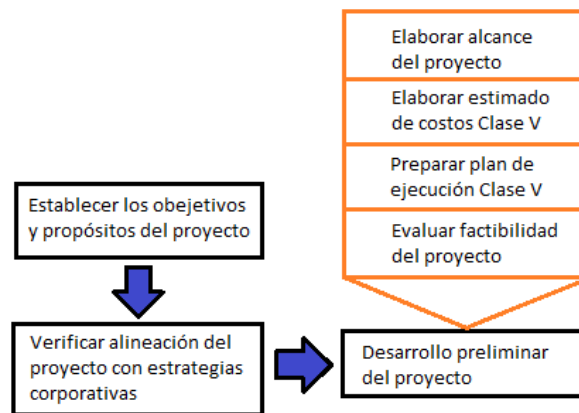


Figura 14: Objetivos de la fase Visualizar ⁽²⁴⁾.

Luego de que los objetivos y propósitos del proyecto han sido establecidos, y los grupos de planificación han constatado que cumplen con las estrategias y lineamientos del plan de negocios, se debe elaborar un alcance preliminar, a fin de utilizarlo de base para estimar su costo y tiempo de ejecución. Estos estimados se utilizarán en el análisis para confirmar la factibilidad económica del proyecto y la conveniencia de proseguir con su desarrollo.

Este estimado debe basarse en una definición global, a “*grosso modo*”, del proyecto y de sus principales unidades de proceso, en la que la información disponible se limite esencialmente a:

- Tamaños o capacidades propuestas
- Ubicación geográfica
- Especificación preliminar de insumos y productos
- Fechas tentativas de inicio y finalización del proyecto

Se debe preparar un plan preliminar para la ejecución del proyecto mediante el uso de datos históricos sobre tiempos de ejecución de proyectos similares. Este plan debe incluir:

- Premisas consideradas para la programación de la ejecución, tales como:
 - Requerimientos de perforación/evaluación de pozos de prueba.
 - Periodos de negociación con licenciarios de procesos.
 - Estudios e investigaciones especializadas y específicas por desarrollar.
- Cronograma para el desarrollo de los hitos principales de la ejecución del proyecto
 - Definición completa.
 - Estudios.
 - Aprobación.
 - Licitación y contratación.
 - Ingeniería, procura y construcción.
- Las holguras permisibles después de la cual se comienza a:
 - Afectar la rentabilidad del proyecto.
 - Incumplir compromisos de mercado o ministeriales (oficiales).
- Los potenciales riesgos de incumplimiento con el cronograma planteado.

Una vez que se tiene estimada la inversión / gastos y el plan para la ejecución del proyecto, se procede con estos datos a establecer la rentabilidad del mismo. Luego se establece su jerarquización dentro de la cartera de proyectos que conforman la base de recursos. Los proyectos que presentan los índices económicos más bajos, son sometidos a un análisis alternativo, a objeto de determinar si existe un esquema de explotación (en el caso de producción) o un proceso más económico (en el caso de manufactura) diferente al planteado que mejore la rentabilidad.

Los índices más importantes que genera la evaluación económica son los siguientes:

- Valor presente neto.
- Eficiencia de la inversión.
- Tasa interna de retorno.
- Tiempo de pago.
- Ganancia por barril o unidad de producto.

Documento de Soporte de Decisión (DSD) a ser preparado al finalizar la fase Visualizar:

- Resumen ejecutivo
- Propósito/ metas del proyecto
- Objetivos de la fase
- Estrategias consideradas
- Recomendaciones
- Informe de prefactibilidad económica
- Costos de inversión
- Costos de operación
- Flujo de caja
- Indicadores económicos
- Estimado de costo Clase V
- Plan de ejecución Clase V
- Documento de verificación de alineación del proyecto con los objetivos del negocio
- Consideraciones de mercado (Precios de venta de producto)
- Lista de riesgos mayores
- Recursos requeridos para ejecutar la próxima fase (conceptualizar).
- Plan para ejecutar la próxima fase

2. FASE CONCEPTUALIZAR

Los productos de la fase de visualizar constituyen el insumo de trabajo para continuar con el desarrollo del proyecto y ejecutar la fase de “*conceptualizar*”.

El propósito de esta fase es la selección de la(s) mejor(es) opción(es) y la mejora en la precisión de los estimados de costos y tiempo de implantación. Todo esto para lograr lo siguiente:

- Reducir la incertidumbre y cuantificar los riesgos asociados
- Determinar el valor esperado para la(s) opción(es) seleccionada(s).
- Básicamente, esta fase busca cumplir con dos objetivos principales:
- Organizarse para la fase de planificación del proyecto

- Seleccionar la(s) opción(es) preferida(s) y solicitar los fondos para ejecutar las actividades que permitan obtener un estimado de costo Clase II.

Los objetivos que se cubren en esta fase se describen en la figura 15, se muestran como un flujo de trabajo donde cada objetivo se debe cumplir para dar inicio a la siguiente fase.

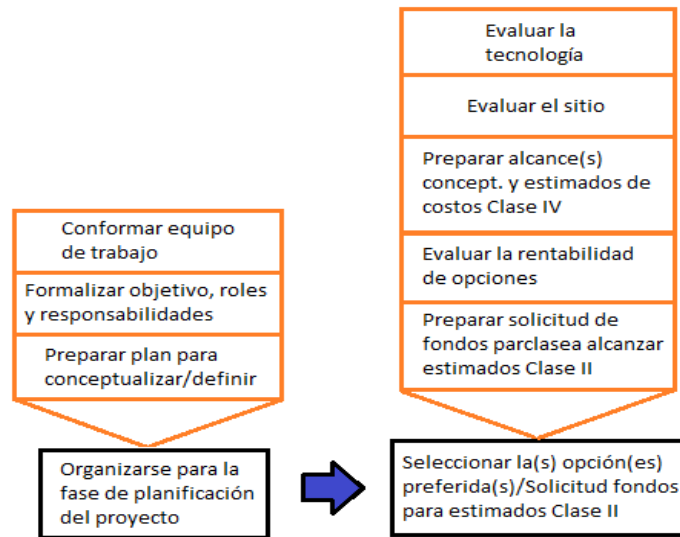


Figura 15: Objetivos de la Fase Conceptualización ⁽²⁴⁾.

Para comenzar con esta fase, lo primero es la conformación de equipos. El líder debe evaluar los requerimientos del proyecto para la conformación del equipo e incluir en el mismo los recursos humanos y experiencia para cada área específica en el proyecto, asignando responsabilidades donde cada equipo tiene un fin y un objetivo claro. Como por ejemplo, asignar un equipo para Evaluación del mercado y el negocio, construcción, ingeniería general, entre otras áreas.

Para desarrollar el proceso de planificación preliminar del proyecto se debe ejecutar un plan que se traduce en una formalización y documentación de los métodos y recursos que puede utilizar la empresa. En este punto se establecen los cronogramas, los requerimientos del negocio, se hace un presupuesto estimado para la

planificación, permisología, disminuir los riesgos en diferentes áreas y se describe el proyecto completo.

En esta etapa se evalúa el abanico de tecnologías del cual se dispone. Las actividades para analizar la tecnología sopesan las tecnologías disponibles en relación con las necesidades y restricciones de la Corporación. Los miembros del equipo deben identificar las brechas tecnológicas y de conocimiento, para trabajarlas y producir información complementaria que permita a los niveles correspondientes tomar decisiones de calidad.

Normalmente la selección de la tecnología del proyecto se hace con base en varias tecnologías en competencia y posiblemente alguna tecnología desarrollada dentro de la Corporación. Para este momento ya la tecnología fue seleccionada y probada en un proyecto piloto. En esta etapa se hará una evaluación técnica preliminar y se desarrollarán alternativas al proceso.

Como en los proyectos piloto la evaluación del sitio a escala de campo es muy importante, en muchos casos, las características del sitio influyen la selección de la tecnología. El equipo de trabajo debe desarrollar suficiente información para permitir que la optimización se concrete durante la actividad “evaluación de rentabilidad de opciones”.

La actividad “evaluación del sitio” consiste en la ponderación de las fortalezas y debilidades de las diferentes ubicaciones, para cumplir con los requerimientos del dueño.

Uno de los eslabones más importantes de esta fase es preparar el alcance conceptual y estimado de costo Clase IV (ver sección 2.4.9.). El propósito de esta actividad es generar suficiente información para el análisis financiero durante la tarea “evaluar rentabilidad de opciones”, y reducir las incertidumbres a un nivel “aceptable” de riesgo.

En esta etapa, es muy importante mantener un balance adecuado entre la necesidad de desarrollar detalles más precisos y la verdadera disponibilidad de tiempo y presupuesto para el estudio.

Documento de Soporte de Decisión (DSD) a ser preparado al finalizar la fase Conceptualización:

- Memorando de justificación del desarrollo del proyecto
- Resumen ejecutivo (*actualización*)
- Objetivos de la fase
- Estrategias consideradas
- Recomendaciones
- Evaluación económica de c/u de las alternativas consideradas
- Costos de operación
- Costos de inversión
- Flujo de caja
- Criterios de evaluación
- Indicadores económicos
- Análisis de riesgos
- Identificación de riesgos de c/u de las alternativas consideradas
- Cuantificación de los riesgos
- Ponderación de los riesgos
- Estimados de costos clase IV de c/u de las alternativas consideradas
- Alternativa seleccionada
- Justificación de la tecnología seleccionada
- Informe de soporte de la alternativa seleccionada
- Plan de ejecución del proyecto Clase IV
- Plan de ejecución de la próxima fase: definir
- Formalización de roles y responsabilidades
- Cronograma de trabajo
- Recursos para ejecutar la próxima fase
- Presupuesto
- Equipo de trabajo
- Oficina

3. FASE DEFINIR

Las decisiones tomadas en la fase de Conceptualización constituyen el insumo de trabajo para continuar con el desarrollo del proyecto y ejecutar la fase de **Definir**.

El propósito de esta fase es desarrollar en detalle el alcance y los planes de ejecución de la opción seleccionada para:

- Permitir a la Corporación comprometer los fondos u obtener el financiamiento requerido para ejecutar el proyecto.
- Preparar la documentación que sirva de base para la ingeniería de detalle y la contratación de la ejecución del proyecto.
- Confirmar si el valor esperado del proyecto cumple con los objetivos del negocio.

Los objetivos que se cubren en esta fase se describen en la figura 16, se muestran como un flujo de trabajo donde cada objetivo se debe cumplir para dar inicio a la siguiente fase.

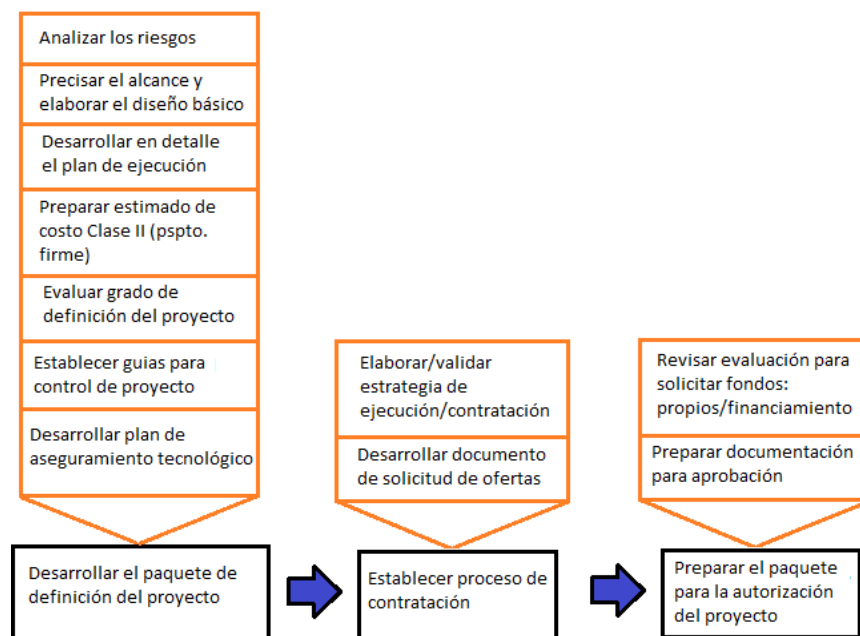


Figura 16: Objetivos de la Fase Definición ⁽²⁴⁾.

Lo primero que se hace en esta fase es el Análisis de Riesgo, La evaluación de riesgos es una herramienta de gerencia que le presenta al “nivel de decisión” opciones, de tal manera de eliminar la posibilidad de exceder los límites establecidos en cuanto a costo, tiempo de ejecución y factibilidad técnica. La evaluación de riesgos debe ser

cualitativa y cuantitativa. En cuanto al análisis particular de la variabilidad del estimado de costo, éste trata de identificar aquellas circunstancias que pueden producir variaciones directas en él. Muchas compañías utilizan indistintamente el análisis probabilístico o método de Montecarlo ya mencionado o un método subjetivo (particular y propio), tal como el enfoque de evaluación de la contingencia.

Los métodos más comunes de evaluar el riesgo de terminar a tiempo son las técnicas de revisión y evaluación del programa (PERT) y el método de determinación del camino crítico (CPM). Existen en el mercado diferentes aplicaciones de computadora que permiten evaluar y analizar en profundidad la probabilidad de cumplir con los tiempos establecidos en la programación del proyecto.

La evaluación de riesgos consta esencialmente de tres pasos: identificación, medición y gerencia del riesgo.

Identificación del riesgo

La parte más importante en la evaluación de riesgos es la identificación de los mismos. La identificación de los riesgos es una tarea difícil, ya que no existen procedimientos infalibles que puedan ser utilizados para identificarlos.

La identificación del riesgo depende principalmente de la experiencia del personal clave del proyecto. Entre los elementos considerados en el riesgo del negocio y que merecen consideración, podemos mencionar:

- Costos de capital.
- Costos operacionales y de mantenimiento.
- Costos de arranque y de preparación para el arranque.
- Consideraciones de mercado, tales como comerciabilidad del producto, tamaño del mercado, porcentaje de participación y ciclo de vida del proyecto.
- Incertidumbres en la tecnología y en el proceso.
- Aspectos públicos.
- Regulaciones.
- Calificación y disponibilidad de contratistas y consultores.
- Impactos financieros.
- Disponibilidad y costos de financiamiento y la estabilidad del mercado financiero.
- Costo y disponibilidad de materia prima y fuentes de suministro.
- Códigos y regulaciones gubernamentales.

Adicionalmente, existe una variedad de riesgos asociados a la construcción, entre los cuales podemos mencionar los siguientes:

- Disponibilidad y productividad de la mano de obra.
- Disponibilidad de subcontratistas, equipos especializados y suplidores locales.
- Mal tiempo y lluvias.
- Huelgas, paros y otros aspectos sindicales.
- Factores económicos impredecibles (inflación, etc.)
- Condiciones del sitio no previstas (suelo, etc.).
- Nivel de Constructibilidad.
- Otros factores y problemas de logística no previstos.

Medición del riesgo

La medición del riesgo del negocio cubre aquellas situaciones en las que el dueño trata de determinar los efectos producidos por: la incertidumbre en la demanda del producto, los factores del mercado, las necesidades de flujo de caja y los costos de capital. Para hacerlo se pueden utilizar diferentes métodos, tales como:

1. Análisis de sensibilidad
2. Evaluación por escenarios
3. Simulación de Montecarlo
4. Árbol de decisión.

Estas metodologías tienen cada una sus ventajas y limitaciones y pueden utilizarse independientemente con base en la conveniencia para cada situación en particular.

Gerencia del riesgo

La principal meta del proceso de evaluación del riesgo es la gerencia del riesgo. La gerencia del riesgo es un proceso que consiste en controlar el impacto del mismo dentro de la inversión, los costos operacionales, el tiempo de ejecución, la calidad del proyecto y los objetivos de mercado, mediante la toma de medidas apropiadas para mitigarlo o eliminarlo. Estas medidas deben ser tomadas efectuando, en todo momento, análisis de costo/beneficio para ver si se justifican; o en otras palabras, considerando permanentemente sus posibles impactos en la rentabilidad del proyecto.

El paquete para la autorización del proyecto debe ser un compendio de todos los documentos necesarios que deben ser presentados al nivel de decisión correspondiente, para que sirvan de base para solicitar los fondos para la ejecución del proyecto. Esto ocurre al finalizar la fase de definición.

Básicamente este paquete comprende todos los elementos importantes desarrollados en las fases correspondientes a la definición y desarrollo del concepto del proyecto (visualización, conceptualización, y definición). En este paquete se incluyen las conclusiones y recomendaciones.

En la mayoría de los casos, se elabora una presentación que resume todo lo antes señalado, la cual será utilizada en las reuniones con los diferentes niveles de decisión y/o comités que se encuentren en la cadena de aprobación del proyecto.

El gerente del proyecto deberá contar con la información de soporte a la solicitud de aprobación, la cual formará parte del archivo del proyecto.

Documento de Soporte de Decisión (DSD) a ser preparado al finalizar la fase definir:

Resumen Ejecutivo

- Propósito/ metas del proyecto
- Objetivos de la fase definir
- Estrategias consideradas
- Recomendaciones
- Informe de evaluación del grado de definición del proyecto

Análisis comercial

- Estimado de costos Clase II
- Planes detallados de ejecución del proyecto Clase II
- Evaluación económica
 - Costos de operación
 - Costos de inversión
 - Flujo de caja
 - Criterios de evaluación
 - Indicadores económicos
 - Desviaciones con respecto al plan original

Análisis de riesgos

- Cuantificación de los riesgos
- Análisis de sensibilidad
- Gerencia del riesgo
- Revisión de la alineación del proyecto con las estrategias corporativas
- Estudio de impacto ambiental

Plan

- Estrategia de ejecución
- Estrategia de contratación
- Planes detallados de ejecución (PEP)
- Recursos para ejecutar el proyecto
 - Presupuesto
 - Organización
 - Oficinas, etc.
- Guías para el control del proyecto

2.2.5.2. GRADO DE DEFINICIÓN DEL PROYECTO (PDRI)

En el proceso de búsqueda de información y elaboración del marco teórico se investigaron las fuentes primordiales, como el Grado de definición del proyecto o PDRI (por sus siglas en inglés) original creado por el “Construction Industry Institute” CII. El PDRI original para los proyectos industriales del CII consiste en 70 elementos en un formato tipo lista de chequeo de medición. Los 70 elementos son divididos en tres secciones principales y 15 categorías. Adicionalmente todos los elementos se describen en detalle en un documento complementario de 34 páginas (Gibson y Dumont 1996).

Estas descripciones les proporcionan un entendimiento completo de lo que constituye la definición de cada elemento a los planificadores de la industria.

En el PDRI para proyectos industriales existen seis (6) niveles de definición que van desde el nivel cero (0) hasta el nivel cinco (5). El nivel cero (0) representa que el elemento no aplica por lo tanto no influye en la medición del proyecto, el nivel uno(1) significa que el elemento presenta unos niveles de definición entre el 90% y el

100%; el nivel dos (2) muestra que el elemento en cuestión tiene un porcentaje de madurez entre 70% y el 90%, el nivel tres (3) entre 40% y 70%, el nivel cuatro (4) entre 20% y 40%, y por último, el nivel cinco (5) que define la madurez del elemento entre un 0% y un 20%. La forma como el PDRI original cuantifica los proyectos es de menor a mayor, es decir, cuanto menor es la puntuación de un proyecto mayor es su grado de definición. El valor mínimo exigido para que un proyecto sea aceptable es de 200 puntos en una base de 1000. Valores superiores indicarían que el proyecto todavía no está lo suficientemente maduro como para pasar a la fase siguiente.

El PDRI original le asigna a cada elemento un peso específico y este tiene su valor máximo al llegar al nivel 1 que significa el 100% de la definición. Estos valores son fijos e independientes del tipo de proyecto o de la importancia que la actividad tenga dentro de estos.

La evaluación del PDRI es una de las prácticas más actuales y efectivas para determinar el grado de definición de proyectos. El objetivo de la evaluación PDRI es identificar con precisión el grado de definición de los elementos críticos en el paquete de Definición de un proyecto, que permiten a los equipos de evaluación y del proyecto, predecir los factores y riesgos que pueden impactar al mismo.^[1]

Un ejemplo de PDRI es el utilizado por PDVSA para el seguimiento de sus proyectos y es el que se tomó como base para la elaboración de la Matriz de evaluación. Este PDRI consta de tres secciones principales como los son: 1) Bases de Decisión del Proyecto; 2) Definición del Alcance Técnico y, 3) Aproximación de la Ejecución, dentro de estas secciones se encuentran las siguientes categorías:

- Criterios / Objetivos de Manufactura / Fabricación
- Objetivos del Negocio / Filosofía Empresarial
- Datos Básicos de Investigación y Desarrollo
- Alcance del Proyecto
- Ingeniería de Valor
- Información del Sitio
- Ingeniería Mecánica y de Procesos
- Definición de Equipos Mayores
- Ingeniería Civil, Estructural y Arquitectura
- Infraestructura Complementaria

- Ingeniería de Instrumentación y Eléctrica
- Estrategia de Procura
- Entrega de Documentación
- Control del Proyecto
- Plan de Ejecución del Proyecto

Este PDRI está enfocado hacia el área de la ingeniería y maneja de forma muy básica el proceso de procura. Este PDRI no es suficiente para ser aplicado a un proyecto de masificación de tecnologías de recuperación mejorada ya que para estos es fundamental ver el proyecto en forma global donde se enmarquen perfectamente la ingeniería, la procura y la construcción, así como los demás componentes que puedan afectar un proyecto.

Otra herramienta que se utilizó como base de esta investigación fue el “EM Project Definition Rating Index” que es una modificación del PDRI y que ha sido probada por el equipo de proyectos del “Environmental Management” (EM) del Departamento de Energía de los Estados Unidos. El EM-PDRI es una herramienta de la gerencia de proyectos que provee una manera de evaluar cuándo y cómo un proyecto está definido. El rango es determinado por las evaluaciones del nivel de definición de elementos de gerencia de un proyecto en las áreas de costos, alcance, tiempo, planificación y control, así como factores externos.

El Valor de Madurez del EM-PDRI proporciona una valoración numérica (de 0 a 5) basado en el grado de definición del elemento, a diferencia del PDRI original un valor “5” llena todas las expectativas del criterio de definición y un valor “1” significa que el elemento tiene deficiencias en su definición. Un valor “0” es el valor que se refiere a que el elemento no aplica dentro del proyecto. En cuanto al criterio de cuantificación en porcentaje tenemos que el nivel cinco (5) significa que el elemento presenta unos niveles de definición entre el 96% y el 100%; el nivel cuatro (4) muestra que el elemento en cuestión tiene un porcentaje de madurez entre 81% y el 95%, el nivel tres (3) entre 51% y 80%, el nivel dos (2) entre 21% y 50%, y por último, el nivel uno (1) que define la madurez del elemento entre un 1% y un 20% ⁽³⁾.

Esta última escala de definición es la que se tomó en este trabajo de investigación, por ser más precisa y más actualizada.

Para la matriz de evaluación integral se tomó como base el PDRI original y el EM-PDRI, la selección de los elementos que componen la matriz se basó en las GGPIC y en los artículos técnicos consultados sobre ejecución, planificación, gerencia de proyectos y tecnologías de recuperación mejorada.

2.2.5.3. MATRIZ DE RIESGO

A esta metodología incluimos el diseño de una matriz de riesgo, que va a permitir controlar y gestionar los riesgos en la etapa de planificación del proyecto. La empresa que está a cargo del proyecto deberá presentar dicha matriz con todos los riesgos que presenta el proyecto, el MPetroMin como ente gubernamental a cargo de la aprobación del proyecto, debe estar al tanto de todos los eventos adversos que puedan afectar de forma importante al proyecto, y de ocurrir alguno, procurar que estos sean manejados a tiempo.

Sin embargo, los riesgos de un proyecto no son estáticos, es decir, los supuestos que se usaron para determinar la probabilidad y el impacto cambian a medida que avanza el proyecto. El líder y equipo de proyecto deberán realizar un monitoreo continuo de las condiciones y supuestos de los riesgos para determinar si estos sufren cambios y requieren de una reclasificación con base a la información original.

Para desarrollar la matriz de riesgos es necesario identificar las entradas necesarias que proveerán la información con la que el líder y el equipo de proyecto trabajarán para desarrollar la matriz misma. Tales entradas pueden ser la estructura de desglose de trabajo, el cronograma del proyecto, la información histórica con que cuenta la empresa ejecutora del proyecto. Dicha información tiene que ser procesada por diversas técnicas y herramientas, entre las que se encuentran la identificación, análisis, cuantificación y categorización de los riesgos. Lo que como resultado nos da la matriz de riesgos, un registro de los riesgos críticos y las estrategias que se

utilizarán para mitigar su impacto y probabilidad en los diferentes componentes del proyecto. La matriz debe ser una herramienta flexible que documente los procesos y evalúe de manera integral los riesgos de un proyecto. De igual manera debe proporcionar información que permita al proyecto hacer un enfoque más estratégico en el uso de los recursos para mitigar o evitar riesgos.

Componentes de la matriz de riesgos

La matriz de riesgos se compone generalmente de los siguientes elementos:

- ID: Un código o número identificador del riesgo.
- Riesgo: Descripción detallada del riesgo.
- Posible resultado: Descripción específica sobre cuál sería el efecto del riesgo en el proyecto en caso de este ocurra.
- Síntoma: Identifica y describe una señal de alarma o advertencia de que el riesgo puede ocurrir. Es importante mencionar que no todos los riesgos tienen síntomas.
- Probabilidad: Evalúa la probabilidad de que el riesgo suceda. Esta probabilidad puede ser alta, media o baja dependiendo del riesgo.
- Impacto: Evalúa el grado de impacto en el proyecto en caso de que el riesgo ocurra. Este impacto puede ser alto, medio o bajo dependiendo del riesgo en sí mismo.
- Prioridad: Prioriza los riesgos en una escala de 1 al 9 con ayuda de la matriz de impacto y probabilidad (figura 17), donde 1 indica el nivel máximo crítico y 9 el nivel mínimo.
- Respuestas: Especifica la acción que el equipo de proyecto llevará a cabo para eliminar, trasladar o mitigar el riesgo.
- Responsable: Nombre o rol del responsable de llevar a cabo la acción de respuesta al riesgo.

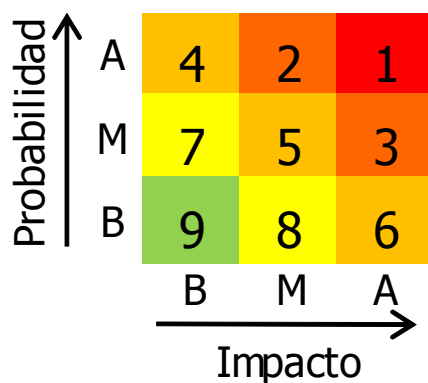


Figura 17: Matriz de probabilidad e impacto

A continuación se presenta una guía de una matriz de riesgo (figura 18):

MATRIZ DE RIESGOS								
ID PROYECTO:								
FECHA DE INICIO:								
FECHA DE TÉRMINO PROPUESTA:								
#	Riesgo (si)	Posible resultado (entonces)	Síntoma	Probabilidad (A/M/B)	Impacto (A/M/B)	Prioridad (1 - 9)	Respuesta	Responsable de la acción de respuesta
	Detallar el riesgo identificado. Ejemplo: Que no se entregue el equipo en tiempo.	Especificar cuál sería el efecto en caso de que el riesgo ocurra. Ejemplo: Retraso en el proyecto.	Identificar una señal de alarma o advertencia de que el riesgo puede ocurrir. Ejemplo: el proveedor no proporciona una respuesta concreta, sólo da largas a la entrega del equipo. Recuerda que no todos los riesgos tienen síntomas.	Evaluar la probabilidad de que el riesgo ocurra. (Alto, Medio y Bajo)	Evaluar el impacto en el proyecto en caso de que el riesgo ocurra. (Alto, Medio y Bajo)	Priorizar los riesgos con ayuda de la Matriz que se muestra abajo.	Especificar la acción que el Equipo de Trabajo llevará a cabo para eliminar, trasladar o mitigar el riesgo.	Nombre del responsable del Equipo de Trabajo que llevará a cabo la acción de respuesta al riesgo.

Figura 18: Referencia de Matriz de Riesgos de proyectos

2.2.5.4. CONCEPTOS CLAVES EN LA EJECUCIÓN DE PROYECTOS

Estimado de Costo: Es un pronóstico de los costos de los diferentes elementos que integran un proyecto o programa de alcance definido, el cual respalda la toma de decisiones de la Gerencia en cada una de las fases de dicho proyecto. Estos estimados de costos se clasifican en Clase V, IV, III, II y I.

Estimado de Costo Clase V: Es un pronóstico de costos basado en la determinación de la necesidad de un bien o servicio, con una precisión del tipo orden de magnitud, basada en información global o a “grosso modo” del proyecto y de sus principales unidades de proceso; el cual se utiliza en la planificación a mediano plazo para establecer si los proyectos reúnen los méritos suficiente para proseguir su desarrollo. Está asociado a la Fase Visualizar del proyecto. La probabilidad de que los costos finales resulten, dentro de más o menos 10% del estimado, es del 15%. La contingencia sobre el estimado se encuentra entre el rango 25%--30% y los costos relativos necesarios para contar con la información básica del proyecto se encuentra entre el rango entre 0,1% y 0,6% del costo total del proyecto.

Estimado de Costo Clase IV: En un estimado con Ingeniería Conceptual completada, y se ha avanzado en las especificaciones del diseño básico. Se han concluido los estudios para la preselección del tipo y tamaño de los equipos mayores, así como también se han preparado los diagramas principales de flujo y los requerimientos de servicios profesionales. La probabilidad de que los costos finales resulten, dentro de más o menos 10% del estimado, es un 30%. La contingencia sobre el estimado se encuentra entre el rango 15% - 25% y los costos relativos necesarios para contar con la información básica del proyecto se encuentra entre el rango entre 1% y 2% del costo total del proyecto.

Estimado de Costo Clase III: Es un pronóstico realizado después que la “base del diseño” del proyecto se ha completado el 60% de la Ingeniería Básica. Se han concluido también los estudios para seleccionar el tipo, tamaño y parámetros de diseño para las plantas de procesamiento y otras unidades y se ha comenzado el

trabajo de diseño de equipos básicos incluyendo las especificaciones de diseño. La probabilidad de que los costos finales resulten, dentro de más o menos 10% del estimado, es del 60%. La contingencia sobre el estimado se encuentra entre el rango 10%--15% y los costos relativos necesarios para contar con la información básica del proyecto se encuentra entre el rango entre 2% y 4% del costo total del proyecto.

Estimado de Costo Clase II: Es un pronóstico basado en especificaciones de diseño completadas (Ingeniería Básica), las cuales son de un alcance suficiente como para definir íntegramente el proyecto para el diseño y la ingeniería de detalle subsiguiente. Los principales componentes de equipos, edificios, requerimientos de almacenaje, etc., han sido completamente especificados en lo referente a tamaño, detalles críticos de diseño, materiales de construcción, distribución física, etc. La probabilidad de que los costos finales resulten, dentro de más o menos 10% del estimado, es del 80%. La contingencia sobre el estimado se encuentra entre el rango 5%--10% y los costos relativos necesarios para contar con la información básica del proyecto se encuentra entre el rango entre 5% y 7% del costo total del proyecto.

Estimados de Costos Clase I o Presupuestos Base de Licitación: Es el estimado para contratación de obras y/o servicios es un pronóstico de costos realizado cuando el avance de la Ingeniería de Detalle es tal que se dispone del diseño completo de fundaciones, estructuras, despliegues de líneas y tuberías y se conocen cómputos métricos de los materiales de construcción. La probabilidad de que los costos finales resulten dentro de más o menos el 10% del estimado es del 90%. La contingencia sobre el estimado depende de la estrategia de contratación seleccionada y los costos relativos necesarios para contar con la información básica del proyecto se encuentra entre el rango entre el 7% y 9% del costo total del proyecto.

Plan de Ejecución del Proyecto (PEP): Es el documento clave que sienta las bases y la pauta de un proyecto. El PEP describe que es lo que va a ser construido, y define profunda y específicamente como la Gerencia pretende proveer los recursos, el personal, ejecutar, gerenciar y controlar, el trabajo requerido para alcanzar los objetivos del proyecto. Los PEP se clasifican en Clase V, IV, III, II y I.

PEP Clase V: Es la preparación del plan preliminar para la ejecución de un proyecto, con una precisión del tipo orden de magnitud, basada en información global o a “grosso modo” del proyecto y de sus principales unidades de proceso, mediante el uso de datos históricos sobre tiempo de ejecución de proyectos similares. Está asociado a la Fase Visualizar del proyecto. También, se usa como base para la elaboración del estimado de costos Clase II y en la toma de decisiones relativas a la duración, presupuesto y solicitudes de recursos de la fase Conceptualizar.

PEP Clase IV: Es el que se usa para decidir entre varias opciones viables durante la fase Conceptualizar o para respaldar la decisión de continuar o no con el desarrollo del proyecto. También, se usa como base para la elaboración del estimado de costos Clase II y en la toma de decisiones relativas a la duración, presupuesto y solicitudes de recursos de la fase Definir.

PEP Clase III: Al igual que el estimado de costos Clase III, este plan se podría elaborar durante la ejecución del diseño básico, a fin de incluir la procura de materiales y equipos de largo tiempo de entrega cuando esta compra fuese autorizada.

PEP Clase II: Es el plan que se prepara en la fase Definir y se usa para solicitar la aprobación de fondos para la ejecución del proyecto. Igualmente se emplea en la elaboración del presupuesto del proyecto y el programa de desembolsos. También, en el caso de contrataciones del tipo I.P.C, se usa en la revisión de las ofertas para compararlo con los planes propuestos por los oferentes.

En esta etapa, se actualiza la Estructura Detallada de Trabajo (EDT) y el nivel de detalle hasta el cual se aplicará el control de medición de avance del proyecto.

PEP Clase I: Este plan es la base para el control de ejecución de cada uno de los paquetes o contratos del proyecto. Se elabora una vez otorgados los distintos contratos, consolidando la información contenida en cada uno de los planes de ejecución de los contratistas favorecidos con la buena--pro.

Vale destacar que este plan Clase I debe ser visto como la herramienta principal en la cual se hará énfasis para definir la medición de avance del proyecto y, por ende, el control de costos y la facturación del pago.

Tasa Interna de Retorno (TIR): La tasa interna de retorno (TIR) es una tasa de rendimiento utilizada en el presupuesto de capital para medir y comparar la rentabilidad de las inversiones. También se conoce como la tasa de flujo de efectivo descontado de retorno. En el contexto de ahorro y préstamos a la TIR también se le conoce como la tasa de interés efectiva. El término interno se refiere al hecho de que su cálculo no incorpora factores externos (por ejemplo, la tasa de interés o la inflación). Las tasas internas de retorno se utilizan habitualmente para evaluar la conveniencia de las inversiones o proyectos. Cuanto mayor sea la tasa interna de retorno de un proyecto, más deseable será llevar a cabo el proyecto. Suponiendo que todos los demás factores iguales entre los diferentes proyectos, el proyecto de mayor TIR probablemente sería considerado el primer y mejor realizado.

Valor Presente Neto (VPN): En finanzas, el valor presente neto (VPN) de una serie temporal de flujos de efectivo, tanto entrante como saliente, se define como la suma del valor presente (PV) de los flujos de efectivo individuales. En el caso de que todos los flujos futuros de efectivo sean de entrada (tales como cupones y principal de un bono) y la única salida de dinero en efectivo es el precio de compra, el valor actual neto es simplemente el valor actual de los flujos de caja proyectados menos el precio de compra (que es su propia PV). VPN es una herramienta central en el descuento de flujos de caja (DCF) empleado en el análisis fundamental para la valoración de empresas cotizadas en bolsa, y es un método estándar para la consideración del valor temporal del dinero a la hora de evaluar elegir entre los diferentes proyectos de inversión disponibles para una empresa a largo plazo.

Flujo de caja: El flujo de efectivo o flujo de caja de una empresa, se calcula restando las entradas y salidas de efectivo que representan las actividades de operativas de la empresa. En la contabilidad, flujo de caja es la diferencia en la cantidad de efectivo

disponible al comienzo de un período (saldo inicial) y el importe al final de ese período (saldo final).

CAPEX (capital expenditures): o gastos de capital es la cantidad que se gasta para adquirir o mejorar los activos productivos (tales como edificios, maquinaria y equipos, vehículos) con el fin de aumentar la capacidad o eficiencia de una empresa.

OPEX (operating expense): es un costo permanente para el funcionamiento de un producto, negocio o sistema. Puede traducirse como gasto de funcionamiento, mantenimiento de equipos, alquileres, consumos, gastos operativos, o gastos operacionales.

Análisis de sensibilidad: Se refiere al impacto que sobre los indicadores económicos del proyecto tendrían las posibles variaciones de los parámetros críticos o bases consideradas del proyecto (inversiones, precios, costos, tiempo, etc.), tomados individualmente. Para este análisis, se toman los valores máximos y mínimos que pudieran alcanzar los diferentes parámetros.

2.3. BASES LEGALES

2.3.1. REFERENCIAS LEGALES PARA LA CREACIÓN DEL MINISTERIO DEL PODER POPULAR DE PETRÓLEO Y MINERÍA

Nuestro país fundamenta su ordenamiento político legal sobre diversos ámbitos de gran importancia para la nación, a través de la Constitución de la República Bolivariana (Gaceta Oficial Nro. 5.453 Extraordinario del 24/09/2000). Un ejemplo de ese ordenamiento es lo concerniente a las actividades de la industria del petróleo. Nuestra carta magna estipula la regulación de dichas actividades, en el siguiente artículo:

Artículo 302. El Estado se reserva, mediante la ley orgánica respectiva, y por razones de conveniencia nacional, la actividad petrolera y otras industrias, explotaciones, servicios y bienes de interés público y de carácter estratégico. El Estado promoverá la

manufactura nacional de materias primas provenientes de la explotación de los recursos naturales no renovables, con el fin de asimilar, crear e innovar tecnologías, generar empleo y crecimiento económico, y crear riqueza y bienestar para el pueblo ⁽²⁵⁾.

En relación al anterior artículo, se emitió el Decreto con fuerza de Ley Orgánica de Hidrocarburos, publicada en la Gaceta Oficial Nro. 37.323 del 13/11/2001; posteriormente este Decreto Ley se reforma en la Gaceta Oficial Nro. 38.493 del 04/08/2006.

Este Decreto con fuerza de Ley Orgánica otorga, en forma expresa, competencia al Ministerio de Energía y Minas (actual Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería) en cuanto a la administración de los hidrocarburos y le confiere el derecho y la obligación de realizar, planificar, vigilar, inspeccionar y fiscalizar todas las actividades que con dichas sustancias se realicen. El Decreto Ley también estableció el derecho de fiscalizar las operaciones que causen impuestos, tasas y contribuciones en ella establecidos, así como las contabilidades de las personas que las realicen, y se prevé la dotación de los recursos necesarios al Ministerio para el cumplimiento de las funciones que se le atribuyen ⁽²⁶⁾.

2.3.2. COMPETENCIAS DEL MINISTERIO DEL PODER POPULAR DE PETRÓLEO Y MINERÍA

En el Decreto con Fuerza de Ley Orgánica de Hidrocarburos, en su Capítulo II, Sección Segunda, y publicada en la Gaceta Oficial Nro. 38.493 del 04/08/2006, se estipula la competencia del Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo, en el siguiente artículo:

Artículo 8. Corresponde al Ministerio de Energía y Petróleo la formulación, regulación y seguimiento de las políticas y la planificación, realización y fiscalización de las actividades en materia de hidrocarburos, lo cual comprende lo relativo al desarrollo, conservación, aprovechamiento y control de dichos recursos; así como al estudio de mercados, al análisis y fijación de precios de los hidrocarburos y de sus productos. En tal sentido, el Ministerio de Energía y Petróleo es el órgano nacional

competente en todo lo relacionado con la administración de los hidrocarburos y en consecuencia tiene la facultad de inspeccionar los trabajos y actividades inherentes a los mismos, así como las de fiscalizar las operaciones que causen los impuestos, tasas o contribuciones establecidos en esta Ley y revisar las contabilidades respectivas ⁽²⁶⁾.

El Ministerio de Energía y Petróleo realizará la función de planificación a que se refiere este artículo, en concordancia con el Plan Nacional de Desarrollo. A los fines del cumplimiento de estas funciones, el Ejecutivo Nacional proveerá los recursos necesarios conforme a las normas legales pertinentes.

Los funcionarios y particulares prestarán a los empleados nacionales que realicen las anteriores funciones, las más amplias facilidades para el cabal desempeño de las mismas.

Además, el Decreto 5.246 de fecha 28 de marzo de 2007, publicado en la Gaceta Oficial Nro. 38.654, sobre la Organización y Funcionamiento de la Administración Pública Nacional, en el Capítulo IV, Artículo 20 establece claramente las competencias del Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería:

- a.** La regulación, formulación y seguimiento de las políticas, la planificación, realización y fiscalización de las actividades del Ejecutivo Nacional en materia de hidrocarburos, energía en general, petroquímica, carboquímica, similares y conexas;
- b.** El desarrollo, aprovechamiento y control de los recursos naturales no renovables y de otros recursos energéticos, así como de las industrias eléctrica, petrolera y petroquímica, carboquímica, similares y conexas;
- c.** El estudio del mercado y el análisis y fijación de precios de los productos del petróleo, del servicio de la electricidad, de la petroquímica, carboquímica, similares y conexas;
- d.** La prevención de la contaminación del medio ambiente derivada de las actividades energéticas, de hidrocarburos, petroquímica, carboquímica, similares y conexas, en coordinación con el Ministerio del Poder Popular para el Ambiente;
- e.** Las demás que le atribuyan las leyes y otros actos normativos.

2.3.3. COMPETENCIAS DE LA DIRECCIÓN GENERAL DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS

En la Gaceta Oficial Nro. 36.412 del 12/03/1998, el Ejecutivo Nacional publica una Resolución en el cual se dicta el Reglamento Interno del Ministerio de Energía y Minas (actual Ministerio para el poder Popular de Petróleo y Minería). Allí se indican las competencias de cada dirección y demás dependencias administrativas de dicho Ministerio. Para la supervisión de los proyectos de recuperación suplementaria, la Dirección de Exploración y Producción de Hidrocarburos es la encargada de llevar el seguimiento de dichos proyectos. Las actividades correspondientes a la Dirección son las siguientes, según la resolución anterior:

- a.** Contribuir a la formulación de la política del Ejecutivo Nacional en materia de exploración, producción, fiscalización, control y conservación de los recursos de hidrocarburos;
- b.** Estudiar y evaluar los proyectos de inversión y los programas de desarrollo en exploración y producción de impacto nacional;
- c.** Programar, coordinar y dirigir la inspección y fiscalización de las empresas petroleras y de aquellas que ejerzan actividades conexas;
- d.** Fomentar la exploración y producción de hidrocarburos, así como la explotación racional de dichos recursos;
- e.** Formular normas y medidas tendientes a la conservación y aprovechamiento de los hidrocarburos;
- f.** Liquidar los impuestos de explotación, de consumo y de transporte de los hidrocarburos;
- g.** Atender a la investigación, evaluación y catastro de los recursos de hidrocarburos, y a la preparación, recopilación, conservación y sistemas de utilización de la información correspondiente, en todas sus formas y modalidades;
- h.** Consolidar las estadísticas de reservas de hidrocarburos a nivel nacional;
- i.** Coordinar y participar con los organismos competentes en la formulación y control de los lineamientos de políticas para la prevención de la contaminación del medio

ambiente derivada de las actividades de exploración y producción de la industria petrolera;

j. Atender todo lo relativo a la determinación e integración de las áreas geográficas de las empresas petroleras, a los fines del ejercicio de las actividades reservadas al Estado, y llevar el catastro de dichas áreas;

k. Verificar que los trabajos de las empresas petroleras se ejecuten de acuerdo con las disposiciones aplicables a los efectos de recomendar la aprobación o improbación de la ejecución de las obras, o su destrucción o traslado, cuando puedan ser afectados por la explotación de los yacimientos;

l. Conocer del desarrollo tecnológico y su aplicación en la exploración y producción;

m. Las demás funciones que le atribuyan las leyes, reglamentos y resoluciones.

2.3.4. OBLIGACIONES DERIVADAS DE LAS LEYES SOBRE ACTIVIDADES EN HIDROCARBUROS

Dentro de las obligaciones derivadas de las actividades sobre hidrocarburos, la Ley Orgánica de Hidrocarburos (Gaceta Oficial Nro. 38.493 del 04/08/2006), en los siguientes artículos, contempla lo siguiente⁽²⁶⁾:

Artículo 19. Las personas que realicen las actividades a las cuales se refiere esta Ley, deberán hacerlo en forma continua y eficiente, conforme a las normas aplicables y a las mejores prácticas científicas y técnicas disponibles sobre seguridad e higiene, protección ambiental y aprovechamiento y uso racional de los hidrocarburos, la conservación de la energía de los mismos y el máximo recobro final de los yacimientos.

Artículo 20. Las personas que realicen las actividades a las cuales se refiere esta Ley, están en la obligación de suministrar al Ejecutivo Nacional toda la información que éste requiera, relacionada con el ejercicio de dichas actividades. A tal fin aquéllas que realicen actividades primarias conjuntamente con actividades industriales y comerciales, deberán llevar y presentar por separado las cuentas relativas a tales

actividades. El Ejecutivo Nacional guardará la confidencialidad de la información suministrada, cuando el interesado así lo solicite y sea procedente.

El Reglamento sobre la Conservación de los Recursos de Hidrocarburos (Gaceta Oficial Nro. 28.851 del 13/02/1969) establece la base legal sobre las obligaciones de algunas de las actividades de la Industria Petrolera, tales como la producción de hidrocarburos y las actividades de recuperación suplementaria, enunciados en los próximos artículos:

Artículo 14. Después de un periodo razonable a partir del descubrimiento de un yacimiento, el operador deberá efectuar y presentar al Ministerio un estudio del comportamiento del mismo. El estudio deberá contener un análisis de rocas y fluidos, registros de presión y producción, interpretación de registros eléctricos, mapas estructurales, isobáricos e isópacos; naturaleza del mecanismo o mecanismos de producción del yacimiento, pronóstico del comportamiento del yacimiento con relación al tiempo, que muestre el efecto de las tasas de producción de fluidos sobre la recuperación final y otros datos similares.

Antes del quince (15) de enero de cada año será sometida al Ministerio una revisión de las Conclusiones del estudio precitado, a la luz del comportamiento real del yacimiento durante el período anterior, y deberá explicarse cualquier discrepancia importante entre los pronóstico y el comportamiento real. Si este análisis indica que de continuar la producción del yacimiento en esas condiciones podría perjudicarlo, o afectar desfavorablemente la recuperación final, el operador tomará inmediatamente las medidas correctivas necesarias. Tanto en el estudio inicial como en las revisiones anuales subsiguientes, se deberá incluir una estimación de las reservas del yacimiento, clasificadas de acuerdo con las definiciones vigentes.

Artículo 15. El operador deberá realizar labores de recuperación suplementaria en un yacimiento cuando ello se justifique técnica y económicamente. El Ministerio podrá ordenar al operador suspender la producción de un yacimiento si la recuperación suplementaria no se efectúa diligentemente.

Artículo 17. Cuando el operador pretenda someter cualquier yacimiento a métodos suplementarios de recuperación, tales como inyección de gas, agua, aire, vapor,

solventes u otro similar, solicitará al Ministerio y , al efecto someterá un estudio técnico-económico del proyecto que comprenda la información siguiente:

- a.** Nombre y descripción del yacimiento y campo donde está ubicado;
- b.** Mapas estructurales, isópacos e isobáricos del yacimiento, que muestren los pozos que han sido perforados en el mismo y la ubicación propuesta de pozos productores adicionales, y de los que se hayan de perforar o determinar con propósitos de inyección;
- c.** Índole, origen y cantidad diaria estimadas de los fluidos que se han de inyectar;
- d.** Tabulación de la historia de producción de cada pozo, que muestre sus pruebas de producción y sus medidas de presión más recientes;
- e.** Exposición del plan y programa de desarrollo de la zona abarcada en el proyecto;
- f.** Estudio y representación gráfica de los pronósticos de comportamiento del yacimiento con agotamiento natural y con el propuesto. También deberán indicarse las ecuaciones y las técnicas de computación empleadas;
- g.** Resultado de las pruebas-piloto que hayan sido realizadas;
- h.** Tabulación año a año de los resultados económicos de ambas alternativas, así como un resumen económico de cada alternativa, que indique claramente los pronósticos de ganancia neta, estados de efectivo producido, rendimiento anual promedio de la inversión, tiempo de cancelación, índice de eficiencia y tasa interna de rendimiento.

El resumen económico de cada alternativa puede omitirse cuando el informe se refiera a proyectos-piloto de alcance y duración limitados.

Artículo 18. Una vez comenzadas las operaciones de inyección, el operador someterá al Ministerio un informe mensual, que indique los volúmenes por mes y acumulados de fluidos producidos e inyectados, presión de inyección, presión del yacimiento y las variaciones de ésta, si las hubiere, con respecto al levantamiento anterior.

2.3.5. SANCIONES A LAS INFRACCIONES COMETIDAS EN LAS ACTIVIDADES SOBRE HIDROCARBUROS

La Ley de Hidrocarburos (Gaceta Oficial Nro. 38.493 del 04/08/2006) sobre este aspecto, contempla la siguiente normativa ⁽²⁶⁾:

Artículo 66. Las infracciones a esta Ley, a su Reglamento y a las demás disposiciones que se dicten para su debido cumplimiento, referidas a seguridad y protección de instalaciones, personas y bienes, construcción de obras e instalaciones, prestación de servicio, normas de calidad, transporte y distribución de hidrocarburos y productos, de precios y tarifas, serán sancionadas con multa entre cincuenta (50) y cincuenta mil (50.000) unidades tributarias o suspensión de actividades hasta por seis (6) meses o con ambas sanciones, que impondrá el Ejecutivo Nacional por órgano del Ministerio de Energía y Petróleo, de acuerdo con la gravedad de la falta y la actuación pasada del infractor en el ejercicio de sus actividades. Las sanciones anteriores se aplicarán sin perjuicio de las acciones civiles, penales, fiscales o administrativas que la infracción origine, de las medidas policiales que deban tomarse para impedir la infracción o para restituir la situación legal infringida y de las sanciones establecidas en otras leyes.

Artículo 67. Cuando las multas previstas en el artículo anterior fueren aplicadas a una empresa del Estado, ésta abrirá las averiguaciones correspondientes, con el fin de adoptar los correctivos de la situación y determinar las responsabilidades que pudieren recaer sobre los miembros del respectivo Directorio o Junta Directiva o cualquier otra persona al servicio de ella, y aplicar las medidas a que hubiere lugar. Los resultados de dichas averiguaciones deberán estar concluidos dentro de un plazo de cuarenta y cinco (45) días y deberán ser comunicados al Ministerio de Energía y Petróleo, dentro de un plazo de cinco (5) días hábiles después de finalizadas aquéllas. El Ministro de Energía y Petróleo podrá reabrir o ampliar dichas averiguaciones cuando lo juzgue conveniente.

2.3.6. PLAN DE LA PATRIA

Segundo Plan Socialista de Desarrollo Económico y Social de la Nación 2013-2019 Presentado a la Asamblea Nacional por el Ciudadano Nicolás Maduro Moros Presidente de la República Bolivariana de Venezuela.

A continuación los objetivos estratégicos y generales de nuestro interés que se pueden encontrar en el Gran Objetivo Histórico N°3: “Convertir a Venezuela en un país potencia en lo social, lo económico y lo político dentro de la Gran Potencia Naciente de América Latina y el Caribe, que garanticen la conformación de una zona de paz en Nuestra América.”⁽²⁷⁾:

Objetivos Estratégicos y Generales

3.1.1. Desarrollar la capacidad de producción del país en línea con las inmensas reservas de hidrocarburos, bajo el principio de la explotación racional y la política de conservación del recurso natural agotable y no renovable.

3.1.1.1. Alcanzar la capacidad de producción de crudo hasta 3,3 MMBD para el año 2014 y 6 MMBD para el año 2019.

3.1.1.2. Alcanzar la producción de gas natural para el año 2014 hasta 7.830 MMPCD y en el año 2019 a 10.494 MMPCD.

3.1.2. Desarrollar la Faja Petrolífera del Orinoco, para alcanzar, mediante las reservas probadas, ya certificadas, una capacidad de producción total de 4 MMBD para el 2019, en concordancia con los objetivos estratégicos de producción de crudo, bajo una política ambientalmente responsable.

3.1.2.1. Desarrollar la producción de las siete nuevas empresas mixtas ya establecidas de producción y procesamiento de los crudos de la Faja Petrolífera del Orinoco, para alcanzar la capacidad de producción de 2.090 MBD en el 2019.

3.1.2.2. Elevar la producción, en las áreas de la Faja Petrolífera del Orinoco actualmente desarrolladas por PDVSA y las Empresa Mixtas, a 1.910 MBD al 2019, aplicando tecnologías que incrementen el factor de recobro.

CAPÍTULO III

MARCO METODOLÓGICO

En este capítulo se analizará el tipo de investigación dentro de la cual se enmarca este trabajo. Adicionalmente, se discute el diseño que se dio a la investigación, y se explicarán las distintas técnicas e instrumentos para la recolección, procesamiento y análisis de datos. Por otro lado se mostrará la construcción de la matriz y la metodología que permitirá su correcto uso dentro de la Dirección de Producción y Conservación de Petróleo.

3.1. TIPO DE INVESTIGACIÓN

El Proyecto Factible consiste en la investigación, elaboración y desarrollo de una propuesta de un modelo operativo viable para solucionar problemas, requerimientos o necesidades de organizaciones o grupos sociales; puede referirse a la formulación de políticas, programas, tecnologías, métodos o procesos. El proyecto debe tener apoyo en una investigación de tipo documental, de campo o un diseño que incluya ambas modalidades ⁽²⁸⁾. Por esta razón el tipo de investigación se ubicó dentro del modo de Proyecto Factible, porque consiste en la creación de una matriz de evaluación integral que servirá de apoyo en la aprobación de propuestas de masificación de tecnologías en la FPO, la cual será usada y manejada por la Dirección de Producción y Conservación del Petróleo del Ministerio del Poder Popular para el Petróleo y Minería.

3.2. DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

Para solventar de manera práctica y concisa la problemática planteada, la estrategia que se adoptó para el proceso de investigación fue definida en dos vías que se muestran a continuación:

Se entiende por investigación documental, el estudio de problemas con el propósito de ampliar y profundizar el conocimiento de su naturaleza, con apoyo, principalmente, en trabajos previos, información y datos divulgados por medios impresos, audiovisuales o electrónicos ⁽²⁸⁾.

- Investigación Documental: Sé llevó a cabo una revisión bibliográfica sobre todos los aspectos relevantes que deberían estar presentes en la planificación del desarrollo de un proyecto de recuperación mejorada. Esta revisión permitió construir la matriz de evaluación con todos los elementos necesarios para la exitosa ejecución del proyecto, cada elemento fue descrito en base a la documentación consultada.

En la investigación de campo el investigador recoge la información directa de la realidad. Está referida en fuentes primarias y se obtiene a través de la aplicación de técnicas de recolección de datos como el cuestionario, la entrevista y la observación científica ⁽²⁸⁾.

- Investigación de Campo: Éste trabajo consistió en la recolección de datos mediante una encuesta estructuradas a un grupo de profesionales con experiencia probada en las áreas de Ingeniería, Procura, Construcción, Gerencia de Proyectos y Planificación. La encuesta solicitó el llenado de unas tablas basadas en instrucciones mostradas en un documento específico y con la disponibilidad de un material de apoyo descriptivo producto de la investigación documental anterior.

3.3. POBLACIÓN Y MUESTRA

La población es el conjunto finito o infinito de unidades de análisis, individuos, objetos o elementos que se someten a estudio; pertenecen a la investigación y son la base fundamental para obtener la información ⁽²⁸⁾.

La población, para quienes es de utilidad y validez la Matriz de evaluación resultante del presente trabajo, está representada esencialmente por el equipo encargado de la

supervisión de los proyectos de recuperación mejorada en la Dirección de Producción y Conservación del Petróleo del Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería. La muestra es una porción, un subconjunto de la población que selecciona el investigador de las unidades en estudio, con la finalidad de obtener información confiable y representativa ⁽²⁸⁾. Para cubrir con los objetivos, se planteó seleccionar la muestra representativa de la población en base a un mínimo de treinta (30) personas con los siguientes requisitos:

- Experiencia en el área de Proyectos de Ingeniería, procura y construcción en la Industria petrolera venezolana.
- Ejercer actualmente un cargo donde se encuentre involucrado con proyectos de recuperación mejorada en Venezuela, en alguna de sus diferentes áreas.
- Como perfil académico, debe ser Ingeniero, Economista o Administrador, preferiblemente con algún estudio de Post-grado (no indispensable).

3.4. TÉCNICAS DE RECOLECCIÓN DE DATOS

Con el fin de dar cumplimiento a los objetivos establecidos en esta investigación, se plantearon fundamentalmente las siguientes técnicas para la recolección de datos:

- a) Técnicas de investigación documental: la base teórica de este trabajo se fundamenta en la revisión y análisis de fuentes documentales, artículos técnicos, Internet y libros; con el fin de determinar los aspectos relevantes que deben estar presentes para definición de un proyecto de Recuperación Mejorada, y que, por lo tanto debe contener la herramienta que servirá para medir su grado de definición. La revisión comprendió artículos técnicos de la Society of Petroleum Engineers (SPE), Petroleum Recovery Institute (PRI), International Petroleum Technology Conference (IPTC), Petróleos de Venezuela (PDVSA), entre otros. A través de esta técnica, se estableció todo lo referente al marco de referencia conceptual de esta investigación, y que a su vez sirvió de base para el desarrollo del trabajo.
- b) Encuestas: a través de esta técnica, se aplicó un cuestionario semi-estructurado, que contenía tanto preguntas cerradas como abiertas, de manera que los

participantes pudieran proponer factores o elementos adicionales que no estuvieran considerados, y que, de acuerdo con su criterio, debían ser incluidos para el desarrollo de la herramienta. Una vez hecha la selección de las personas a encuestar, se preparó el material para las encuestas. Estas fueron estructuradas en forma de tablas que fueron llenadas de acuerdo a unas breves indicaciones, además del apoyo de un documento anexo informativo para su referencia. Las tablas principalmente recogieron la opinión de los encuestados sobre el peso numérico que se debe asignar según el grado de importancia a cada categoría.

3.5. CONSIDERACIONES ÉTICAS Y LEGALES

Para el desarrollo de este trabajo de investigación, se tuvieron presentes las siguientes consideraciones éticas, basadas en los lineamientos del Código de Ética del Project Management Institute (PMI, 2005) y las características particulares de este caso:

- Mantener altos estándares de integridad y conducta profesional.
- Tomar responsabilidad por los actos realizados
- Por razones de confidencialidad, no se hará referencia a los nombres de los profesionales que fueron encuestados para proporcionar un peso a las categorías que conforman la matriz.
- Manejar con carácter de confidencialidad toda la información suministrada por el MPetroMin.
- Trabajar en función de agregar valor al MPetroMin.

En cuanto a los aspectos legales, el resultado producto de esta investigación, que no es más que la herramienta que permitirá medir el grado de definición de los proyectos de Recuperación Mejorada, pasará a formar parte de los procedimientos estándar del MPetroMin, por lo que los derechos de uso de la misma le corresponden en su totalidad.

3.6. DISEÑO DE EJECUCIÓN

La metodología a ejecutar en el desarrollo del estudio se basará en las siguientes etapas:

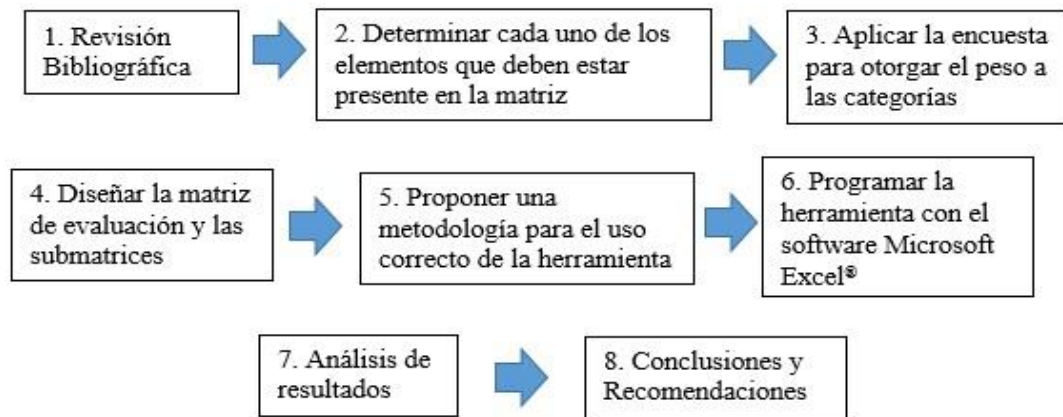


Figura 19: Diseño de ejecución de la investigación

3.7. FLUJO DE TRABAJO PROPUESTO

Se propuso el siguiente flujo de trabajo previo al uso de la matriz de evaluación (figura 20):

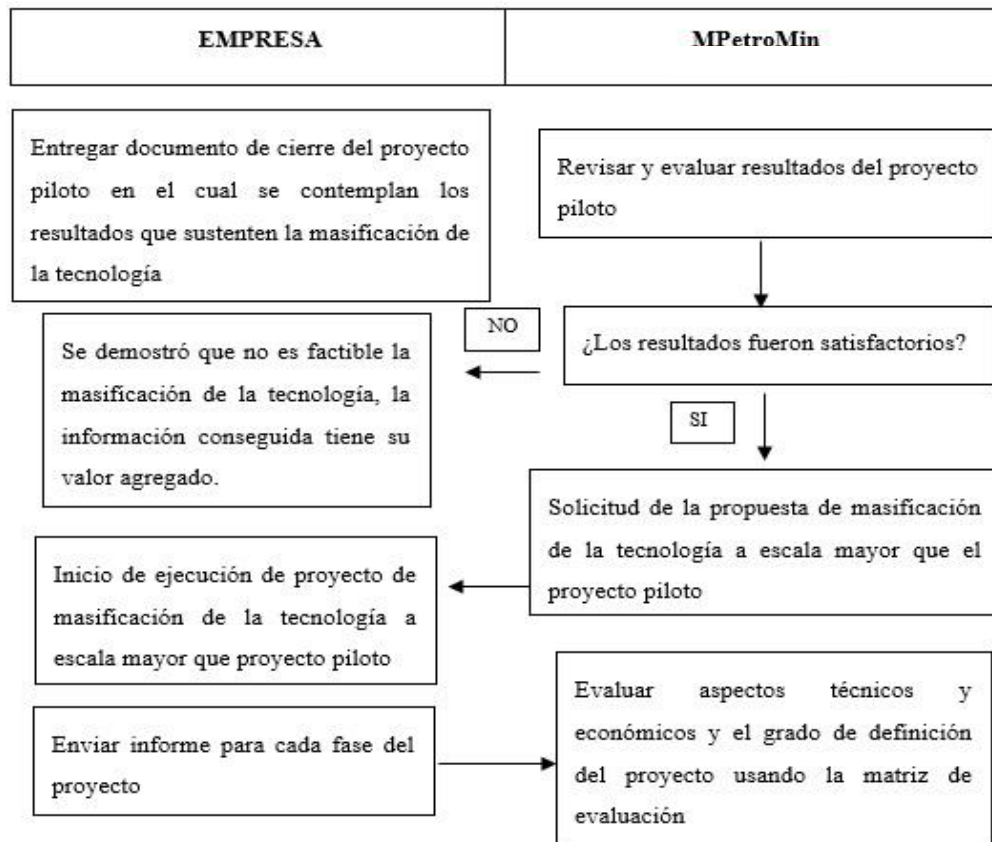


Figura 20: Flujo de trabajo propuesto previo al uso de la Matriz de evaluación

Este flujo de trabajo inicia en el cierre del proyecto piloto y entrega de resultados al MPetroMin y finaliza en la evaluación de la propuesta de masificación de la tecnología.

3.8. CONSTRUCCIÓN DE LA MATRIZ DE EVALUACIÓN

Para el desarrollo de la herramienta que permitirá medir el grado de definición de los proyectos de recuperación mejorada, se siguió un proceso similar al que utilizó el CII cuando desarrolló las dos primeras versiones del PDRI, la de Proyectos Industriales y la de Proyectos de Edificaciones, pero a una escala menor.

En términos muy generales, el primer paso consistió en el desarrollo de la lista preliminar de elementos de definición, tomando como base a la literatura revisada, específicamente las versiones existentes del PDRI a la fecha, las características propias de proyectos de recuperación mejorada y de proyectos en general, y el criterio del investigador.

Luego, se procedió a asignar un peso a cada categoría que conforma la matriz, para lo cual se consultó la opinión de expertos del MPetroMin, especialmente seleccionados para tal fin. Posteriormente se estableció la escala de definición correspondiente, que permitiría la selección del nivel de madurez de cada elemento de definición y la obtención de la puntuación definitiva de cada uno, de acuerdo a su importancia y grado de definición. Por otro lado, se confeccionó el documento complementario que serviría de apoyo en el proceso de puntuación.

Finalmente, se diseñó y se programó la matriz de evaluación y se establecieron los criterios para la interpretación de la puntuación obtenida.

A continuación se mostrará cómo está estructurada la matriz, sus consideraciones y funcionamiento.

3.8.1. CATEGORIAS Y ELEMENTOS A MEDIR EN LA MATRIZ DE EVALUACIÓN

Basado el análisis de la información recopilada, se definieron cinco categorías que conforman nuestra matriz de evaluación. Las cinco categorías son las siguientes:

- A. BASES Y JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO
- B. ESTUDIOS PRELIMINARES
- C. VIABILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICA
- D. PLAN DE EJECUCIÓN DEL PROYECTO
- E. FACTORES EXTERNOS

La categoría A, denominada Bases y justificación del proyecto, contempla toda la información necesaria para entender los objetivos y el alcance del proyecto, determinando principalmente la necesidad de implantación y el objetivo de cumplir con los requerimientos técnicos y económicos. La categoría B, denominada Estudios Preliminares, está enfocada en todos los estudios necesarios para recopilar la información que le dará sustento a la implantación de la tecnología. La categoría C, denominada Viabilidad técnica y económica, se contemplan todos los elementos que aseguran la factibilidad técnico y económica del proyecto. La categoría D, Plan de ejecución del proyecto, está dirigida a los elementos que se requieren para comprender la estrategia de ejecución del proyecto. La categoría E, denominada Factores Externos, considera aspectos del proyecto como permisología y factores que pudiesen afectar al proyecto interna o externamente. Dentro de estas categorías se colocaron los elementos designados para un proyecto de masificación de una tecnología de recuperación mejorada. En total son cinco (5) categorías y sesenta y siete (67) elementos estos se muestran en la Tabla 6 a continuación:

Tabla 6: Elementos de la Matriz de Evaluación

A. BASES Y JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO
A1. DECISIÓN LINEAMIENTO ESTRATEGICO
A2. NECESIDAD DE IMPLANTACIÓN
A3. FACTIBILIDAD TÉCNICO Y ECONÓMICA
A4. ALCANCE DEL PROYECTO
A5. OBJETIVO DEL PROYECTO
A6. SELECCIÓN DEL SITIO
B. ESTUDIOS PRELIMINARES
B1. RESULTADOS PROYECTOS PILOTO
B2. INGENIERÍA CONCEPTUAL
B3. INGENIERÍA BÁSICA
B4. BASES DE DISEÑO
B5. DISEÑO DE PROCESO
B6. PLANOS DE PLANTA
B7. DOCUMENTO DE SOPORTE DE DECISIONES
B8. INGENIERÍA DE DETALLE
B9. MATRIZ DE INCERTIDUMBRE
B10. ASPECTOS SOCIALES
B11. SIMULACIÓN
B12. RESERVAS PROBADAS PROBABLES Y POSIBLES
B13. MODELO ESTÁTICO
B14. MODELO DINÁMICO
B15. PROGRAMA DE CAPTURA DE INFORMACIÓN
B16. PLAN DE MONITOREO
B17. CARACTERIZACIÓN DEL YACIMIENTO
B18. ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL
B19. HISTORIA DE PRODUCCIÓN
C. VIABILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICA
C1. EVALUACIÓN DE LA TECNOLOGÍA
C2. PROCESO DE LA TECNOLOGÍA
C3. EVALUACIONES ECONOMICAS TECNOLOGÍA
C4. EVALUACIONES ALTERNATIVAS
C5. ESTIMACION DE COSTOS
C6. INGENIERÍA DE VALOR
C7. PRESUPUESTO DE COSTOS ESTIMADOS
C8. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD
C9. LISTA DE EQUIPOS
C10. CARACTERÍSTICAS DISPONIBLES VS REQUERIDAS POR DEL LUGAR
C11. PROGRAMA DE PERFORACIÓN
C12. INSTALACIONES DE SUPERFICIE NECESARIAS
C13. PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN
C14. ANÁLISIS DE RIESGO DE COSTO Y CONTINGENCIA
C15. COSTO DEL CICLO DE VIDA
C16. EVALUACIÓN DEL CONTRATISTA
C17. CONSTRUCCIÓN
C18. FACILIDADES TEMPORALES
D. PLAN DE EJECUCIÓN DEL PROYECTO
D1. ESTRATEGIA DE EJECUCIÓN DEL PROYECTO
D2. EVALUACIÓN Y PLANIFICACIÓN DEL RIESGO EN EL PROYECTO

D3. PLAN DE CONTRATACION
D4. GERENCIA DEL CAMINO CRÍTICO
D5. REQUERIMIENTOS DE RECURSOS
D6. MATRIZ DE RIESGOS DEL PROYECTO
D7. CICLO DE EXPECTATIVA DE VIDA DEL PROYECTO
D8. CRONOGRAMA DEL PROYECTO
D9. CONTROL DEL PROYECTO
D10. PAQUETES DE PROCURA
D11. GERENCIA DE FONDOS
D12. PROCESO DE ADQUISICIÓN DEL PROYECTO
D13. DECLARACIÓN DE LA MISIÓN
D14. ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL PROPUESTA
D15. DISPONIBILIDAD PRESUPUESTARIA
D16. MATRIZ DE RESPONSABILIDADES
D17. SELECCIÓN DE PROVEEDORES DE EQUIPOS Y DE MATERIAL
D18. PLAN Y ESTRATEGIA DE ADQUISICIONES
D19. CARTA DE ARRANQUE DEL PROYECTO
E. FACTORES EXTERNOS
E1. PROGRAMA DE REGULACIONES AMBIENTALES
E2. PROBLEMAS INTERNOS DEL SITIO
E3. PROBLEMAS EXTERNOS DEL SITIO
E4. PERMISOS, LICENCIAS Y APROBACIONES REGULATORIAS
E5. PROGRAMA DE ACTORES INVOLUCRADOS

3.8.2. PONDERACIÓN DE LAS CATEGORÍAS

Uno de los factores clave de la Matriz es el peso que tiene cada categoría dentro de la medición global. La Matriz está fundamentada en una base de 1000 puntos como valor máximo obtenido de la medición realizada. Las cinco categorías que lo conforman numéricamente tienen que procurar una sumatoria obligatoria de 1000 puntos en su mínima definición o valor de madurez para el proyecto en cuestión, y siempre con esta misma base serán medidos.

La repartición de los pesos de los renglones (bases y justificación del proyecto, estudios preliminares, viabilidad técnico-económica, plan de ejecución del proyecto, y factores externos) es de suma importancia. Debido a esto se llevó a cabo una serie de encuestas (ver anexo “B”) a personas debidamente calificadas según la metodología de recolección de datos e investigación de campo descrita en el Capítulo III de este Trabajo Especial de Grado. El resultado de estas encuestas permitió

ponderar cada categoría según su importancia dentro del proyecto, este cálculo se describirá en detalle en el capítulo de Análisis de resultados.

Al momento de utilizar la matriz de evaluación, las categorías tendrán como puntaje por defecto, el obtenido mediante las encuestas. Este puntaje solo podrá ser cambiado por el equipo encargado en la evaluación para adaptarlo mejor al proyecto. En la Tabla 7 se muestra el cuadro de las categorías con su puntaje correspondiente.

Tabla 7: Puntaje de las categorías por defecto

CATEGORÍAS	PUNTAJE
BASES Y JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO	205
ESTUDIOS PRELIMINARES	255
VIABILIDAD TÉCNICO Y ECONÓMICA	250
PLAN DE EJECUCIÓN DEL PROYECTO	190
FACTORES EXTERNOS	100

3.8.3. GRADO DE PRIORIDAD DE LOS ELEMENTOS

La prioridad entre los elementos de un proyecto es de suma importancia, debido a que hay elementos que si no se definen completamente pueden poner en riesgo el proyecto. Como hay elementos preponderantes sobre otros dentro de una misma categoría, el priorizar dichos elementos nos permite hacer más adaptable la utilización de la metodología de la Matriz en proyectos de masificación de tecnologías de recuperación mejorada. Es posible que algunas actividades o elementos puedan afectar de manera más dramática la ejecución del proyecto que otros. La Matriz de evaluación permite modificar la característica de los elementos de acuerdo al proyecto al que se este implementando, en la columna de designación de ponderación se escoge colocar una “A” o una “B”. A los elementos que se les coloca una A son elementos de alta prioridad (con el doble de peso que los demás) y los elementos que son denotados con una B su importancia dentro de la medición es menor que el de los elementos de alta prioridad.

3.8.4. MÉTODO PARA EL CÁLCULO DE LOS NIVELES DE DEFINICIÓN

Para el cálculo de los niveles de definición que se obtendrán como resultado de la evaluación de la Matriz se utilizó un método cuantitativo sencillo. En primer lugar para el cálculo del valor de los pesos individuales se realizó a través de una fórmula iterativa que varía el peso de acuerdo a la opción de la letra “A” o la letra “B”. Al colocar la letra que aplica al elemento esta fórmula automáticamente lee el valor de la categoría y lo divide entre el número de elementos de baja prioridad más dos veces el número de elementos de alta prioridad entre cinco que es el número más grande de la escala de definición. Este cálculo nos da el valor del peso de los elementos de baja prioridad y este valor debe ser el doble para los elementos “A”. La base numérica del formulario es 1000 puntos como máxima madurez. De esta manera los puntos van depender del grado de definición en conjunto con los pesos particulares de cada elemento, por lo tanto los pesos están fundamentados en valores del cero al cinco. Al realizarse la multiplicación del peso por el nivel de definición se tiene el valor real del elemento al momento de esa medición.

Otro cálculo importante del formulario de la Matriz es actualizar automáticamente la base de medición (puede ser menor a 1000 puntos) de acuerdo a la cantidad de elementos que no aplican dentro del proyecto que se está midiendo. Si la actividad No Aplica (N/A), el valor de la misma en la columna de puntuación es cero. Para la medición esto no debe afectar el valor real de la madurez del proyecto, por lo tanto se adapta la base numérica de acuerdo a los valores máximos que podría tener este elemento (peso del elemento por cinco) y que en el proyecto no aplica y este número es restado a la base original de 1000 puntos que es la base estándar de la Matriz, al final esto nos suministra la base real de nuestro proyecto.

Para obtener el porcentaje total de definición del proyecto dividimos el total de la suma de los valores obtenidos en cada categoría entre la base real del proyecto.

3.8.5. ESCALA DE DEFINICIÓN

Las escalas de definición que se utilizaron se pueden apreciar en la Tabla 8. Cuando el elemento no aplica significa que el elemento no forma parte de la medición que se está realizando, por lo tanto, no tiene peso dentro de esta y automáticamente se reformula la base numérica para obviar estos elementos del conteo suministrando un valor ajustado al proyecto evaluado. La escala va de menor a mayor donde 1 significa “Definición Incompleta o Pobre” y 5 significa “Definición Completa”. Esta escala de definición es usada en el instrumento que utiliza PDVSA para medir el grado de definición de los proyectos de construcción.

Tabla 8: Escala de Definición ⁽²⁹⁾⁽³⁰⁾.

Porcentaje %	Escala de Definición	Nivel de Definición
0	0	NO APLICA
1 - 20	1	DEFINICIÓN INCOMPLETA O POBRE
21 - 50	2	DEFICIENCIAS MAYORES
51 - 85	3	ALGUNAS DEFICIENCIAS
85 - 95	4	DEFICIENCIAS MENORES
96 - 100	5	DEFINICIÓN COMPLETA

El Departamento de Energía de los Estados Unidos, en su guía para la medición del grado de definición de proyectos de construcción, establece una buena aproximación del valor de madurez o grado de definición del proyecto según los porcentajes de definición obtenidos en la evaluación. En la tabla 8 se exponen los rangos de porcentaje y su valor de madurez.

3.8.6. DESCRIPCIÓN DE LOS ELEMENTOS QUE CONFORMAN LA MATRIZ

Para el total entendimiento, se elaboró un documento complementario con una descripción detallada de cada uno de estos elementos de la Matriz (ver anexo “C”). Este documento debe siempre acompañar al formulario de la Matriz para así asegurar el acceso a la información adecuada por parte del usuario. Este documento se elaboró tomando como base los artículos técnicos revisados, el PDRI que utiliza PDVSA y las GGPIC.

3.8.7. MATRICES ASOCIADAS

En la Matriz de Evaluación nos vamos a encontrar con cuatro elementos que cada uno tiene asociada una matriz de evaluación. Para poder asignarle un nivel de definición a dichos elementos, primero se deberá llenar la matriz asociada a este elemento. El resultado que se genere de esta sub matriz va a indicar que nivel de definición le corresponde a ese elemento.

Estas matrices se registrarán bajo los mismos lineamientos de la matriz principal. Estas matrices darán como resultado el nivel de definición del elemento, es decir, el elemento se evaluará automáticamente luego de llenar su matriz asociada. Las submatrices estarán en base a 1000 puntos, luego de obtener el puntaje final de la submatriz (cuyo procedimiento de llenado es el mismo que para la matriz principal) automáticamente se calcula el porcentaje y su equivalente según la escala de definición (Ver Tabla 4.2), este número multiplicado por el peso del elemento dará como resultado el nivel de definición.

Los cuatro ítems que tendrán una matriz asociada para su evaluación son:

1. Resultados del Proyecto Piloto

Para este elemento se construyó la sub matriz partiendo de la sección 4.2 donde se explican los resultados que se deben presentar en el cierre de un proyecto piloto. Los elementos que conforman esta matriz se muestran en la tabla 9.

Tabla 9: Elementos que constituyen la Sub Matriz “Resultados del Proyecto Piloto”

B1. RESULTADOS DEL PROYECTO PILOTO
B1.1 FACTOR DE RECOBRO
B1.2 PRUEBAS DE LABORATORIO
B1.3 ANALISIS PVT
B1.4 ARREGLO DE POZOS
B1.5 PLAN DE MONITOREO
B1.6 PLAN DE CAPTURA DE INFORMACION
B1.7 SIMULACION
B1.8 ANALISIS DE RIESGO

2. Evaluación de la tecnología

Analizando toda la información obtenida de los artículos técnicos, documentos y libros sobre la aplicación de una tecnología de recuperación mejorada a nivel de proyecto se pudo construir dos sub matrices: una para métodos térmicos y otra para métodos químicos, según lo analizado en la sección 4.1 Revisión de tecnologías que pueden ser aplicadas en la FPO. Los elementos que constituyen estas dos matrices se muestran en la tabla 10.

Tabla 10: Elementos que constituyen la Sub Matriz “Evaluación de la tecnología”

C1. EVALUACION DE LA TECNOLOGIA (QUIMICO)	C1. EVALUACION DE LA TECNOLOGIA (TERMICO)
C1.1 FACTOR DE RECOBRO	C1.1 FACTOR DE RECOBRO
C1.2 FACTOR DE REEMPLAZO	C1.2 FACTOR DE REEMPLAZO
C1.3 RESERVAS SECUNDARIAS RECUPERADAS	C1.3 RESERVAS SECUNDARIAS RECUPERADAS
C1.4 MADUREZ DE LA TECNOLOGIA	C1.4 MADUREZ DE LA TECNOLOGIA
C1.5 PRUEBAS DE LABORATORIO	C1.5 PRUEBAS DE LABORATORIO
C1.6 ARREGLO DE POZOS	C1.6 ARREGLO DE POZOS
C1.7 CONCEPTUALIZACION DE LA TECNOLOGIA	C1.7 CONCEPTUALIZACION DE LA TECNOLOGIA
C1.8 ESQUEMA DE INYECCION	C1.8 ESQUEMA DE INYECCION
C1.9 PROCESOS DE SUPERFICIE	C1.9 PROCESOS DE SUPERFICIE
C1.10 MANEJO DE AGUAS DE EFLUENTES	C1.10 GENERACION DE VAPOR
C1.11 EVALUACION DE IMPACTOS POTENCIALES	C1.11 FUENTE DE COMBUSTIBLE PARA EL VAPOR
C1.12 PLAN DE MONITOREO Y CAPTURA DE INFORMACION DEL PROCESO	C1.12 FUENTE DE AGUA A LARGO PLAZO PARA LA PRODUCCION DE VAPOR
C1.13 TRAZADORES	C1.13 INSTALACIONES DE RECUPERACION TERMICA
C1.14 REQUERIMIENTOS DE CARGA, DESCARGA Y ALMACENAMIENTO	C1.14 TRATAMIENTO DE GAS PRODUCIDO
C1.15 LISTA DE EQUIPOS ESPECIALES	C1.15 TRATAMIENTO DE AGUA PRODUCIDA
C1.16 MEZCLADOR Y BOMBAS PARA QUIMICOS	C1.16 LISTA DE TUBERIAS ESPECIALES
C1.17 UNIDAD DE PREPARACION DE QUIMICOS	C1.17 SEPARADORES
	C1.18 MEDIDORES Y BOMBAS MULTIFASICAS

3. Matriz de riesgos del Proyecto

Para obtener una evaluación con mayor detalle se agregó a la metodología una referencia de una matriz de riesgo de proyecto (Ver sección 2.10) que debe presentar la empresa ejecutora para que la misma sea evaluada por el MPetroMin a través de la Matriz de Evaluación. Esta matriz se construyó en base a los riesgos más importantes y los más comunes que tienen mayor impacto sobre el proyecto, que se encuentran en las GGPIIC. Los elementos que constituyen esta sub matriz se muestran en la tabla 11.

Tabla 11: Elementos que constituyen la Sub Matriz “Matriz de riesgos del proyecto”

D6. MATRIZ DE RIESGOS DEL PROYECTO
D6.1 COSTOS DE CAPITAL
D6.2 COSTOS OPERACIONALES Y DE MANTENIMIENTO
D6.3 COSTOS DE ARRANQUE Y DE PREPARACION PARA EL ARRANQUE
D6.4 CONSIDERACIONES DE MERCADO
D6.5 INCERTIDUMBRES EN LA TECNOLOGIA Y EN EL PROCESO
D6.6 ASPECTOS PUBLICOS
D6.7 CALIFICACION Y DISPONIBILIDAD DE CONTRATISTAS Y CONSULTORES
D6.8 COSTO Y DISPONIBILIDAD DE MATERIA PRIMA Y FUENTES DE SUMINISTRO
D6.9 CODIGOS Y REGULACIONES GUBERNAMENTALES
D6.10 DISPONIBILIDAD Y COSTOS DE FINANCIAMIENTO Y LA ESTABILIDAD DEL MERCADO FINANCIERO
D6.11 REGULACIONES
D6.12 DISPONIBILIDAD Y PRODUCTIVIDAD DE LA MANO DE OBRA
D6.13 DISPONIBILIDAD DE SUBCONTRATISTAS, EQUIPOS ESPECIALIZADOS Y SUPLIDORES LOCALES
D6.14 MAL TIEMPO Y LLUVIAS
D6.15 HUELGAS, PAROS Y OTROS ASPECTOS SINDICALES
D6.16 FACTORES ECONOMICOS IMPREDECIBLES
D6.17 CONDICIONES DEL SITIO NO PREVISTAS
D6.18 NIVEL DE CONSTRUCTIBILIDAD

4. Documento de soporte de decisiones

Esta sub matriz recopila los documentos más importantes que se desarrollan en cada fase. Para poder cambiar de fase es importante que se tenga toda la información requerida. Esta matriz se construyó en base a los lineamientos de las GGPIIC. En la tabla 12 se muestran los elementos que conforman el ítem Documento de soporte de decisiones.

Tabla 12: Elementos que constituyen la Sub Matriz “Matriz de riesgos del proyecto”

B7. DOCUMENTO DE SOPORTE DE DECISION PREVIO A LA INGENIERIA DE DETALLE
B7.1 OBJETIVOS DE LA FASE
B7.2 ESTRATEGIAS CONSIDERADAS
B7.3 EVALUACION ECONOMICA DE CADA UNA DE LAS ALTERNATIVAS CONSIDERADAS
B7.4 COSTOS DE OPERACION
B7.5 COSTOS DE INVERSION
B7.6 FLUJO DE CAJA
B7.7 INDICADORES ECONOMICOS
B7.8 IDENTIFICACION DE RIESGOS DE C/U DE LAS ALTERNATIVAS CONSIDERADAS
B7.9 ESTIMADOS DE COSTOS CLASE IV DE C/U DE LAS ALTERNATIVAS CONSIDERADAS
B7.10 JUSTIFICACION DE LA TECNOLOGIA SELECCIONADA
B7.11 PLAN DE EJECUCION DE LA PROXIMA FASE
B7.12 PRESUPUESTO

3.9. METODOLOGÍA PARA EL USO CORRECTO DE LA MATRIZ DE EVALUACIÓN

Para el uso correcto de la Matriz de evaluación, se necesita un equipo multidisciplinario que tenga experiencia en ejecución de proyectos. Una vez que cada miembro de este equipo conozca el funcionamiento de la matriz, es recomendable que al menos 5 personas realicen la metodología para luego promediar los resultados, y obtener un resultado único y más certero.

A continuación se explicará de forma detallada de forma clara y sencilla, el llenado de la matriz de evaluación.

3.9.1. INSTRUCTIVO DE LLENADO DE LA MATRIZ DE EVALUACIÓN

Antes de comenzar con el llenado de la matriz, se debe llenar la ficha del proyecto “Datos generales del proyecto” (figura 21). En la matriz de evaluación también se debe llenar el nombre del proyecto, la empresa y la fecha.

DATOS GENERALES DEL PROYECTO	
1. NÚMERO DEL DOCUMENTO:	2. LUGAR Y FECHA:
3. TÍTULO Y SUBTÍTULO:	
4. EMPRESA:	
5. GERENCIA/UNIDAD EJECUTORA:	
6. BLOQUE:	7. CAMPO:
8. TECNOLOGÍA:	
9. RESÚMEN (Máx. 200 PALABRAS):	
10. NOMBRE Y FIRMA AUTORIDAD TÉCNICA:	
11. FIRMA DEL LÍDER DEL PROYECTO/GERENCIA EJECUTORA:	

Figura 21: Ficha Datos Generales del Proyecto

Las instrucciones de llenado son las siguientes (ver figura 22):

1. En la columna “Aplica” colocar una “S” si el elemento aplica en la evaluación del proyecto, de lo contrario se debe colocar “N”.
2. En la columna “Ponderación” colocar una “A” (alta prioridad) o “B” (baja prioridad) según la prioridad que tenga el elemento sobre el proyecto. Si el elemento no aplica (N), de igual forma se le debe asignar una ponderación (A o B) según la prioridad que tendría el elemento si este aplicase.
3. Si el elemento aplica (S) se debe colocar una “X” en el recuadro correspondiente al número que mejor aplique para el grado de definición del

elemento, según el criterio del evaluador. Los elementos que se encuentren bien definidos en el paquete de definición del proyecto deben recibir una cuantificación de nivel de definición completa y le será asignado un valor de “cinco” (5). Los elementos que no se encuentren definidos o que no se hayan tenido en cuenta en el paquete de definición del alcance del proyecto deben recibir una cuantificación de nivel de definición Incompleto y le será asignado un valor de “uno” (1). Los elementos que no se encuentren completamente definidos en el paquete de definición del alcance del proyecto recibirán una cuantificación de:

Dos: Si el elemento se encuentra definido en el paquete de definición del alcance del proyecto, pero se encontraron en su evaluación deficiencias mayores.

Tres: Si el elemento se encuentra definido en el paquete de definición del alcance del proyecto, pero se encontraron en su evaluación algunas deficiencias.

Cuatro: Si el elemento se encuentra definido en el paquete de definición del alcance del proyecto, pero se encontraron en su evaluación deficiencias menores.

4. De ser necesario, escribir algún comentario, duda o recomendación en la

1.		2.	
CATEGORIA	Aplica	Ponderación	Peso
Elemento	(S/N)	S	1
A. BASES Y JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO			
A1. DECISIÓN LINEAMIENTO ESTRATEGICO	S	A	9,1
A2. NECESIDAD DE IMPLANTACIÓN	S	B	4,5
A3. FACTIBILIDAD TÉCNICO Y ECONÓMICA	S	A	9,1
A4. ALCANCE DEL PROYECTO	S	A	9,1
A5. OBJETIVO DEL PROYECTO	S	A	9,1
A6. SELECCIÓN DEL SITIO	S	A	9,1

3.		4.						
Escala de Definición						Nivel de	COMENTARIOS	
	0	1	2	3	4	5		Definición
4					X		36,4	
4					X		18,2	
5						X	45,5	
4					X		36,4	
2			X				18,2	LOS OBJETIVOS NO ESTÁN BIEN DEFINIDOS
5						X	45,5	
Total Categoría							200,0	

Figura 22: Instructivo de llenado de la Matriz principal

columna de comentarios, esto se hace para cada elemento.

Hay elementos que tienen matrices asociadas para proporcionar una evaluación detallada. Dichos elementos estarán identificados con una franja azul sobre los recuadros de la escala de definición. Para asignarle un número de la escala de definición a ese elemento primero se debe llenar su matriz asociada. Para acceder a las submatrices se debe entrar en la pestaña que está identificada con el nombre del elemento. (Ver figura 23)



Figura 23: Instructivo para evaluar elementos que tienen una matriz asociada

En el caso del elemento C1. Evaluación de la tecnología, se tienen dos submatrices una para métodos térmicos (MT) y otra para métodos químicos (MQ). (Ver figura 24)

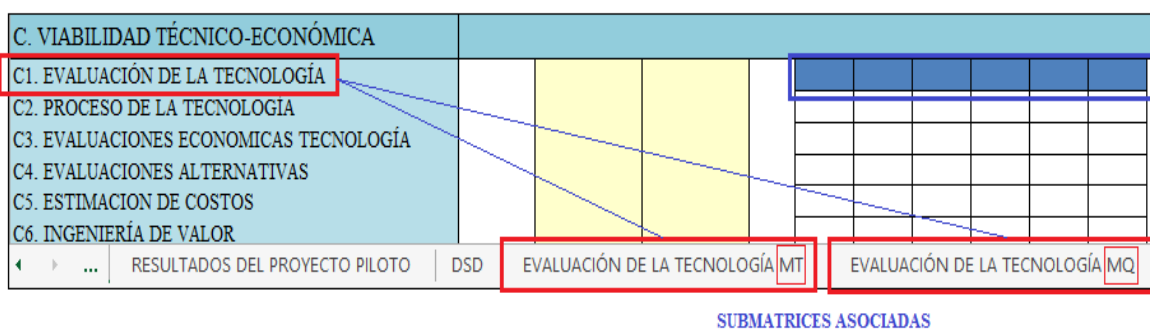


Figura 24: Submatrices para el elemento C1. Evaluación de la tecnología

Al abrir la submatriz se debe evaluar siguiendo los mismos pasos que para la matriz principal. Luego de evaluar esta matriz aparecerá un porcentaje, resultado de la

B1.8 PLAN DE MONITOREO	s	B	16,7	5,0					X	83,3
B1.9 PLAN DE CAPTURA DE INFORMACIÓN	s	B	16,7	5,0					X	83,3
B1.10 SIMULACIÓN	s	A	33,3	5,0					X	166,7
B1.11 ANÁLISIS DE RIESGO	s	A	33,3	5,0					X	166,7
TOTAL CATEGORÍA										966,7

		%PORCENTAJE	97%
--	--	-------------	-----

%		
0	0	NO APLICA
0 - 20	1	DEFINICIÓN INCOMPLETA O POBRE
21 - 50	2	DEFICIENCIAS MAYORES
51 - 85	3	ALGUNAS DEFICIENCIAS
86 - 96	4	DEFICIENCIAS MENORES
96 - 100	5	DEFINICIÓN COMPLETA

RANGO DE PORCENTAJE

En la esquina superior izquierda está el botón “BORRAR DATOS” permite limpiar la matriz para iniciar una nueva evaluación (ver figura 26).

BORRAR DATOS		Dirección:	
Proyecto:		Empresa:	
CATEGORIA Elemento	Aplica (S/N)	Ponderación 0	
A. BASES Y JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO			
A1. DECISIÓN LINEAMIENTO ESTRATEGICO			
A2. NECESIDAD DE IMPLANTACIÓN			
A3. FACTIBILIDAD TÉCNICO Y ECONÓMICA			
A4. ALCANCE DEL PROYECTO			
A5. OBJETIVO DEL PROYECTO			
A6. SELECCIÓN DEL SITIO			

110

Una vez terminada la evaluación la matriz dará como resultado un porcentaje de definición del proyecto, usando la tabla de nivel de definición se podrá dar el estatus del proyecto (ver figura 27). Se podrá realizar un informe con los elementos que fueron evaluados entre 1 y 3 debido a que dichos elementos son los que necesitan mayor atención. Otro producto de la evaluación son los comentarios que se hayan colocado.

TOTAL CATEGORÍAS (A+B+C+D+E)			971,9
%PORCENTAJE TOTAL			97%
0	NO APLICA	0	
1	DEFINICIÓN INCOMPLETA O POBRE	0 - 20 %	
2	DEFICIENCIAS MAYORES	21 - 50 %	
3	ALGUNAS DEFICIENCIAS	51 - 85 %	
4	DEFICIENCIAS MENORES	86 - 96 %	
5	DEFINICIÓN COMPLETA	96 - 100 %	

Figura 27: Resultado de la Matriz de evaluación

Los resultados obtenidos a través de esta matriz, se explican con más detalle en el Capítulo IV.

CAPITULO IV

ANÁLISIS DE RESULTADOS

Para determinar la ponderación que se les otorgará a cada categoría de la Matriz se siguió el método de elaboración de encuestas descrito en el capítulo tres. La encuesta estaba conformada por dos documentos: uno contiene propiamente la encuesta, y el otro es un documento complementario con una descripción detallada de todos los elementos que están incluidos en la Matriz como apoyo a la encuesta.

El documento que conforma la encuesta (ver anexo “B”) contiene el objetivo principal de la misma, así como los aspectos a tomar en cuenta para el llenado de la encuesta. Los entrevistados deberán colocar sus datos profesionales en el cuadro correspondiente.

En la página siguiente aparecen las categorías y los elementos que las conforman y un recuadro para colocar el valor de la categoría en su etapa de menor definición con una base numérica de 1000 puntos. Esto nos permite obtener los valores reales a través del juicio de los expertos.

4.1. RESULTADOS DE LAS ENCUESTAS

Como método de cuantificación y medición de los resultados de las treinta encuestas realizadas se eliminaron los valores más altos y bajos de cada uno de los renglones y se procedió a promediar los valores obtenidos, para luego llevarlos a una base numérica de 1000.

Los resultados de las encuestas se muestran a continuación, dispuestos en tablas, para cada categoría, A. Bases y justificación del proyecto (Tabla 13), B. Estudios Preliminares (Tabla 14), C. Viabilidad técnico y económica (Tabla 15), D. Plan de ejecución del proyecto (Tabla 16), E. Factores externos (Tabla 17):

Tabla 13: Resultados para la categoría Bases y Justificación del Proyecto

CATEGORÍA: BASES Y JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO	
ENCUESTADOS	PUNTUACIÓN
Encuesta #1	200
Encuesta #2	200
Encuesta #3	150
Encuesta #4	100
Encuesta #5	200
Encuesta #6	300
Encuesta #7	100
Encuesta #8	400
Encuesta #9	205
Encuesta #10	250
Encuesta #11	200
Encuesta #12	100
Encuesta #13	250
Encuesta #14	100
Encuesta #15	250
Encuesta #16	150
Encuesta #17	150
Encuesta #18	200
Encuesta #19	200
Encuesta #20	250
Encuesta #21	350
Encuesta #22	200
Encuesta #23	100
Encuesta #24	200
Encuesta #25	250
Encuesta #26	250
Encuesta #27	200
Encuesta#28	200
Encuesta#29	250
Encuesta#30	250
TOTAL PROMEDIO	204

* Eliminado

Tabla 14: Resultados para la categoría Estudios Preliminares

CATEGORÍA: ESTUDIOS PRELIMINARES	
ENCUESTADOS	PUNTUACIÓN
Encuesta #1	250
Encuesta #2*	400
Encuesta #3	200
Encuesta #4	300
Encuesta #5	250
Encuesta #6	150
Encuesta #7*	100
Encuesta #8	200
Encuesta #9	230
Encuesta #10	250
Encuesta #11	300
Encuesta #12	300
Encuesta #13	250
Encuesta #14	250
Encuesta #15	200
Encuesta #16	250
Encuesta #17	350
Encuesta #18	300
Encuesta #19	250
Encuesta #20	200
Encuesta #21	250
Encuesta #22	300
Encuesta #23	350
Encuesta #24	250
Encuesta #25	300
Encuesta #26	250
Encuesta#27	250
Encuesta#28	200
Encuesta#29	250
Encuesta#30	250
TOTAL PROMEDIO	255

* Eliminado

Tabla 15: Resultados para la categoría Viabilidad Técnico y Económica

CATEGORÍA: VIABILIDAD TÉCNICO Y ECONÓMICA	
ENCUESTADOS	PUNTUACIÓN
Encuesta #1*	200
Encuesta #2	200
Encuesta #3	350
Encuesta #4	200
Encuesta #5	250
Encuesta #6	250
Encuesta #7*	450
Encuesta #8	200
Encuesta #9	205
Encuesta #10	250
Encuesta #11	250
Encuesta #12	250
Encuesta #13	200
Encuesta #14	300
Encuesta #15	250
Encuesta #16	200
Encuesta #17	250
Encuesta #18	200
Encuesta #19	250
Encuesta #20	300
Encuesta #21	200
Encuesta #22	250
Encuesta #23	300
Encuesta #24	250
Encuesta #25	250
Encuesta #26	200
Encuesta#27	250
Encuesta#28	300
Encuesta#29	300
Encuesta#30	250
TOTAL PROMEDIO	247

* Eliminado

Tabla 16: Resultados para la categoría Plan de Ejecución del Proyecto

CATEGORÍA: PLAN DE EJECUCIÓN DEL PROYECTO	
ENCUESTADOS	PUNTUACIÓN
Encuesta #1	200
Encuesta #2*	100
Encuesta #3	150
Encuesta #4	100
Encuesta #5	200
Encuesta #6	200
Encuesta #7*	300
Encuesta #8	100
Encuesta #9	190
Encuesta #10	200
Encuesta #11	150
Encuesta #12	250
Encuesta #13	250
Encuesta #14	200
Encuesta #15	150
Encuesta #16	250
Encuesta #17	150
Encuesta #18	200
Encuesta #19	250
Encuesta #20	200
Encuesta #21	150
Encuesta #22	150
Encuesta #23	200
Encuesta #24	250
Encuesta #25	150
Encuesta #26	200
Encuesta#27	200
Encuesta#28	200
Encuesta#29	150
Encuesta#30	250
TOTAL PROMEDIO	189

* Eliminado

Tabla 17: Resultados para la categoría Factores Externos

CATEGORÍA: FACTORES EXTERNOS	
ENCUESTADOS	PUNTUACIÓN
Encuesta #1	150
Encuesta #2	100
Encuesta #3	150
Encuesta #4*	300
Encuesta #5	100
Encuesta #6	100
Encuesta #7	50
Encuesta #8	100
Encuesta #9	170
Encuesta #10*	50
Encuesta #11	100
Encuesta #12	100
Encuesta #13	50
Encuesta #14	100
Encuesta #15	150
Encuesta #16	150
Encuesta #17	100
Encuesta #18	100
Encuesta #19	50
Encuesta #20	150
Encuesta #21	50
Encuesta #22	100
Encuesta #23	50
Encuesta #24	50
Encuesta #25	50
Encuesta #26	100
Encuesta#27	100
Encuesta#28	100
Encuesta#29	50
Encuesta#30	50
TOTAL PROMEDIO	95

* Eliminado

Con el promedio obtenido de los resultados de las encuestas para cada categoría se elaboró la siguiente tabla (Tabla 18):

Tabla 18: Puntaje promedio para cada categoría según encuestas

CATEGORÍA	PUNTAJE
A. BASES Y JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO	204
B. ESTUDIOS PRELIMINARES	255
C. VIABILIDAD TÉCNICO Y ECONÓMICA	247
D. PLAN DE EJECUCIÓN DEL PROYECTO	189
E. FACTORES EXTERNOS	95
TOTAL	990

El puntaje total de las categorías dio 951 puntos, llevando los puntajes a una base de 1000 puntos los puntajes quedan distribuidos de la siguiente manera (Tabla 19):

Tabla 19: Puntaje de las categorías en base 1000 y su valor aproximado

CATEGORÍA	VALOR BASE 1000	VALOR APROX.
A. BASES Y JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO	206	205
B. ESTUDIOS PRELIMINARES	258	255
C. VIABILIDAD TÉCNICO Y ECONÓMICA	249	250
D. PLAN DE EJECUCIÓN DEL PROYECTO	191	190
E. FACTORES EXTERNOS	96	100
TOTAL	1000	1000

Para apreciar mejor el peso de cada categoría, los puntajes se expresaron en porcentaje en el siguiente gráfico (ver figura 28) de torta:

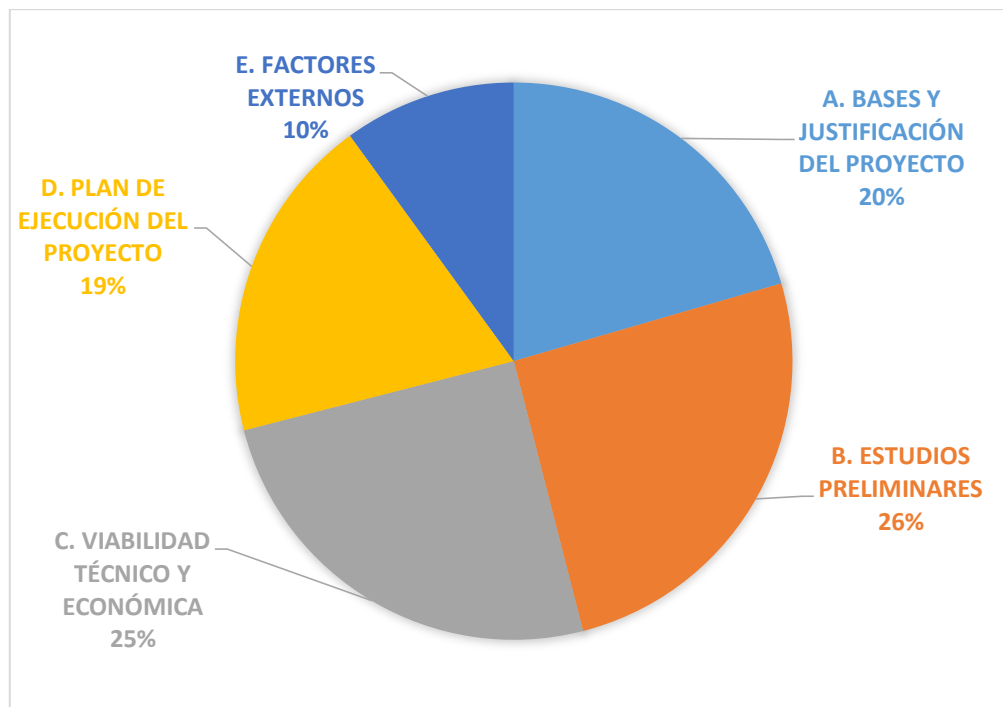


Figura 28: Gráfico de torta de los puntajes de cada categoría de la Matriz de Evaluación.

4.2. INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS DE LA MATRIZ

La Matriz de evaluación permite cuantificar el grado de definición en cualquier etapa del proyecto en una escala de 1000 puntos. Los puntajes de los elementos correspondientes a una categoría deben ser sumados para producir el puntaje total de la categoría. Los puntajes de las categorías deben ser sumados para obtener el puntaje total de la Matriz. Dicho puntaje será expresado en porcentaje. Para concluir si el proyecto está bien definido el porcentaje obtenido, se acordó que, debe ser mayor al noventa y seis por ciento (96%), este porcentaje puede cambiar según las exigencias del proyecto y las consideraciones que asuma el equipo de evaluación del proyecto. En la Matriz el máximo puntaje que se puede obtener es de 1000 puntos, si el proyecto alcanza el máximo puntaje significa que el proyecto está definido, según la escala de definición. Para el análisis de resultados de la Matriz, si un proyecto está

por encima de los 960 puntos se puede decir que el proyecto está bien definido, de lo contrario se deben analizar los elementos que están por debajo de lo esperado. La Matriz permite hacer un informe con los comentarios de los elementos que presentan carencias para que la empresa ponga mayor atención sobre estos ítems que ponen en peligro al proyecto.

Un puntaje alto de la Matriz representa a un paquete de definición que ha sido bien definido y, en general, corresponde a una alta probabilidad de éxito del proyecto. Un bajo puntaje significa que ciertos elementos pertenecientes al paquete de definición del proyecto requieren de una adecuada definición.

Luego de hacer uso de la matriz, se podrá realizar un informe con los siguientes aspectos:

- **Puntaje del proyecto:** permite saber de forma rápida y practica si el proyecto está bien definido o presenta carencias. Este resultado se expresa en número y en porcentaje, usando la tabla de escala de definición se tendrá el grado de definición del proyecto.
- **Elementos evaluados por debajo de lo esperado:** Se podrán listar los elementos cuyo nivel de definición esté entre 1 “Definición Incompleta o Pobre” y 3 “Algunas Deficiencias”, esto se hace con el fin de conocer los elementos a los que se les debe aplicar mayor contingencia o desarrollar aún más.
- **Comentarios:** Los comentarios realizados para cada elemento permiten enviar sugerencias o aclarar dudas, esto sirve como nexo entre el Ministerio y la Empresa ejecutora del proyecto, con el fin de cubrir todas las necesidades que se tengan por parte del ente gubernamental.

CAPÍTULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Este trabajo permitió presentar una solución, creando una matriz de evaluación que servirá de apoyo en las decisiones que tome la Dirección de Producción y Conservación de Petróleo en cuanto a la aprobación de masificación de proyectos de recuperación mejorada. Adicionalmente este estudio sirve de base para futuras herramientas más genéricas y amplias.

5.1 CONCLUSIONES

- Para la Matriz de evaluación, los métodos de recuperación mejorada tomados en cuenta fueron los métodos térmicos y químicos, por ser los métodos que mejor se adaptan a las características del lugar y de los que se tiene más conocimiento y aplicaciones.
- Se elaboró minuciosamente una lista de elementos, divididos por categorías, que abarcan todo los aspectos técnicos y económicos que se deben tomar en cuenta en para la masificación de un proyecto de Recuperación Mejorada.
- La herramienta de evaluación incluye una Matriz de Riesgo de Proyecto dentro de los elementos a ser evaluados, proporcionando una evaluación más robusta.
- La Matriz de evaluación permite ubicar las categorías que presentan elementos cuyo grado de definición está por debajo de lo esperado, por lo cual necesitan someterse a revisión, antes de la aprobación.

- El flujo de trabajo propuesto permite una interacción entre la Empresa Operadora y la Dirección de Producción y Conservación de Petróleo (DPCP) a fin de evaluar las propuestas de masificación de tecnologías de Recuperación Mejorada sometidas ante esta Dirección, con el uso de la Matriz de evaluación.
- El uso de matrices asociadas permite una evaluación más precisa de los elementos B1., Resultados del Proyecto Piloto, B7., Documento de toma de decisiones, C1., Evaluación de la tecnología y D6., Matriz de riesgo.
- Se concluye que la herramienta representa una solución para la Dirección de Producción y Conservación de Petróleo, al momento de evaluar propuestas de masificación de tecnologías de Recuperación Mejorada en la Faja Petrolífera del Orinoco sometidas por las Empresas Operadoras.

5.2 RECOMENDACIONES

Las recomendaciones a seguir son las siguientes:

- Considerar en la Matriz de Evaluación métodos de recuperación mejorada distintos a los considerados en el presente trabajo, tomando en cuenta la aplicabilidad en los yacimientos, madurez de la tecnología y ejecución de proyectos piloto.
- Incorporar a la Matriz una medida que indique una prioridad media en función a la ponderación que recibe cada elemento, entre “A” (alta prioridad) y “B” (baja prioridad), para obtener una gama de evaluación más precisa.
- Partiendo de esta herramienta, elaborar una matriz que incluya las fases de implantación y operación para mantener el seguimiento y evaluación del proyecto.

- Desarrollar este tipo de herramienta para la evaluación de cualquier proyecto de la industria petrolera, que deba ser autorizado por la Dirección de Producción y Conservación de Petróleo.
- Realizar una encuesta a profesionales en el área de proyectos de recuperación mejorada, con el objetivo de otorgarle peso a cada uno de los elementos involucrados en la matriz de evaluación, con el fin de obtener un análisis más detallado.
- Se recomienda que el ente evaluador determine un nivel aceptable del resultado de la Matriz de evaluación para la aprobación de la masificación de proyectos de recuperación mejorada, tomando en cuenta el grado de complejidad de los mismos.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] PDVSA. *Informe de Gestión Annual 2013*. Caracas: s.n., 2013. págs. 20-50.
- [2] Villalobos, M. (2002). *Adaptación del PDRI para proyectos IPC en la industria petrolera*. Tesis. Para optar al título de especialista en Gerencia de Proyectos. Universidad Católica Andrés Bello, Caracas.
- [3] Celis, S. (2014). *Metodología para Evaluar la Factibilidad de Aplicar Proyectos Pilotos de Recuperación Térmica en la Faja Petrolífera Del Orinoco*. Tesis. Para optar por el título de Ingeniero de Petróleo. Universidad Central de Venezuela, Caracas.
- [4] Delgado, G., y Martelo, M. (2006). *Sistema de completación en procesos térmicos en la Faja Petrolífera del Orinoco*. Tesis. Para optar por el título de Ingeniero de Petróleo. Caracas.
- [5] Zambrano, A. (2014). Presentación: *Generalidades de la Faja Petrolífera del Orinoco*. Universidad Central de Venezuela. Clases crudos pesados. Caracas, Venezuela.
- [6] INTEVEP Gerencia de Tecnología (2007). *Proyecto Magna Reserva*. Los Teques, Venezuela.
- [7] MENPET. (2005). *Definiciones y Normas de las Reservas de Hidrocarburos*. Ministerio de Energía y Petróleo.

- [8] Society of Petroleum Engineers (SPE), American Association of Petroleum Geologists (AAPG), World Petroleum Council (WPC), Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE). *Sistema de Gestión de Recursos Petrolíferos*. Traducción del texto original en inglés.
- [9] Magdalena, P. d. (2001). *Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos* (segunda ed.). Maracaibo, Venezuela: Astro Data.
- [10] Molina, M., y Rosales, P. (2007). *Evaluación del comportamiento histórico de producción de los proyectos de Recuperación Secundaria en el occidente de Venezuela*. Tesis. Para optar por el título de ingeniero de petróleo. Caracas.
- [11] Teletzke, F., Wattenbarger, R.C., and Wilkinson, J.R. (2010). *Enhanced Oil Recovery Pilot Testing Best Practices*. Paper SPE 118055 PA.
- [12] González, D., y Pérez, G. (2013). *Metodología para la aplicación de tecnologías de recuperación mejorada que permitan aumentar el factor de recobro*. Tesis. Para optar por el título de ingeniero de petróleo. Caracas.
- [13] PDVSA INTEVEP. Soberanía Tecnológica en la Faja Petrolífera del Orinoco “Hugo Chávez”. Los Teques, Venezuela.
- [14] Guevara, J. (2006) *Informe número 1: Información sobre el campo Cerro Negro, Aspectos Generales*. PDVSA INTEVEP. Los Teques, Venezuela.
- [15] Zambrano, A. (2014). Presentación: *Generalidades de Pruebas Piloto*. Universidad Central de Venezuela. Clases crudos pesados. Caracas, Venezuela.

- [16] PDVSA. (2003). *Informe técnico, Memoria Descriptiva “Proyecto piloto de Inyección Alkali, Surfactante y Polímero (ASP)”*. Yacimiento LGINF 03, UP Rosa Mediano Distrito Lago Norte, División Lago. Venezuela.
- [17] Teletzke, F., Wattenbarger, R.C., and Wilkinson, J.R. (2010). *Enhanced Oil Recovery Pilot Testing Best Practices*. Paper SPE 118055 PA.
- [18] Pratz, M. (1987). *Procesos térmicos de extracción de Petróleo*. Traducción PDVSA-INTEVEP. Venezuela. Los Teques. pp. 184-197.
- [19] PDVSA. (1999). *Selección del área de la prueba piloto del proceso de Recuperación Mejorada de Petróleo y Gas condensado*. Manual de estudios integrados de yacimientos. Capítulo 5 Recuperación Mejorada de Petróleo y Condensado. Volumen 2. Venezuela.
- [20] PDVSA. (1999). *Aspectos relativos al diseño del plan de Monitoreo de pruebas piloto*. Manual de estudios integrados de yacimientos. Capítulo 5 Recuperación Mejorada de Petróleo y Condensado. Volumen 2. Venezuela.
- [21] Singhal, A. (1995). *Economic Considerations in Development of Improved Recovery Projects*. PRI Report 1994/95-6.
- [22] PDVSA. (1999). *Análisis de laboratorio recomendados para procesos de recuperación mejorada de petróleo y condensado*. Manual de estudios integrados de yacimientos. Capítulo 5 Recuperación Mejorada de Petróleo y Condensado. Volumen 2. Venezuela.
- [23] PDVSA. (1999). *Procedimiento para simular procesos de recuperación mejorada de petróleo y gas condensado*. Manual de estudios integrados de yacimientos. Capítulo 5 Recuperación Mejorada de Petróleo y Condensado. Volumen 2. Venezuela.

- [24] Comité de operaciones de PDVSA. (1999). Guías de Gerencia de Inversión de Capital (GGPIC). Venezuela.
- [25] Constitución de la República Bolivariana de Venezuela (2000) Gaceta Oficial de la República de Venezuela, 5.453, Extraordinario, Marzo 24, 2000.
- [26] Ley Orgánica de Hidrocarburos (2006) Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela, 38.493, Agosto 4, 2006.
- [27] Ley del Plan de la Patria, Segundo plan socialista de desarrollo económico y social de la nación 2013-2019, publicado en Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela N° 6.118 Extraordinario, 4 de diciembre de 2013.
- [28] Pérez, Alexis G. *Guía Metodológica para Anteproyectos de Investigación*. 3°. Caracas : FEDUPEL, 2012.
- [29] PDVSA. (1999). *Documento de notificación sobre la Intención del proyecto ante entes Gubernamentales*. Manual de Proyectos de Inversión de Capital. Capítulo 1 Documentos Generales. Volumen 1. Venezuela.
- [30] U.S Department of Energy. U.S Department of Energy Project Definition Rating Index Guide for Tradicional Nuclear and Non-Nuclear Construction Projects.

BIBLIOGRAFÍA

Alekseeva, V.A., and Karfunkle, Y. *Effective Management of Pilot Projects*. Paper SPE 162026, presented at the SPE Russian Oil & Gas Exploration & Production Technical Conference and Exhibition held in Moscow, Russia. 2012.

Avasthi, S., Bondor, P., y Roger, J. (2004). *Planning EOR Projects*. Paper SPE 92006

Bondor, P., and Hite, J. *Planning EOR Projects*. Paper SPE 92006 MS, presented at the 2004 SPE International Petroleum Conference in Mexico held in Puebla, Mexico. 2004.

Celis, S. (2014). *Metodología para Evaluar la Factibilidad de Aplicar Proyectos Pilotos de Recuperación Térmica en la Faja Petrolífera Del Orinoco*. Tesis. Para optar por el título de Ingeniero de Petróleo. Universidad Central de Venezuela, Caracas.

Villalobos, M. (2002). *Adaptación del PDRI para proyectos IPC en la industria petrolera*. Tesis. Para optar al título de especialista en Gerencia de Proyectos. Universidad Católica Andrés Bello, Caracas.

Comité de operaciones de PDVSA. (1999). *Guías de Gerencia de Inversión de Capital (GGPIC)*. Venezuela.

Constitución de la República Bolivariana de Venezuela (2000) Gaceta Oficial de la República de Venezuela, 5.453, Extraordinario, Marzo 24, 2000.

Delgado, G., y Martelo, M. (2006). *Sistema de completación en procesos térmicos en la Faja Petrolífera del Orinoco*. Tesis. Para optar por el título de Ingeniero de Petróleo. Caracas.

El-Honi, M., Jerbi, K., and Zekri, A. (2000). *Economic Evaluation of Enhanced Oil Recovery*. SPE 64727

Elsayed, S., Payne, D., Churcher, P., and Edmunds, A. (1993). *Multi-disciplinary Reservoir Characterization and Simulation Study of the Weyburn Unit*. *J. Can. Pet. Tech.*, 33(10), pp. 930-934.

Essenfeld, M. (1979). *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos*. Caracas, República Bolivariana de Venezuela: FOINVES.

Gittins, S., Edmunds, N., and Mukherjee, N. (1992). *Numerical Simulation of the Steam Assisted Gravity Drainage Process at the Underground Test Facility*. Presented at the IEA Collaborative Project on Enhanced Oil Recovery Workshop and Symposium, Banff.

González, D., y Pérez, G. (2013). *Metodología para la aplicación de tecnologías de recuperación mejorada que permitan aumentar el factor de recobro*. Tesis. Para optar por el título de ingeniero de petróleo. Caracas.

INTEVEP Gerencia de Tecnología (2007). *Proyecto Magna Reserva*. Los Teques, Venezuela.

Junqua-Salanne, V. (2015). *Economic evaluation and investment decision tools*. TPA. Curso Universidad Central de Venezuela, Caracas.

Ley del Plan de la Patria, Segundo plan socialista de desarrollo económico y social de la nación 2013-2019, publicado en Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela N° 6.118 Extraordinario, 4 de diciembre de 2013.

Ley Orgánica de Hidrocarburos (2006) Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela, 38.493, Agosto 4, 2006.

Magdalena, P. d. (2001). *Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos* (segunda ed.). Maracaibo, Venezuela: Astro Data.

MENPET. (2005). *Definiciones y Normas de las Reservas de Hidrocarburos*. Ministerio de Energía y Petróleo.

Molina, M., y Rosales, P. (2007). *Evaluación del comportamiento histórico de producción de los proyectos de Recuperación Secundaria en el occidente de Venezuela*. Tesis. Para optar por el título de ingeniero de petróleo. Caracas.

Mukherjee, N., Edmunds, N. and Gittins, S. (1994). *Impact and Mitigation of Certain Geological and Process Factors in the Application of SAGD at AOSTRA's UTF*. HWC94-51, SPE/CIM/CANMET International Conference on Recent Advances in Horizontal Well Applications, Calgary.

Nzekwu, B. I., Hallam, R.J., and Williams, G.J.J. (1990) Interpretation of temperature Observations from a Cyclic-Steam/In-Situ Combustion Project. SPERE, 5(2), pp. 163-169.

PDVSA INTEVEP. Soberanía Tecnológica en la Faja Petrolífera del Orinoco "Hugo Chávez". Los Teques, Venezuela.

PDVSA. (1999). *Análisis de laboratorio recomendados para procesos de recuperación mejorada de petróleo y condensado*. Manual de estudios integrados de yacimientos. Capítulo 5 Recuperación Mejorada de Petróleo y Condensado. Volumen 2. Venezuela.

PDVSA. (1999). *Aspectos relativos al diseño del plan de Monitoreo de pruebas piloto*. Manual de estudios integrados de yacimientos. Capítulo 5 Recuperación Mejorada de Petróleo y Condensado. Volumen 2. Venezuela.

PDVSA. (1999). *Documento de notificación sobre la Intención del proyecto ante entes Gubernamentales*. Manual de Proyectos de Inversión de Capital. Capítulo 1 Documentos Generales. Volumen 1. Venezuela.

PDVSA. (1999). *Glosario*. Manual de Proyectos de Inversión de Capital. Capítulo 1 Documentos Generales. Volumen 1. Venezuela.

PDVSA. (1999). *Lineamientos para la evaluación Económica de pruebas piloto para procesos de Recuperación Mejorada de Petróleo y Gas condensado*. Manual de estudios integrados de yacimientos. Capítulo 5 Recuperación Mejorada de Petróleo y Condensado. Volumen 2. Venezuela.

PDVSA. (1999). *Mapa de proceso de proyectos de inversión de capital*. Manual de Proyectos de Inversión de Capital. Capítulo 1 Documentos Generales. Volumen 1. Venezuela.

PDVSA. (1999). *Procedimiento para simular procesos de recuperación mejorada de petróleo y gas condensado*. Manual de estudios integrados de yacimientos. Capítulo 5 Recuperación Mejorada de Petróleo y Condensado. Volumen 2. Venezuela.

PDVSA. (1999). *Selección del área de la prueba piloto del proceso de Recuperación Mejorada de Petróleo y Gas condensado*. Manual de estudios integrados de yacimientos. Capítulo 5 Recuperación Mejorada de Petróleo y Condensado. Volumen 2. Venezuela.

PDVSA. *Informe de Gestión Anual 2013*. Caracas : s.n., 2013.

Pérez, Alexis G. *Guía Metodológica para Anteproyectos de Investigación*. 3°. Caracas : FEDUPEL, 2012.

Pratz, M. (1987). *Procesos térmicos de extracción de Petróleo*. Traducción PDVSA-INTEVEP. Venezuela. Los Teques.

Project Management Institute. (2004). *Guía de los Fundamentos de la Dirección de Proyectos (Guía del PMBOK)*. (3ª ed.). Pennsylvania: Lexicomm Internacional Ltd.

Singhal, A. (1995). *Cost-Effective Surveillance of Improved Oil Recovery Projects*. PRI Report 1994/95-8.

Singhal, A. (1995). *Economic Considerations in Development of Improved Recovery Projects*. PRI Report 1994/95-6.

Society of Petroleum Engineers (SPE), American Association of Petroleum Geologists (AAPG), World Petroleum Council (WPC), Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE). *Sistema de Gestión de Recursos Petrolíferos*. Traducción del texto original en inglés.

Teletzke, F., Wattenbarger, R.C., and Wilkinson, J.R. (2010). *Enhanced Oil Recovery Pilot Testing Best Practices*. Paper SPE 118055 PA.

Vega, G., and Barrios, H. (2011) *Steam Injection Experiences in Heavy and Extra-Heavy Oil Fields, Venezuela*. Paper SPE 150283.

Zambrano, A. (2014). Presentación: *Generalidades de la Faja Petrolífera del Orinoco*. Universidad Central de Venezuela. Clases crudos pesados. Caracas, Venezuela.

Zambrano, A. (2014). Presentación: *Generalidades de Pruebas Piloto*.
Universidad Central de Venezuela. Clases crudos pesados. Caracas, Venezuela.

ANEXO A

MATRIZ DE EVALUACIÓN A PROPUESTAS DE MASIFICACIÓN DE TECNOLOGÍAS EN LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO

BORRAR DATOS		DEFINICIÓN DEL PROYECTO									
		Dirección de Producción y Conservación de Petróleo									
Proyecto:		Empresa:		Fecha:							
CATEGORIA Elemento	Aplica (S/N)	Ponderación 0	Peso 0	Escala de Definición						Nivel de Definición	COMENTARIOS
				0	1	2	3	4	5		
A. BASES Y JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO											
A1. DECISIÓN LINEAMIENTO ESTRATEGICO											
A2. NECESIDAD DE IMPLANTACIÓN											
A3. FACTIBILIDAD TÉCNICO Y ECONÓMICA											
A4. ALCANCE DEL PROYECTO											
A5. OBJETIVO DEL PROYECTO											
A6. SELECCIÓN DEL SITIO											
Total Categoría									0,0		

Figura 29: Matriz de evaluación integral de propuestas de masificación de tecnologías de Recuperación Mejorada

B. ESTUDIOS PRELIMINARES										
B1. RESULTADOS PROYECTOS PILOTO										
B2. INGENIERÍA CONCEPTUAL										
B3. INGENIERÍA BÁSICA										
B4. BASES DE DISEÑO										
B5. DISEÑO DE PROCESO										
B6. PLANOS DE PLANTA										
B7. DOCUMENTO DE SOPORTE DE DECISIONES (DSD)										
B8. INGENIERÍA DE DETALLE										
B9. MATRIZ DE INCERTIDUMBRE										
B10. ASPECTOS SOCIALES										
B11. SIMULACIÓN										
B12. RESERVAS PROBADAS PROBABLES Y POSIBLES										
B13. MODELO ESTÁTICO										
B14. MODELO DINÁMICO										
B15. PROGRAMA DE CAPTURA DE INFORMACIÓN										
B16. PLAN DE MONITOREO										
B17. CARACTERIZACIÓN DEL YACIMIENTO										
B18. ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL										
B19. HISTORIA DE PRODUCCIÓN										
Total Categoría									0,0	

Figura 29: Continuación.

C. VIABILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICA											
C1. EVALUACIÓN DE LA TECNOLOGÍA											
C2. PROCESO DE LA TECNOLOGÍA											
C3. EVALUACIONES ECONOMICAS TECNOLOGÍA											
C4. EVALUACIONES ALTERNATIVAS											
C5. ESTIMACION DE COSTOS											
C6. INGENIERÍA DE VALOR											
C7. PRESUPUESTO DE COSTOS ESTIMADOS											
C8. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD											
C9. LISTA DE EQUIPOS											
C10. CARACTERÍSTICAS DISPONIBLES VS REQUERIDAS POR DEL LUGAR											
C11. PROGRAMA DE PERFORACIÓN											
C12. INSTALACIONES DE SUPERFICIE NECESARIAS											
C13. PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN											
C14. ANÁLISIS DE RIESGO DE COSTO Y CONTINGENCIA											
C15. COSTO DEL CICLO DE VIDA											
C16. EVALUACIÓN DEL CONTRATISTA											
C17. CONSTRUCCIÓN											
C18. FACILIDADES TEMPORALES											
Total Categoría										0,0	

Figura 29: Continuación.

D.PLAN DE EJECUCIÓN DEL PROYECTO											
D1. ESTRATEGIA DE EJECUCIÓN DEL											
D2. EVALUACIÓN Y PLANIFICACIÓN DEL RIESGO EN EL PROYECTO											
D3. PLAN DE CONTRATACION											
D4. GERENCIA DEL CAMINO CRÍTICO											
D5. REQUERIMIENTOS DE RECURSOS											
D6. MATRIZ DE RIESGOS DEL PROYECTO											
D7. CICLO DE EXPECTATIVA DE VIDA DEL PROYECTO											
D8. CRONOGRAMA DEL PROYECTO											
D9. CONTROL DEL PROYECTO											
D10. PAQUETES DE PROCURA											
D11. GERENCIA DE FONDOS											
D12. PROCESO DE ADQUISICIÓN DEL PROYECTO											
D13. DECLARACIÓN DE LA MISIÓN											
D14. ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL PROPUESTA											
D15. DISPONIBILIDAD PRESUPUESTARIA											
D16. MATRIZ DE RESPONSABILIDADES											
D17. SELECCIÓN DE PROVEEDORES DE EQUIPOS Y DE MATERIAL											
D18. PLAN Y ESTRATEGIA DE ADQUISICIONES											
D19. CARTA DE ARRANQUE DEL PROYECTO											
Total Categoría										0,0	

Figura 29: Continuación.

E. FACTORES EXTERNOS											
E1. PROGRAMA DE REGULACIONES											
E2. PROBLEMAS INTERNOS DEL SITIO											
E3. PROBLEMAS EXTERNOS DEL SITIO											
E4. PERMISOS, LICENCIAS Y APROBACIONES REGULATORIAS											
E5. PROGRAMA DE ACTORES INVOLUCRADOS											
Total Categoría										0,0	

TOTAL CATEGORÍAS (A+B+C+D+E)	0,0
------------------------------	-----

%PORCENTAJE TOTAL	0%
-------------------	----

0	NO APLICA	0
1	DEFINICIÓN INCOMPLETA	0 - 20 %
2	DEFICIENCIAS MAYORES	21 - 50 %
3	ALGUNAS DEFICIENCIAS	51 - 85 %
4	DEFICIENCIAS MENORES	86 - 96 %
5	DEFINICIÓN COMPLETA	96 - 100 %

CATEGORÍAS	PUNTAJE
BASES Y JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO	250
ESTUDIOS PRELIMINARES	300
VIABILIDAD TÉCNICO Y ECONÓMICA	200
PLAN DE EJECUCIÓN DEL PROYECTO	150
FACTORES EXTERNOS	100

Figura 29: Continuación.

BORRAR DATOS		DEFINICIÓN DEL PROYECTO Dirección de Producción y Conservación de Petróleo										
Proyecto:		Empresa:				Fecha:						
CATEGORIA Elemento	Aplica	Ponderación 0	Peso 0		Escala de Definición						Nivel de Definición	COMENTARIOS
					0	1	2	3	4	5		
B1. RESULTADOS DEL PROYECTO PILOTO												
B1.1 FACTOR DE RECOBRO												
B1.5 PRUEBAS DE LABORATORIO												
B1.6 ANÁLISIS PVT												
B1.7 ARREGLO DE POZOS												
B1.8 PLAN DE MONITOREO												
B1.9 PLAN DE CAPTURA DE INFORMACIÓN												
B1.10 SIMULACIÓN												
B1.11 ANÁLISIS DE RIESGO												
Total Elemento											0,0	

%PORCENTAJE	0%
-------------	----

0	NO APLICA	0
1	DEFINICIÓN INCOMPLETA O POBRE	0 - 20 %
2	DEFICIENCIAS MAYORES	21 - 50 %
3	ALGUNAS DEFICIENCIAS	51 - 85 %
4	DEFICIENCIAS MENORES	86 - 96 %
5	DEFINICIÓN COMPLETA	96 - 100 %

Figura 30: Matriz asociada al elemento B1. Resultados del Proyecto Piloto

BORRAR DATOS		DEFINICIÓN DEL PROYECTO										
Dirección de Producción y Conservación de Petróleo												
Proyecto:		Empresa:				Fecha:						
ELEMENTO		Aplica (S/N)	Ponderación 0	Peso 0		Escala de Definición					Nivel de Definición	COMENTARIOS
Sub	Elemento					0	1	2	3	4		
B7. DOCUMENTO DE SOPORTE DE DECISIÓN												
B7.1 OBJETIVOS DE LA FASE												
B7.2 ESTRATEGIAS CONSIDERADAS												
B7.3 EVALUACIÓN ECONÓMICA DE CADA UNA DE LAS ALTERNATIVAS CONSIDERADAS												
B7.4 COSTOS DE OPERACIÓN												
B7.5 COSTOS DE INVERSIÓN												
B7.6 FLUJO DE CAJA												
B7.7 INDICADORES ECONÓMICOS												
B7.8 IDENTIFICACIÓN DE RIESGOS DE C/U DE LAS ALTERNATIVAS CONSIDERADAS												
B7.9 JUSTIFICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA SELECCIONADA												
B7.10 PLAN DE EJECUCIÓN DE LA PRÓXIMA FASE												
B7.11 PRESUPUESTO												
Total Elemento											0	

%PORCENTAJE	0%
-------------	----

0	NO APLICA	0
1	DEFINICIÓN INCOMPLETA O POBRE	0 - 20 %
2	DEFICIENCIAS MAYORES	21 - 50 %
3	ALGUNAS DEFICIENCIAS	51 - 85 %
4	DEFICIENCIAS MENORES	86 - 96 %
5	DEFINICIÓN COMPLETA	96 - 100 %

Figura 31: Matriz asociada al elemento B7. Documento de soporte de Decisión

BORRAR DATOS		DEFINICIÓN DEL PROYECTO										
Dirección de Producción y Conservación de Petróleo												
Proyecto:		Empresa:				Fecha:						
CATEGORIA	Aplica	Ponderación	Peso		Escala de Definición					Nivel de	COMENTARIOS	
Elemento	(S/N)	0	0		0	1	2	3	4	5		Definición
C1. EVALUACIÓN DE LA TECNOLOGÍA (MT)												
C1.1 FACTOR DE RECOBRO												
C1.2 FACTOR DE REEMPLAZO												
C1.3 RESERVAS SECUNDARIAS RECUPERADAS												
C1.4 MADUREZ DE LA TECNOLOGÍA												
C1.5 PRUEBAS DE LABORATORIO												
C1.6 ARREGLO DE POZOS												
C1.7 CONCEPTUALIZACIÓN DE LA TECNOLOGÍA												
C1.8 ESQUEMA DE INYECCIÓN												
C1.9 PROCESOS DE SUPERFICIE												
C1.10GENERACIÓN DE VAPOR												
C1.11 FUENTE DE COMBUSTIBLE PARA EL VAPOR												
C1.12 FUENTE DE AGUA A LARGO PLAZO PARA LA PRODUCCIÓN DE VAPOR												
C1.13 INSTALACIONES DE RECUPERACIÓN TÉRMICA												
C1.14 TRATAMIENTO DE GAS PRODUCIDO												
C1.15 TRATAMIENTO DE AGUA PRODUCIDA												
C1.16 LISTA DE TUBERÍAS ESPECIALES												
C1.17 SEPARADORES												
C1.18 MEDIDORES Y BOMBAS MULTIFÁSICAS												
Total Elemento										0.0		

%PORCENTAJE	0%
-------------	----

0	NO APLICA	0
1	DEFINICIÓN INCOMPLETA O POBRE	0 - 20 %
2	DEFICIENCIAS MAYORES	21 - 50 %
3	ALGUNAS DEFICIENCIAS	51 - 85 %
4	DEFICIENCIAS MENORES	86 - 96 %
5	DEFINICIÓN COMPLETA	96 - 100 %

Figura 32: Matriz asociada al elemento C1. Evaluación de la tecnología para métodos térmicos.

BORRAR DATOS		DEFINICIÓN DEL PROYECTO											
Dirección de Producción y Conservación de Petróleo													
Proyecto:				Empresa:				Fecha:					
CATEGORIA		Aplica (S/N)	Ponderación 0	Peso 0		Escala de Definición					Nivel de Definición	COMENTARIOS	
Elemento						0	1	2	3	4			5
C1. EVALUACIÓN DE LA TECNOLOGÍA (MQ)													
C1.1 FACTOR DE RECOBRO													
C1.2 FACTOR DE REEMPLAZO													
C1.3 RESERVAS SECUNDARIAS RECUPERADAS													
C1.4 MADUREZ DE LA TECNOLOGÍA													
C1.5 PRUEBAS DE LABORATORIO													
C1.6 ARREGLO DE POZOS													
C1.7 CONCEPTUALIZACIÓN DE LA TECNOLOGÍA													
C1.8 ESQUEMA DE INYECCIÓN													
C1.9 PROCESOS DE SUPERFICIE													
C1.10 MANEJO DE AGUAS DE EFLUENTES													
C1.11 EVALUACIÓN DE IMPACTOS POTENCIALES													
C1.12 PLAN DE MONITOREO Y CAPTURA DE INFORMACIÓN DEL PROCESO													
C1.13 TRAZADORES													
C1.14 REQUERIMIENTOS DE CARGA, DESCARGA Y ALMACENAMIENTO													
C1.15 LISTA DE EQUIPOS ESPECIALES													
C1.16 MEZCLADOR Y BOMBAS PARA QUÍMICOS													
C1.17 UNIDAD DE PREPARACIÓN DE QUÍMICOS													
Total Elemento											0.0		

%PORCENTAJE	0%
-------------	----

0	NO APLICA	0
1	DEFINICIÓN INCOMPLETA O POBRE	0 - 20 %
2	DEFICIENCIAS MAYORES	21 - 50 %
3	ALGUNAS DEFICIENCIAS	51 - 85 %
4	DEFICIENCIAS MENORES	86 - 96 %
5	DEFINICIÓN COMPLETA	96 - 100 %

Figura 33: Matriz asociada al elemento C1. Evaluación de la tecnología para métodos químicos.

BORRAR DATOS				DEFINICIÓN DEL PROYECTO													
				Dirección de Producción y Conservación de Petróleo													
Proyecto:				Empresa:				Fecha:									
CATEGORIA Elemento				Aplica (S/N)	Ponderación 0	Peso 0		Escala de Definición					Nivel de Definición	COMENTARIOS			
								0	1	2	3	4	5				
D6. MATRIZ DE RIESGOS DEL PROYECTO																	
D6.1 COSTOS DE CAPITAL																	
D6.2 COSTOS OPERACIONALES Y DE MANTENIMIENTO																	
D6.3 COSTOS DE ARRANQUE Y DE PREPARACIÓN PARA EL ARRANQUE																	
D6.4 CONSIDERACIONES DE MERCADO																	
D6.5 INCERTIDUMBRES EN LA TECNOLOGÍA Y EN EL PROCESO																	
D6.6 ASPECTOS PÚBLICOS																	
D6.7 CALIFICACIÓN Y DISPONIBILIDAD DE CONTRATISTAS Y CONSULTORES																	
D6.8 COSTO Y DISPONIBILIDAD DE MATERIA PRIMA Y FUENTES DE SUMINISTRO																	
D6.9 CÓDIGOS Y REGULACIONES GUBERNAMENTALES																	
D6.10 DISPONIBILIDAD Y COSTOS DE FINANCIAMIENTO Y LA ESTABILIDAD DEL MERCADO FINANCIERO																	
D6.11 REGULACIONES																	
D6.12 DISPONIBILIDAD Y PRODUCTIVIDAD DE LA MANO DE OBRA																	
D6.13 DISPONIBILIDAD DE SUBCONTRATISTAS, EQUIPOS ESPECIALIZADOS Y SUPLIDORES LOCALES																	
D6.14 MAL TIEMPO Y LLUVIAS																	
D6.15 HUELGAS, PAROS Y OTROS ASPECTOS SINDICALES																	
D6.16 FACOTRES ECONÓMICOS IMPREDECIBLES																	
D6.17 CONDICIONES DEL SITIO NO PREVISTAS																	
D6.18 NIVEL DE CONSTRUCTIBILIDAD																	
Total Elemento													0,0				
%PORCENTAJE													0%				
0	NO APLICA												0				
1	DEFINICIÓN INCOMPLETA O POBRE												0 - 20 %				
2	DEFICIENCIAS MAYORES												21 - 50 %				
3	ALGUNAS DEFICIENCIAS												51 - 85 %				
4	DEFICIENCIAS MENORES												86 - 96 %				
5	DEFINICIÓN COMPLETA												96 - 100 %				

Figura 34: Matriz asociada al elemento D6. Matriz de Riesgo del Proyecto.

ANEXO B
MODELO DE ENCUESTA

**UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE PETRÓLEO
TESIS DE GRADO**

**ENCUESTA PARA DETERMINAR LOS VALORES IDEALES DE LAS
CATEGORIAS QUE CONFORMAN LA MATRIZ DE EVALUACIÓN PARA
PROPUESTAS DE MASIFICACIÓN DE TECNOLOGÍAS
#1**

**TRABAJO ESPECIAL DE GRADO PARA
OPTAR AL TITULO DE INGENIERO DE PETRÓLEO, POR:
GARCÍA F., LUIGI A.**

MATRIZ DE EVALUACIÓN INTEGRAL PARA PROPUESTAS DE MASIFICACIÓN DE TECNOLOGÍAS

Objetivo Principal:

El objetivo fundamental de este Trabajo, es el desarrollo de una herramienta metodológica de aplicación práctica, genérica y fácil de usar, que permita medir numéricamente el grado de definición o madurez de cada elemento que debe estar presente en un proyecto de masificación de tecnologías de recuperación mejorada en la F.P.O.

Para poder alcanzar este objetivo, solicitamos de su valiosa ayuda y experiencia para la recolección de ciertos datos, que serán luego procesados con los resultados de encuestas similares y obtener así la puntuación que debería tener cada Categoría según su peso dentro del proyecto, para lo cual pedimos seguir las siguientes consideraciones:

1. Sobre la base de puntuación 1000 puntos, indique su propuesta en cuanto a la distribución de puntos por cada una de las categorías presentes en las tablas, considerando el peso o importancia que Ud. le asigne a cada categoría respectivamente.
2. La suma de las puntuaciones de todas las categorías deberán ser 1000 puntos (obligatoriamente), coloque la puntuación de cada una de las categorías en el cuadro de color azul.
3. Se considera la puntuación de 1000 puntos como la máxima calificación a la madurez de la definición del proyecto (última decisión crítica).

En el cuadro de comentarios tiene la libertad de escribir cualquier sugerencia o recomendación e incluso podrá incluir algún elemento que según su criterio es importante que se tome en cuenta en la matriz de evaluación.

En caso de tener alguna duda en relación al significado de alguna Categoría por favor consulte la documentación anexa que describe según el caso, las tareas, criterios o entregables que deben considerarse por cada uno de estos aspectos.

Total Base de Puntuación Matriz de Evaluación Integral: 1000 puntos.

MATRIZ DE EVALUACIÓN INTEGRAL

CATEGORÍA Elemento	PUNTAJE
BASES Y JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO	
Decisión lineamiento estratégico, Necesidad de implantación, Factibilidad Técnico y Económica, Alcance del proyecto, Objetivo del proyecto y Selección del sitio.	
Categoría Bases y Justificación del Proyecto	
ESTUDIOS PRELIMINARES	
Resultados del Proyecto Piloto, Ingeniería básica, Bases de diseño, Diseño de proceso, Planos de planta, DSD, Ingeniería de detalle, Matriz de Incertidumbre, Aspectos Sociales, Simulación, Reservas probadas, probables y posibles, Modelo estático, Modelo dinámico, Programa de captura de información, Plan de monitoreo, Caracterización del yacimiento, Estudio de Impacto Ambiental e Historia de producción.	
Categoría Estudios Preliminares	
VIABILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICA	
Evaluación de alternativas, Evaluación de la tecnología, Proceso de la tecnología, Evaluaciones económicas tecnología, estimación de costos, Gestión de las adquisiciones del proyecto, Presupuesto de costos estimados, Instalaciones de superficie necesarias, Lista de equipos, Características disponibles vs requeridos por el lugar, programa de perforación, Análisis de productividad, Pronóstico de producción, Análisis de riesgo de costo y contingencia, Costo del ciclo de vida, Subcontratista, Construcción, Plan de contingencia y seguridad.	
Categoría Viabilidad Técnico-Económica	
PLAN DE EJECUCIÓN DE PROYECTOS	
Estrategia de ejecución, Evaluación y planificación del riesgo en el proyecto, Plan de contratación, Gerencia del camino crítico, Requerimientos de Recursos, Matriz de Riesgos del Proyecto, Ciclo de expectativa de vida del proyecto, Cronograma del proyecto, Control del proyecto, Paquetes de procura, Gerencia de fondos, Proceso de adquisición del proyecto, Declaración de la misión, Estructura organizacional propuesta, Disponibilidad presupuestaria, Matriz de responsabilidades, Selección de proveedores de equipos y de material, Plan y estrategia de adquisiciones, Carta de arranque del proyecto.	
Categoría Plan de Ejecución de Proyectos	
FACTORES EXTERNOS	
Programa de regulaciones ambientales, Problemas internos del sitio, Problemas externos del sitio, Permisos, licencias y aprobaciones regulatorias, y Programa de actores involucrados.	
Categoría Factores Externos	
Total Decisión de Puntaje	

COMENTARIOS

Empresa: MINSITERIO DE PETRÓLEO Y MINERÍA

Profesión: INGENIERA DE PETRÓLEO

ANEXO C

**DESCRIPCIÓN DE LOS ELEMENTOS QUE CONFORMAN LA MATRIZ DE
EVALUACIÓN**

DESCRIPCIÓN DE LOS ELEMENTOS

A. BASES Y JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO

A1. DECISIÓN LINEAMIENTO ESTRATEGICO: Los responsables del proyecto reflejan cual será la estrategia a seguir en el medio plazo. Los lineamientos estratégicos se establecen con un periodo de vigencia, que se adapte lo mejor posible a los cambios que pueda sufrir el proyecto. Estos lineamientos deben marcar las directrices y el comportamiento para que la empresa alcance las aspiraciones que se han plasmado en los objetivos del proyecto.

A2. NECESIDAD DE IMPLANTACIÓN: Definir la necesidad de implantar una tecnología de recuperación mejorada, en base a los volúmenes de hidrocarburo que se deben producir, para cumplir con los contratos de negocios.

A3. FACTIBILIDAD TÉCNICO Y ECONÓMICA: Considerar todos los aspectos que aseguren la factibilidad del proyecto, según esta base se desarrollara el proyecto.

A4. ALCANCE DEL PROYECTO: Se elabora a partir de los entregables principales, supuestos y posibles restricciones al Proyecto que se han documentado en la fase de Iniciación, siendo en la fase de Planificación donde el Alcance del Proyecto se describe y se define de manera más específica, según se va obteniendo más información sobre del Proyecto. Durante este proceso, se analizan los riesgos, los supuestos y las restricciones existentes, actualizando esta información según sea necesario.

A5. OBJETIVO DEL PROYECTO: Es la declaración de la misión que define los objetivos y prioridades del proyecto para alcanzar los objetivos del negocio. Es importante obtener el total acuerdo del grupo del proyecto con respecto a estos objetivos y prioridades para asegurar que exista concordancia.

A6. SELECCIÓN DEL SITIO: ¿Se ha definido la ubicación geográfica del proyecto propuesto? Esto involucra una evaluación de las fortalezas y debilidades relativas de las ubicaciones alternativas. Un lugar que reúna los requerimientos del proyecto y maximice los beneficios, debe ser seleccionado.

B. ESTUDIOS PRELIMINARES

B1. RESULTADOS PROYECTOS PILOTO: Previo al desarrollo de la propuesta de masificación de una tecnología, se debe probar en un proyecto piloto, y en base a esos resultados decidir si la tecnología es apta para ser masificada a una escala mayor.

B2. INGENIERÍA CONCEPTUAL: Es la primera etapa de un proyecto luego de que se plantea la necesidad del mismo, donde solo se plantea conceptos e ideas.

B3. INGENIERÍA BÁSICA: Define los lineamientos generales e ideas básicas del proyecto. Estas ideas y definiciones del proyecto son los pilares en que se basara la ingeniería de detalle, para la ejecución de los planos constructivos. La ingeniería básica no es constructiva, con los planos disponibles en esta etapa no se pueden construir ni montar los equipos. Esta documentación es suficiente para evaluar la obra y los trabajos de montaje, con suficiente aproximación para lograr una cotización valida.

B4. BASES DE DISEÑO: Son las guías y requerimientos que define la empresa, estos criterios multidisciplinarios deberán estar adecuadamente aprobados. Los criterios pueden incluir regulaciones, normas, códigos y estándares nacionales, estatales y locales, estándares de ingeniería del dueño del proyecto y el contratista.

B5. DISEÑO DE PROCESO: El diseño básico de proceso deberá estar desarrollado y revisado, incluyendo el nivel apropiado de aprobación para los usuarios, actores claves, gerencia en sitio. El diseño básico deberá estar claramente definido para una ejecución clave que cubra las expectativas y provea un marco referencial para las subsecuentes actividades de diseño. El diseño básico puede también ser sujeto a revisión por los expertos técnicos apropiados.

B6. PLANOS DE PLANTA: Los planos de planta deberán estar claramente definidos para una ejecución clave que cubra las expectativas y provea un marco referencial para las subsecuentes actividades de diseño de todas las demás disciplinas. Los planos de planta y P&ID pueden también ser sujeto a revisión por los expertos técnicos apropiados.

B7. DOCUMENTO DE SOPORTE DE DECISIONES: Los elementos de juicio que soportan la toma de decisión están contenidos en unos DOCUMENTOS DE SOPORTE DE

DECISIÓN, los cuales consisten en una recopilación de los documentos más importantes desarrollados en cada fase.

B8. INGENIERÍA DE DETALLE: La ingeniería de detalle, se ajusta en un todo a valores y especificaciones técnicas de la ingeniería básica (admitida correcta), es siempre conveniente antes de iniciar esta etapa, someter la ingeniería básica a una cuidadosa revisión, detectando las observaciones que merezca, y proponiendo las mejoras que correspondan. Integran la ingeniería de detalle: planos, planillas, croquis, memorias de cálculo, especificaciones técnicas, en forma y con alcance tal que permitan realizar a un tercero (el contratista) todos los trabajos detallados.

B9. MATRIZ DE INCERTIDUMBRE: Es necesario identificar cuáles son las incertidumbres que puedan impactar la eficiencia del proceso. La matriz es construida en base a las incertidumbres y los parámetros que puedan afectar el proceso preseleccionado y de los cuales no se tiene buena caracterización.

B10. ASPECTOS SOCIALES: Es la evaluación de varios asuntos sociales, tales como: Relaciones comunitarias, Relaciones laborales, Relaciones gubernamentales, Educación/Adiestramiento y Consideraciones de seguridad y salud.

B11. SIMULACIÓN: Modelos de simulación numérica que permitan evaluar las incertidumbres definidas en la matriz, con el objetivo de cuantificar su impacto en la eficiencia del proceso. En tal sentido serán generados modelos 1D, 2D y en casos de Modelos Complejos Composicionales o Térmicos, Modelos Sectoriales que permitan cuantificar como afectan estas incertidumbres en la eficiencia de desplazamiento, la eficiencia de barrido areal y la eficiencia de barrido vertical en el proceso preseleccionado.

B12. RESERVAS PROBADAS PROBABLES Y POSIBLES: El volumen de hidrocarburo que se puede recuperar al ser aplicada la tecnología de recuperación mejorada.

B13. MODELO ESTÁTICO: Representa las propiedades de un yacimiento que no varían en función del tiempo, como es el caso de la permeabilidad, porosidad, espesor, topes, limites, fallas, ambiente de sedimentación, continuidad vertical y lateral de las arenas, petrofísicas de los lentes, litología y límites de la roca, que unidos a pruebas de yacimientos (datos de presión, producción, pruebas de presión), permiten definir con mayor claridad el yacimiento.

B14. **MODELO DINÁMICO:** Representa las propiedades de los fluidos y como estas cambian con el tiempo, se toman en cuenta los datos de producción. Tiene como objetivo en conjunto con el Modelo Estático, desarrollar un modelo de predicción que permita optimizar la producción del campo.

B15. **PROGRAMA DE CAPTURA DE INFORMACIÓN:** Obtener datos de inyección, producción, propiedades de los fluidos producidos y tendencias, análisis de sólidos producidos, datos de temperatura, datos de presión, datos de pozos observadores, toma de núcleos.

B16. **PLAN DE MONITOREO:** Identificar los procesos críticos que tienen impacto sobre el éxito/fracaso del proyecto, generar datos útiles para los diseñadores y evaluadores del proyecto, minimizar la incertidumbre, e incrementar la comprensión del proceso. Vigilar el desempeño del proyecto para detectar cualquier desviación mayor en relación al desempeño proyectado.

B17. **CARACTERIZACIÓN DEL YACIMIENTO:** Generar un modelo geológico, producto de la interpretación del modelo estático, dinámico, interpretación de datos sísmicos 2D y 3D, registro de pozos, pruebas de laboratorios, análisis de ripios (muestras obtenidas durante la perforación), análisis de núcleos (muestras compactas tomadas en el yacimiento), entre otros.

B18 **ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL:** Procedimiento técnico-administrativo que sirve para identificar, prevenir e interpretar los impactos ambientales que producirá el proyecto en su entorno en caso de ser ejecutado, todo ello con el fin de que la administración competente pueda aceptarlo, rechazarlo o modificarlo.

B19. **HISTORIA DE PRODUCCIÓN:** Presentar la historia de producción del campo, que servirá como base para la predicción del comportamiento futuro del yacimiento.

C. VIABILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICA

C1. **EVALUACIÓN DE LA TECNOLOGÍA:** Respuesta del yacimiento luego de la aplicación de la tecnología en el proyecto piloto previo. Estos resultados incluyen, factor de recobro, factor de reemplazo, volumen de hidrocarburo desplazado, reservas secundarias

recuperadas entre otros. En estos resultados se basa la factibilidad de la tecnología a una escala mayor que el proyecto piloto.

C2. PROCESO DE LA TECNOLOGÍA: El proceso de la tecnología debe estar desarrollado en detalle, desde la fuente, suministro, equipos de superficie y en fondo, que se necesita para aplicar la tecnología, hasta el resultado y el producto. Debe estar contemplado en el proceso todas las actividades que se deben realizar para que la tecnología sea aplicada efectivamente.

C3. EVALUACIONES ECONOMICAS TECNOLOGÍA: Presentar las evaluaciones económicas involucradas en el desarrollo de la tecnología. Hacer los estimados de costo por barril según la tecnología que se esté aplicando.

C4. EVALUACION DE ALTERNATIVAS: Es el proceso formal para asegurar que todas las opciones o alternativas tecnológicas han sido racionalmente consideradas, incluyendo visitas a plantas que utilicen esa tecnología y el aseguramiento de la asistencia técnica, los conocimientos y el respaldo necesarios, con el fin de permitirnos maximizar el valor obtenido por la potencial compra de la licencia.

C5. ESTIMACION DE COSTOS: Un estimado de costo tendrá que estar desarrollado y formalmente aprobado por las personas autorizadas para ello, y esta será la base para el costo programado. El estimado de costo deberá tener una razonable aproximación del costo total del proyecto y cubrir todas las fases del mismo. El estimado será preparado de acuerdo a los requerimientos de la empresa. El estimado deberá estar totalmente documentado, ser trazable, y estar soportado por toda la información de respaldo necesaria debidamente recolectada, organizada y disponible en el archivo central de la empresa. Las estimaciones mayores asumidas, especialmente las que tienen mayores efectos en el manejo de los costos deberán ser totalmente documentadas y explicadas. Las estimaciones excluidas o descalificaciones deberán estar claramente documentadas. El estimado deberá ser por un periodo de tiempo y escalado de acuerdo a rangos utilizados y aprobados por la empresa.

C6. INGENIERÍA DE VALOR: Es un proceso formal para analizar exhaustivamente los equipos, sistemas, procesos, y servicios de un proyecto, para asegurar que se logren únicamente las funciones necesarias, se cumplan las características esenciales, y se eliminen las funciones innecesarias, en la forma más rentable posible, con la óptima

relación costo – beneficio del ciclo de vida del proyecto, manteniendo los mejores criterios de funcionabilidad, seguridad, calidad, operabilidad, mantenibilidad y durabilidad.

C7. PRESUPUESTO DE COSTOS ESTIMADOS: Es la previsión de gastos e ingresos necesarios en una organización para un determinado lapso de tiempo, que se requieren para las operaciones de la misma o para ejecutar inversiones.

C8. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD: Es el método que tiene por objeto determinar variaciones en los indicadores económicos al modificar una variable por vez en la evaluación. Las variables típicas son precios, volúmenes, inversión, costos de operación, etc. Por ejemplo, en qué porcentaje disminuye el VPN con el aumento del 5% en el costo de las inversiones.

C9. LISTA DE EQUIPOS: La lista de equipos debe identificar todo equipo por una etiqueta numerada, en un formato resumido, para apoyar el proyecto.

C10. CARACTERÍSTICAS DISPONIBLES VS REQUERIDAS POR DEL LUGAR: Es una evaluación de las características del sitio disponibles vs requeridas. El criterio de evaluación debe incluir: Capacidad: Servicios, Energía, Agua contra-incendio, Estructuras de soportes de tuberías, Sistemas de venteo, Tratamiento/Disposición de desperdicio, Agua de enfriamiento, Sistema de contención de agua de lluvia. Tipos de edificios / estructuras. Servicios auxiliares: Servicio de comida, Servicios de recreación, Vestidores, Acceso a ambulatorios, Servicios Médicos. Servicios para el despacho de productos. Servicios para la recepción de material. Servicios para el almacenamiento de material. Servicios para el almacenamiento de productos. Seguridad.

C11. PROGRAMA DE PERFORACIÓN: Se deben contemplar los arreglos de pozos que se van a llevar a cabo para la masificación. Realizar plan de perforación de nuevos pozos, incluir o no los ya perforadas, etc.

C12. INSTALACIONES DE SUPERFICIE NECESARIAS: Según la tecnología que se vaya a implantar, se deben listar los equipos necesarios para la aplicación de la misma en el área seleccionada. Realizar un plan de adquisición de dichos equipos.

C13. PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN: Estimado de volumen de crudo que se producirá luego de la implantación de la tecnología en un período de tiempo determinado.

C14. ANÁLISIS DE RIESGO DE COSTO Y CONTINGENCIA: El estimado de costo incluye la contingencia siguiendo los pasos desarrollados en la guía de estimación de la

empresa. Adicionalmente cualquier análisis de contingencia determinística que pueda estar siendo usado deberá estar desarrollado y ejecutado con un análisis de riesgo probabilístico. Las asunciones, mediciones y metodología utilizada en los análisis probabilísticos deberán estar explicadas. El análisis del riesgo en los costos se estructura de acuerdo al plan de gerencia de riesgo del proyecto. Los costos de mitigación de riesgo, si aplica, tendrán que estar incluidos en el estimado de costos base o ser tratado por un modelo de análisis de riesgo.

C15. COSTO DEL CICLO DE VIDA: El costo del ciclo de vida tiene que ser un estimado de orden de magnitud, incluyendo suposiciones relevantes, base de estimado, mediciones cualitativas y exclusiones. El costo del ciclo de vida del proyecto debe incluir el estimado de todos los costos que resulten de la ejecución del proyecto, incluyendo las facilidades de construcción para el proyecto. El costo del ciclo de vida del proyecto deberá incluir los requerimientos de las reuniones de la Alta gerencia y los altos directivos de presupuestos, así como el costo de guías y procedimientos para la ejecución del proyecto. El costo del ciclo de vida del proyecto para proyectos competitivos o alternativas estratégicas es estimado y documentado con bases comparables entre sí.

C16. EVALUACIÓN DEL CONTRATISTA: Es el proceso de selección de contratistas de acuerdo a ciertos criterios, en orden de determinar su competencia para desarrollar el trabajo en caso de concedérsele el contrato.

C17. CONSTRUCCIÓN: Comprende desde la asignación de personal, maquinaria y material necesario para la construcción de las instalaciones necesarias contempladas en el proyecto, hasta la entrega de dichas instalaciones debidamente completadas de acuerdo a los requerimientos de calidad de la empresa.

C18. FACILIDADES TEMPORALES: Comprende desde el estudio de ubicación y alcance de las facilidades temporales hasta su desmantelamiento de la obra, incluye el diseño, la procura y construcción de las facilidades temporales de la obra de acuerdo a los requerimientos de calidad de la empresa.

D.PLAN DE EJECUCIÓN DEL PROYECTO

D1. ESTRATEGIA DE EJECUCIÓN DEL PROYECTO: El plan de ejecución del proyecto tiene que estar desarrollado y aprobado de acuerdo a los requerimientos y procedimientos de la empresa. El plan de ejecución del proyecto es el primer acuerdo en los planes y objetivos entre todas las partes involucradas en el proyecto, El plan de ejecución establece los roles y responsabilidades y define como se va a ejecutar el proyecto, incluyendo los requerimientos exactos y los procesos específicos del proyecto.

D2. EVALUACIÓN Y PLANIFICACIÓN DEL RIESGO EN EL PROYECTO: El plan de manejo del riesgo del proyecto deberá estar desarrollado de manera apropiada, incluyendo el plan de adquisición y el plan de ejecución del proyecto, así como la estrategia para la mitigación del riesgo. El riesgo del proyecto es un estimado exacto y completo de las probabilidades y consecuencias en los costos, tiempo y otros impactos asociados con la incertidumbre en los proyectos, incluyendo un cuadro donde aparecerán los riesgos y las expectativas de ocurrencia de los mismos. El riesgo deberá estar encaminado, reportado y controlado.

D3. PLAN DE CONTRATACION: Es el proceso de selección de contratistas de acuerdo a ciertos criterios, en orden de determinar su competencia para desarrollar el trabajo en caso de concedérsele el contrato.

D4. GERENCIA DEL CAMINO CRÍTICO: El camino crítico deberá estar definido, las actividades cercanas al camino crítico también deberán estar definidas y se deberán conducir análisis de sensibilidad para las mismas. Las prácticas de gerencia del tiempo deberán ser apropiadas y estar enfocadas en la ruta crítica y las actividades cercanas a las rutas críticas.

D5. REQUERIMIENTOS DE RECURSOS: Serie de actividades que debe realizar el equipo encargado de proveer los recursos necesarios para que se ejecuten de manera satisfactoria las etapas del proyecto.

D6. MATRIZ DE RIESGOS DEL PROYECTO: Herramienta de control y gestión que permite visualizar los riesgos desde la etapa de planificación del proyecto, facilitando así su mitigación al maximizar las oportunidades de que los riesgos se manejen a tiempo y minimizando el impacto negativo en el proyecto.

D7. CICLO DE EXPECTATIVA DE VIDA DEL PROYECTO: Este es el período de tiempo que se espera que la unidad sea capaz de satisfacer los productos y las capacidades requeridas.

D8. CRONOGRAMA DEL PROYECTO: Un cronograma tiene que estar desarrollado apropiadamente por la gerencia de la empresa, este consiste en hitos regulatorios y están basado en el cronograma base. El cronograma es un arreglo razonable de las actividades del proyecto en todas las fases del mismo y tiene un nivel de desarrollo esperado para cada fase del proyecto. El cronograma está basado en las actividades y estarán incluidos los hitos a alcanzar, las duraciones razonables y una lógica aceptable. El nivel más bajo del cronograma estará desarrollado para soportar al cronograma base y al cronograma maestro del proyecto. Las condiciones específicas del proyecto deberán estar incluidas, las presunciones definidas. Un método apropiado para desarrollar el cronograma debe ser usado un buen paquete de “Software” que aplique.

D9. CONTROL DEL PROYECTO: Una función del sistema de control de proyectos está en el de gerenciar la línea base del proyecto usando técnicas de valor ganado, análisis de varianza, administración de la reserva y contingencia, así como reportes de eficiencia de acuerdo a los procedimientos y ordenes de la empresa.

D10. PAQUETES DE PROCURA: Los paquetes de procura deberán estar desarrollados de acuerdo a la estrategia de compra. El proceso de selección de los contratistas y los procedimientos en su lugar. Los paquetes de procura reflejaran todos los requerimientos de higiene, seguridad, y consideraciones ambientales. Así como el pase apropiado de responsabilidad del contratista al subcontratista.

D11. GERENCIA DE FONDOS: Un sistema de gerencia de fondos deberá utilizarse para asegurar que los fondos estén asignados para soportar los elementos de la línea base para el presente año fiscal. Un sistema deberá estar instalado para revisar periódicamente los costos anuales para asegurar que los fondos anuales no serán excedidos.

D12. PROCESO DE ADQUISICIÓN DEL PROYECTO: El proyecto deberá tener completo el proceso de adquisición de acuerdo a las normas de la empresa, incluyendo las decisiones críticas, equipos mayores y largo tiempo de entrega

D13. DECLARACIÓN DE LA MISIÓN: Para que una misión sea aprobada se necesita tener una declaración existente. La misión del proyecto necesita una declaración

demostrable que soporte la ejecución del proyecto y las necesidades del proyecto relativas a Plan estratégico de ejecución, así como sus metas y objetivos que estén en concordancia con los de la empresa. La misión necesita que se esté revisando constantemente después de cambios mayores en el programa de ejecución, así como cambios en el presupuesto y al tomar decisiones críticas.

D14. ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL PROPUESTA: Son las organizaciones en las cuales la empresa haya delegado la planificación del proyecto, ejecución del proyecto, procesos de ingeniería de costos, estimación de costos, presupuesto base y clasificación financiera, procesos de procura de materiales y equipos del proyecto, procesos de contratación del proyecto, gestionar las autorizaciones requeridas por los proyectos, ante Entes Gubernamentales.

D15. DISPONIBILIDAD PRESUPUESTARIA: Fondos con los que se cuenta en base al presupuesto estimado.

D16. MATRIZ DE RESPONSABILIDADES: Matriz para relacionar actividades con recursos (individuos o equipos de trabajo). De esta manera se logra asegurar que cada uno de los componentes del alcance esté asignado a un individuo o a un equipo.

D17. SELECCIÓN DE PROVEEDORES DE EQUIPOS Y DE MATERIAL: Comprende desde la revisión del registro de proveedores hasta la adecuada selección de proveedores de equipos y materiales según la evaluación técnica y comercial de los mismos de acuerdo a los requerimientos de calidad de la empresa.

D18. PLAN Y ESTRATEGIA DE ADQUISICIONES: Lineamientos específicos, requerimientos especiales o metodología para el logro de la compra, recepción y despacho de equipos y materiales requeridos para el proyecto.

D19. CARTA DE ARRANQUE DEL PROYECTO: Un mecanismo de arranque del proyecto es una carta de arranque, esta debe estar debidamente desarrollada y se utiliza para reconocer la existencia formalmente del proyecto. Esto faculta de autoridad al Gerente de Proyecto como responsable y administrador de los recursos para asegurar la exitosa completación del proyecto.

E. FACTORES EXTERNOS

E1. PROGRAMA DE REGULACIONES AMBIENTALES: Programa de regulaciones ambientales incluyendo estrategias y requerimientos, deberán estar identificados de un modo temprano o en hitos establecidos. El cronograma de autorizaciones de las regulaciones deberá estar basado en experiencias realistas. Los requerimientos o hitos del programa de regulaciones ambientales serán adelantados como sea necesario para estar al día.

E2. PROBLEMAS INTERNOS DEL SITIO: Los problemas internos del sitio deberán estar identificados, localizados y resueltos o planificados antes de completar la terminación del proyecto.

E3. PROBLEMAS EXTERNOS DEL SITIO: Los problemas externos del sitio deberán estar identificados, localizados y resueltos o planificados antes de completar la terminación del proyecto.

E4. PERMISOS, LICENCIAS Y APROBACIONES REGULATORIAS: Los permisos, licencias y aprobación regulatorias deberán estar aprobadas para obtener los hitos correspondientes y adelantar las revisiones pendientes así como las nuevas que se presenten. Todos los permisos, licencias y aprobaciones necesarias para construcción, operación de facilidades, iniciación y ejecución de un proyecto deberán estar identificadas y deberán ser obtenidas cuando sea necesario para la continuación del proyecto en el cronograma. El cronograma deberá contener las autorizaciones para las regulaciones deberá estar basado en experiencias realistas.

E5. PROGRAMA DE ACTORES INVOLUCRADOS: Se deberá tener un programa que maneje la relación de los entes involucrados en el proyecto donde se identifique las necesidades y requerimientos de los actores, y se documente de manera formal los acuerdos entre ellos.